



UNIVERSIDAD DE LA RIOJA

TESIS DOCTORAL

Título
Planificación de parques eólicos mediante sistemas de información geográfica y Algoritmos genéticos
Autor/es
Alberto Falces de Andrés
Director/es
Luis Alfredo Fernández Jiménez
Facultad
Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial
Titulación
Departamento
Ingeniería Eléctrica
Curso Académico
2014-2015



**Planificación de parques eólicos mediante sistemas de información geográfica
y Algoritmos genéticos**, tesis doctoral

de Alberto Falces de Andrés, dirigida por Luis Alfredo Fernández Jiménez (publicada por la
Universidad de La Rioja), se difunde bajo una Licencia
Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-SinObraDerivada 3.0 Unported.
Permisos que vayan más allá de lo cubierto por esta licencia pueden solicitarse a los
titulares del copyright.

- © El autor
- © Universidad de La Rioja, Servicio de Publicaciones, 2015
publicaciones.unirioja.es
E-mail: publicaciones@unirioja.es

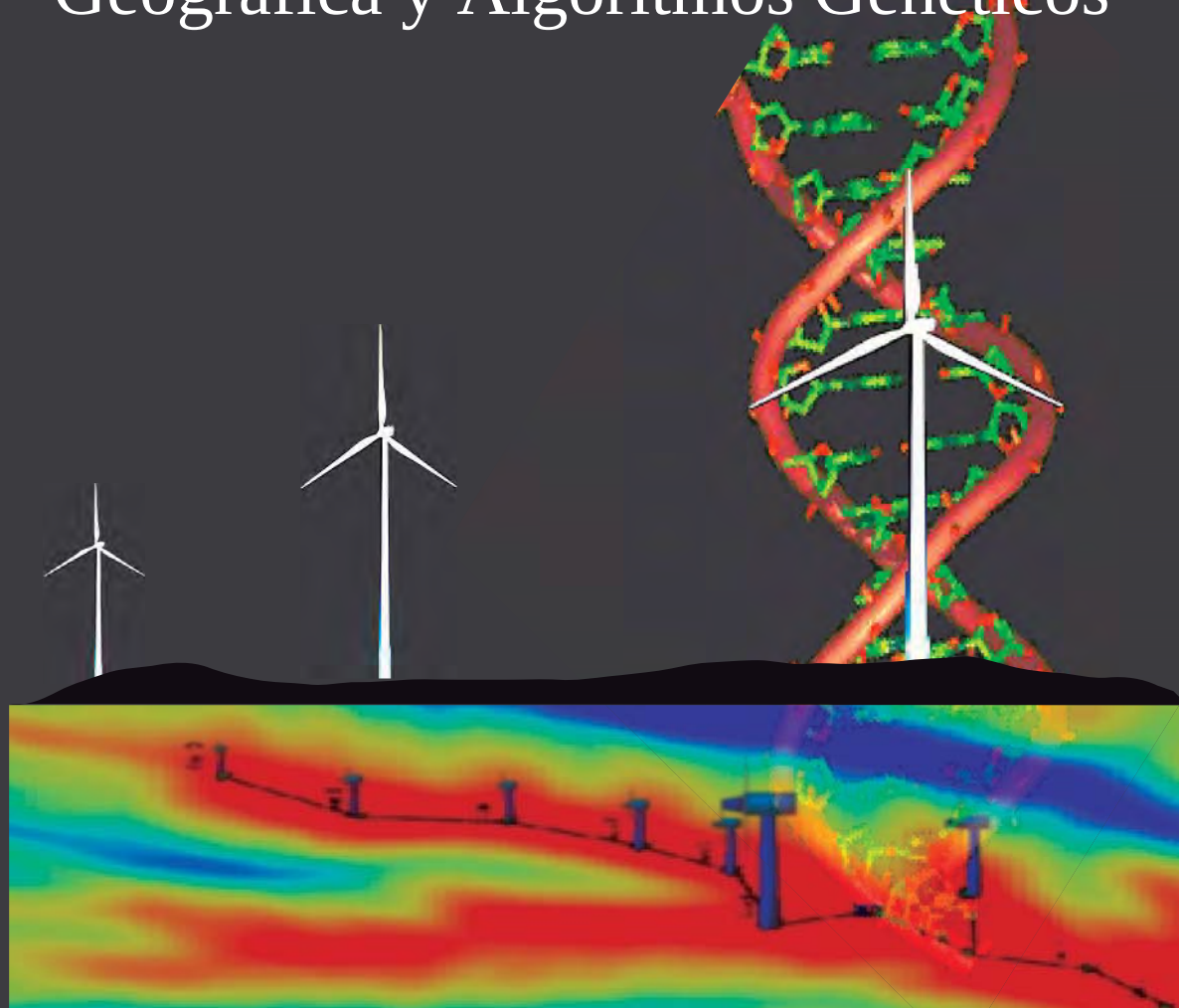


UNIVERSIDAD
DE LA RIOJA

Doctorado en Ingeniería Eléctrica Matemáticas y Computación

TESIS DOCTORAL

Planificación de Parques Eólicos mediante Sistemas de Información Geográfica y Algoritmos Genéticos



Alberto Falces de Andrés

Director de Tesis:

Dr. Luis Alfredo Fernández Jiménez

Universidad de La Rioja.

***Planificación de Parques Eólicos mediante
Sistemas de Información Geográfica y
Algoritmos Genéticos***

Alberto Falces de Andrés

Director de Tesis:

Dr. Luis Alfredo Fernández Jiménez

Universidad de La Rioja,

Logroño, julio de 2015

Resumen

En este trabajo se presenta una interesante herramienta, que combina los métodos de optimización basados en técnicas evolutivas con los sistemas de información geográfica (GIS), con el fin de facilitar el proceso de diseño y planificación de nuevos parques eólicos. Ambas técnicas se han utilizado tradicionalmente por separado en la resolución de múltiples problemas reales, concretamente las técnicas evolutivas han demostrado ser una poderosa aliada a la hora de resolver problemas altamente complejos, en los que se busca una solución óptima y en la que entran en juego un gran número de variables. Por otro lado, los sistemas de información geográfica se presentan como la herramienta más eficaz para el estudio y el análisis de cualquier fenómeno con un importante componente geográfico, es decir, cualquier problema de ámbito territorial. Todo aquello que se pueda representar en un mapa, se puede estudiar y analizar con la ayuda de un GIS. El diseño de un parque eólico es un problema que encaja perfectamente dentro del alcance de ambas herramientas, ya que por una parte las variables que entran en juego, tienen un marcado carácter geográfico y territorial, y por otra la enorme complejidad del problema de búsqueda de una solución óptima hace de los métodos evolutivos los candidatos perfectos.

En este trabajo he comenzado con una breve exposición acerca del comportamiento del sector eólico en los últimos años. A la vista de los datos disponibles, parece ser que a nivel mundial, a pesar de la crisis, se espera un aumento considerable en el número parques eólicos que se instalarán en el futuro. Ello justifica el desarrollo de nuevas herramientas, como la que aquí se expone, que permitirán facilitar el proceso de planificación de los nuevos parques eólicos que se construirán en los próximos años.

En el presente documento se describe, paso a paso, el proceso que se ha ido siguiendo hasta obtener la versión final de la herramienta de optimización. Inicialmente se ha programado un algoritmo genético que permite al GIS calcular y representar en un mapa las posiciones óptimas de un conjunto de aerogeneradores atendiendo únicamente al criterio de máxima producción energética anual esperada (EAS). En una segunda fase de diseño, se ha implementado el método Park Modificado que permite calcular la disminución de la energía esperada en un parque eólico, provocada por la influencia entre los rotores de los aerogeneradores. Finalmente se ha incorporado un segundo algoritmo evolutivo que permite, simultáneamente con el primero, determinar el parque eólico con una mayor producción y un menor coste en las líneas de conexión subterráneas que transmiten la potencia generada por cada uno de los aerogeneradores hasta la subestación. Por último se ha demostrado el funcionamiento de los algoritmos desarrollados en esta tesis a través varios ensayos, cuyos resultados se presentan al final del capítulo cinco.

Palabras clave: Parque eólico, Algoritmo genético, Sistema de información geográfica, Optimización.

Agradecimientos

De algún modo a través de estas líneas, quiero reconocer el apoyo que he recibido por aquellas personas que me han impulsado a seguir adelante, y que sin su ayuda este trabajo nunca hubiera visto la luz.

Quiero agradecer especialmente su ayuda, a mi director de tesis y amigo, Luis Alfredo Fernández, un hombre sabio y generoso a quien respeto, y admiro por muchos motivos, pero sobre todo por su calidad humana. Gracias a él y a su perseverancia y paciencia, he podido encaminar este trabajo, con el viento a favor, hasta llegar a buen puerto.

También me gustaría mostrar mi agradecimiento a los que llamo “mi gente del grupo de trabajo”, Pedro Zorzano, Enrique Zorzano, Pedro Lara, Montse Mendoza y Eduardo Garrido, verdaderos amigos y grandes profesionales, que también han sabido estar ahí para echar una mano siempre que les he necesitado. Y como no voy a mencionar a Charo, a Iván Pérez y a Victor Lanchares que también me han dedicado generosamente una parte importante de su valioso tiempo.

Quiero agradecer especialmente a mis padres la formación y el ejemplo de vida que me han dado. De ellos he aprendido los grandes valores que me guían en la vida, donde el esfuerzo y la constancia son algunos de ellos.

También quisiera dedicar este trabajo a toda mi familia y buenos amigos, que se alegran conmigo por haber llegado hasta aquí.

Finalmente, quiero ofrecer todo el esfuerzo e ilusión que he dedicado a esta tesis doctoral, a mi querida esposa Ana, y a mi pequeño Ángel, que son ese impulso que necesito para seguir adelante en todos mis proyectos. Es a ellos a quien más debo agradecer este trabajo, por todas aquellas horas que les he robado.

Va por todos vosotros...

Alberto Falces de Andrés,

Logroño, julio 2015

"El científico no tiene por objeto un resultado inmediato. Él no espera que sus ideas avanzadas sean fácilmente aceptadas. Su deber es sentar las bases para aquellos que están por venir, y señalar el camino".

Nikola Tesla

"... Dios no juega a los dados".

Albert Einstein

ÍNDICE

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Perspectivas para la energía eólica.....	1
1.2 Motivación	6
1.3 Objetivos.....	9
1.4 Estructura de la tesis.....	11

CAPÍTULO 2

PLANIFICACIÓN DE PARQUES EÓLICOS; ESTADO DEL ARTE.....	15
2.1 Introducción.....	15
2.2.Reducción de la energía en un aerogenerador situado a sotavento de otro.....	17
2.3 Trabajos relacionados con la selección óptima de posiciones de aerogeneradores.....	25
2.4 Trabajos relacionados con la optimización de otras infraestructuras en un parque eólico.....	37
2.5 Conclusiones que pueden extraerse del análisis del estado del arte.....	44

CAPITULO 3

CRITERIOS DE DISEÑO Y ANÁLISIS DE COSTES EN UN PARQUE EÓLICO.....	47
3.1 Introducción.....	47
3.2 El recurso eólico.	49
3.2.1 El viento.....	49
3.2.2. Efectos locales que afectan a la velocidad del viento.	50
3.2.3. Medida del viento.....	53
3.2.3.1 Anemómetros.....	53
3.2.3.2 Unidades de procesamiento de datos (Data loggers).....	56
3.2.3.3 Medida de la dirección del viento.	57
3.2.4 Potencia disponible en el viento.....	58
3.3 Relación entre la potencia y el par en una turbina eólica.....	62
3.4 Estudio estadístico del recurso eólico.....	64
3.4.1 Velocidad media del viento.....	65
3.4.2 Distribución de la velocidad del viento.....	66
3.4.3 Modelos estadísticos para el análisis de los datos de viento, distribución de Weibull.....	69
3.5 Estimación de la energía generada en un parque eólico.	77
3.6 Análisis de los costes en un parque eólico.....	81
3.6.1 Costes de inversión en aerogeneradores.....	84
3.6.2 Costes de inversión en obra civil.....	84
3.6.3 Costes en instalaciones.....	85

CAPITULO 4

HERRAMIENTAS DE AYUDA AL DISEÑO DE PARQUES EÓLICOS. SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA.....89

4.1 Sistemas de información geográfica.....	89
4.1.1 Formas de representación de los datos en sistemas de información geográfica.....	91
4.1.1.1 Información tipo raster.....	91
4.1.1.2 Información tipo vectorial.....	93
4.1.2 Programación de sistemas de información geográfica.....	95
4.1.3 Otros sistemas de información geográfica.	96
4.2 Aplicaciones informáticas especializadas.....	97
4.2.1 El Programa WAsP.....	97
4.2.2 Otras alternativas a WAsP.	99

CAPITULO 5

METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA PLANIFICACIÓN GLOBAL DE UN PARQUE EÓLICO.... 101

5.1 Planteamiento del problema.....	101
5.2 Primera fase. Obtención de los datos del terreno.....	104
5.3 Obtención de recursos eólicos de la zona.....	105
5.3.1 Generación de una malla de recursos eólicos	105
5.4 Optimización mediante algoritmos genéticos.....	108
5.4.1 Programación de los objetos de ArcGIS.....	108
5.4.1.1 Objetos y clases en ArcGIS.....	108
5.4.1.2 Relación entre clases.....	110
5.4.1.3 Interfaces de ArcGIS.....	113
5.4.1.4 Propiedades y métodos.....	113
5.4.2 Programación del sistema de información geográfica y estructuración de los datos.....	115
5.4.2.1 Acceso a los datos geográficos. Estructura de capas.	115
5.4.2.2 Preproceso y diseño del algoritmo de optimización.....	120
5.4.2.3 Variables internas. La matriz de resultados.....	123
5.4.3 Implementación del algoritmo genético. Codificación de los individuos. Primera aproximación del programa de optimización.....	125
5.4.3.1 Algoritmo genético, codificación de los individuos.....	126
5.4.3.2 Inicialización del algoritmo. La población inicial de los individuos.....	128
5.4.3.3 Construcción de nuevas poblaciones a partir de los operadores genéticos de cruce, elitismo y mutación.....	139
5.4.3.4 Calculo de la energía anual estimada.....	148
5.4.3.5 Interfaz del programa con el usuario y objetos de ArcGIS.....	152
5.4.3.6 Visualización de los resultados.	161
5.4.4 Programación del efecto sombra. Segunda aproximación del programa de optimización.	163
5.4.4.1 Modelo Park	164
5.4.4.2 Modelo Park Modificado.....	166
5.4.4.3 Compensación del relieve en el wake effect simplificado.....	168
5.4.4.4 Generación de los patrones de sombra del parque.....	170
5.4.5 El problema de trazado óptimo de las redes de media tensión.....	173
5.4.5.1 Planteamiento del problema: La red de media tensión.....	174
5.4.5.2 Aspectos a tener en cuenta en la nueva versión del algoritmo genético.....	179
5.4.5.3 Teoría de grafos relacionada con las redes de radiales de media tensión.....	180

5.4.5.4	Árbol generador minimal. Algoritmos de Prim y Kruscal.	182
5.4.5.5	Algoritmo genético – árbol generador minimal.....	187
5.4.5.6	Optimización de parques eólicos mediante dos algoritmos genéticos anidados.....	204
5.4.5.7	Cálculo de las pérdidas en red de media tensión.....	233
5.4.6	Versión final del método de optimización, determinación de la función objetivo.....	240
5.4.6.1	La función objetivo.....	240
5.4.6.2	Análisis de los factores que influyen en el cálculo del valor actual neto en un parque eólico.....	241
5.4.6.3	Integración del valor actual neto de la inversión como función objetivo dentro del algoritmo genético.	245
CAPÍTULO 6.		
CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO.....		261
6.1	Conclusiones.....	261
6.2	Futuras líneas de trabajo.....	265
BIBLIOGRAFÍA.....		267
ANEXO I		
DIAGRAMAS DE FLUJO.....		283
A.1.1	Algoritmo evolutivo de optimización de las redes eléctricas de M.T. Cuerpo principal del programa de optimización.....	1
A.1.2	. Algoritmo evolutivo de optimización de las redes eléctricas de M.T. Función que lleva a cabo la operación de cruce.....	2
A.1.3	. Algoritmo evolutivo de optimización de las redes eléctricas de M.T. Función que lleva a cabo la operación de cruce.....	3
ANEXO II		
ESTUDIO DE LOS COSTES DE LAS LÍNEAS DE M.T. EN UN PARQUE EÓLICO.....		5
A.2.1	Precios orientativos de los costes de las líneas eléctricas en un parque eólico de tamaño medio.....	1
A.2.2	Parámetros eléctricos de las líneas.....	3

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Evolución del sector eólico a nivel mundial.....	3
Figura 1.2: Evolución del sector eólico en la Unión Europea.....	4
Figura 1.3: Parque eólico off-shore en las costas de Dinamarca.....	5
Figura 1.4: El efecto estela se hace visible en parques eólicos off-shore en determinadas condiciones de humedad y temperatura.....	6
Figura 2.1: Modelo de Jensen. Estela de sombra producida por un aerogenerador.....	19
Figura 2.2: Intersección entre la sección del tronco de cono de la estela de sombra y el área barrida por el rotor, de un aerogenerador situado a sotavento de otro.....	22
Figura 3.1: Potencia desarrollada por una masa de aire en movimiento.....	58
Figura 3.2: Frecuencia de los vientos en la estación meteorológica de Yerga en los años 2007 y 2009.	67
Figura 3.3: Frecuencia acumulada de los vientos en la estación meteorológica de Yerga entre los años 2007 y 2009.	68
Figura 3.4: Función densidad de probabilidad calculada a partir de los datos de velocidad y dirección de viento registrados en la estación meteorológica de Yerga. También se han representado otros factores de forma $k=2$ y $k=3$	72
Figura 3.5: Función probabilidad acumulada para de los datos de velocidad y dirección de viento registrados en la estación meteorológica de Yerga. También se han representado otros factores de forma $k=2$ y $k=3$	72
Figura 3.6: Obtención de los valores de escala (c) y forma (k) de Weibull mediante el método gráfico. Valores tomados de la estación meteorológica de Yerga, durante los años 2007 a 2009.....	75
Figura 3.7: Superposición de la función de densidad de probabilidad estimada por el método gráfico superpuesta con las frecuencias de viento registradas.....	76
Figura 3.8: Superposición de la función de densidad de probabilidad acumulada obtenida por el método gráfico superpuesta con las frecuencias acumuladas de viento registradas.....	76
Figura 3.9: Interpretación de la obtención de la energía anual generada mediante el cálculo integral.	79
Figura 4.1: Imagen raster de recursos eólicos en la zona de Molinos de Ocón, en La Rioja.	92
Figura 4.2: Mapa vectorial de curvas de nivel en la zona de Molinos de Ocón, en la Rioja.....	93
Figura 4.3: Capa de recursos eólicos (raster) superpuesta con la capa de curvas de nivel (vectorial). La imagen se ha realizado con ArcGIS.	94
Figura 5.1: Relación de herencia de tipos entre la clase Line y las clases primary line y secondary line....	111
Figura 5.2: Relación de composición entre objetos. Uno objeto puede estar compuesto por otros.....	111
Figura 5.3: Relación de agregación entre objetos de ArcGIS.....	112
Figura 5.4: Relación de Instanciación. Un objeto construye.....	112
Figura 5.5: Notación de un objeto con sus interfaces.....	113
Figura 5.6: Representación de las propiedades y métodos de un objeto.....	114
Figura 5.7: Notación en el sistema de objetos de ArcGIS.....	115
Figura 5.8: Aspecto de la tabla de recursos eólicos en ArcGIS.....	118
Figura 5.9: Aspecto de la tabla de recursos eólicos (continuación).....	118
Figura 5.10: Gestión de capas en un proyecto Genético + ArcGIS.....	119
Figura 5.11: Relación del motor de cálculo del programa con las capas del GIS.....	121
Figura 5.12: Fase de preproceso. Metodología seguida para la obtención	122
Figura 5.13: Estructura de la matriz de resultados.....	124
Figura 5.14: Codificación de los individuos el algoritmo genético principal.....	127
Figura 5.15: Representación de los individuos sobre el mapa.....	128
Figura 5.16: Distribución aleatoria de los aerogeneradores dentro del parque. Opcion 1.....	130
Figura 5.17: Asignación de un área de exclusión por cada aerogenerador.....	131
Figura 5.18: Factor de multiplicación del área ampliada.....	132

Figura 5.19: Solapamiento de áreas ampliadas, distribución.....	133
Figura 5.20: Reparto de los aerogeneradores en el parque	135
Figura 5.21: Construcción de la generación inicial.....	136
Figura 5.22: Selección de celdas disponibles por el método 1.....	137
Figura 5.23: Búsqueda de celdas libres por el método 2 (método indexado).....	138
Figura 5.24: Proceso de generación de nuevos individuos utilizando el operador de cruce.....	141
Figura 5.25: Matriz de emparejamientos.....	143
Figura 5.26: Diagrama de flujo simplificado del	144
Figura 5.27: Diagrama de flujo simplificado del algoritmo de asignación de parejas.....	146
Figura 5.28: Diagrama de flujo del algoritmo del operador de mutación.....	148
Figura 5.29: Diagrama de flujo que calcula la energía anual estimada EAS en un parque eólico.....	150
Figura 5.30: Esquema que resume el método de cálculo de la energía anual estimada.....	151
Figura 5.31: Aspecto del formulario principal de la aplicación de optimización del GIS.....	153
Figura 5.32: Relación del usuario con la base de datos geográfica del GIS.....	154
Figura 5.33: Esquema que muestra como queda organizada la	157
Figura 5.34: Tabla asociada a la capa de resultados en ArcGIS.....	160
Figura 5.35: Formulario de visualización de los resultados.....	161
Figura 5.36: Capa de resultados donde se muestra el	162
Figura 5.37: Propagación del efecto sombra según el modelo Jensen.....	164
Figura 5.38: Obtención del coeficiente de atenuación del	167
Figura 5.39: Corrección del efecto estela con la orografía.....	168
Figura 5.40: Distribución del patrón de sombras en un parque eólico formado por cinco aerogeneradores cuando el viento sopla en dirección norte.....	170
Figura 5.41: Distribución del patrón de sombras en un parque eólico formado por cinco aerogeneradores cuando el viento sopla en dirección oeste.....	171
Figura 5.42: Comparación entre dos parques eólicos considerando EAS y los costes de las líneas de M.T. .	176
Figura 5.43: Trazado de líneas cuando se considera el	177
Figura 5.44: Prohibición de trazado de líneas subterráneas a través de zonas de valle.....	178
Figura 5.45: Capa de costes de trazado.....	178
Figura 5.46: Planteamiento del problema de interconexión.....	179
Figura 5.47: Representación de un grafo de ocho vértices.....	181
Figura 5.48: Resolución paso a paso de un grafo de 8 nudos mediante el algoritmo de Prim.....	185
Figura 5.49: Resolución de un grafo de 8 nudos por el método de Kruscal.....	186
Figura 5.50: Esquema del procedimiento de optimización.....	188
Figura 5.51: Esquema general para la obtención.....	189
Figura 5.52: Cálculo de los costes en.....	190
Figura 5.53: Diagrama de flujo que muestra el funcionamiento del algoritmo de búsqueda	194
Figura 5.54: Estructura de almacenamiento de las redes	195
Figura 5.55: Comprobación del algoritmo de optimización de redes basado en el algoritmo de Prim.....	198
Figura 5.56: Ensayo en un parque eólico sin restricciones. La figura inferior	199
Figura 5.57: Ensayo de la red de M.T. considerando zonas prohibidas.....	200
Figura 5.58: Una red radial se puede expresar mediante secuencias de Prüfer.....	205
Figura 5.59: Proceso de obtención de la secuencia de Prüfer de una red radial de M.T.....	206
Figura 5.60: Operación de cruce utilizando.....	207
Figura 5.61: Obtención de un nuevo individuo mediante cruce utilizando el método de ramas comunes - no comunes.....	209
Figura 5.62: Esquema de dependencias de la función de	210
Figura 5.63: Codificación de las redes de M.T. mediante cadenas alfanuméricas.....	212
Figura 5.64: Relación biunívoca entre un conjunto de ramas y su grafo asociado.....	213
Figura 5.65: Relación entre la sección y el coste.....	216

Figura 5.66: Relación entre la intensidad máxima admisible.....	217
Figura 5.67: Esquema que resume el proceso de obtención de individuos por cruce.....	223
Figura 5.68: Aplicación del operador de mutación en una red	225
Figura 5.69: Red radial obtenida mediante el algoritmo de Prim.....	226
Figura 5.70: Ensayo del algoritmo genético sin considerar los costes de los conductores, debe coincidir con el ensayo de Prim. Ensayo realizado con 100 generaciones y 200 individuos. En la gráfica de la derecha, se representa el coste del mejor individuo en cada generación.....	227
Figura 5.71: Conexiones obtenidas utilizando el algoritmo genético anulando costes de conductores, e incluyendo una capa de terreno con zonas prohibidas. Ensayo realizado	227
Figura 5.72: Conexiones obtenidas utilizando el algoritmo genético	228
Figura 5.73: Detalle de la gráfica del ensayo correspondiente a la figura 5.70.....	229
Figura 5.74: Ensayo N° 4.	230
Figura 5.75: Ensayo N° 5.....	231
Figura 5.76: Ensayo N° 6. Prueba del algoritmo genético juto con su tabla de resultados.....	232
Figura 5.77: Estimación de las pérdidas anuales en la red de media tensión.....	233
Figura 5.78: Estimación de las pérdidas de energía anual (EAP) en un aerogenerador de un parque eólico..	236
Figura 5.79: Método de obtención del valor actual neto del parque eólico	246
Figura 5.80: Ensayo N°7 Resultados obtenidos en GIS sin tener en cuenta las redes de M.T.....	258
Figura 5.81: Ensayo final en GIS con el algoritmo genético completo.....	259

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1: Trabajos científicos publicados.	16
Tabla 2.2: Resumen de las características de los modelos de optimización de las posiciones de los aerogeneradores en un parque eólico.....	35
Tabla 2.3: Características de los modelos de optimización de infraestructuras en un parque eólico.	43
Tabla 5.1: Estructura de los campos en el archivo de recursos eólicos WRG.....	116
Tabla 5.2: Tipo aerogen . Estructura de cada celda de la matriz solución matriz_soluc().	123
Tabla 5.3: Tipo params_aerogen.....	125
Tabla 5.4: Campos que componen la estructura elto_matriz_adj.....	193
Tabla 5.5: Campos que componen la estructura elto_matriz_red.....	197
Tabla 5.6: Campos en la matriz de ramas.....	211

CAPITULO

1

INTRODUCCIÓN

1.1 Perspectivas para la energía eólica

Las plantas de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de origen renovable están adquiriendo un papel protagonista y, aunque en los últimos años se han construido grandes plantas de tipo fotovoltaico, todavía la energía hidroeléctrica y la de origen eólico son con mucho, las principales fuentes de tipo renovable.

Dentro del territorio español, las grandes instalaciones hidroeléctricas están situadas en un punto muerto, debido a las propias características hidrológicas de nuestro país situado en la zona mediterránea, así como por la presión social de los grupos ecologistas en contra del desarrollo de nuevos embalses. En cuanto a la energía eólica, España está situada en una franja barrida por vientos predominantemente moderados (ver figuras 1 y 2), que hacen de nuestro país un emplazamiento muy apropiado para el aprovechamiento de este tipo de energía.

A nivel global podemos decir que la industria eólica se trata de un sector relativamente joven que ha sufrido un vertiginoso incremento en los últimos años. Así por ejemplo, según los datos proporcionados por la IEA (International Energy Agency) en su documento “Implementing Agreement for Co-operation in the Research, Development, and Deployment of Wind Energy Systems” [IEA07], la potencia instalada en los países miembros, entre los que se encuentra España, se ha incrementado desde los 5 GW en 1995 hasta los 128,8 GW en 2014, y si a esta potencia se le suma la de los países no miembros la cifra asciende hasta los 369,6 GW. España ha incrementado su potencia instalada en este periodo en aproximadamente 22,7 GW. Según el Observatorio Eólico de la Asociación Empresarial Eólica (AEE), que recoge los datos facilitados por las sociedades propietarias y fabricantes, y que son contrastados con las administraciones autonómicas, en 2008 se alcanzaron ya los 16.740,32 MW con un incremento anual aproximado de unos 1,6 GW.

En 2014 España mantiene una potencia instalada de origen eólico de 22.986 MW lo que coloca a nuestro país en un segundo puesto después de Alemania a nivel europeo. Únicamente la potencia aportada por estos dos países, supone un 48,3% del total de la potencia instalada de origen eólico dentro de la Unión Europea. A pesar de la crisis, el sector eólico en Europa ha seguido creciendo, hasta un 12% en el periodo 2012-13 y un 9,8% entre los años 2013 y 2014. Durante 2014 se han instalado en Europa 11.791,4 MW eólicos de los cuales 10.308,1 MW fueron instalaciones en tierra y el resto 1.483,3 MW parques eólicos *off-shore*.

A nivel mundial, en 2014, la potencia eólica instalada creció un 44% hasta situarse en los 369.553 MW. China, Estados Unidos, Alemania y España son los primeros productores mundiales.

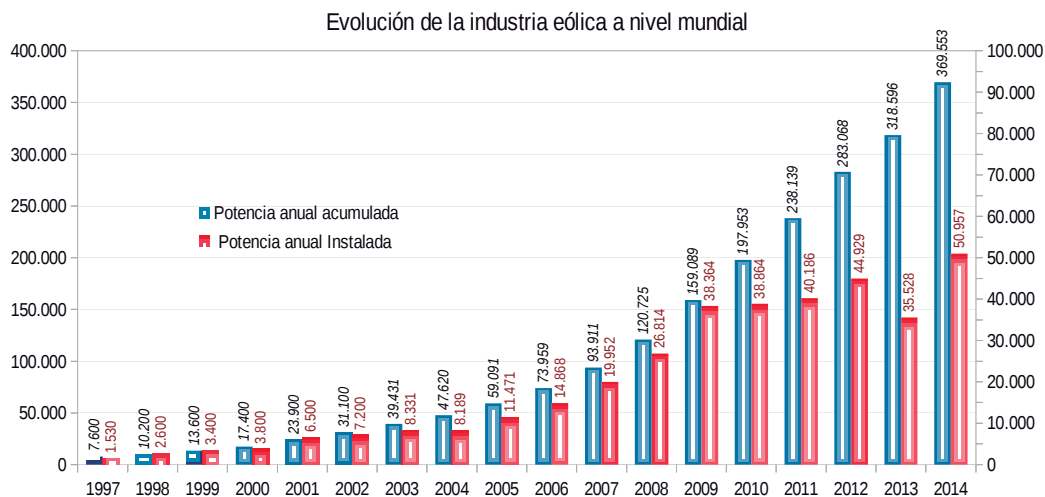


Figura 1.1: Evolución del sector eólico a nivel mundial.

Todo lo dicho anteriormente hace ver que la energía eólica constituye la fuente de energía eléctrica de tipo renovable con mayor grado de desarrollo en la actualidad y, aunque en España se ha frenado su crecimiento durante los últimos años, a nivel mundial se prevé una tendencia creciente en el número de proyectos de nuevos parques eólicos que se llevarán a cabo. Esta tendencia será liderada principalmente por países como E.E.U.U. y China.

En la Unión Europea las nuevas políticas orientadas a reducir la dependencia energética del petróleo, y el elevado nivel de concienciación medioambiental de la población, sobre todo en los países del norte, está dando lugar al desarrollo de nuevos conceptos que indudablemente provocarán un cambio en la estructura de mix energético, hacia fuentes de energía más respetuosas con el medio ambiente. Así, por ejemplo, el impulso del vehículo eléctrico, el desarrollo del concepto de Smart Grids, y Smart Cities, las políticas orientadas a favorecer la producción energética distribuida, y los nuevos y más eficientes sistemas de almacenamiento de energía eléctrica a gran escala, son sin duda algunos de los factores determinantes que van favorecer la tendencia alcista en el desarrollo de esta tecnología en el futuro.

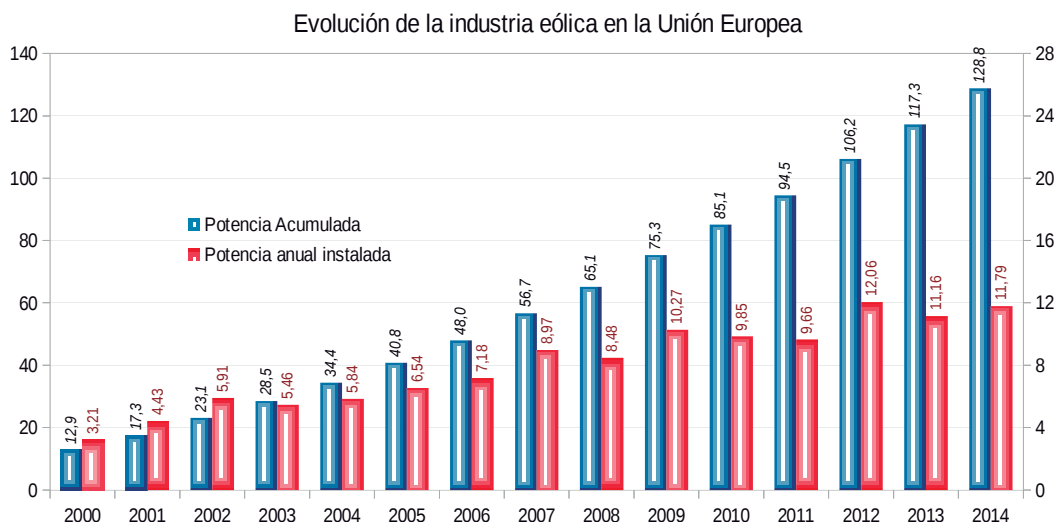


Figura 1.2: Evolución del sector eólico en la Unión Europea.

En España, aunque aunque nos situamos entre los primeros países con mayor potencia eólica instalada, queda aún sin explotar este recurso en parques marinos. Aunque la experiencia en instalaciones de este tipo adquirida en los parques eólicos *off-shore* desarrollados en Dinamarca y Reino Unido, ha demostrado tener mayores ventajas respecto a los instalados en tierra, todavía en nuestro país, a pesar la enorme extensión de costa disponible, no se ha conseguido llevar a cabo ningún proyecto de este tipo. Curiosamente los impedimentos legales y medioambientales han sido uno de los factores determinantes que han frenado el desarrollo de esta nueva tecnología en España. Técnicamente nuestra costa plantea problemas diferentes a la hora de instalar las turbinas (aerogeneradores), con respecto a los parques eólicos daneses. En España el reducido tamaño de la plataforma continental hace inviable la instalación de los aerogeneradores directamente apoyados sobre el lecho marino a tan solo unas pocas millas de la costa.

Al contrario de lo que ocurre nuestro país, en Dinamarca sus aguas costeras tienen profundidades mucho menores a una distancia considerable de la costa, lo que facilita la instalación de las turbinas apoyadas directamente en el fondo marino. Indudablemente, los parques eólicos *off-shore* instalados en España, deberían tener un sello de identidad propio, obligando a utilizar una tecnología diferente a la empleada en otros países como Dinamarca y Reino Unido. Así, por ejemplo, en la

costa del Cantábrico, a tan solo a unas 10 millas, las profundidades en algunas zonas pueden superar ya los 1000 metros.

Lo que a simple vista puede parecer una barrera técnica, también puede suponer una oportunidad para desarrollar nuevos sistemas de implantación de aerogeneradores en zonas marinas mediante plataformas flotantes, similares a las utilizadas en plantas petrolíferas de Mar del Norte. A una distancia superior a 10 millas el impacto visual de los aerogeneradores es prácticamente nulo, y la afección sobre la avifauna también decrece con la distancia. Aunque los costes de instalación son mucho mayores, el régimen de vientos sobre el mar es mucho más constante, lo que multiplica considerablemente la energía anual obtenida.



Figura 1.3: Parque eólico off-shore en las costas de Dinamarca.

1.2 Motivación

El aumento del precio de los combustibles fósiles, junto con las oportunidades derivadas de los acuerdos tomados en el Protocolo de Kyoto referentes a las emisiones de gases de efecto invernadero y que se han materializado en políticas de ayuda al desarrollo de fuentes de energía de tipo renovable, han impulsado la construcción de este tipo de plantas en todos los países desarrollados.

Los parques eólicos, representan las instalaciones más ampliamente extendidas y construidas en los últimos años. Como en cualquier otra explotación, el principal objetivo perseguido por los inversores en un parque eólico es la rentabilidad económica de su inversión. En este sentido, es de vital importancia la selección adecuada del emplazamiento del parque en aquellas zonas con mayor potencial eólico (mayores velocidades de viento y con mayores frecuencias), ya que son en estas áreas donde se obtendrá una mayor producción de energía eléctrica.

Una vez seleccionado el emplazamiento del parque eólico, la ubicación de los aerogeneradores dentro del mismo influye de forma determinante en el grado de aprovechamiento de los recursos eólicos de la zona escogida, y con ello en la rentabilidad del proyecto. Una mala selección de los emplazamientos para los aerogeneradores puede reducir considerablemente la energía generada por el parque.



Figura 1.4: El efecto estela se hace visible en parques eólicos off-shore en determinadas condiciones de humedad y temperatura.

Una de las causas principales de dicha reducción de la energía generada es el denominado efecto sombra (*wake effect*), producido por la disminución de la velocidad del viento en los aerogeneradores situados a sotavento del área de influencia de los aerogeneradores situados aguas arriba en la dirección de la corriente libre de viento (barlovento).

Cuando el viento pasa a través de las palas del rotor de un aerogenerador, una parte de la energía cinética de las moléculas de aire en movimiento se transforma en energía mecánica en el eje de la máquina. La fracción de energía aprovechable máxima viene determinada por el límite de Betz y el rendimiento del rotor. Como es lógico el viento abandona la turbina con una menor energía cinética y, por tanto, una menor velocidad y una mayor turbulencia [Burton, 2001]. Otro aerogenerador situado a sotavento de éste, siempre generará menos energía eléctrica que la que le correspondería en el caso en el que este efecto no hubiera tenido lugar. En un parque eólico completo podría darse el caso de que los aerogeneradores situados en las últimas posiciones, cuando el viento sopla en una dirección o direcciones determinadas, podrían sufrir el efecto acumulativo de este fenómeno de sombra producido por todos los aerogeneradores situados a barlovento.

Bajo el punto de vista de reducción de este efecto 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 parque eólico.

El procedimiento tradicional de diseño de un parque eólico, está basado en la metodología de prueba y error donde el diseñador se apoya en herramientas de software que le permiten evaluar la energía eléctrica producida. La disponibilidad de herramientas que ayuden a 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.

En este trabajo se muestran los resultados de 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 implantado sobre un sistema de información geográfica.

El motivo principal por el que se ha escogido esta técnica de optimización es por el hecho de que los algoritmos genéticos han demostrado ser una potente herramienta de optimización, permitiendo la búsqueda estocástica de las mejores soluciones a múltiples problemas [Goldberg, 1989]. La principal ventaja de este tipo de algoritmos radica en que opera 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.

Parece ser que los algoritmos genéticos pueden utilizarse en la optimización de los emplazamientos de los aerogeneradores en un parque eólico a la vista de los resultados obtenidos en [Mosetti, 1994] y [Grady, 2005], si bien la metodología propuesta en estos trabajos solo ha sido probada en casos muy simples.

En una etapa inicial del trabajo, se ha escogido como función objetivo (*fitness*) del algoritmo genético la producción anual del parque eólico, posteriormente se ha añadido un segundo algoritmo genético que permite optimizar la red eléctrica de media tensión que interconecta todos los aerogeneradores del parque con un coste mínimo. La estructura del algoritmo de optimización propuesto en esta tesis consiste a grandes rasgos en dos algoritmos genéticos anidados. El primero de ellos, y más externo dentro de la estructura, permite la búsqueda de las ubicaciones óptimas de los aerogeneradores dentro del mapa de recursos eólicos. El segundo algoritmo genético permite calcular la red de interconexión óptima en todos y cada uno de los individuos generados por el primer algoritmo. El mejor individuo será aquel que ofrezca una mayor rentabilidad económica, entendida como la diferencia entre los ingresos y los gastos anualizados. Para el cálculo de la energía anual producida se ha tenido en cuenta el *wake effect* entre aerogeneradores, la rugosidad del terreno que los separa y la orografía del mismo.

El objetivo de la tesis ha consistido en demostrar la efectividad de la aplicación combinada de los algoritmos genéticos y los sistemas de información geográfica en

el proceso de planificación de nuevos parques eólicos, de tal forma que nos permitan la búsqueda de soluciones óptimas en el diseño de los mismos.

Sin duda alguna, el problema de la planificación de nuevos parques eólicos tiene un fuerte componente geográfico, donde el resultado final se ve afectado por una enorme cantidad de variables de todo tipo interrelacionadas entre sí, y donde gran parte de ellas también pueden analizarse sobre un mapa. Así, por ejemplo, algunas de estas variables pueden ser el tipo de suelo, un parcelario donde tengamos una relación de propietarios, el propio mapa de recursos eólicos, los caminos existentes, etc. Si se analizan las posibilidades que ofrecen los modernos sistemas de información geográfica existentes en el mercado, vemos claramente que se trata de una potente herramienta que junto con los programas de optimización adecuados, permitirían facilitar enormemente el proceso de planificación y desarrollo de nuevos parques eólicos.

La herramienta se ha desarrollado sobre un sistema GIS aunque parte de las funciones han sido implantadas en primer lugar y de forma provisional en otros lenguajes de programación tales como Visual C y Visual Basic para sistemas Windows, así como en Gbasic y Python para sistemas Linux. El objetivo final es la implantación total sobre un sistema de información geográfica de una familia de herramientas que permitan la planificación óptima de este tipo de instalaciones.

Cabe decir también que fruto de estos estudios ya se han obtenido resultados satisfactorios en las primeras pruebas, lo cual abre nuevas vías de investigación y desarrollo entorno a esta línea de trabajo.

1.3 Objetivos.

El principal objetivo de la tesis consiste en desarrollar una metodología que permita resolver el problema de la planificación y optimización de un nuevo parque eólico de un modo global, mediante el uso combinado de sistemas de información geográfica y algoritmos genéticos. El desarrollo de un parque eólico lleva asociados multitud de factores de todo tipo: económicos, medioambientales, geográficos, económicos, e incluso políticos. No obstante la incidencia de los factores geográficos es, sin duda, uno de los más relevantes, y es por ello por lo que los sistemas de información geográfica podrían ser la herramienta más adecuada para la

planificación, desarrollo, y optimización de estas instalaciones. Un sistema de información geográfica se constituye como una base de datos que contiene información acerca de elementos que pueden ser representados sobre un mapa del terreno y, por lo tanto, relacionados con objetos del mundo real; ejemplo de ello son los aerogeneradores, caminos, redes de media tensión, zonas de bosque, áreas de terreno protegidas, etc.

El diseño de un parque eólico óptimo implica considerar aspectos netamente geográficos (lo que justifica el uso del sistema de información geográfica) como el tipo de terreno, los recursos eólicos, el acceso al terreno, etc., junto con aspectos de índole técnica como el diseño de la red eléctrica de interconexión de aerogeneradores, la red de caminos interna del parque que permita la construcción y mantenimiento del mismo, e incluso aspectos de tipo económico.

Para la resolución del problema de optimización se pretende implantar una solución basada en algoritmos genéticos donde la función objetivo escogida sea de tipo económico: el valor actualizado neto de la inversión (VAN). De esta forma, se podrá obtener el diseño del parque eólico con la mayor rentabilidad esperada en la zona seleccionada para su construcción. Para el cálculo del VAN del proyecto se deberán considerar los costes de operación y mantenimiento de la instalación durante su vida útil, así como la inversión inicial necesaria para acometer el proyecto de diseño y posterior construcción del parque. También se deberán tener en cuenta aquellos factores que incidirán en el modo en el que se financiará la nueva inversión, como, por ejemplo, el tipo de interés, comisiones, porcentaje de la inversión cubierto por la entidad financiera, etc.

El sistema de optimización deberá utilizar la información contenida dentro de una base de datos geográfica, así como otra información relevante proporcionada por el usuario, y tras un determinado número de iteraciones (generaciones), dará como resultado la ubicación de los aerogeneradores, la configuración y diseño de la red eléctrica de media tensión, así como el trazado de los viales necesarios para transportar e instalar todos los equipos necesarios hasta sus emplazamientos, de tal forma que, el parque eólico resultante, sea el más rentable posible dentro de la zona marcada para su construcción. Este tipo de solución integral no ha sido abordada completamente en la literatura internacional.

1.4 Estructura de la tesis.

La presente Tesis Doctoral está dividida en seis capítulos y dos anexos. En el capítulo 1 se realiza una breve introducción acerca de la situación actual del sector eólico así como de las perspectivas de futuro para esta interesante fuente de energía renovable; posteriormente se exponen los motivos que me han impulsado a investigar en esta línea de trabajo.

El capítulo 2 se centra en una revisión bibliográfica de todos aquellos trabajos ya publicados con temática relacionada con la presente Tesis Doctoral, tratando de analizar las ventajas e inconvenientes de cada una de las diferentes formulaciones propuestas por sus autores. Al final de los apartados del capítulo 2 se han incluido tablas que resumen el estado actual de las líneas de investigación en materia de optimización de parques eólicos, así como de otros temas relacionados.

El capítulo 3 se ha dedicado al estudio de aquellos principios físicos sobre los que descansan los algoritmos que se desarrollarán posteriormente. Este capítulo comienza con una descripción de las características del recurso eólico, las causas que lo originan así como los factores locales que modifican su comportamiento. Se estudiarán también las técnicas utilizadas para medir y registrar la dirección y velocidad del viento, durante un periodo de tiempo, lo que permitirá determinar la idoneidad de una zona para la construcción de un nuevo parque eólico. Posteriormente se estudiará la forma de interpretar toda la información obtenida a partir de los aparatos de medida. Veremos que las funciones de distribución de probabilidad, en especial la de Weibull, son una excelente herramienta que permite caracterizar el régimen de vientos en un determinado emplazamiento. Conociendo las características del emplazamiento y el tipo de turbina (aerogenerador) que se va a instalar, es posible estimar la energía anual que se espera obtener. En el último apartado del capítulo 3 también se explican los principios de conversión de la energía cinética del viento en energía eléctrica útil. Se estudiarán conceptos fundamentales como el coeficiente de empuje y el coeficiente de potencia en una turbina eólica, así como la cantidad de energía contenida en el viento.

A través del capítulo 4 he pretendido describir algunas de las herramientas informáticas relacionadas con el trabajo realizado en esta tesis. Comienza el primer

apartado con una descripción de las características fundamentales de los sistemas de información geográfica, indicándose algunos de los más utilizados hoy en día. Posteriormente se hablará de aquellas aplicaciones existentes en el mercado relacionadas con el proceso de planificación de un parque eólico, en especial de WAsP y de Open Wind.

En el capítulo 5 se expone la metodología empleada para la implantación del algoritmo genético en el sistema de información geográfica. Este capítulo se ha dividido en tres partes. En la primera de ellas, se desarrolla el programa que implementa la metodología de optimización atendiendo únicamente a la ubicación óptima de los aerogeneradores según el criterio de obtención máxima energía anual estimada. En la segunda parte se desarrolla un código mejorado en el que se añade el efecto sombra entre los aerogeneradores. Aunque para la evaluación de este efecto se ha utilizado el llamado modelo Park modificado, para futuras versiones, se tiene prevista la utilización de modelos más precisos como el *Eddy-Viscosity* basado en la resolución de las ecuaciones de Navier-Stokes que rigen la dinámica de fluidos. En este apartado del trabajo se ha incluido un factor de compensación del efecto estela derivado de la orografía del terreno.

La tercera parte del capítulo 5 se ha dedicado al desarrollo del algoritmo de optimización de la red eléctrica interna del parque eólico. Se plantea inicialmente un primer modelo simplificado, basado en los algoritmos de Prim y Kruscal donde los costes de las líneas dependen de la longitud del trazado. El problema se complica si se considera la influencia de la topología de la red radial en los costes de los conductores. En este caso tenemos un problema dinámico: construimos la red enlace a enlace (interconexión entre dos aerogeneradores o entre aerogenerador y subestación) y donde el coste de cada uno de ellos puede cambiar al conectar a la misma uno nuevo. Así, la solución del problema de optimización de un parque eólico requiere la utilización dos algoritmos anidados: el primero fija las posiciones de los aerogeneradores, mientras que el segundo busca la red óptima de media tensión para el parque (definidos por la disposición de los aerogeneradores y subestación) proporcionada por el primero. Con esta metodología se consiguen parques eólicos en los que se cumple un compromiso entre la máxima generación de energía y los menores costes de instalación posibles.

Finalmente en el capítulo 6 se presentan las conclusiones obtenidas a partir del desarrollo de las investigaciones vinculadas a la presente Tesis Doctoral. Se ha realizado un análisis crítico de los resultados obtenidos, tratando de incidir en todos aquellos aspectos a mejorar que darán lugar a las futuras líneas de investigación que se pretenden llevar a cabo.

Por último, se han incorporado dos anexos: en el primero, se han representado los diagramas de flujo de algunas de las partes más relevantes del código del programa de optimización que incorpora toda la metodología que se describe en el capítulo 5; en el segundo se han incluido datos de los costes de trazado de las líneas eléctricas de media tensión en un parque eólico, que son lo que se han utilizado en los ejemplos.

CAPITULO

2

PLANIFICACIÓN DE PARQUES EÓLICOS; ESTADO DEL ARTE.

2.1 Introducción.

Este capítulo se presenta el estado actual de los modelos de planificación y diseño óptimo de parques eólicos que han sido publicados en la literatura internacional. Para cada uno de ellos se describen las características más relevantes, así como los resultados conseguidos con los mismos (si así lo han publicado los autores).

El tema de diseño óptimo de parques eólicos es un campo científico con un importante desarrollo en los últimos años. Así, al realizar una búsqueda en la base de datos Scopus con los términos de búsqueda “TITLE-ABS-KEY(wind farm AND (layout OR design OR siting))” aparecen un total de 2553 documentos publicados en revistas científicas o actas de congresos relevantes (fecha de búsqueda: 24 de junio de 2015).

Aunque no todos los documentos tratan directamente del tema, todos tratan algún aspecto relacionado con la optimización, si no del parque en su conjunto, si de algún elemento del mismo (altura de los aerogeneradores, diseño de las palas, componentes internos de los aerogeneradores, etc.). La distribución de estos trabajos en el tiempo es la reflejada en la tabla 2.1, donde se puede apreciar que se trata de un campo con un fuerte desarrollo en los últimos tres años (en la fecha de consulta, solo ha transcurrido aproximadamente la mitad del año 2015, además hay un retraso de unos meses en la actualización de la base de datos de Scopus).

Tabla 2.1: Trabajos científicos publicados.

Año de publicación	Número de trabajos
2015	131*
2014	408
2013	329
2012	322
2011	258
2010	228
2009	163
2008	125
2007	109
2006	92
2005	51
2004	36
2003	23
2002	16
2001	16
2000	7

A pesar de ser un campo relativamente “joven”, ya han aparecido cuatro trabajos publicados en los que se recoge el estado del arte sobre el tema, aunque desde distintas perspectivas. Por ejemplo, en [Khan, 2013] se realiza una exhaustiva revisión de las técnicas de optimización utilizadas en la selección de las posiciones

de los aerogeneradores en un parque eólico centrándose en las funciones objetivo o la técnica de optimización seleccionada.

En [Herbert, 2014] se realiza una revisión de las restricciones consideradas y funciones objetivo utilizadas en los trabajos publicados centrados en el diseño óptimo de parques eólicos.

El trabajo [Serrano, 2014] presenta una visión más amplia, ya que incluye aspectos como la técnica de evaluación de la reducción de energía generada en un parque por efectos de “sombra” entre aerogeneradores o la optimización de otros elementos del parque además de la selección de posiciones para los aerogeneradores. Por último, en [Behera, 2015] se hace una revisión de las técnicas de optimización utilizadas en los trabajos publicados relacionados con la integración de parques eólicos en la red, incluyendo, obviamente, a las utilizadas para el diseño óptimo de los parques.

He dividido el análisis del estado del arte sobre el tema en tres apartados. En el primero se analiza el problema de la reducción de la energía generada en un aerogenerador que está situado a sotavento o “aguas abajo” en la dirección del viento con respecto a otro u otros que estén a barlovento o “aguas arriba”. En el segundo apartado se realiza una revisión de los trabajos publicados más importantes que tratan la selección de la posición óptima de los aerogeneradores en el parque eólico. En el tercero se incluye la revisión de los trabajos que tratan otros aspectos en la optimización del parque eólico, esencialmente el de las infraestructuras asociadas: caminos, líneas eléctricas de interconexión, etc.

2.2.Reducción de la energía en un aerogenerador situado a sotavento de otro.

La reducción de la energía eléctrica en un aerogenerador situado a sotavento de otro u otros se debe a la disminución de la energía cinética y aumento de la turbulencia experimentada por la masa de aire al atravesar el aerogenerador situado a barlovento. Este fenómeno se conoce en la literatura internacional como efecto estela, sombra o *wake effect*. La consideración de este efecto en el diseño de un parque eólico puede mejorar considerablemente la energía producida en el mismo [González, 2012a].

Los primeros trabajos relacionados con este fenómeno coinciden con la instalación de los primeros parques eólicos en la década de los 80. El primer estudio con repercusión internacional es un informe interno del Risoe National Laboratory de Dinamarca [Jensen, 1983]. En él se considera el caso del flujo de aire a través de un aerogenerador ideal con una expansión de la estela a sotavento también ideal. La expresión que relaciona la velocidad de flujo libre, v_0 , y la velocidad del viento en la estela tras el aerogenerador, v_1 , viene determinada por el coeficiente de empuje del aerogenerador (*thrust coefficient*), C_T , tal y como recoge la ecuación (2.1), ecuación a la que se llega aplicando la teoría de Bernoulli y el principio de conservación de la energía.

$$\frac{v_1}{v_0} = \sqrt{1 - C_T} \quad (2.1)$$

La principal idea del modelo de Jensen es la expansión lineal de la estela idealizada, que lo hace en forma de tronco de cono. La figura 2.1 muestra, desde una vista superior, la expansión de la estela aguas abajo en la dirección del viento. Como se puede apreciar, esa expansión sigue la forma de un tronco de cono, siendo el radio del mismo a una distancia x del primer aerogenerador el dado por la ecuación (2.2), donde r_0 corresponde al radio del área barrida por las palas del aerogenerador, y α un número adimensional definido por la ecuación (2.3). En esta última ecuación, z es la altura del eje del aerogenerador, y z_0 es la rugosidad (o altura de rugosidad) del terreno.

$$r(x) = r_0 + \alpha x \quad (2.2)$$

$$\alpha = \frac{1}{2 \ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad (2.3)$$

En la figura 2.1, además de las variables ya definidas en las ecuaciones (2.2) y (2.3), v_0 representa la velocidad del flujo libre del aire justo por delante del

aerogenerador y v_1 la velocidad media de la masa de aire a la salida de las palas del aerogenerador. La velocidad del viento dentro de la estela se calcula por medio de la ecuación (2.4), en la que a es el factor de inducción axial del aerogenerador cuya relación con el coeficiente de empuje viene dada por la ecuación (2.5), y r_d es el radio de la estela a la salida de las palas y cuyo valor se definirá seguidamente.

Cuando la estela producida por un aerogenerador a barlovento afecta a otro aerogenerador, se ha de considerar la disminución de la velocidad, lo cual se traduce en una menor producción de energía eléctrica en el aerogenerador que está a sotavento.

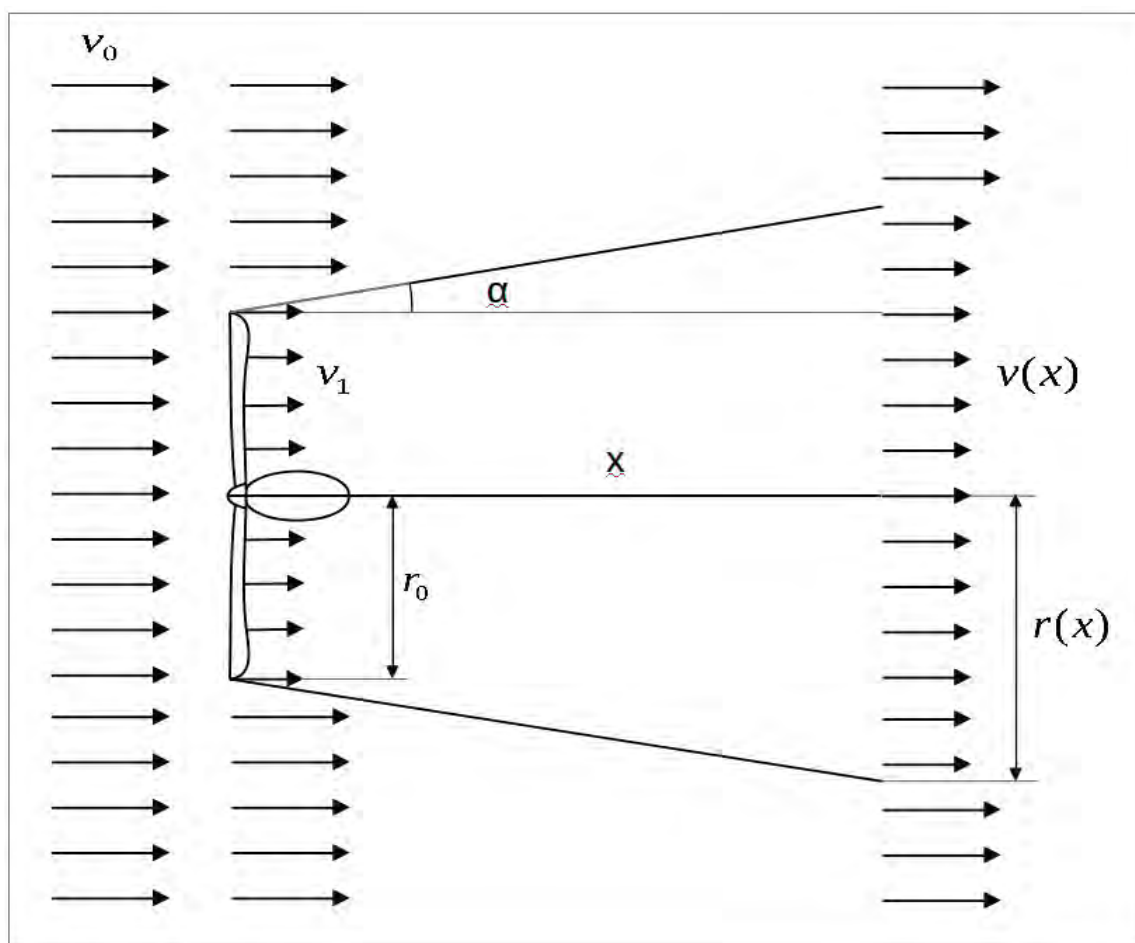


Figura 2.1: Modelo de Jensen. Estela de sombra producida por un aerogenerador

$$v(x) = v_0 \left[1 - \frac{2a}{\left(1 + \alpha \frac{x}{r_d}\right)^2} \right] \quad (2.4)$$

$$C_T = 4a(1-a) \quad (2.5)$$

Un segundo modelo, derivado del primero, es el de Katic, [Katic, 1986], que sigue el modelo de Jensen, pero aporta una mejora en el cálculo del déficit de velocidad del viento en aerogeneradores afectados por las estelas producidas por más de un aerogenerador situado a barlovento. En el modelo de Jensen el déficit de velocidad (factor de pérdida de velocidad), δ , con respecto a la velocidad de flujo libre del viento, v_0 , viene dada por la ecuación (2.6) [Samorani, 2013]. En dicha ecuación x es la distancia que separa ambos aerogeneradores (distancia entre centros de áreas de barrido), α es el valor calculado con la ecuación (2.3), y r_d es el radio de la estela a la salida del aerogenerador. Este radio está relacionado con el del área de barrido de las palas, r_0 , por medio de la ecuación (2.7), en la que a es el factor de inducción axial de aerogenerador.

$$\delta = 2a \left(\frac{r_d}{r_d + \alpha x} \right)^2 \quad (2.6)$$

$$r_d = r_0 \sqrt{\frac{1-a}{1-2a}} \quad (2.7)$$

El modelo de Katic, pensado para grandes parques eólicos, a la hora de calcular la velocidad del viento en el aerogenerador j situado a sotavento de $j-1$ aerogeneradores (del 1 al $j-1$), calcula el déficit de velocidad con cada uno de los situados a barlovento, y obtiene el valor de éste en el aerogenerador j por medio de la ecuación (2.8), en la que δ_{ij} representa el déficit de velocidad entre el aerogenerador i y el j , y v_i corresponde a la velocidad de entrada del viento en el aerogenerador i (no tiene por qué coincidir con la de flujo libre, ya que el aerogenerador i puede tener a otros a barlovento de él).

$$\delta_j = \sqrt{\sum_{i=1}^{j-1} (\delta_{ij} v_i)^2} \quad (2.8)$$

Este modelo, a pesar de su simplicidad, es el más aceptado por la industria eólica debido a que, para terrenos no complejos, produce unos buenos resultados [Serrano, 2014]. Fue este el modelo utilizado en el programa WAsP [Troen, 1989], utilizado en la evaluación de recursos eólicos y en la simulación de la energía generada en un parque eólico con una configuración definida por el usuario. El nombre que recibe el modelo dentro del programa WAsP es el de modelo Park.

Trabajos más recientes proponen otra forma a la propagación de la estela distinta a la de tronco de cono. Así, en [Frandsen, 2006] se propone una forma cóncava, denotando una expansión más suave cuanto más nos alejamos del aerogenerador situado a barlovento. Para este modelo el radio de la estela a una distancia x del aerogenerador se calcula multiplicando el radio del área barrida por el aerogenerador por el máximo de dos valores, tal como indica la ecuación (2.9) en la que α y β son dos constantes que se deben estimar experimentalmente (para α sugieren utilizar como valor inicial el propuesto por Jensen).

$$r(x) = r_0 \max\left(\beta, \frac{\alpha x}{2r_0}\right) \quad (2.9)$$

Independientemente de la forma de expansión de la estela escogida, un aerogenerador situado a sotavento de otro no tiene por qué verse completamente afectado por la estela del que esté a barlovento: podría darse la circunstancia de que la estela producida por el aerogenerador a barlovento solo afecte a una parte del área barrida por las palas del que esté a sotavento. En este caso se realiza una corrección a las expresiones del déficit de velocidad, considerando la fracción del área barrida por las palas afectada por la estela creada por otro aerogenerador. La figura 2.2 muestra un ejemplo de la sección transversal de la estela creada por un aerogenerador a barlovento (el i en la figura) y su intersección con el área barrida por un aerogenerador situado a sotavento (el j). La intersección entre ambas corresponde al área de barrido del aerogenerador j afectada por la estela producida por el

aerogenerador i , que se ha designado en la figura como $A_{i,j}$ y que se ha denominado como área de sombra.

Para la determinación de la velocidad de un aerogenerador situado a sotavento y afectado por varias estelas de aerogeneradores a barlovento, se puede utilizar la ecuación (2.10), que tiene en cuenta la fracción sobre el área de barrido de las palas del aerogenerador a sotavento, y donde $A_{i,j}$ representa el área de sombra creada por la estela y A_0 el área barrida por las palas.

$$v_j = v_0 \left[1 - \left(\sum_{i=1}^{j-1} (\delta_{ij} v_i)^2 \frac{A_{i,j}}{A_0} \right)^{\frac{1}{2}} \right] \quad (2.10)$$

Esta última ecuación es la que corresponde al modelo que se conoce como Park, que es el utilizado en los programas informáticos comerciales dedicados al diseño y simulación de parques eólicos, como es el citado anteriormente WAsP. Una variante del mismo es el llamado modelo Park modificado, en el que se consideran las proyecciones de las áreas en lugar de estas (ver apartado 5.4.4.2).

La orografía del terreno puede tener un efecto fundamental en la velocidad del viento. Todos conocemos por experiencia propia, que la velocidad del viento se incrementa cuando este asciende una colina y se decrementa cuando la desciende; incluso a baja altura sobre el terreno, el viento cambia de dirección siguiendo el perfil del mismo. Este fenómeno afecta también a las estelas creadas por los aerogeneradores de forma que la velocidad dentro de la estela se incrementa o decrementa, y su dirección cambia siguiendo el perfil del terreno y considerando los cambios de altura. Para tener en cuenta este fenómeno, se ha propuesto en [Han,

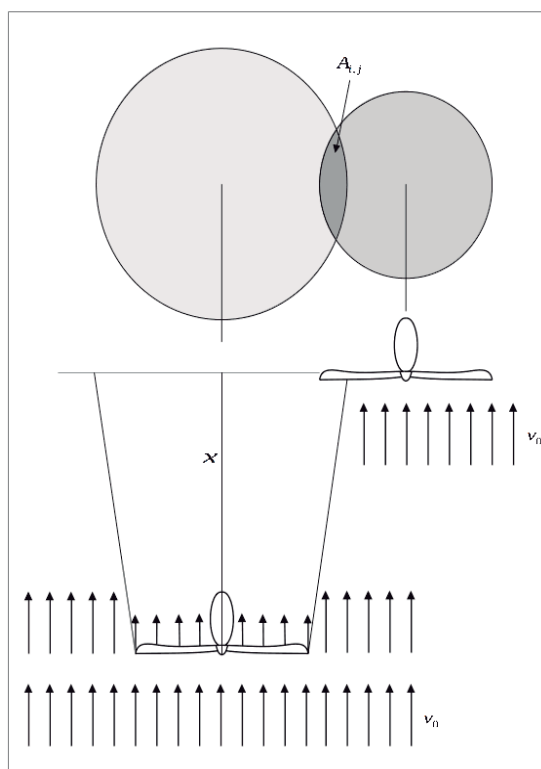


Figura 2.2: Intersección entre la sección del tronco de cono de la estela de sombra y el área barrida por el rotor, de un aerogenerador situado a sotavento de otro.

2012] y [Kim, 2012] una modificación de la expresión a utilizar para el cálculo del déficit de velocidad, ecuación (2.11), para el caso de aerogeneradores situados en diferentes alturas debido al perfil del terreno, en la que z_j representa la altura del eje del aerogenerador j , z_{ref} la altura tomada como referencia y en la que la velocidad del viento es v_0 , y z_0 es la altura de rugosidad del terreno.

$$v_j = v_0 \left[1 - \left(\sum_{i=1}^{j-1} (\delta_{ij} v_i)^2 \frac{A_{i,j}}{A_0} \right)^{\frac{1}{2}} \right] \frac{\ln\left(\frac{z_j}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)} \quad (2.11)$$

El seguimiento del perfil del terreno por parte de la estela es tratado en [Lissaman, 2009], donde se propone la ecuación (2.12) para calcular el déficit de velocidad creado por la estela de un aerogenerador situado a barlovento, pero en terreno complejo. En dicha ecuación δ_{jc} representa el déficit de velocidad en terreno complejo para el aerogenerador j , δ_{jf} representa el mismo valor, pero para terreno plano, y v_f y v_c representan las velocidades de flujo libre en terreno plano y complejo, respectivamente.

$$\delta_{jc} = \delta_{jf} \left(\frac{v_f}{v_c} \right)^2 \quad (2.12)$$

Un desarrollo más avanzado del cálculo de déficit de velocidad y, por tanto, de energía extraíble del viento, lo constituye el derivado de las técnicas de la dinámica de fluidos computacional (en lo sucesivo CFD, de *Computational Fluid Dynamics*). La CFD consiste en la resolución numérica de las ecuaciones diferenciales que gobiernan el flujo de un fluido. Para la resolución de estas ecuaciones se discretiza la región del espacio a estudiar mediante una malla tridimensional de análisis. La precisión del cálculo, entendida como la coincidencia de los resultados con el comportamiento del fluido en el caso real, depende del tamaño de la malla de análisis. Una malla muy densa (elementos internos de la malla de muy pequeño volumen) conduce a resultados más precisos, pero significan un alto coste

computacional en términos de tiempo necesario para realizar los cálculos y de recursos del sistema informático.

En el campo de los parques eólicos o sus componentes, la CFD comenzó a usarse en el estudio del comportamiento aerodinámico de los perfiles de las palas de los aerogeneradores [Sumner, 2010], lo que ha permitido el diseño de palas con mejores rendimientos en la captura de la energía cinética el viento.

En el caso del diseño de parques eólicos, las técnicas CFD pueden ayudar en la evaluación precisa de los recursos eólicos en terrenos muy complejos (cambios de pendiente, orografía complicada, etc.), terrenos en los que los métodos lineales usados en herramientas de software comerciales como el WAsP tienden a sobreestimar los recursos disponibles [Ayotte, 2008]. Para el estudio de las turbulencias en el flujo de aire, las técnicas CFD usan el modelo conocido como *large eddy simulation* (LES). Así, el modelo LES ha sido usado para estudiar la interacción entre las palas del aerogenerador y su propia torre, permitiendo sugerir pautas de diseño para mejorar el rendimiento [Howard, 2006]. También ha sido utilizado en el estudio de las turbulencias producidas en un terreno complejo (colina aislada), y sus resultados refrendados con medidas reales en un modelo a escala ensayado en un túnel de viento [Uchida, 2008]. Para el caso del estudio de las estelas producidas por aerogeneradores a barlovento se ha desarrollado una técnica, derivada del modelo LES, que estudia el movimiento de partículas virtuales que representan la intensidad de la turbulencia [Song, 2012].

La simulación LES, acompañada con resultados de medidas, han confirmado la validez del modelo de simulación y, sobre todo, han permitido establecer una posible distancia límite para tener en cuenta el *wake effect*. Por ejemplo, en [Wu, 2011] establecen el límite para considerar despreciable ese efecto en una distancia igual a 20 veces el diámetro del área de barrido de las palas del aerogenerador situado aguas abajo.

En todo caso, el estudio de las estelas producidas por aerogeneradores, o por otro tipo de obstáculos, que puedan provocar una pérdida de la energía generada en otros aerogeneradores situados a sotavento utilizando técnicas CFD tiene como principal inconveniente su coste computacional, entendido en términos de tiempo de

computo y necesidad de alta capacidad de procesado y almacenaje de la información, lo que, de momento, limita su aplicación.

2.3 Trabajos relacionados con la selección óptima de posiciones de aerogeneradores.

El primer trabajo relevante que trata la selección de las posiciones óptimas de los aerogeneradores en un parque eólico es [Mosetti, 1994], que puede considerarse como iniciador del tema a nivel internacional. En él se propone la utilización de un algoritmo genético, con una codificación binaria, para la selección de las posiciones de los aerogeneradores en un parque. El objetivo de la optimización es el de producir la máxima energía eléctrica con el mínimo coste. Para ello propone la función objetivo representada en la ecuación (2.13), donde P_{tot} es la energía anual producida, $cost_{tot}$ es el coste anualizado del parque, y w_1 y w_2 son dos factores de ponderación arbitrarios.

$$f = w_1 \frac{1}{P_{tot}} + w_2 \frac{cost_{tot}}{P_{tot}} \quad (2.13)$$

Además de la función objetivo, el artículo de Mosetti establece unas condiciones que se van a repetir en muchos de los trabajos publicados posteriores: la superficie disponible para la construcción del parque es totalmente plana y regular, y es representada por un conjunto de celdas cuadradas, además se calcula el *wake effect* por medio del modelo lineal de Jensen. En este primer trabajo se toman celdas cuadradas de tamaño igual a 5 veces el diámetro de las palas del aerogenerador escogido, y consideran tres casos de estudio correspondientes a regímenes de viento de velocidad constante y unidireccional, constante y multidireccional, y variable y multidireccional. Los resultados (producción anual de energía y coste anualizado) obtenidos con la aplicación del algoritmo de optimización propuesto se comparan con los obtenidos para otros casos de referencia en los que se ha hecho una selección al azar de las posiciones de los aerogeneradores.

Hubo que esperar 10 años a que se publicara un nuevo trabajo en este campo, [Ozturk, 2004]. En él, los autores desechan las técnicas de optimización basadas en

programación no-lineal y se decanta por un algoritmo *Greedy* [Cormen, 2009] (traducido en algunos casos como algoritmo voraz). Con esta técnica de optimización las posiciones de los aerogeneradores son secuencialmente escogidas una a una en cada iteración. La superficie del parque sigue siendo plana, y el algoritmo selecciona la posición de los aerogeneradores sobre un conjunto de posiciones discreto (centro de las celdas). Plantea como función objetivo el beneficio económico (ingresos anuales por ventas de energía producida menos costes anualizados), calculado según la ecuación (2.14), donde *profit* representa el beneficio económico, *k* es el precio de venta esperado de la energía producida, *cost_{tot}* es el coste anualizado del parque, y *P_{tot}* es la energía anual producida.

$$profit = \left[k - \left(\frac{cost_{tot}}{P_{tot}} \right) \right] P_{tot} \quad (2.14)$$

El método de optimización para parques eólicos basado en algoritmos genéticos vuelve a aparecer en [Grady, 2005]. Los autores proponen los mismos casos de estudio resueltos en [Mosetti, 1994], pero utilizando otra función objetivo. La nueva función es el coste por unidad de energía producida sobre valores anualizados, es decir, \$/kWh, que se representa en la ecuación (2.15), siendo el significado de las variables el indicado en la anterior ecuación. La superficie del parque sigue siendo plana, el *wake effect* es tenido en cuenta con el modelo de Jensen, y los regímenes de viento considerados son iguales a los definidos en [Mosetti, 1994].

$$f = \frac{cost_{tot}}{P_{tot}} \quad (2.15)$$

El primer trabajo de origen nacional, [Castro, 2007], incide en un mejor nivel de detalle que los anteriores en la función objetivo, utilizando como tal el valor actualizado neto, VAN, sobre la base de un flujo de caja constante a lo largo de la vida útil del parque. El VAN para un elemento cualquiera del parque es calculado mediante la ecuación (2.16) en la que *NPV(x)* representa el valor actualizado neto (*net present value*), *CF_j* representa el flujo de caja del año *j*, *LT* es la vida útil del parque, *r* es la tasa de descuento, *I* es la inversión inicial en el elemento *x*, y *x* representa a un elemento del parque. Para obtener el VAN de todo el parque hay que

sumar el *NPV* de todos sus elementos. Los autores mantienen el método de optimización basado en algoritmo genético, caracterizan el viento a través de la distribución estadística de la velocidad (distribución de Weibull), pero no consideran ni la dirección del viento, ni el *wake effect* entre aerogeneradores.

$$NPV(x) = \frac{CF_1(x)}{1+r} + \frac{CF_2(x)}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_{LT}(x)}{(1+r)^{LT}} - I(x) \quad (2.16)$$

El método Monte Carlo es propuesto como herramienta de optimización en [Marmidis, 2008]. El *wake effect* se considera utilizando el modelo de Jensen. La superficie del parque es plana y se sigue trabajando con celdas regulares. La función objetivo es el coste anualizado por unidad de energía producida. Los casos de estudio son iguales a los de [Mosetti, 1994] y [Grady, 2005], y los autores muestran unos mejores resultados, en el valor de la función objetivo, que los reportados anteriormente.

El primer artículo presentado y correspondiente a trabajos realizados en la presente tesis, [Fernández, 2009], incorpora importantes novedades: en primer lugar se utiliza como plataforma de trabajo un sistema de información geográfica (GIS), en segundo lugar rompe con la discretización del terreno disponible en celdas regulares de tamaño igual o superior al diámetro del área barrida por las palas y lo divide en celdas con el tamaño que el usuario quiera usar (coincidentes con la resolución utilizada en el cálculo de los recursos eólicos), y en tercer lugar caracteriza el régimen viento disponible por medio de las distribuciones de Weibull de la velocidad, calculadas para 12 sectores, y para todos los posibles puntos de emplazamiento de los aerogeneradores. Estas distribuciones fueron calculadas por medio de la versión 7.0 del programa WAsP [Troen, 1989], programa que tiene en cuenta la orografía del terreno en sus cálculos.

En lo sucesivo me limitaré a comentar las innovaciones o diferencias más apreciables que se desprenden de lo mostrado en los trabajos publicados en los sucesivos años. Las características más relevantes de todos los trabajos vienen reflejadas, para facilitar su comparación, en la Tabla 2.2.

La función objetivo propuesta en [Mosetti, 1994], vuelve a ser usada en [Emami, 2010], siendo uno de los pocos trabajos publicados en los que se da detalles

de la codificación usada para representar cada una de las posibles soluciones (individuos) consideradas en el algoritmo genético de optimización de las posiciones de los aerogeneradores.

El planteamiento de la superficie disponible para el parque no cuadrangular aparece en [Şişbot, 2010], lo que en definitiva se puede interpretar como la posibilidad de fijar áreas (todavía en este caso celdas) en las que no está permitida la instalación de un aerogenerador (zonas prohibidas). Presenta también como método de optimización un algoritmo genético multiobjetivo: se pretende minimizar los costes anualizados, incluyendo los de instalación y los de mantenimiento, y maximizar la energía anual producida.

Un nuevo método de optimización basado en sistemas evolutivos se presenta en [Wan, 2010]. En este caso la técnica utilizada es la optimización con enjambre de partículas (*Particle Swarm Optimization*, PSO). También en este trabajo se calcula el *wake effect* por un modelo derivado del de Jensen, el modelo de Katic.

La programación mixta-entera no lineal es utilizada en [Mustakerov, 2010] para seleccionar el modelo y la altura óptima de los aerogeneradores. La función objetivo es el coste por unidad de energía producida.

Un nuevo algoritmo de optimización basado en técnicas evolutivas multiobjetivo es presentado en [Kusiak, 2010]. Propone dos funciones objetivo: la primera corresponde a la energía anual producida, y la segunda representa la suma de restricciones de distancias por proximidad entre los aerogeneradores. También utilizan un espacio continuo para la superficie disponible del parque, aunque esta sigue siendo plana.

Siguiendo con la senda iniciada en [Castro, 2007], un activo grupo de la Universidad de Sevilla, publica un nuevo trabajo, [Serrano, 2010], en el que proponen importantes novedades: el modelo de coste incluye los de infraestructuras como las cimentaciones, caminos, subestación, etc., diseñan un nuevo algoritmo evolutivo capaz de considerar áreas prohibidas para situar los aerogeneradores, consideran terrenos con diferentes capacidades portantes (resistencia del terreno, de cara al cálculo de la cimentación de los aerogeneradores), y con diferentes rugosidades dependiendo de la dirección del viento. Aunque considera el coste de las infraestructuras asociadas a los aerogeneradores, no optimiza su diseño. Esta última

deficiencia intenta ser subsanada por los mismos autores en [Serrano, 2011], ya que contempla la interconexión óptima entre los aerogeneradores y la subestación eléctrica. En ambos trabajos se sigue trabajando con un terreno dividido en celdas regulares, situando los aerogeneradores en el centro de cada celda.

El algoritmo *Greedy* es de nuevo usado en [Changshui, 2011]. Como principal novedad, este trabajo contempla terrenos no planos, aunque los modela por el plano tangente, calculando la diferencia de altura de los ejes de los aerogeneradores a la hora de computar el *wake effect*. A pesar de que los terrenos pueden no ser planos, sigue tomando una distribución de celdas regulares, en la que uno de los datos es la altura media de la celda.

La orografía recibe un mejor tratamiento en [Saavedra, 2011]. Los autores combinan esta (altura de terreno representado por cada celda) con las distribuciones de velocidad de viento calculando lo que denominan multiplicadores de viento. Calculan multiplicadores para cada sector en que dividen la rosa de los vientos. Aunque siguen tomando una división del terreno en celdas regulares, están son de unas dimensiones mucho menores que las consideradas en otros trabajos anteriores (los autores emplean una resolución de 10x10 metros), lo que podría considerarse como un terreno continuo.

En [Chowdhury, 2012] los autores presenta el modelo de optimización de parques eólicos UWFL0 (de *Unrestricted Wind Farm Layout Optimization*), que irá incorporando con el tiempo nuevas características [Chowdhury, 2013]. Como principales novedades incorporan la optimización del diámetro de los aerogeneradores, y la caracterización del viento por la distribución conjunta de velocidad y dirección. El método de optimización escogido es el PSO.

Se describen novedosos métodos de optimización en [Eroglu, 2012], donde se utiliza el método de la colonia de hormigas (*ant colony*), y en [Eroglu, 2013], donde los autores proponen el método del filtrado de partículas. En ambos trabajos el terreno es totalmente plano y dividido en celdas regulares.

La selección de emplazamientos y de altura de aerogeneradores es tratado de nuevo en [Chen, 2013]. El terreno sigue siendo plano y utilizan dos algoritmos genéticos anidados, el primero para la selección de la posición, el segundo para la selección de la altura. Los autores ofrecen tres casos de estudio utilizando en uno de

ellos dos funciones objetivos distintas, una la de la energía anual generada, otra la relación entre coste y energía anual generada. Los resultados con ambas funciones objetivo son diferentes.

La función objetivo propuesta en 1994 por [Mosetti, 1994], vuelve a utilizarse en [Geem, 2013]. La principal variante, en este caso, se centra en las restricciones a aplicar, de tal forma que el proceso de optimización puede forzar a instalar un número determinado de aerogeneradores, o puede hacerse que el proceso escoja este número con la restricción de inversión inicial máxima.

La optimización de las posiciones de los aerogeneradores en un parque eólico *off-shore* centra los trabajos presentados en [Pérez, 2013], [Pookpant, 2013], [Serrano, 2013] y [Gao, 2014]. El terreno, a efectos de cálculo del *wake effect*, es totalmente plano (superficie del agua). En estos trabajos se proponen técnicas de optimización distintas: [Pérez, 2013] utiliza programación no-lineal, [Pookpant, 2013] utiliza PSO con coeficientes de aceleración variables, y [Serrano, 2013] y [Gao, 2014] proponen un algoritmo genético. En [Serrano, 2013] se incluyen costes variables según la profundidad de la posición escogida, y un procedimiento para la selección de las interconexiones eléctricas entre los aerogeneradores y la subestación del parque eólico (se verá en mayor detalle en el próximo apartado). En [Gao, 2014] analizan un caso real de un nuevo parque *off-shore* en la costa de Hong-Kong, con datos de viento reales (no como los simulados de la mayoría de los trabajos anteriores).

Siguiendo con la optimización de parques eólicos *off-shore*, en [Salcedo, 2013] los autores evalúan la energía anual producida en un parque utilizando una herramienta de software con licencia abierta, Openwind [Openwind, 2015], lo que les facilita no tener que programar en sus modelos la evaluación del déficit de generación en los aerogeneradores como consecuencia del *wake effect*. Además, la función objetivo propuesta en el algoritmo evolutivo considera la distancia entre aerogeneradores por medio de la ecuación (2.17), en la que AEP representa la energía anual generada, f_2 es una función que representa la suma de distancias euclídeas entre aerogeneradores más próximos, y a y b son dos factores de ponderación cuyo valor determinan por pruebas empíricas. Una importante conclusión de este trabajo es que las disposiciones regulares de aerogeneradores (por filas regulares, por ejemplo) no corresponden a las disposiciones óptimas.

$$f = a \cdot AEP + b \frac{1}{f_2} \quad (2.17)$$

La mejora de los métodos de evaluación del déficit de generación como consecuencia del *wake effect* es objeto de varios trabajos. Así, en [Song, 2013], [Abbes, 2014] y [Feng, 2014] utilizan métodos de dinámica de fluidos computacional (CFD) para determinar esa pérdida de energía generada como consecuencia de la pérdida de la energía cinética y aumento de la turbulencia del viento para los aerogeneradores situados a sotavento de otros. En [Song, 2013] se aplica el llamado *virtual particle wake flow model*, que corresponde a un cálculo por CFD del déficit de energía para todo el terreno disponible para el parque, y que se calcula una sola vez; también propone un nuevo algoritmo de optimización de tipo evolutivo, al que llama *bionic*, y propone una compleja función objetivo en la que tiene en cuenta la fracción de energía anual producida con respecto a la máxima posible, y la distancia entre aerogeneradores. En [Abbes, 2014], además del uso de una herramienta CFD, la principal innovación se centra en la comparación del resultado de optimización obtenido en un estudio real, con el parque construido para ese mismo ejemplo, pero sin usar el modelo propuesto. En [Feng, 2014] proponen un método de evaluación del *wake effect* correspondiente a la adaptación del método de Katic a los resultados obtenidos con una herramienta CFD, y lo aplican a un terreno en el que modelan una colina con perfil de función gaussiana. Aplican el mismo método, con ligeras adaptaciones, en [Feng, 2015], asegurando los autores que los resultados son mejores que los que se obtienen, sobre el mismo problema, aplicando algoritmos genéticos.

Nuevos métodos de optimización de las posiciones de los aerogeneradores se proponen en [Wagner, 2013] utilizando un procedimiento de búsqueda local que permite maximizar la energía anual generada. En [Montoya, 2014] se propone un algoritmo evolutivo multicriterio para maximizar la energía media diaria generada en el parque y minimizar la desviación media sobre un valor de referencia, seleccionando para ello dos modelos de aerogeneradores de entre una lista de 26 modelos diferentes. En [Salcedo, 2014] se propone el uso de un algoritmo bioinspirado creado por los autores y llamado de “crecimiento de los arrecifes de coral” (*coral reefs*). En [Turner, 2014] se propone el uso de programación lineal mixta entera y cuadrática (*mixed integer linear and quadratic optimization*) para minimizar la energía perdida por *wake effect* dentro del parque; en los casos de estudio

presentados, los parques resultantes tienen una disposición de aerogeneradores más simétrica y con producciones ligeramente mejores que los de artículos anteriores. En [Massan, 2015] se utiliza el algoritmo evolutivo *firefly* (luciérnaga) con la función objetivo de coste total por unidad de energía generada.

Una mejor caracterización del terreno disponible para la construcción del parque eólico se presenta en [Chen, 2014]. Aunque el terreno es representado por un conjunto de celdas regulares, cada una de ellas puede responder a valores distintos de coste de terreno. Esta solución permite un cálculo más realista de los costes de instalación para el caso de grandes parques construidos sobre terrenos de varios propietarios distintos, o de coste diferenciados. También permite definir terrenos prohibidos sin más que asignar costes de terreno muy altos a las celdas que los representan. La función objetivo que se pretende maximizar representa el coste total anualizado por unidad de energía anual generada más una penalización en función de los terrenos utilizados (terrenos en los que inicialmente no había acuerdo con el propietario).

La caracterización del terreno vuelve a estar presente en [Rahbari, 2014], donde los autores tienen en cuenta la capacidad portante del suelo y establecen lugares prohibidos por esta circunstancia (imposibilidad de poner en pie el aerogenerador escogido). En este trabajo se consideran aerogeneradores con diferente altura y longitud de la palas para disminuir la pérdida de energía por el *wake effect*.

La combinación de dos métodos de optimización distintos se propone en [Wu, 2014]. El primero, un algoritmo genético, se utiliza para seleccionar las posiciones de los aerogeneradores del parque. El segundo, anidado sobre el primero, es el método de la colonia de hormigas, que se usa para determinar la conexión óptima entre los aerogeneradores (se verá en mayor detalle en el próximo apartado). La función objetivo a maximizar es la eficiencia del parque, AE , definida en la ecuación (2.18), donde P_{wf} es la potencia media generada en el parque, P es la potencia nominal del aerogenerador escogido y n es el número de aerogeneradores en el parque (en el artículo figura la n erróneamente en el numerador).

$$AE = \frac{P_{wf}}{P \cdot n} \quad (2.18)$$

Una variante del algoritmo genético que usa múltiples poblaciones es propuesta en [Gao, 2015]. El caso de estudio es el mismo que el propuesto de [Mosetti, 1994], es decir, el terreno es plano y con la misma caracterización del viento. Como función objetivo a maximizar proponen el coste nivelado de la energía, $LCOE$, calculado por medio de la ecuación (2.19) en la que C_c representa los costes totales de inversión en el parque, FCR la tasa de interés aplicada, $C_{O\&M}$ los costes anuales de operación y mantenimiento, y AEP la energía anual generada.

$$LCOE = \frac{C_c \cdot FCR + C_{O\&M}}{AEP} \quad (2.19)$$

Las técnicas fuzzy son utilizadas en [Yang, 2015] modificando los valores de la tasa de cruce y mutación del algoritmo genético que realiza la optimización de las posiciones de los aerogeneradores. En este artículo también se tiene en cuenta una nueva formulación para la determinación del *wake effect* con terreno complejo teniendo en cuenta la diferencia de altura de los aerogeneradores como consecuencia de la diferente altura de las posiciones que ocupen en el terreno. La función objetivo a maximizar es el valor actualizado neto.

Dos técnicas de optimización diferentes, algoritmo genético y PSO, son propuestas en [Long, 2015]. Inicialmente el terreno es dividido en celdas regulares y el algoritmo genético busca la combinación de celdas que proporcionan un mayor valor de energía anual generada (considera los aerogeneradores situados en el centro del área representada por cada celda). Una vez completada la primera optimización con el algoritmo genético, una segunda basada en PSO busca la posición óptima para el aerogenerador dentro de toda el área representada por la celda.

A pesar del enorme potencial que pueden aportar los sistemas de información geográfica (GIS) en la selección de emplazamientos de los aerogeneradores de un parque eólico, es curioso observar que únicamente un trabajo ya analizado, [Fernández, 2009], proponía el uso de estos sistemas. Los sistemas de información geográfica pueden ser ideales para resolver estos problemas de optimización muy ligados a la geografía [Ramírez, 2005]. En [Mekonnen, 2015] proponen el uso de un GIS para el diseño de un parque eólico, pero está más centrado en crear una herramienta que permita la obtención de información de los posibles afectados y encontrar soluciones negociadas con ellos.

La Tabla 2.2 representa, de una forma más detallada, las características de los modelos de optimización de las posiciones de los aerogeneradores en un parque eólico considerados como más relevantes. En dicha tabla se recoge, para cada trabajo publicado, los siguientes datos:

- La técnica de optimización escogida (AG significa algoritmo genético, PSO enjambre de partículas, etc.).
- La consideración del terreno como discreto (celdas) o continuo.
- Las características del terreno escogido en el caso o casos de estudio (plano o complejo).
- La posibilidad de definir zonas prohibidas en el terreno para la instalación de aerogeneradores.
- El modelo escogido para el *wake effect*.
- La caracterización del viento.
- Número de sectores considerados en la dirección del viento.
- Si además de la selección de las posiciones de los aerogeneradores se contempla la selección de otras infraestructuras del parque eólico.
- La función objetivo utilizada (EAS es la energía anual producida, generada o estimada,

	Técnica optimización	Dominio	Terreno	Zonas Prohibidas	Wake Effect	Carac. del viento	Rosa Vientos Sectores	Infra-estructuras	Función objetivo
[Mosetti, 1994]	AG	Discreto	Plano	No	Jensen	Media	36	No	Media ponderada de coste y EAS
[Oztruk, 2004]	Greedy	Discreto	Plano	No	---	Media	8	No	Beneficio económico
[Grady, 2005]	AG	Discreto	Plano	No	Jensen	Media	36	No	Coste/EAS
[Castro, 2007]	AG	Discreto	Plano	Sí	---	Weibull	---	No	Valor actualizado neto
[Marmidis, 2008]	Monte Carlo	Discreto	Plano		Jensen	Media	---	No	Coste/EAS
[Fernandez, 2009]	AG	Continuo	Complejo	Sí	Frandsen	Weibull	12	No	EAS
[Şişbot, 2010]	AG multi-Objetivo	Discreto	Plano	Sí	Jensen	Media	---	No	Costes y EAS
[Wan, 2010]	PSO	Discreto	Plano	No	Katic	Media	36	No	EAS
[Mustakero, 2010]	Mixta-entera No lineal	Discreto	Plano	No	---	Media	4	No	Coste/EAS
[Kusiak, 2010]	Evolutivo Multi-objetivo	Continuo	Plano	No	Jensen	Weibull	24	No	EAS y suma restricciones
[Serrano, 2010]	AG	Discreto	Plano	Sí	Frandsen	Weibull	8	No	Valor actualizado neto
[Serrano, 2011]	AG	Discreto	Plano	Sí	Frandsen	Weibull	---	Sí	Valor actualizado neto
[Changshui, 2011]	Greedy	Discreto	Complejo	No	Frandsen	Media	36	No	Coste/EAS
[Saavedra, 2011]	AG	Discreto	Complejo	Si	Jensen	Weibull	12	No	Valor actualizado neto
[Eroglu, 2012]	Ant colony	Continuo	Plano	No	Katic	Weibull	24	No	EAS

(*) El usuario puede reducir las celdas tanto como desee.

Tabla 2.2: Resumen de las características de los modelos de optimización de las posiciones de los aerogeneradores en un parque eólico

	Técnica optimización	Dominio	Terreno	Zonas prohibidas	Wake effect	Caracteriz. del viento	Rosa Vientos Sectores	Infra-estructuras	Función objetivo
[Chowdhury, 2013]	PSO	Continuo	Plano	No	Frandsen	Weibull	C	No	Coste/EAS
[Chen, 2013]	AG anidado	Continuo	Plano	No	Frandsen	Media	36	No	Coste/EAS
[Geem, 2013]	AG	Discreto	Plano	No	Jensen	Media	---	No	Media ponderada de coste y EAS
[Serrano, 2013]	AG	Discreto	Complejo	Sí	Frandsen	Weibull	16	Sí	Valor actualizado neto
[Song, 2013]	Bionic	Discreto	Complejo	No	CFD	Media	36	No	Media ponderada de energía y distancia
[Turner, 2014]	Mixta-entera y cuadrática no lineal	Discreto	Plano	No	Frandsen	Media	36	No	Energía perdida Por wake-effect
[Salcedo, 2014]	Crecimiento corales	Discreto	Plano	No	Openwind	Openwind	---	No	Coste/EAS
[Chen, 2014]	AG	Discreto	Plano	Sí	Jensen	Media	36	No	Coste/EAS + Penalización
[Gao, 2014]	AG	Continuo	Plano	No	Katic	Media	36	No	Coste/EAS
[Rahbari, 2014]	AG	Continuo	Plano	Sí	Frandsen	Weibull	C	No	Coste/EAS
[Wu, 2014]	AG	Discreto	Plano	No	Frandsen	Media	---	Sí	Eficiencia
[Gao, 2015]	AG multipoblación	Continuo	Plano	No	Katic	Media	36	No	Coste nivelado de energía
[Yang, 2015]	AG fuzzy	Continuo	Complejo	Sí	Jensen	Weibull	---	No	Valor Actualizado Neto
[Long, 2015]	AG y PSO	Continuo	Plano	No	Katic	Weibull	12	No	EAS

Tabla 2.2 Resumen de las características de los modelos de optimización de las posiciones de los aerogeneradores en un parque eólico (continuación).

2.4 Trabajos relacionados con la optimización de otras infraestructuras en un parque eólico.

La mayoría de los trabajos publicados sobre optimización de parques eólicos se centran exclusivamente en la selección de los emplazamientos para los aerogeneradores. Apenas hay una docena de trabajos publicados que incluyan también la optimización de otras infraestructuras necesarias en el parque eólico, como pueden ser el trazado de los caminos necesarios para la construcción y el mantenimiento del parque, y el trazado y selección de los conductores de interconexión de los aerogeneradores con la subestación que permita conectar el parque a la red eléctrica. De ambas infraestructuras, la de la conexión eléctrica entre los aerogeneradores plantea una mayor dificultad debido a la enorme cantidad de soluciones posibles, lo que plantea un serio problema a los diseñadores [Willis, 1995].

Este problema de trazado del conexionado eléctrico interno del parque comparte muchas similitudes con el de planificación o expansión óptima de las redes de distribución de energía eléctrica. Estas similitudes, en su aspecto básico, se centran en el conexionado de unos centros de transformación (para nuestro caso unos aerogeneradores) con una o varias subestaciones, escogiendo los conductores adecuados de forma que no se supere su capacidad máxima de transporte de energía, ni unos posibles límites de caída de tensión. Para esa planificación óptima mono o multi-objetivo de redes de distribución se han utilizado técnicas de optimización de programación matemática y heurísticas. Dentro de las técnicas de programación matemática aplicadas en la planificación de redes de distribución, se pueden citar las de programación entera mixta [Paiva, 2005], programación lineal [Farrag, 1999], programación no-lineal [El-Khattam, 2005], y programación dinámica [Boulaxis, 2002]. Dentro de las técnicas heurísticas aplicadas al problema se pueden citar, entre otras, las de algoritmos de intercambio de ramas [Míguez, 2002], algoritmos genéticos [Ramírez, 1998], colonia de hormigas [Gómez, 2004], y búsquedas tabú [Ramírez, 2006].

En la literatura internacional analizada para los trabajos de investigación de la presente tesis, solo un artículo se puede asimilar a un estado del arte sobre el tema

del conexionado eléctrico en el interior del parque eólico. En [Berzan, 2011] se hace una revisión de distintos problemas planteados: trazado de la línea de interconexión entre varios aerogeneradores, conexionado de varios aerogeneradores a una única subestación, y conexionado de grandes parques con decenas o centenares de aerogeneradores y varias subestaciones. Más que describir las técnicas empleados en otros trabajos publicados, los autores se centran en una visión más didáctica del problema y de las distintas opciones para abordarlo.

El estudio del circuito eléctrico equivalente a la conexión de varios aerogeneradores sobre una misma línea es analizado en [Muljadi, 2006]. Los autores proponen un modelo sencillo que puede ser aplicado a cualquier configuración de las conexiones eléctricas entre los aerogeneradores y la subestación. Para simplificar los cálculos modelan los aerogeneradores como fuentes de intensidad, todos con el mismo módulo y argumento. Esta simplificación permite un cálculo sencillo de las caídas de tensión máximas en estos conductores, y de las pérdidas máximas en potencia activa y reactiva con todos los aerogeneradores generando su máxima potencia.

En la selección de las posiciones de los aerogeneradores en un parque eólico hemos visto que han utilizado diversas técnicas de optimización (programación lineal, algoritmos genéticos, algoritmos evolutivos, etc.). Para el caso de la optimización de las infraestructuras las técnicas utilizadas son más reducidas, en muchos casos se corresponde con un procedimiento iterativo propuesto por los propios autores. La función objetivo a minimizar suele corresponder con costes, normalmente los de instalación, que son más fáciles de calcular. Los costes de operación dependen ya de las características del viento en cada lugar, y para su cálculo se deben utilizar las funciones de probabilidad de velocidad de viento, lo que permitiría calcular las pérdidas de energía anuales esperadas [Colmenar, 2014].

Uno de los primeros trabajos específicos de la optimización del trazado de las conexiones eléctricas es el de [Li, 2008]. Los autores utilizan un algoritmo genético modificado para la selección de la forma de conectar los aerogeneradores. El algoritmo divide los aerogeneradores en grupos, realizándose la conexión entre ellos utilizando un algoritmo de árbol de expansión mínima. Previamente establecen el número mínimo y máximo de aerogeneradores en cada grupo. Un planteamiento parecido es el de [Lingling, 2009], en el que la función objetivo son los costes totales

de instalación en un parque *off-shore*, seleccionando incluso la tensión de las líneas de interconexión.

Siguiendo los trabajos publicados sobre selección de posiciones de aerogeneradores en un parque eólico utilizando algoritmos genéticos, [Zhao, 2009] presenta la optimización de las conexiones eléctricas de un parque *off-shore* con esta técnica de optimización. La función objetivo es el coste nivelado de producción, LPC , calculado con la ecuación (2,20) en la que C_c representa la inversión inicial, r es un factor económico ligado al tipo de interés bancario y la tasa de inflación, N es la vida útil del parque, OAM los costes anuales de operación y mantenimiento, P_{mean} es la potencia media generada excluidas las pérdidas, T las horas de funcionamiento anuales, y PR el beneficio expresado en tanto por ciento. Dado que el trabajo está orientado a parques *off-shore*, con una estructura de aerogeneradores en hileras, aprovecha esta disposición para buscar soluciones con disposiciones regulares en secciones iguales (mismo número de aerogeneradores conectados en cada sección), sin llegar a explorar todo el espacio de posibles soluciones.

$$LPC = \left[\frac{C_c r (1+r)^N}{(1+r)^N - 1} + OAM \right] \frac{1}{P_{mean}} \frac{100}{T (100 - PR)} \quad (2.20)$$

El primer trabajo relevante que aborda el diseño integral del parque eólico es [Serrano, 2011]. Los autores proponen la utilización de dos algoritmos genéticos anidados: el primero dedicado a la selección de los emplazamientos de los aerogeneradores, y el segundo dedicado al trazado de las líneas subterráneas de interconexión entre los aerogeneradores y la subestación del parque eólico. El trazado de los caminos se realiza dentro del primer algoritmo, mediante el uso del árbol de expansión mínima calculado mediante el método de Prim [Prim, 1957]. En el segundo algoritmo se determinan los trazados de conexión de las líneas eléctricas subterráneas y la sección del conductor a utilizar, pero utiliza una codificación engorrosa que dificulta la aplicación de los operadores genéticos de cruce y mutación, ya que hay que comprobar que la descendencia obtenida corresponde a una solución posible. La función objetivo es el valor actualizado neto, y para ello incluye también el coste de las pérdidas en los conductores de interconexión. La caracterización del terreno es discreta, es decir, por medio de celdas regulares, sobre

terreno plano y sin diferencias de coste entre ellas (los costes de las conexiones son proporcionales a la distancia).

En [Dutta, 2012] se optimiza exclusivamente el trazado de las líneas eléctricas de interconexión dentro del parque eólico. Los autores parten de un parque en el que ya están decididas las posiciones de los aerogeneradores y de la subestación. Utilizan el algoritmo de agrupamiento *k-means*, [MacQueen, 1967], para determinar los aerogeneradores a conectar en cada sección, y el algoritmo de Dijkstra [Dijkstra, 1959] para obtener el árbol de expansión mínima dentro de cada grupo. Un procedimiento iterativo va modificando el árbol de expansión mínima creando puntos intermedios de empalme de conductores y asignando las secciones de los conductores. La función objetivo perseguida es minimizar la longitud total de los conductores.

Un algoritmo genético modificado para el trazado de las conexiones internas de un parque *off-shore* se propone en [González, 2012b]. La modificación del algoritmo consiste en la inclusión del conocido como problema del viajante [Bektas, 2006] en la conexión de los aerogeneradores. Los autores comparan los resultados obtenidos en el estudio de un parque con 280 aerogeneradores con los obtenidos en otros dos trabajos sobre el mismo parque, mostrando la efectividad del algoritmo propuesto. A pesar de los mejores resultados obtenidos, resulta sorprendente que la solución final obtenida presenta varios cruces de las líneas de interconexión, lo que puede complicar las labores de mantenimiento.

La selección del sistema de interconexión eléctrica de los elementos de un parque eólico *off-shore* se presenta en [Lumbreras, 2013], en [Serrano, 2013], y en [Dahmani, 2015]. En el primero de los trabajos se utiliza como técnica de optimización la programación lineal entera mixta, y proponen hasta cuatro funciones objetivo distintas: coste total, coste de inversión, costes de operación, y costes de las pérdidas de energía. En [Serrano, 2013], los autores utilizan un algoritmo genético para optimizar la posición de los aerogeneradores en zonas más pequeñas que la superficie inicial disponible (las llaman zonas de influencia). Para el trazado del sistema de interconexión utilizan un método mucho más simple: empezando por aquellos aerogeneradores situados más lejos del centro de gravedad del parque (donde sitúan la subestación), cada uno es unido al más cercano hasta completar la capacidad del conductor escogido. Este método no asegura la selección del trazado

óptimo bajo el criterio de valor actualizado neto, que es el que usan para decidir la posición de los aerogeneradores, y los propios autores lo presentan como una solución aproximada. En [Dahmani, 2015] utilizan un algoritmo genético para seleccionar el trazado de las interconexiones eléctricas dentro de un parque *off-shore*. Para reducir el tiempo para encontrar la solución óptima, dividen el parque en secciones, situando una subestación en cada sección.

Una variante del algoritmo del árbol de expansión mínima de Prim es utilizado en [Kousaka, 2014]. Los autores proponen un procedimiento iterativo, sobre la base del algoritmo de Prim, para ir añadiendo conexiones entre los aerogeneradores del parque con la limitación de profundidad máxima del árbol resultante. Esta profundidad se corresponde con el número máximo de aerogeneradores a conectar de acuerdo a las características (capacidad) del conductor escogido.

La combinación de las técnicas de optimización de colonia de hormigas (*ant colony*) y búsqueda tabú (*tabu-search*) es utilizada en [Neagu, 2014]. La función objetivo es minimizar la longitud de las conexiones, sin considerar secciones ni límites de transmisión para las mismas. Realiza la optimización en dos etapas, en la primera busca la disposición óptima de conexiones entre todos los aerogeneradores y la subestación; en la segunda etapa reduce la longitud de las conexiones estableciendo puntos intermedios de empalme.

Un segundo trabajo con la optimización integral de un parque eólico se presenta en [Wu, 2014]. Para la optimización del sistema eléctrico de interconexión, los autores proponen el uso de una colonia de hormigas. La función objetivo en el trazado de las conexiones es la de coste anualizado del sistema, en la que considera la energía neta anual generada por el parque (energía anual generada menos las pérdidas de energía en las conexiones). La optimización del trazado está integrada en la optimización de las posiciones de los aerogeneradores (supuestamente están anidadas las dos optimizaciones, aunque los autores no lo detallan) de forma que los resultados de la primera, energía neta anual generada, se utilizan para el cálculo de la eficiencia del parque, que utiliza como función objetivo en la segunda.

El diseño de un parque eólico *on-shore* es tratado en [Gu, 2015]. En la selección de posiciones de aerogeneradores no aporta gran cosa, ya que usa un algoritmo genético, con el modelo de Katic para evaluar el *wake effect*, una

caracterización del terreno en celdas regulares, y el valor anualizado neto como función objetivo. Pero los autores aportan como novedad el trazado óptimo de caminos entre aerogeneradores. En este caso usan la combinación de los trazados de mínima pendiente entre aerogeneradores con el algoritmo de árbol de expansión mínima de Prim. No se propone ninguna solución para el trazado de las líneas eléctricas de interconexión.

La Tabla 2.3 representa, de una forma más detallada, las características de los modelos de optimización de infraestructuras en un parque eólico considerados como más relevantes. En dicha tabla se recoge, para cada trabajo publicado, los siguientes datos:

- La técnica escogida.
- La consideración del terreno como discreto o continuo. En este caso se considera discreto si se limitan a unir los aerogeneradores tomando la línea recta entre ellos y la distancia euclídea que los separa, lo cual solo puede tener sentido en un parque *off-shore*.
- Las características del terreno escogido en el caso o casos de estudio (plano o complejo).
- La posibilidad de definir zonas prohibidas en el terreno para la instalación de las infraestructuras.
- La infraestructura considerada: caminos y/o conexiones eléctricas.
- Función objetivo escogida, si la hubiera, o valor evaluado.

	Técnica usada	Dominio	Terreno	Zonas prohibidas	Caminos	Conexiones eléctricas	Función objetivo
[Li, 2008]	AG modificado	Discreto	Plano	No	No	Sí	Costes anualizados
[Zhao, 2009]	AG	Discreto	Plano	No	No	Sí	Coste nivelado de producción
[Lingling, 2009]	AG	Discreto	Plano	No	No	Sí	Costes totales
[Serrano, 2011]	AG	Discreto	Plano	Sí	Sí	Sí	Suma de coste de infraestructura y Coste de pérdidas
[Dutta, 2012]	Dijkstra + k -means	Discreto	Plano	No	No	Sí	Longitud de conexiones
[González, 2012b]	AG modificado	Discreto	Plano	No	No	Sí	Costes totales
[Lumbreras, 2013]	Programación Entera mixta	Discreto	Plano	No	No	Sí	Costes
[Serrano, 2013]	Más próximo	Discreto	Plano	No	No	Sí	Valor actualizado neto
[Dahmani, 2015]	Prim + AG	Discreto	Plano	No	No	Sí	Valor actualizado neto
[Kousaka, 2014]	Prim iterativo	Discreto	Plano	No	No	Sí	Costes de instalación
[Neagu, 2014]	Ant colony + Tabu-Search	Discreto	Plano	No	No	Sí	Longitud de conexiones
[Wu, 2014]	Ant colony	Discreto	Plano	No	No	Sí	Energía neta anual generada
[Gu, 2015]	Contorno + Prim	Continuo	Complejo	Sí	Sí	No	Valor actualizado neto

Tabla 2.3: Características de los modelos de optimización de infraestructuras en un parque eólico.

2.5 Conclusiones que pueden extraerse del análisis del estado del arte.

Son varias las conclusiones interesantes que pueden extraerse del análisis del estado del arte realizado en las páginas anteriores. Detallándolas en una lista, podríamos citar las siguientes:

- I. A pesar de que el diseño óptimo de parques eólicos es un problema con una marcada componente de tipo geográfico, salvo mínimas excepciones, no se han publicado trabajos que aborden el problema utilizando la herramienta idónea para trabajar con datos de este tipo, es decir, con sistemas de información geográfica. Y cuando me refiero a que hay una componente geográfica marcada, quiero decir que la solución óptima depende de variables totalmente locales y específicas de cada lugar: orografía, vientos, composición del terreno, rugosidades, obstáculos, accesos, etc.
- II. La mayoría de los trabajos publicados no tiene en cuenta para nada las particularidades del terreno en el que se van a instalar los parques que diseñan. La superficie del terreno es fundamentalmente plana, lo que es entendible para parques *off-shore*, pero resulta una suposición bastante ideal para el resto de parques.
- III. La mayoría de los trabajos publicados caracterizan el terreno disponible de forma discreta, esto es, dividiéndolo en celdas regulares. En la mayoría de los casos, el tamaño del terreno representado por cada celda es considerable.
- IV. Para el caso de diseño de infraestructuras se considera que el terreno presenta en todas las zonas las mismas características, lo que vuelve a representar un caso ideal.
- V. Las funciones objetivo varían de un trabajo a otro, pero todos se centran en aspectos con un fin económico: energía anual producida, valor actualizado neto, beneficio económico, coste de la unidad de energía producida, etc. Ningún autor a considerado incluir en la función objetivo términos relativos a impacto ambiental, ruido, impacto visual, etc.

- VI. Ninguno trabajo de los publicados hasta el momento contempla la selección de emplazamientos para los aerogeneradores junto al trazado óptimo de caminos y de las conexiones eléctricas entre los aerogeneradores y la subestación del parque.
- VII. Se ha realizado un importante esfuerzo en desarrollar y aplicar nuevas técnicas de optimización, que se justifican en la mejora obtenida en los valores de la función objetivo y, en ocasiones, en la velocidad en obtener la solución óptima o casi óptima. Para la aplicación a la que se destina los métodos y herramientas desarrollados, que es la de planificación, la mejora en la velocidad debe considerarse como absolutamente secundaria. Para labores de planificación la obtención de la solución en unas horas menos representa una mejora mínima frente a aspectos más relevantes como, por ejemplo, una mejor caracterización del terreno sobre el que se piensa instalar el nuevo parque eólico.

CAPITULO

3

CRITERIOS DE DISEÑO Y ANÁLISIS DE COSTES EN UN PARQUE EÓLICO

3.1 Introducción

El capítulo 2 nos ofrece una amplia visión acerca de los trabajos de investigación realizados en la línea del desarrollo y planificación de plantas de generación de energía eléctrica a partir del recurso eólico. No cabe duda de que la búsqueda de una planta eólica óptima constituye un problema de extrema dificultad en el que la gran cantidad de variables que entran en juego pueden influir notablemente en la solución final.

En este capítulo, se expondrán aquellos factores más relevantes que van a influir en el desempeño de un nuevo parque eólico. Aunque la metodología empleada en el algoritmo de optimización que se desarrolla en este trabajo se describe detalladamente a lo largo del capítulo 5, antes de abordar el problema a nivel de

implementación de la metodología como el código de un programa, es necesario repasar desde un punto de vista algo más teórico algunos de los conceptos fundamentales relacionados la generación eólica, ya que la metodología de optimización con la que se ha desarrollado se basa en ellos.

Es importante tener bien claro que un parque eólico es una instalación industrial cuya finalidad última es la generación de unos beneficios en base a la producción de una determinada cantidad de energía eléctrica, que deberá ser colocada en el mercado para su venta.

Desde un punto de vista puramente económico, se trata de una inversión que en primer lugar, debe ser rentable, además de aportar múltiples beneficios medioambientales como la reducción de emisiones de CO₂, y la reducción de la dependencia energética de nuestro país con el exterior, entre otras. Por ello es necesario tener claro cuáles son aquellos factores que pueden influir positiva o negativamente en el nivel de rentabilidad de la planta. La instalaciones eólicas requieren de una fuerte inversión inicial de capital, y, por tanto, deberán ser financiadas a través de entidades bancarias que serán quienes faciliten una parte importante del capital necesario para su construcción. Cuando se planifican instalaciones de este tipo, se deben realizar numerosos estudios previos antes de comenzar la fase de construcción de la planta: normalmente se realizan lecturas de velocidad y dirección de viento al menos durante dos años, para determinar si un determinado emplazamiento es adecuado para este fin.

Se puede ver, que se trata de una inversión con un cierto riesgo y, por lo tanto, está perfectamente justificado cualquier esfuerzo encaminado a facilitar la planificación de un nuevo parque eólico. Si fuera posible conseguir un algoritmo, que proporcionase soluciones adecuadas al problema de optimización de todo un parque eólico, junto con sus infraestructuras, parecería lógico que el tiempo de obtención de resultados no supondría un parámetro crítico, siempre que hablásemos de plazos de cálculo razonables (hasta varias horas de proceso e incluso días). Una vez expuesto el problema, veamos cuáles son aquellos principios fundamentales en los que se apoya la metodología de optimización que se ha desarrollado en este trabajo.

3.2 El recurso eólico.

Desde un punto de vista energético, la misión de una planta eólica consiste en transformar en energía eléctrica, la energía cinética que contiene el viento disponible en un determinado emplazamiento. Los aerogeneradores deben capturar la mayor cantidad de energía posible del viento enviándola a través de la red eléctrica interna de media tensión (por ejemplo a 20 kV) del parque, hacia la subestación, con las menores pérdidas posibles. Finalmente la subestación enlazada con la red de media tensión, enviará la energía proveniente de todos los aerogeneradores del parque hasta la red de transporte de alta tensión.

Puesto que la fuente de energía y por lo tanto, la fuente de ingresos de la inversión realizada es el viento, el punto de partida comienza por determinar, el modo de ponderar la energía que se puede extraer de él y el modo de elegir los mejores emplazamientos.

3.2.1 El viento

La tierra recibe del sol en forma de radiación aproximadamente $1.7 \cdot 10^{14}$ kW. La energía correspondiente a esta radiación calienta el aire de la atmósfera de forma diferente en función de la latitud, alcanzando su máximo valor en zonas próximas al ecuador y el mínimo en los polos, donde los rayos del sol penetran con un menor ángulo. Por otro lado, tal como se ha visto en el apartado anterior, la densidad del aire disminuye con el aumento de la temperatura, y por lo tanto las masas de aire caliente ascienden y se desplazan fuera de la zona, originando un descenso de la presión atmosférica. La menor presión provoca la llegada masas de aire frío proveniente de los polos que tratan de “llenar el hueco” que dejaron las masas de aire caliente al ascender. Además de las fuerzas provocadas por el gradiente de presión, hay que sumar el efecto producido por la rotación de la tierra, que origina la aceleración de Coriolis. La combinación de ambas fuerzas es responsable de los vientos que se producen a escala global, los cuales reciben el nombre de vientos geostróficos. Este tipo de vientos se mueven en la atmósfera libre (sin obstáculos) en la dirección de las isobaras, y se producen en las capas más altas de la atmósfera. La aceleración de Coriolis provoca la rotación de las masas de aire que se dirigen hacia las zonas de bajas presiones, en sentido antihorario en el hemisferio norte, y horario en el hemisferio sur.

Todo el sistema atmosférico se comporta como una enorme máquina termodinámica cuyo foco caliente es el sol, por ello se puede decir que la energía eólica es una forma indirecta de energía solar. Un dato curioso, es que en este gran sistema termodinámico, tan solo un 2% de la energía recibida del sol se transforma en viento.

Los vientos geostroáficos que se producen a escala global en las capas más altas de la atmósfera, influyen en parte, en los que se originan a nivel local. No obstante hay otros factores que es necesario entender y que también afectan a los vientos en cotas más bajas, del orden de 100 m sobre la superficie de la tierra, ya que son éstos los que van a afectar en mayor medida a la producción anual de energía de las instalaciones eólicas.

3.2.2. Efectos locales que afectan a la velocidad del viento.

Los cambios de velocidad y dirección del viento en la zona en torno a los 100 m sobre la superficie de la tierra son los más relevantes de cara a determinar el comportamiento de una instalación eólica. A esta altura los patrones de viento pueden ser modificados drásticamente por varios factores locales. Algunos de ellos son los siguientes.

- Brisas marinas, ocasionadas por el desfase entre las temperaturas del mar y del terreno en zonas costeras. Durante el día la tierra se calienta más rápidamente que la superficie del mar, y por ello las masas de aire situadas en el interior ascienden, lo que origina la llegada de masas de aire provenientes del mar. Durante la noche se produce el efecto contrario, el agua del mar se enfría más lentamente que el suelo en tierra firme, originando el movimiento del aire hacia mar adentro.
- Vientos de montaña. Son originados por un fenómeno similar a las brisas marinas. En este caso, durante el día se produce un mayor calentamiento de las cumbres de las montañas, lo que origina el desplazamiento de las masas de aire desde el valle hasta las cumbres. Por la noche las zonas más altas se enfrían más rápidamente que el valle, y por lo tanto el flujo de aire es al contrario, desde la cima hacia el valle.
- Efecto de rozamiento con el suelo o *wind shear*. Una corriente de aire que se mueve sobre el terreno sufre un efecto de frenado ocasionado por el

rozamiento que produce el choque de las moléculas de aire contra los obstáculos existentes sobre el terreno. Se dice que esta resistencia se origina por un parámetro denominado rugosidad del terreno que mide la altura media de los obstáculos existentes sobre la superficie, como por ejemplo, árboles, edificios, etc. En teoría, debido al rozamiento, la velocidad del viento a nivel del suelo es igual a cero y va aumentando con la altura. La forma en la que incrementa la velocidad, depende de la rugosidad del terreno, la existencia de vegetación y arbolado provoca una considerable reducción del aumento de la velocidad de viento con la altura, sin embargo en zonas llanas con poca vegetación la influencia de este efecto es mucho menos acusada. El valor de la rugosidad se mide en metros y puede variar desde valores próximos a cero en el mar hasta valores de varios metros en el centro de las ciudades. Como valores de referencia podemos tomar los siguientes: 0,005 en zonas planas con poca vegetación, 0,025 – 0,1 prados y campo abierto, 0,2 – 0,3 en campos cultivados, 0,5 – 1 zonas con huertos y matorrales, 1 – 2 en bosques y ciudades.

El efecto de la rugosidad del terreno se debe tener muy en cuenta a la hora de diseñar un parque eólico, ya que el hecho de que la velocidad del viento sea diferente en función de la altura, puede originar empujes diferentes en la parte inferior del rotor y en la superior, lo que provoca fluctuaciones en la potencia generada por la turbina.

Las estaciones meteorológicas utilizadas para registrar la velocidad del viento, suelen incluir varios anemómetros a diferentes alturas. La variación de la velocidad del viento con la altura se puede modelizar mediante la siguiente función logarítmica dada por la ecuación (3.1).

$$V(z_r) = V(z) \frac{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad (3.1)$$

donde $V(z_r)$ y $V(z)$ son las velocidades de viento a las alturas z_r y z respectivamente y z_0 representa la rugosidad del terreno.

- **Turbulencias.** La velocidad y dirección del viento cambia rápidamente cuando pasa a través de superficies muy rugosas o choca contra grandes obstáculos, como por ejemplo edificios, árboles o paredes rocosas. La existencia de flujo turbulento en zonas próximas a un aerogenerador, no solamente provoca la reducción de la potencia útil que se obtendrá, sino que además causará un aumento de la fatiga estructural reduciendo su vida útil. La intensidad de las turbulencias dependerá del tamaño y de la forma de los obstáculos, de modo que el área de afección se puede extender más allá de una distancia superior al doble de la altura del obstáculo en la zona anterior a él y una distancia de entre 10 y 20 veces su altura en la zona posterior a él. En el eje vertical, la turbulencia provocada por el obstáculo se hace notar en alturas de entre 2 y 3 veces su altura. Se puede entender la importante influencia que tiene este efecto a la hora de diseñar un parque eólico en las proximidades de zonas urbanas.
- **Efecto de la aceleración.** Los obstáculos con suaves pendientes como por ejemplo las colinas y montañas redondeadas, por lo general, provocan un incremento de la velocidad del viento en la cumbre. Este efecto de aceleración se aprovecha a la hora de diseñar un parque eólico. Se suelen considerar pendientes favorables, aquellas comprendidas entre 6 y 16°. Si la pendiente de la ladera de la colina supera los 27° o es inferior a los 3° no se considera tan favorable. La orientación de la ladera, es otro factor que debe tenerse en cuenta, cuando la pendiente es perpendicular a la dirección de los vientos dominantes, se consigue una mayor aceleración. En cuanto a la forma, cabe añadir que las montañas con forma triangular son las que acusan en mayor medida el efecto de la aceleración, seguidas de aquellas con formas redondeadas. La forma de la cumbre también influye en el efecto de aceleración del viento: si ésta es plana, las turbulencias serán mayores que con formas redondeadas.

Por último, otro efecto acelerador del viento por orografía son los collados o pasos entre dos cumbres de mayor altitud. En esas zonas se produce un efecto de “embudo”, de tal forma que el aire al chocar contra las montañas laterales es obligado a pasar a través del collado produciéndose un aumento en la velocidad.

3.2.3. Medida del viento.

Tal como se ha visto anteriormente, es muy importante disponer de datos precisos de velocidad y dirección de viento en un emplazamiento si se pretende acometer cualquier proyecto energético de cierta envergadura que aproveche la energía eólica. Aunque se puede hacer uso de estaciones meteorológicas próximas, e incluso de indicadores naturales para saber si un emplazamiento es adecuado, es necesario instalar torres de medida que evalúen el recurso eólico durante un determinado periodo de tiempo.

3.2.3.1 Anemómetros

Los anemómetros son los instrumentos utilizados para medir la velocidad del viento. Se pueden encontrar diferentes tipos, en función del principio físico que utilicen para medir la velocidad:

- **Anemómetros rotacionales de arrastre diferencial.** Basan su funcionamiento en el principio de arrastre diferencial. Estos aparatos miden indirectamente la velocidad lineal del viento a partir de la velocidad de rotación de un rotor de cazoletas. La velocidad del rotor se mide mediante una dinamo, encoder o cualquier sensor que permita determinar la velocidad de un eje con el menor par de frenado posible, para no interferir en la medida. Un anemómetro de cazoletas utiliza el principio de arrastre diferencial de tal forma que las fuerzas que aparecen en el rotor varían en función de si la cara del álabe expuesto al viento está situado por su lado cóncavo o convexo. La fuerza de arrastre provocada por el empuje del viento sobre una superficie cualquiera, se puede calcular mediante la ecuación (3.2),

$$F_d = C_d \frac{1}{2} A \rho_a V^2 \quad (3.2)$$

donde ρ_a es la densidad del aire, V su velocidad, A el área del álabe, y F_d es la fuerza de arrastre que experimenta el álabe y es diferente en función del coeficiente de arrastre C_d . Los álabes a un lado del rotor tendrán un coeficiente C_{d1} y los que están al otro lado, otro C_{d2} . Como las fuerzas son diferentes aun lado y a otro del eje, aparecerá un par de rotación que hará girar el anemómetro. En estos aparatos, la velocidad de rotación es directamente proporcional a la velocidad del viento. Este anemómetro se ha

utilizado en infinidad de emplazamientos, sin embargo tiene algunas limitaciones: aunque acelera rápidamente, es lento midiendo las reducciones bruscas en la velocidad del viento debido a su inercia. Si nos fijamos en la ecuación (3.2), se puede comprobar que la fuerza de arrastre depende de la densidad del aire. De aquí surge otro de los inconvenientes de este tipo de sensor, que es su dependencia con esta variable y con aquellos factores que influyen en ella, como por ejemplo la presión y la temperatura.

- **Anemómetros de hélice.** Consisten en hélices fabricadas con materiales muy ligeros de plástico o aluminio que suelen tener cuatro álabes. Estas hélices trabajan, predominantemente, por sustentación y su velocidad de giro es proporcional a la velocidad del viento. Suelen encontrarse estaciones de medida con anemómetros de hélice orientados en el eje vertical y horizontal, lo que permite medir las componentes del viento en estas direcciones.
- **Anemómetros de plato.** También son anemómetros de arrastre diferencial y consisten en una placa rectangular colgada de uno de sus lados, de tal forma que el viento al incidir en su superficie la inclina en mayor o menor medida en función de la velocidad del viento. La presión P que éste ejerce sobre la placa se calcula mediante la ecuación (3.3),

$$P = \frac{1}{2} \rho_a V^2 \quad (3.3)$$

donde ρ_a es la densidad del aire y V la velocidad del viento. En función de la desviación horizontal de la placa, se calcula la velocidad del viento. Este dispositivo tiene poca sensibilidad, y prácticamente ya no se utiliza, además por tratarse de un anemómetro de arrastre sigue presentando el problema de la dependencia con la densidad del aire.

- **Anemómetros de medida por diferencia de presión.** Se basan en las medidas de presión efectuadas mediante dos tubos, uno de ellos en la dirección del viento y otro en dirección perpendicular a él. En el primero de ellos, la presión medida es igual a la suma de la presión atmosférica y la presión dinámica provocada por el viento al incidir sobre él. Este valor se calcula de acuerdo a la siguiente expresión (3.4),

$$P_1 = P_a + C_1 \frac{1}{2} \rho_a V^2 \quad (3.4)$$

donde P_a es la presión atmosférica, ρ_a es la densidad del aire, V la velocidad del viento y C_1 una constante. El segundo tubo acusará una depresión provocada por el efecto Venturi que se calcula a partir de la ecuación (3.5),

$$P_2 = P_a - C_2 \frac{1}{2} \rho_a V^2 \quad (3.5)$$

donde C_2 es otra constante. Se puede determinar la velocidad del viento restando ambas presiones medidas en los tubos mediante la ecuación (3.6).

$$V = \sqrt{\frac{2(P_1 - P_2)}{\rho_a(C_1 + C_2)}} \quad (3.6)$$

Los valores C_1 y C_2 son constantes propias del instrumento, y las presiones se miden utilizando sensores electrónicos. La ventaja más importante que presenta este tipo de anemómetro es que no tiene partes móviles, sin embargo tiene el inconveniente de que la suciedad en los tubos, la humedad y los insectos pueden empeorar su precisión e incluso llegar a inutilizarlo.

- **Anemómetro sónico.** Estos anemómetros miden la velocidad del viento a partir de los cambios de la velocidad del sonido en el aire. Suelen estar formados por tres brazos sobre los que se instalan tres transductores que transmiten una ondas sonoras que viajan a favor y en contra de la corriente de aire. La velocidad del sonido es diferente cuando se mueve a través de una corriente de aire en movimiento que cuando lo hace a través de un volumen en reposo. Si suponemos que V_s es la velocidad del sonido con el aire en reposo y V es la velocidad del viento, cuando la onda sonora se mueve en la misma dirección que la corriente de aire tenemos que:

$$V_1 = V_s + V \quad (3.7)$$

por el contrario si la onda sonora se transmite en sentido contrario al movimiento del aire, la velocidad medida será en este caso:

$$V_2 = V_s - V \quad (3.8)$$

Para calcular la velocidad del viento se restarán las velocidades medidas por los dos transductores como muestra la ecuación (3.9).

$$\begin{aligned} V_1 - V_2 &= V_s + V - V_s + V \\ V &= \frac{V_1 - V_2}{2} \end{aligned} \quad (3.9)$$

Por lo tanto, midiendo la velocidad de propagación del sonido entre los diferentes transductores, puede medir la velocidad del viento. Los anemómetros sónicos no tienen partes móviles, y son fiables y precisos para medir velocidades entre 0 y 65 m/s, aunque tienen el inconveniente de un mayor coste.

3.2.3.2 Unidades de procesamiento de datos (*Data loggers*).

Son micro ordenadores que reciben la información de los sensores y calculan los valores medios durante un tiempo prefijado que normalmente suele ser de unos 10 minutos. El *data logger* registra los valores medios dentro de una unidad de almacenamiento masivo como una memoria flash o un disco duro. También pueden enviar la información a un centro de control a través de un canal de radio GPRS, 3G, 4G, etc. Si se desea un funcionamiento fiable de la estación, es necesario realizar labores de ajuste y mantenimiento periódico de todos los sensores. También es importante tener en cuenta a la hora de medir la velocidad del viento, el efecto sombra producido por la torre sobre la que se instalan los anemómetros, y por otros objetos próximos a la estación de medida. Normalmente en el lugar donde se instalan los equipos no se dispone de suministro eléctrico, por ello es necesario añadir un sistema de alimentación mediante baterías y paneles fotovoltaicos.

La calidad de los datos registrados depende en gran medida de algunas de las características de los sensores conectados a la unidad, tales como precisión, resolución, sensibilidad, error, velocidad de respuesta, repetitividad y fiabilidad. Se define la precisión de un anemómetro, como el nivel de exactitud con el que es capaz de medir la velocidad del viento. Por ejemplo, un anemómetro de cazoletas tiene una precisión del orden de $\pm 0,3$ m/s. La resolución es la mínima variación de la velocidad de viento que es capaz de detectar, y la sensibilidad es la relación entre las señales de salida y entrada. El error es la desviación entre la velocidad real del viento y la

medida por el aparato. La velocidad de respuesta, indica en qué medida es capaz de captar los cambios rápidos en la velocidad del viento. La repetitividad es una propiedad que indica al grado de coincidencia de diferentes lecturas de viento ante la misma medida en idénticas condiciones. Finalmente la fiabilidad de un anemómetro indica la probabilidad de que funcione correctamente en un rango de velocidades de viento.

3.2.3.3 Medida de la dirección del viento.

La dirección del viento es otro factor que es necesario conocer a la hora de realizar un estudio del régimen de vientos en un determinado emplazamiento. Por ejemplo, si se obtiene una mayor cantidad de energía para una determinada dirección de viento, lo lógico es evitar cualquier obstáculo que impida la libre circulación del aire en esta dirección. La correcta ubicación de los aerogeneradores evita el efecto sombra entre ellos en la dirección predominante del viento. El instrumento utilizado para medir la dirección del viento es la veleta, a la que normalmente se le acopla un sensor de ángulo de giro como, por ejemplo, un encoder o un resolver, y se envía la información al *data logger* que permite combinar dirección y velocidad. Una forma de representar esta información de forma conjunta es mediante las rosas de los vientos. Se trata de gráficos polares donde el radio representa el módulo de la variable medida y el ángulo, la dirección del viento. En la rosa de los vientos se suelen representar tres tipos de datos.

- El porcentaje del tiempo durante el cual sopla el viento en una determinada dirección. Permite determinar la dirección de viento que sopla durante más tiempo.
- El producto del tiempo por el valor medio de la velocidad en una dirección dada. Permite calcular la intensidad del viento en cada dirección.
- El producto del tiempo por la velocidad del viento elevada al cubo, permite estimar la energía en cada dirección.

3.2.4 Potencia disponible en el viento

La energía disponible en el viento, en realidad, está constituida por la energía cinética contenida en las grandes masas de aire que se mueven sobre la superficie terrestre. Los álabes de las turbinas eólicas reciben esta energía cinética transformándola en energía mecánica de rotación en el buje del aerogenerador, que posteriormente se transformará en energía eléctrica mediante de un alternador. La eficiencia con la que se realizan estos procesos de conversión, en los que se transforma el viento en otras formas útiles de energía, depende, en gran medida, de la forma en la que interactúa el rotor con la corriente de aire.

La energía cinética disponible en una corriente de aire con una masa m , que se mueve a una velocidad V vendrá dada por la ecuación (3.10).

$$E = \frac{1}{2} m V^2 \quad (3.10)$$

Si suponemos que el rotor barre un área A_r dentro de la corriente de aire (véase figura 3.1) la energía cinética disponible, se puede expresar de siguiente forma:

$$E = \frac{1}{2} \rho_a v V^2 \quad (3.11)$$

donde ρ_a es la densidad del aire y v es el volumen de control de la masa de aire con el que interactúa el rotor del aerogenerador, y que se desplaza a una velocidad V . Dicho volumen es de forma cilíndrica, siendo su longitud L y área de la base coincidente con el área barrida por el rotor.

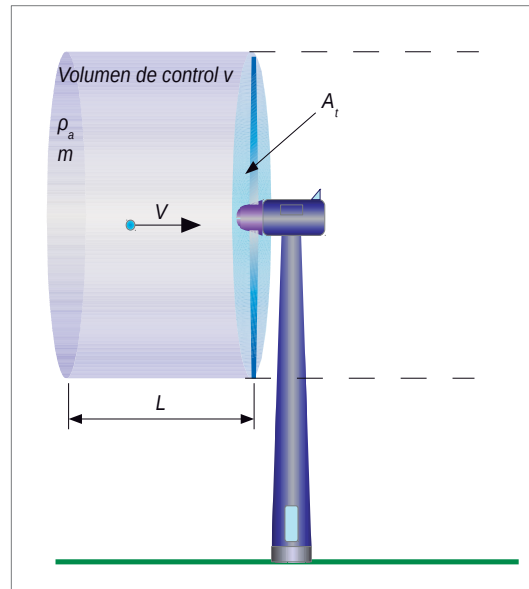


Figura 3.1: Potencia desarrollada por una masa de aire en movimiento.

Como la potencia se define como la energía por unidad de tiempo, y la velocidad a la que se mueve el volumen de control es igual al cociente entre la longitud del volumen de aire y el tiempo que tarda en pasar a través del rotor ($V=L/t$) la ecuación anterior nos quedará de la siguiente forma:

$$P = \frac{1}{2} \rho_a A_t V^3 \quad (3.12)$$

La ecuación (3.12) es importante porque permite comprobar cuales son los factores principales que van a influir a la hora de extraer la energía contenida en el viento. Vemos que las variables que determinan dicha energía, son la densidad del aire (ρ_a), el área barrida por las palas del rotor (A_t), y de manera decisiva, la velocidad del viento (V) que está elevada al cubo. Factores como la temperatura, la presión atmosférica y la altitud, influyen en la densidad del aire. Si consideramos el aire seco, podemos modelizarlo como un gas ideal y, por lo tanto, su comportamiento se puede describir mediante la siguiente ecuación:

$$pV_g = nRT \quad (3.13)$$

donde p es la presión, V_g es el volumen del gas, n es el número de moles del gas (kmol), R es la constante universal de los gases perfectos y, por último, T es la temperatura absoluta en grados Kelvin. Como la densidad del aire ρ_a se calcula como la relación entre su masa m y el volumen que ocupa V_g , tenemos que:

$$\rho_a = \frac{m}{V_g} \quad (3.14)$$

Podemos expresar la densidad del aire en función de la cantidad de moles n , de la presión p , de la temperatura T y de la constante universal de los gases perfectos R :

$$\rho_a = \frac{m p}{RT} \quad (3.15)$$

Por otro lado, el peso de un determinado volumen de aire de altura Δh sobre una determinada superficie A , se calcula a partir de la siguientes expresiones:

$$F = mg \quad (3.16)$$

$$F = \rho_a g A \Delta h \quad (3.17)$$

$$\Delta P = \frac{-\rho_a g A \Delta h}{A} \quad (3.18)$$

donde ΔP es la variación de presión con la altura m la masa de aire g la aceleración de la gravedad, A es la superficie del volumen de control, Δh es la variación de la altura.

El cambio de presión depende de la densidad, pero, a su vez, la densidad se calcula mediante la ecuación (3.15), quedándonos de la siguiente forma:

$$\frac{\Delta P}{\Delta h} = \frac{-m g P}{K T} \quad (3.19)$$

El signo negativo indica que la presión disminuye al aumentar la altura. La ecuación (3.19) se puede escribir en forma diferencial:

$$\frac{dP}{dh} = \frac{-m g P}{K T} \quad (3.20)$$

Este tipo de ecuaciones diferenciales se resuelven mediante funciones exponenciales de la siguiente forma:

$$y = A e^{bx} + C \quad (3.21)$$

donde y corresponde a la función que queremos calcular que en este caso es la presión atmosférica, y x es la altura. La ecuación (3.21), una vez aplicadas las condiciones de contorno, nos permite calcular el valor de la presión atmosférica en función de la altura. La ecuación 3.21 nos queda de la forma:

$$P(h) = P_0 e^{\frac{-mg}{KT} h} \quad (3.22)$$

donde P_0 es la presión en un punto de referencia, m es la masa de aire, g es la gravedad, h la altura, y K y T son la constante universal de los gases perfectos y la temperatura del aire, respectivamente.

Por otro lado, si se conoce la relación entre la elevación y la altura, se puede calcular la densidad mediante una expresión similar:

$$\rho(h) = \frac{353.05}{T} e^{-0.034 \frac{h}{T}} \quad (3.23)$$

que permite obtener la densidad del aire en función de la altura.

Se puede ver que la densidad del aire disminuye con la altura y con el aumento de la temperatura. Un valor de referencia que suele tomarse para la densidad del aire en la mayoría de los casos prácticos es $1,225 \text{ kg/m}^3$. Vemos que se trata de un valor relativamente pequeño en comparación con otros fluidos de trabajo como por ejemplo el agua, por ello se suele decir que la energía eólica es una fuente de baja densidad y, por lo tanto, será necesario utilizar grandes superficies para poder capturar cantidades significativas de energía.

Como conclusión se puede incidir en la idea de que el factor más importante que va a influir en la cantidad de energía que va a producir un parque eólico, es la velocidad del viento. Duplicar esta variable implica multiplicar por ocho la cantidad de energía disponible, por ello, la búsqueda de los emplazamientos más adecuados revertirá sin duda alguna, en un mayor beneficio económico de la instalación.

3.3 Relación entre la potencia y el par en una turbina eólica.

Mediante la ecuación (3.12) es posible calcular la energía cinética contenida en una masa de aire que se mueve a una velocidad V . Sin embargo, cuando la corriente de aire se desplaza entre los álabes de la turbina solo una parte de esta energía cinética es transferida al rotor de la máquina. La eficiencia del rotor mide en cierto modo la relación entre la energía extraída de la corriente de aire y la total disponible dada por la ecuación (3.12). Dicha relación recibe el nombre de coeficiente de potencia C_p y se define a partir de la siguiente expresión:

$$C_p = \frac{2 P_t}{\rho_a A_t V^3} \quad (3.24)$$

donde P_t es la potencia mecánica en el buje del aerogenerador. La potencia mecánica que se obtiene depende de los parámetros constructivos de la turbina como, por ejemplo, el número de álabes, el tipo de perfil aerodinámico, el paso de los álabes, etc. El diseño de la turbina debe optimizarse para conseguir el mayor valor posible de C_p en todo el rango de velocidades de viento. Si partimos de nuevo de la ecuación de la potencia teórica contenida en el viento ecuación (3.12) y aplicamos la relación existente entre la potencia P , la fuerza F y la velocidad V :

$$P = F V \quad (3.25)$$

Al sustituir una ecuación en la otra, obtendríamos la fuerza teórica que se podría conseguir a partir de una masa de aire en movimiento si se extrajese totalmente su energía cinética. Además, como el par en la turbina se calcula multiplicando la fuerza por el radio de aplicación ($T = F \cdot R$), si se sustituye en la ecuación (3.25),

$$F = \frac{1}{2} \rho_a A_t V^2 \quad (3.26)$$

se obtiene la ecuación (3.27), que permite determinar el par teórico máximo T en la turbina.

$$T = \frac{1}{2} \rho_a A_t V^2 R \quad (3.27)$$

Solamente se podrá obtener en el eje del rotor una parte de este par teórico, de modo que la relación entre el par real obtenido en el buje del aerogenerador y el par teórico máximo recibe el nombre de coeficiente de par C_t y se calcula mediante la siguiente expresión:

$$C_t = \frac{2T_r}{\rho_a A_t V^2 R} \quad (3.28)$$

donde T_r es el par real disponible en el buje de la máquina. La potencia desarrollada por un aerogenerador a una determinada velocidad del viento, depende en gran medida de la velocidad relativa entre la punta de la pala y la velocidad del viento que incide sobre ella. Dicha relación recibe el nombre de coeficiente de velocidad λ , que viene dada por la ecuación (3.29),

$$\lambda = \frac{R\omega}{V} = \frac{2\pi nR}{60} \quad (3.29)$$

donde R es el radio del rotor, ω es la velocidad angular del buje de la máquina, V es la velocidad del viento y n es la velocidad del buje medida en rpm. Si calculamos la relación entre el coeficiente de potencia y el coeficiente de par podemos ver que es igual al coeficiente de velocidad λ .

$$\frac{C_p}{C_t} = \frac{\frac{2P_t}{\rho_a A_t V^3}}{\frac{2T_t}{\rho_a A_t V^3}} = \frac{P_t R}{T_t V} = \frac{T_t \omega R}{T_t V} = \lambda \quad (3.30)$$

Es decir, el coeficiente de velocidad es igual a la relación entre el coeficiente de potencia y el coeficiente de par de la turbina. Para cada velocidad de viento existe una velocidad de la turbina donde la extracción de la energía eólica, alcanza un valor máximo. Supongamos por ejemplo que la turbina gira demasiado lenta para una

determinada velocidad de viento, en este caso una gran parte de la masa de aire estaría pasando entre los álabes de la turbina sin producir trabajo efectivo, y por ello, el rendimiento también sería bajo. El caso contrario sucedería cuando la turbina girase demasiado rápido para una velocidad de viento determinada, el efecto ahora sería un mal rendimiento debido a las turbulencias provocadas por la excesiva velocidad de las palas. Por lo tanto, para cada velocidad de viento el aerogenerador debe buscar la configuración óptima que permita extraer la máxima energía.

3.4 Estudio estadístico del recurso eólico.

Se ha demostrado en apartados anteriores que el factor más crítico que influye en la potencia que podrá extraerse de un parque eólico es la velocidad del viento. Debido a que existe una relación cúbica entre la potencia y la velocidad del viento, pequeñas variaciones en esta variable, provocan grandes fluctuaciones en la potencia generada.

El viento es un recurso de naturaleza aleatoria, donde la dirección y la velocidad pueden variar drásticamente en pocos segundos. Además de las variaciones estacionales, los patrones de viento pueden cambiar de un año a otro de forma significativa, por ello, antes de iniciar un nuevo proyecto, es muy importante realizar un profundo análisis de los emplazamientos donde se ubicarán los nuevos aerogeneradores. Si se conoce el comportamiento del recurso eólico en una zona, el diseñador del parque podrá determinar los aerogeneradores más apropiados para el proyecto y además podrá realizar una estimación de la energía anual que podría obtenerse.

La velocidad media del viento ofrece una visión preliminar del potencial eólico de un emplazamiento. Un buen valor medio puede ser indicador de que el emplazamiento es adecuado para la construcción de un parque eólico, no obstante, es necesario realizar un estudio más detallado donde se analice la frecuencia de los vientos en cada dirección.

La herramienta más comúnmente utilizada para realizar este análisis se basa en métodos estadísticos que emplean funciones de distribución de probabilidad del régimen de viento en una determinada zona, durante un periodo de tiempo. Mediante

el análisis estadístico del régimen de viento en una zona, es posible obtener respuesta a las siguientes cuestiones:

- ¿Cuanta energía se estima que se va a obtener anualmente?
- ¿Cual es la energía disponible por área barrida por el rotor?
- ¿Cuántas horas equivalentes va a funcionar el parque?
- ¿Cuántas horas con vientos extremos de se van a dar?

3.4.1 Velocidad media del viento.

Uno de los datos más importantes a la hora de analizar el régimen de vientos en un determinado emplazamiento es el valor de la velocidad media que se calcula a partir de la ecuación (3.31).

$$V_m = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i \quad (3.31)$$

donde V_i representa la velocidad del viento y n el número de muestra para dicha velocidad.

Hay que prestar especial atención a la hora de utilizar este valor de velocidad para calcular la potencia puesto que el resultado obtenido siempre es inferior al real. Si se utiliza la ecuación (3.31) para calcular el valor medio de la velocidad y la ecuación (3.12) para calcular la potencia, que utiliza la velocidad media, no se obtiene el mismo resultado que si calculásemos las potencias individuales para cada muestra de velocidad y después calculásemos el valor medio. Para no cometer errores, si se pretende calcular la velocidad media, considerando criterios energéticos, es necesario ponderar la energía contenida en el viento dentro del cálculo del valor medio. En este caso se calcularía a partir de la siguiente expresión:

$$V_m = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i^3 \right)^{\frac{1}{3}} \quad (3.32)$$

Si utilizamos esta ecuación para calcular la velocidad media y después la ecuación (3.12) entonces en este caso sí que coinciden los resultados.

3.4.2 Distribución de la velocidad del viento.

La velocidad media del viento puede servir para dar una idea aproximada del potencial eólico de un emplazamiento, sin embargo no proporciona información suficiente para determinar la cantidad de energía que se puede obtener. Tan importante como conocer la velocidad y dirección del viento, es saber en que periodos de tiempo se produce. Si para un aerogenerador, se calcula la potencia generada para una determinada velocidad media del viento durante todo el día y se multiplica por 24h, el total de la energía obtenida puede diferir considerablemente del valor real. No es lo mismo un perfil de viento constante de 20 m/s todo el día, que 12 horas de viento con una velocidad de 40 m/s y viento en calma durante la otra mitad del día. Aunque el valor medio en ambos casos es de 20 m/s, si el aerogenerador tiene una velocidad de corte de 25 m/s en el último escenario la producción será igual a cero.

El grado de variabilidad de una serie de velocidades de viento se mide mediante la desviación estándar σ_v .

$$\sigma_v = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (V_i - V_m)^2}{n}} \quad (3.33)$$

Esta función permite medir el nivel de desviación de las velocidades individuales respecto del valor medio. En el primer escenario del ejemplo anterior la desviación estándar es igual a 0, lo cual quiere decir que la velocidad de viento es constante durante todo el día. Cuanto menor es la desviación estándar, más uniformes son los valores de velocidad de viento en el periodo muestreado.

Una forma habitual de trabajo consiste en agrupar las velocidades de viento en varios intervalos idénticos, y medir la cantidad de horas que se registran dichas velocidades en cada uno de ellos. Éste modo de representar los datos recibe el nombre de distribución de frecuencias y permite ver claramente el grado de variabilidad del viento. Para desarrollar el modelo de distribución de frecuencias se divide la escala de velocidades de viento en varios intervalos (0-1 m/s, 1-2 m/s, 2-3 m/s, etc.) y se cuenta el número de veces (frecuencia) que cae cada muestra en cada intervalo. Si se dispone de un patrón de velocidades de viento en forma de

distribución de frecuencias, la velocidad media V_m y la desviación estándar σ_v se calculan mediante las ecuaciones (3.34) y (3.35), respectivamente,

$$V_m = \left(\frac{\sum_{i=1}^n f_i V_i^3}{\sum_{i=1}^n f_i} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (3.34)$$

$$\sigma_v = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n f_i (V_i - V_m)^2}{\sum_{i=1}^n f_i}} \quad (3.35)$$

donde f_i es la frecuencia, V_i es el valor central de cada intervalo, V_m es el valor medio de la velocidad del viento y n el número de intervalos. Normalmente el valor medio de la velocidad del viento es menor que el valor más frecuente, excepto en emplazamientos donde los vientos soplan de forma muy constante a lo largo del día. La curva de distribución acumulada se construye representando en el eje de ordenadas el tiempo acumulado para el cual la velocidad del viento es inferior al límite superior del intervalo.

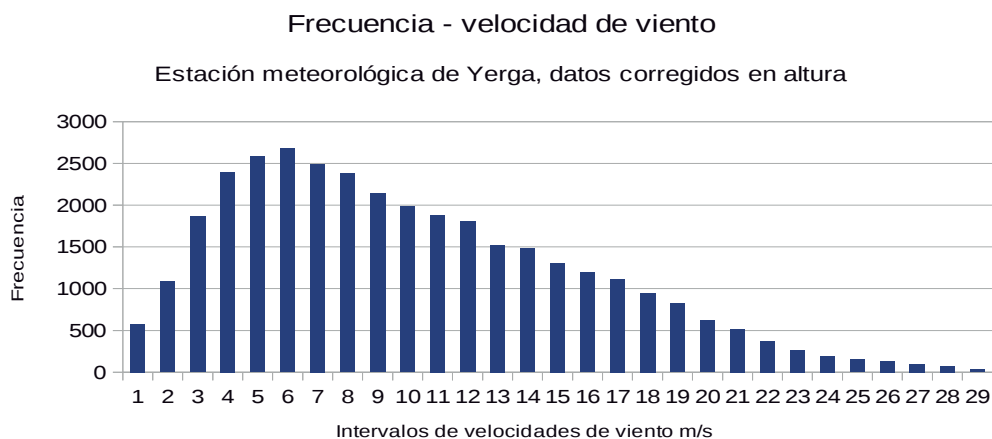


Figura 3.2: Frecuencia de los vientos en la estación meteorológica de Yerga en los años 2007 y 2009.

En las figuras 3.2 y 3.3 se han dibujado las gráficas de frecuencia y frecuencia acumulada de los datos de viento recogidos por la estación de Yerga, en La Rioja, corregidos en altura, durante el periodo comprendido entre 2007 y 2009.

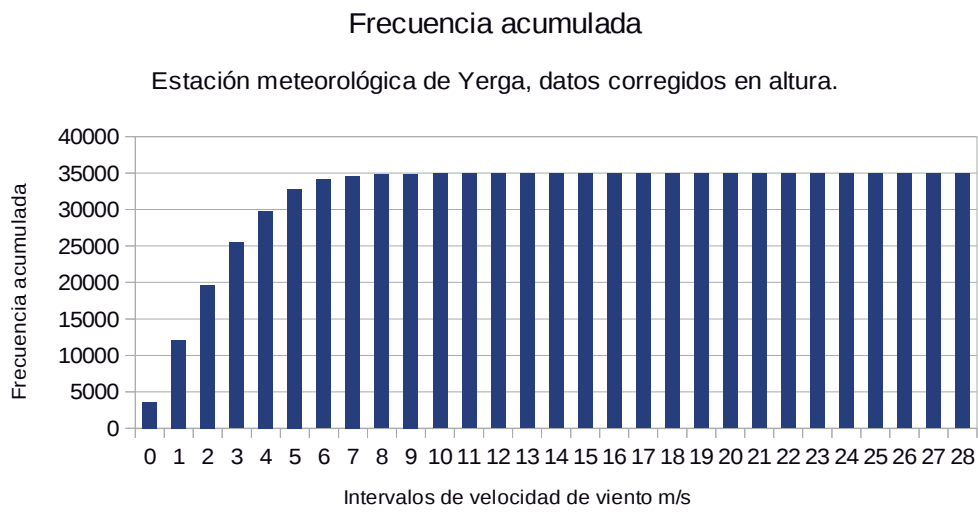


Figura 3.3: Frecuencia acumulada de los vientos en la estación meteorológica de Yerga entre los años 2007 y 2009.

3.4.3 Modelos estadísticos para el análisis de los datos de viento, distribución de Weibull.

Si se unen los puntos medios de los histogramas de frecuencia y frecuencia acumulada, es posible encontrar funciones estadísticas continuas que se ajusten a estos patrones. Las funciones de distribución de Weibull y Rayleigh se utilizan muy a menudo ya que son capaces de describir con un nivel aceptable de precisión el comportamiento variable del recurso eólico en un emplazamiento.

En este trabajo trataré únicamente aspectos teóricos relacionados con las funciones de Weibull, ya que es el modelo que se ha utilizado para el desarrollo de la metodología de optimización que se plantea en esta tesis.

La distribución de Weibull es un caso especial de función de distribución tipo Pearson de clase III. Con una distribución de Weibull, las variaciones de la velocidad del viento se caracterizan mediante dos funciones: 1) la función de densidad de probabilidad y 2) la función de distribución acumulada.

La función densidad de probabilidad, $f(V)$, indica la fracción del tiempo (o probabilidad) durante el cual podrá soplar el viento a una determinada velocidad V , y se expresa mediante la siguiente ecuación (3.36).

$$f(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (3.36)$$

Esta función se define únicamente mediante dos parámetros: k es el factor de forma y c el factor de escala. Podemos encontrar que algunos autores nombran al factor de escala con la letra A . La otra función que caracteriza una distribución de Weibull es la de distribución acumulada para una velocidad V , que nos indica la fracción de tiempo (probabilidad) de que la velocidad del viento sea igual o inferior a V . Esta función se define mediante la siguiente expresión.

$$F(V) = \int_0^V f(V) dV = 1 - e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (3.37)$$

El valor de la velocidad media utilizando la distribución de Weibull se calcula mediante la siguiente expresión,

$$V_m = \int_0^{\infty} V \cdot f(V) dV \quad (3.38)$$

que sustituyendo por la función $f(V)$ nos queda:

$$V_m = \int_0^{\infty} V \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} dV \quad (3.39)$$

Si se reordena la expresión anterior multiplicando y dividiendo por c y sacando las constantes fuera de la integral, nos queda de la siguiente forma:

$$V_m = k \int_0^{\infty} \left(\frac{V}{c}\right)^k e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} dV \quad (3.40)$$

Si ahora realizamos el cambio de variable $x = \left(\frac{V}{c}\right)^k$ y $dV = \frac{c}{k} x^{\left(\frac{1}{k}-1\right)} dx$ la ecuación (3.40) nos queda de la siguiente forma:

$$V_m = c \int_0^{\infty} e^{-x} x^{\frac{1}{k}} dx \quad (3.41)$$

Si nos fijamos en la forma de esta expresión se puede ver que se trata de la función gamma (Γ) cuya ecuación general es la siguiente:

$$\Gamma(n) = \int_0^{\infty} e^{-x} x^{n-1} dx \quad (3.42)$$

Para nuestro caso particular, la expresión que permite calcular la velocidad media del viento en función de los parámetros de Weibull (c y k) y de la función gamma, nos queda finalmente de la siguiente forma.

$$V_m = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (3.43)$$

Para determinar el valor de la desviación estándar de la velocidad del viento utilizando las funciones de Weibull se utiliza la ecuación (3.44)

$$\sigma_v = (\mu'_2 - V_m^2)^{\frac{1}{2}} \quad (3.44)$$

La función μ'_2 se puede calcular a partir de la función gamma y de los parámetros c y k de Weibull mediante la ecuación (3.45).

$$\mu'_2 = c^2 \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) \quad (3.45)$$

Finalmente si se sustituyen las ecuaciones (3.43) y (3.45) en la ecuación (3.44) obtenemos la expresión final que permite calcular la desviación estándar:

$$\sigma_v = c \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.46)$$

En las figuras 3.4 y 3.5 se han representado las funciones de Weibull con los datos obtenidos de la misma estación meteorológica del apartado anterior. El valor de pico de la función de densidad de probabilidad de Weibull marca el intervalo de vientos más probables en el emplazamiento.

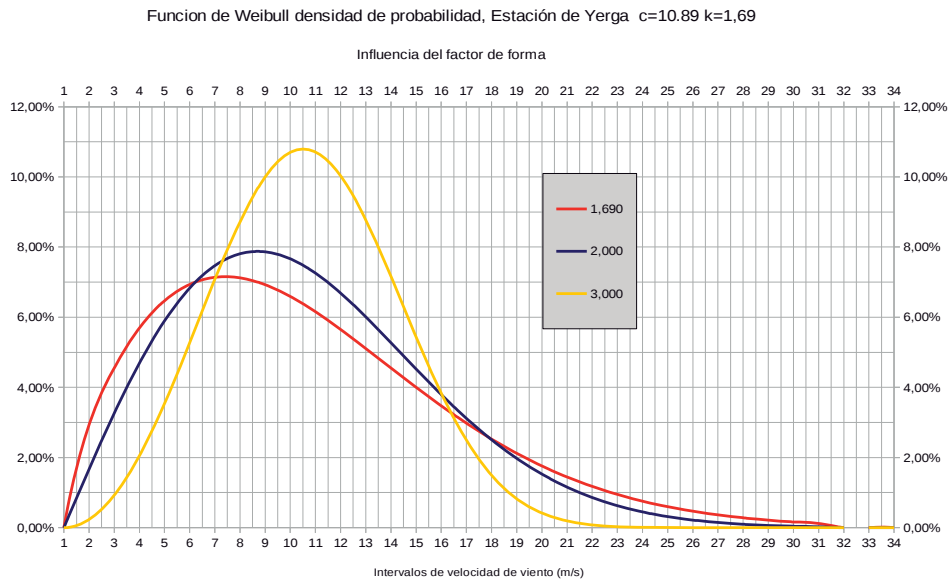


Figura 3.4: Función densidad de probabilidad calculada a partir de los datos de velocidad y dirección de viento registrados en la estación meteorológica de Yerga. También se han representado otros factores de forma $k=2$ y $k=3$.

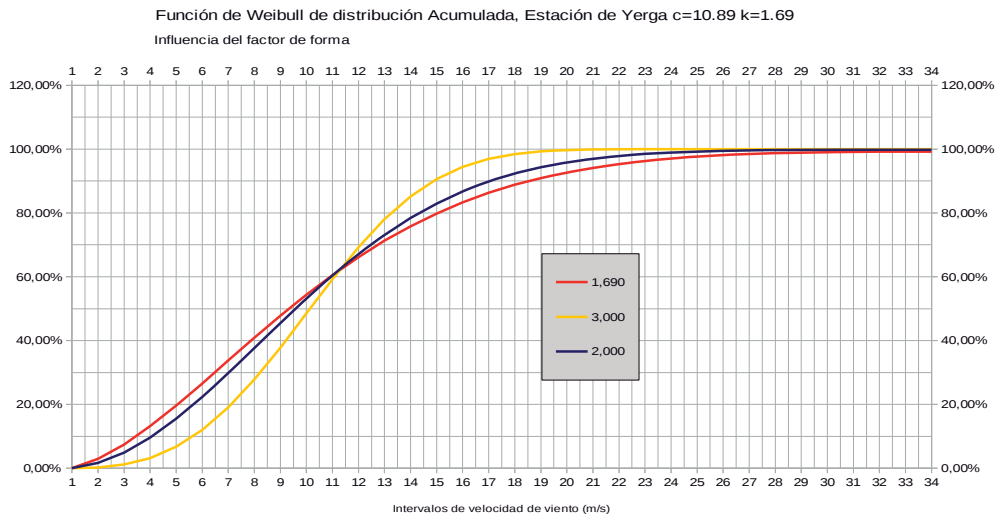


Figura 3.5: Función probabilidad acumulada para de los datos de velocidad y dirección de viento registrados en la estación meteorológica de Yerga. También se han representado otros factores de forma $k=2$ y $k=3$.

La función de distribución acumulada se puede utilizar para estimar el tiempo durante el cual la velocidad del viento estará dentro de un determinado intervalo. La probabilidad de que sople el viento entre dos valores V_1 y V_2 se obtiene por la diferencia entre las probabilidades acumuladas:

$$P(V_1 < V < V_2) = F(V_2) - F(V_1) \quad (3.47)$$

Que sustituyendo nos queda:

$$P(V_1 < V < V_2) = e^{-\left(\frac{V_1}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{V_2}{c}\right)^k} \quad (3.48)$$

Si lo que se pretende es conocer, cuál es la probabilidad de que se produzcan vientos que excedan un valor máximo determinado, de cara a poder dimensionar las cargas máximas, podemos utilizar también la función de distribución acumulada con la ecuación (3.37).

$$P(V > V_{ex}) = 1 - \left(1 - e^{-\left(\frac{V_{ex}}{c}\right)^k}\right) = e^{-\left(\frac{V_{ex}}{c}\right)^k} \quad (3.49)$$

En resumidas cuentas, podemos ver que se puede caracterizar el régimen de vientos en un determinado lugar, con una cierta precisión, mediante las funciones de Weibull, las cuales quedan totalmente definidas conociendo sus dos “números mágicos” que son el factor de forma k y el factor de escala c , donde el parámetro que más influye en la uniformidad de la velocidad del viento es el factor de forma k .

Por lo tanto, el régimen de vientos en un emplazamiento se puede caracterizar forma muy compacta mediante los parámetros c y k . Los métodos más comunes para poder calcularlos son cinco:

- Método gráfico.
- Método de la desviación estándar.
- Método del momento.
- Modo de máxima probabilidad.
- Factor del patrón energético.

Con la ayuda de una hoja de cálculo es muy sencillo utilizar el primero de ellos, y, por lo tanto, es el que se ha aplicado en este trabajo y el que se expone a continuación. El método gráfico se basa en transformar la función de distribución acumulada en una función lineal tomando escalas logarítmicas. Posteriormente, si se dibuja la función lineal en un gráfico, es sencillo determinar los parámetros de Weibull.

Si partimos de la función de distribución acumulada:

$$F(V) = 1 - e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (3.50)$$

Reordenándola nos queda de la siguiente forma:

$$1 - F(V) = e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k} \quad (3.51)$$

Tomamos logaritmos en los dos términos de la ecuación:

$$\ln\{-\ln[1 - F(V)]\} = k \ln(V) - k \ln c \quad (3.52)$$

A partir de los datos recopilados, se puede calcular la frecuencia para cada intervalo de velocidades de viento, que representa el número de muestras cuya velocidad entra dentro de cada intervalo. Si se dividen las frecuencias obtenidas por el número total de muestras, se obtiene la probabilidad de cada intervalo. Finalmente si se suman estos valores para todos los intervalos, se calcula la probabilidad acumulada $F(V)$. Conociendo $F(V)$ se calcula $\ln\{-\ln[1 - F(V)]\}$. Por último se representa gráficamente $\ln(V)$ en abscisas y la función anterior en el eje de ordenadas.

El resultado es una nube de puntos que se puede aproximar a una línea recta, cuya pendiente corresponde al parámetro k . Para calcular el factor de escala c deshacemos el cambio y lo obtenemos mediante la expresión:

$$c = e^{\frac{-n}{k}} \quad (3.53)$$

donde n es el corte con el eje de ordenadas de la recta representada.

En la figura 3.6 se ha aplicado el método gráfico que permite calcular los valores c y k en la estación meteorológica de Yerga a partir de los datos tomados durante 3 años a intervalos de 15 minutos.

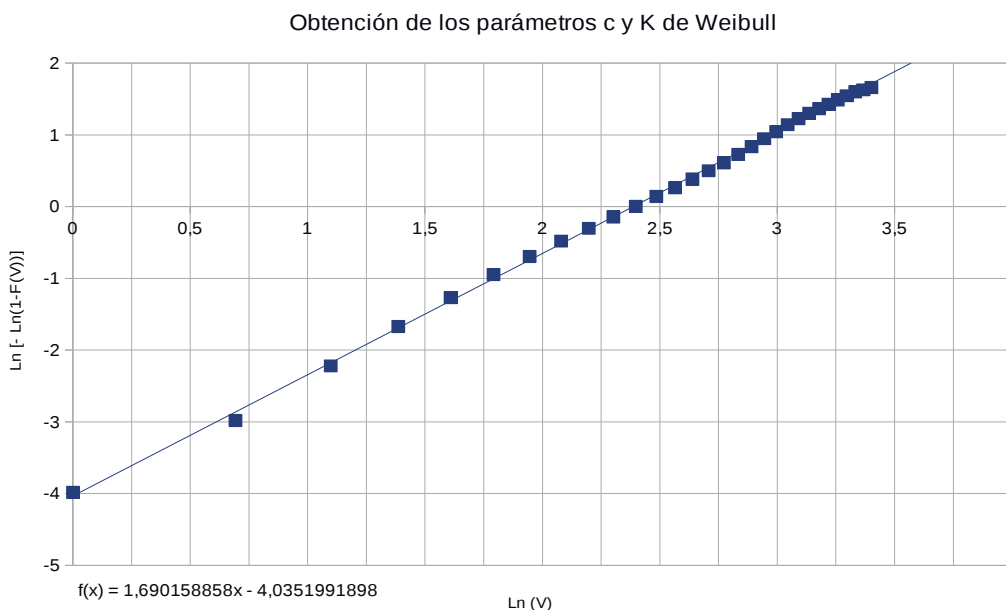


Figura 3.6: Obtención de los valores de escala (c) y forma (k) de Weibull mediante el método gráfico. Valores tomados de la estación meteorológica de Yerga, durante los años 2007 a 2009.

En el ejemplo, a partir de la pendiente de la recta representada y el corte con el eje de ordenadas se obtienen los parámetros de la función de Weibull representados en las ecuaciones (3.54) y (3.55).

$$k = 1.69 \tag{3.54}$$

$$c = e^{\frac{4,035}{1,69}} = 10,89 \text{ m/s} \tag{3.55}$$

En las figuras 3.7 y 3.8 se han representado las funciones de Weibull con los parámetros obtenidos mediante el método gráfico superpuestas con los valores registrados.

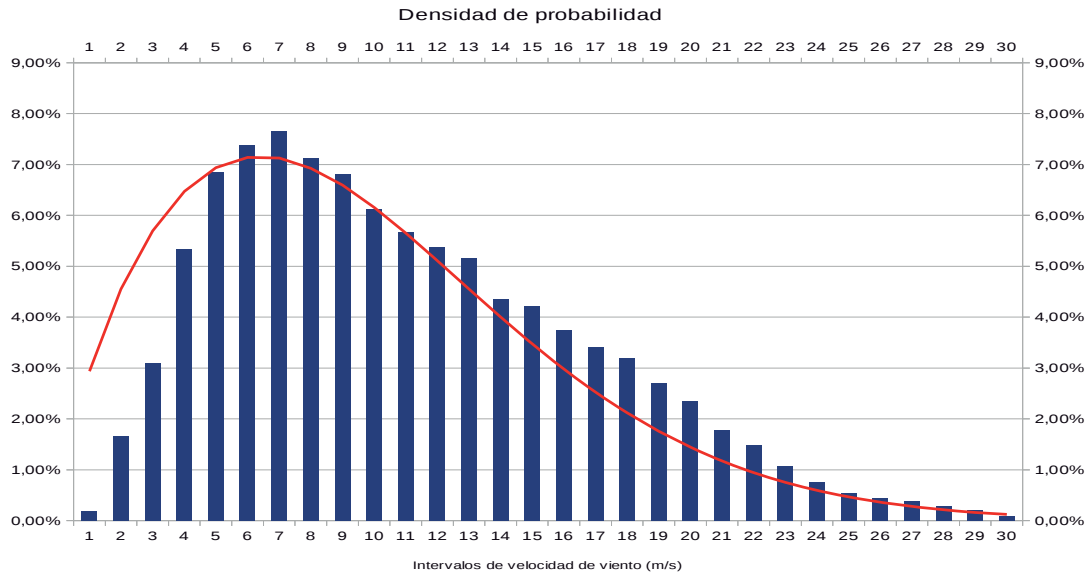


Figura 3.7: Superposición de la función de densidad de probabilidad estimada por el método gráfico superpuesta con las frecuencias de viento registradas.

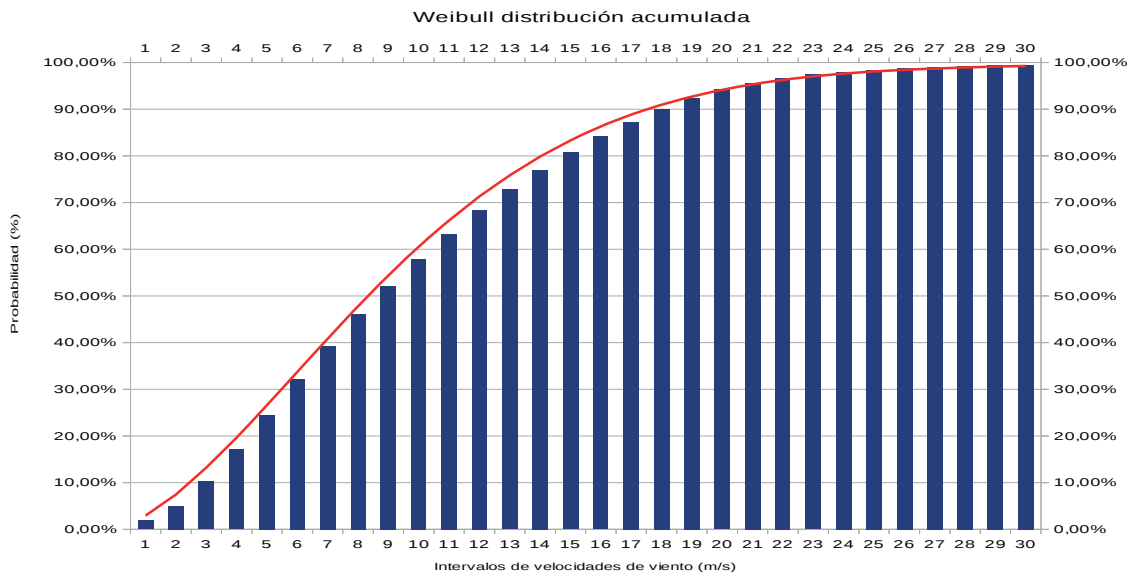


Figura 3.8: Superposición de la función de densidad de probabilidad acumulada obtenida por el método gráfico superpuesta con las frecuencias acumuladas de viento registradas.

3.5 Estimación de la energía generada en un parque eólico.

Cuando se pretende aprovechar el recurso eólico a gran escala, se instalan grupos de aerogeneradores en una zona más o menos extensa, formando parques eólicos. La agrupación de aerogeneradores presenta muchas ventajas frente a una instalación dispersa. Algunas de ellas son, menores costes de instalación, operación y mantenimiento. Por otro lado en parques eólicos la potencia gestionada es mucho mayor y, por lo tanto, es más eficiente el proceso de transmisión y transporte de la energía generada, ya que se realiza a niveles de tensión más altos.

A la hora de planificar un parque eólico con una cierta garantía de éxito, es necesario respetar cuatro etapas:

- Identificación preliminar de la zona.
- Análisis técnico – económico del proyecto.
- Estudio de aspectos sociales, legales y medioambientales.
- Estudio de la ubicación de los generadores y proyecto de construcción.

La primera etapa consiste identificar los lugares con buen potencial eólico. Una vez se ha seleccionado una determinada región es necesario buscar las zonas más apropiadas para la construcción del parque eólico. En esta fase pueden utilizarse los datos de *windatlas* publicados, estaciones meteorológicas locales, etc. Como valor de referencia, suele considerarse un buen candidato aquel emplazamiento cuya velocidad media anual esté en torno a los 5 m/s. Se puede completar el estudio preliminar calculando la densidad energética en cada zona con la ayuda de programas informáticos especializados, como por ejemplo el WAsP desarrollado por el Departamento de Energía Eólica de la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU).

Una vez se han identificado las zonas con buen potencial eólico, es necesario realizar un estudio riguroso del régimen de vientos en el lugar escogido. Para realizar esta labor, habrá que instalar torres de medición que permitan registrar los valores de dirección y velocidad de viento a la altura del eje de la turbina. Las medidas se realizan a intervalos de tiempo de entre 10 y 15 minutos, siendo el periodo de muestreo de aproximadamente dos años. Una vez que se disponga de toda la información, nuevamente se hará uso de los equipos informáticos con la ayuda del software especializado, que permitirán estimar la densidad de energía en cada zona del futuro parque eólico. La energía anual generada por un aerogenerador, instalado

en un determinado emplazamiento, dependerá no sólo de las características del recurso eólico en el lugar escogido, sino de la curva de potencia del aerogenerador. Por ello, además del análisis del recurso eólico, se deberá realizar un estudio del tipo de aerogenerador más apropiado para el emplazamiento escogido.

Otros factores que deben tenerse en cuenta son: el acceso a la red eléctrica, vías de comunicación que permitan el transporte de los equipos y materiales, infraestructuras existentes para el transporte de energía eléctrica, así como el tipo de suelo sobre el que se construirán las cimentaciones y se trazarán las líneas eléctricas que permitirán la evacuación de la energía generada. También deberá valorarse la disponibilidad y el coste del terreno sobre el que se construirá el parque. Todos estos parámetros tienen un componente geográfico importante, y, por lo tanto, el problema de diseño de parques eólicos encaja perfectamente con el uso de sistemas de información geográfica como herramienta para la planificación de nuevas instalaciones de este tipo.

Debemos recordar, que un parque eólico, no deja de ser una instalación industrial que debe ser rentable, y por ello, es necesario realizar un análisis del mercado eléctrico que permita estimar el precio al que se venderá la energía generada. El factor medioambiental también juega un papel determinante a la hora de seleccionar la ubicación de un parque eólico, la existencia de zonas sensibles, árboles singulares, impacto visual, zonas de especial protección de aves, humedales, etc., pueden influir de manera determinante en la viabilidad del proyecto.

Una vez se han cumplido todos los condicionantes económicos, técnicos, medioambientales y legales, se podrá continuar con la fase de planificación detallada del parque, donde se va a definir la ubicación exacta de cada uno de los aerogeneradores. El objetivo consistirá en seleccionar los mejores emplazamientos de tal forma que se maximice la energía eléctrica generada reduciéndose los costes al mínimo posible. La instalación de los aerogeneradores demasiado juntos desaprovecha los recursos en otros emplazamientos mejores y empeora el rendimiento en aquellas máquinas situadas a sotavento de otras por causa del efecto estela. Las turbulencias creadas por los rotores de los aerogeneradores, también provocan un efecto negativo en el rendimiento y la durabilidad de las máquinas afectadas. La ventaja de una configuración menos dispersa es que permite diseñar infraestructuras menos costosas con una red de interconexión en media tensión más corta y, por lo tanto, con menos pérdidas. El parque eólico óptimo será un

compromiso entre la máxima expansión de los aerogeneradores hacia los mejores emplazamientos, donde el recurso eólico es máximo y donde se minimizan las turbulencias entre los rotores, y el efecto aglutinador del coste de las infraestructuras y de las redes de M.T. del parque.

Para evaluar la rentabilidad de una instalación eólica, es necesario estimar los ingresos anuales que se van a obtener, los cuales proceden de la venta de la energía generada en el mercado eléctrico. La producción anual estimada de un parque eólico (*EAS*) se obtendrá a partir de la suma de la energía entregada por cada aerogenerador.

$$EAS = E_{G1} + E_{G2} + E_{G3} + E_{G4} + \dots + E_{Gn} \quad (3.56)$$

La distribución de los aerogeneradores sobre el terreno puede provocar sobre cada uno de ellos unas determinadas pérdidas por efecto estela. Por lo tanto, el recurso eólico en cada emplazamiento depende no sólo del régimen de vientos ligado al punto elegido, sino también a la posición relativa respecto al resto de aerogeneradores del parque. En el capítulo 2 se ha tratado el tema relacionado con el efecto estela, así como algunos de los métodos para calcularlo.

En general, la energía entregada por un aerogenerador del parque será igual a la potencia instantánea por el tiempo durante el cual proporciona esa potencia. La potencia es una función continua que depende de la velocidad del viento, y, a su vez, el viento cambia en función del tiempo y se modeliza mediante las funciones de distribución de Weibull.

En general, la energía generada se podría expresar mediante la siguiente integral:

$$E_{Gi} = \int_{t=1}^{8760} P(t) dt \quad (3.57)$$

donde $P(t)$ es la potencia desarrollada por el aerogenerador G_i , t es el tiempo, y E_{Gi} es la energía anual generada.

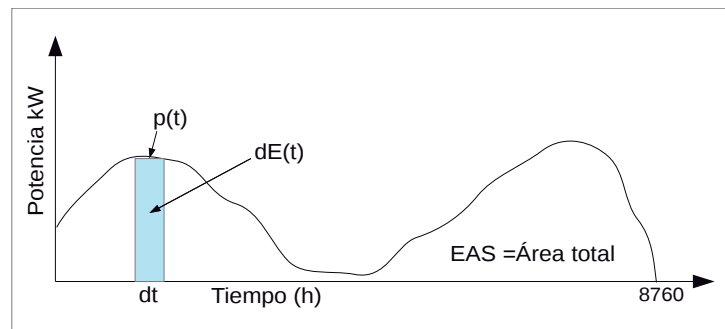


Figura 3.9: Interpretación de la obtención de la energía anual generada mediante el cálculo integral.

El tiempo que sopla el viento a una determinada velocidad y en una determinada dirección, se puede calcular con ayuda de la función de densidad de probabilidad de Weibull:

$$t_{v_1} = wb(v_1) \cdot 8760 \quad (3.58)$$

donde $wb(v_1)$ es la función de densidad de probabilidad para una velocidad de viento igual a v_1 , y t_{v_1} es el tiempo estimado en horas.

Por otro lado, el fabricante del aerogenerador proporciona la función que relaciona la potencia desarrollada por la turbina con la velocidad de viento que incide sobre ella $P(v)$. En este caso, la energía anual (E_{v_1}) que se genera con una determinada velocidad de viento v_1 y en una dirección determinada, se calcula mediante la ecuación (3.59),

$$E_{v_1} = t_{v_1} P(v_1) = P(v_1) \cdot wb(v_1) \cdot 8760 \quad (3.59)$$

donde t_{v_1} es el número de horas al año que sopla en viento a una velocidad v_1 .

Si sumamos todas las velocidades de viento posibles, desde 0 hasta un valor máximo v_{max} , tendremos la producción energética anual de un aerogenerador en una única dirección de viento ($d1$).

$$E_{Gid1} = 8760 \int_{v=0}^{v_{max}} p(v) wb(v) dv \quad (3.60)$$

Si se suman las energías en todas las direcciones de viento (α) desde 0 (dirección norte) a 360° , obtendremos la energía anual estimada para un solo aerogenerador.

$$E_{G1} = 8760 \int_{\alpha=0}^{360^\circ} \int_{v=0}^{v_{max}} p(v) wb(v, \alpha) dv \quad (3.61)$$

Finalmente, si el parque está compuesto por n aerogeneradores, la energía anual esperada, EAS , se calcula sumando la aportación individual de cada uno de ellos mediante la ecuación (3.62).

$$EAS = 8760 \sum_{i=1}^n \int_{\alpha=0}^{360^\circ} \int_{v=0}^{v_{max}} p(v) wb(v, \alpha) dv \quad (3.62)$$

Si analizamos esta última expresión se puede ver que la función de Weibull también depende de la dirección del viento. Para simplificar el problema, se divide la rosa de los vientos en un determinado número de sectores y se calcula la energía total a partir de la suma parcial de cada uno de ellos. Normalmente se suelen tomar un mínimo de 12 direcciones de viento diferentes, con lo que la ecuación (3.62) nos queda de la siguiente forma:

$$EAS = 8760 \sum_{i=1}^n \sum_{s=1}^{s_{max}} \int_{v=0}^{v_{max}} p(v) wb(v, s) dv \quad (3.63)$$

donde s es un número de sector de entre los s_{max} en que ha quedado dividida la rosa de los vientos.

Esta ecuación permite calcular la energía anual estimada en un parque eólico completo del que se conocen los parámetros de Weibull en cada emplazamiento para todos los sectores de viento y la curva de potencia del aerogenerador.

En función de la configuración de los aerogeneradores dentro del parque se debe corregir la velocidad del viento estimada en base al efecto sombra para cada uno de los sectores de viento.

3.6 Análisis de los costes en un parque eólico.

En los apartados anteriores se han estudiado aquellos conceptos teóricos que permiten estudiar el recurso eólico poniendo de relieve la importancia de seleccionar los mejores emplazamientos de tal forma que de maximice la energía total generada. En este apartado se analizará la estructura de los costes de un parque eólico, que junto con la energía anual generada, constituyen dos de los datos de partida para poder estimar el beneficio bruto de la instalación. Las pérdidas de energía por diversos factores se pueden considerar como un coste más de la instalación ya que van a provocar que una parte de la producción no se transforme en energía eléctrica y, por lo tanto, ocasionarán una reducción de los ingresos esperados.

Las pérdidas de energía esperada ocasionadas por el efecto estela, las pérdidas por efecto Joule, y las pérdidas por indisponibilidad de los aerogeneradores, son tres

de los factores más importantes que reducen la cantidad de energía disponible. Las primeras, podrían suponer entre un 5 y un 10% del potencial eólico y dependen de la posición relativa de los aerogeneradores dentro del parque. La experiencia indica que para minimizar este efecto, la distancia entre filas de aerogeneradores debe ser superior a 10 veces el diámetro del rotor, en la dirección de los vientos dominantes, y la distancia lateral deberá ser superior a cuatro veces el diámetro del rotor. En cuanto a las pérdidas por efecto Joule, éstas dependen del trazado y dimensionamiento de los conductores, transformadores y demás equipos eléctricos en la instalación interna del parque.

Si se calculan las líneas de evacuación de potencia en media tensión utilizando secciones mayores, será necesaria una mayor inversión inicial pero, por el contrario, también se conseguirá reducir los costes de explotación por efecto Joule, durante toda la vida útil de la instalación, por lo que tendremos que buscar una situación de compromiso. Normalmente las pérdidas por efecto Joule se suelen estimar en torno al 3 ó 5% del potencial teórico del parque. Por último, las pérdidas por indisponibilidad dependen de la política de mantenimiento adoptada por la compañía que explota la instalación y suelen ser inferiores al 5% del potencial teórico del parque.

En cuanto a los costes de inversión, la mayor parte se la llevan los aerogeneradores que suponen entre un 65 y un 75% del coste total del parque. Es importante destacar la reducción en costes que ha supuesto el aumento de la potencia de los aerogeneradores a lo largo del tiempo. Los costes correspondientes a la implantación por unidad de potencia (€/kW) se han ido reduciendo, año tras año, debido a las economías de escala. Así por ejemplo, en Dinamarca se ha pasado de 1350 €/kW en 1989 con turbinas de 150 kW a los 880 €/kW en el año 2011 con parques basados en turbinas de 2 MW(según datos de la AEE, Asociación Empresarial Eólica y DWI, Danish Wind Industry Assosiation).

Council. La mano de obra necesaria para fabricar una turbina de gran tamaño no es mucho mayor que la necesaria para realizar una más pequeña. Los costes de los equipos electrónicos tampoco son muy diferentes. El coste del material necesario para fabricar el rotor aumenta proporcionalmente con el diámetro, sin embargo la energía obtenida es proporcional al área barrida por el rotor y, por lo tanto, proporcional al cuadrado del diámetro. Por otro lado el efecto de pérdida de velocidad del viento por rozamiento con el suelo (*wind shear*) provoca un aumento de la velocidad con la altura que sigue una ley exponencial. Además, la potencia

generada por un aerogenerador depende del cubo de la velocidad del viento, por ello, el incremento de los costes derivados de aumentar el tamaño de las torres se justifica con los ingresos derivados de una mayor producción energética.

Según se desprende de la tabla 3.1, las tres cuartas partes del coste de un parque eólico corresponden al coste de los aerogeneradores junto con sus torres. El resto, corresponde a los costes de la instalación eléctrica de distribución interior, a la subestación, a la línea de evacuación de energía, a la obra civil (que incluye la realización de cimentaciones, viales, y edificios), al montaje de las turbinas e instalación de los componentes del parque, etc.

Además de los costes de implantación hay que añadir los costes de operación y mantenimiento que suelen ser aproximadamente del orden de entre un 3% y un 5% anual. Éstos costes incluyen operaciones de mantenimiento, reparación de equipos, alquiler de terrenos, seguros y otros gastos administrativos. Hay que diferenciar entre aquellos costes que dependen del número de horas de funcionamiento del parque, como, por ejemplo, los costes de mantenimiento por desgaste de piezas, y los que no dependen de las horas de operación (seguros, alquiler de terrenos, etc).

Unidad presupuestaria		Coste (%)
1. Aerogeneradores		65-75
2. Instalación eléctrica de distribución en M.T. Subestación línea de evacuación A.T.		10-15
2.1	Instalación interior M.T.	6-9
2.2	Subestación y línea de evacuación en A.T.	4-6
3. Obra civil		5-10
3.1	Realización de cimentaciones	
3.2	Viales	
3.3	Edificios	
4. Instalación de componentes del parque		0-5
5. Otros costes		5

3.6.1 Costes de inversión en aerogeneradores.

La inversión total de los aerogeneradores en un parque, I_a , corresponde a la suma total de adquisición de las turbinas, C_{turb} , y de las torres, C_{torr} . Estos últimos dependen de la altura a la que se va a instalar el eje de cada máquina. Las torres se construyen mediante tramos de una determinada longitud, por ello, el coste de cada torre puede calcularse a partir del número de tramos necesarios, N_t , conociendo el coste por tramo, C_t . Al coste de la torre hay que sumar el coste de la virola, C_v , que montará en el momento de la cimentación. La inversión total de las N_t turbinas en un parque eólico vendrá dado por:

$$I_a = \sum_{i=1}^{N_t} (C_{turb} + C_{torr,i} + C_v) = \sum_{i=1}^{N_t} (C_{turb} + N_{t,i} C_t + C_v) \quad (3.64)$$

donde $N_{t,i}$ es el número de tramos de la torre del aerogenerador i dentro del parque.

3.6.2 Costes de inversión en obra civil.

El capítulo de costes de obra civil constituye aproximadamente un 15% del total de la inversión y esta compuesto principalmente por las siguientes partidas:

- Desbroce, preparación y acondicionamiento del terreno.
- Ejecución de la cimentación de los aerogeneradores.
- Coste de transporte de las turbinas y secciones de torre.
- Ejecución y acondicionamiento de viales principales y secundarios que permitan el transporte de los equipos.
- Construcción de edificios de control y subestaciones.

A la hora de dimensionar las cimentaciones de las turbinas, y de cara a la realización de zanjas para el trazado de las líneas de media tensión dentro del parque, es importante tener información acerca del tipo de terreno que nos vamos a encontrar. La utilización de sistemas GIS permite almacenar en una capa específica la composición del terreno del área donde se va a construir el parque eólico, lo que facilita la asignación de costes en función del tipo de terreno donde se va a actuar. Una mayor capacidad portante del suelo implica menores costes de cimentación

pero, a la vez, un mayor coste de excavación. El coste de cimentación también se ve influenciado por la altura de la torre, que depende de la potencia de la máquina que se va a instalar. Una forma de modelizar este efecto sería aplicando coeficientes correctores sobre un valor de coste medio en función de la altura de la torre y del tipo de suelo. En el trabajo realizado en esta tesis no se ha tenido en cuenta este factor, aunque si se puede plantear como una mejora para futuras versiones del programa de optimización.

Los costes de transporte de la nacelle, los álabes, el buje y los tramos de torre, así como la parte correspondiente al coste de montaje de todos los elementos, son partidas que deben tenerse también en cuenta y se consideran como un valor fijo asociado a cada máquina independiente de su ubicación dentro del parque.

En cuanto a los costes de realización de viales auxiliares hasta los emplazamientos donde van situados los aerogeneradores, así como el coste de acondicionamiento de los caminos principales para poder transportar todos los componentes desde la carretera más próxima, requerirá la realización de operaciones de desbroce, relleno y compactación. Estos costes dependerán de la longitud de los viales y de la orografía del terreno que se deberá atravesar. Nuevamente los sistemas GIS constituyen una buena herramienta para la realización de estas labores de planificación.

3.6.3 Costes en instalaciones.

El cálculo de los costes de la red interna de distribución y evacuación de energía eléctrica del parque eólico se pueden dividir en dos grandes partidas:

1. Costes unitarios de las líneas eléctricas de A.T. y M.T.
2. Costes de las subestaciones transformadoras.

El el programa de optimización desarrollado en esta tesis, solo considera los costes de las líneas de M.T. dentro del parque, con una sola subestación, donde el usuario fija sus coordenadas. En futuros trabajos se incluirán instalaciones con múltiples subestaciones y se considerarán los costes de las líneas de evacuación de alta tensión.

Costes unitarios por unidad de longitud de líneas. Tanto para las líneas de media tensión como para las de alta, los costes unitarios se pueden dividir tres conceptos:

- Costes unitarios geográficos: Corresponde a los costes propios del trazado de la línea, debidos a excavación y relleno de zanjas (en líneas subterráneas), desbroce de terreno y tendido de los cables. Esta partida se puede considerar como parte de obra civil, aunque en el programa de optimización de líneas eléctricas que se ha desarrollado, lo incluimos en el coste de la red de M.T. Esta partida depende de la longitud de la línea, del tipo de suelo si es subterránea (o cimentación en torres de A.T.), y de la orografía (necesidad de salvar fuertes pendientes).
- Costes unitarios de los conductores: En el caso de los conductores de alta tensión, el coste de los conductores por unidad de longitud depende de la sección escogida que, a su vez, es función de la potencia potencia total del parque y de la distancia al punto de entrega de la energía.

El caso de las líneas de M.T. que permiten la conexión de los aerogeneradores dentro del parque con la subestación, es algo más complejo, ya que la sección y tipo de cable depende de la longitud y del número de aerogeneradores que vierten su energía a cada uno de los tramos de la red. Por lo tanto, la sección va a depender de la propia topología de la red radial.

- Costes unitarios variables. Son los costes que dependen de la potencia que transportan, y son debidos a las pérdidas por efecto Joule. Cuanto mayor sea la potencia a transportar por una línea, mayores serán las pérdidas, lo cual influirá negativamente en la explotación del sistema. Para considerar estos costes, se calculan las pérdidas de potencia anualizadas.

Costes de la subestación transformadora. Una subestación es una instalación que puede ubicarse en un recinto abierto o en un local cerrado, donde se puede encontrar como mínimo un transformador así como los elementos necesarios para su maniobra, protección y medida. Los costes que influyen en una subestación se pueden resumir en dos grandes conceptos:

- Costes fijos de subestación. Incluyen los costes de inversión de la instalación y dependen de las tensiones de trabajo y de su potencia. También depende del

número de celdas de M.T. que a su vez depende del número de circuitos que parten de ella hasta los aerogeneradores.

- Costes variables de subestación. En función del diseño de la subestación (nivel de carga de los transformadores) se tienen unas pérdidas por efecto Joule que dependen de la potencia que se transforma.

El coste total de la instalación del parque se puede obtener a partir de la suma de todos los conceptos que acabamos de ver.

$$C_t = \sum C_{AT} + \sum C_{su} + \sum C_{mt} \quad (3.65)$$

donde C_{AT} es el coste de las líneas de alta tensión, C_{su} el de la subestación, y C_{mt} el coste de las líneas de media tensión.

Los costes totales de las líneas de media tensión vendrán dadas por:

$$C_{mt} = \sum C_{mt} = \sum_{i=1}^{N_{lineas}} (c_{g,i} + c_{c,i} + c_{v,i}) L_i \quad (3.66)$$

donde $c_{g,i}, c_{c,i}, c_{v,i}$ son respectivamente los costes geográficos, costes de los conductores y costes variables por unidad de longitud de cada línea i de la red de media tensión. L_i representa la longitud de cada tramo de línea.

Los costes totales de las líneas de alta tensión vendrán dadas por la siguiente expresión:

$$C_{AT} = \sum_{i=1}^{N_{linAT}} C_{at,i} = \sum_{i=1}^{N_{linAT}} (c_{g-at,i} + c_{c-at,i} + c_{v-at,i}) L_i \quad (3.67)$$

En este caso $c_{g-at,i}$ representa los costes geográficos, $c_{c-at,i}$ los costes de los conductores y $c_{v-at,i}$ los costes variables por unidad de longitud de las líneas de alta tensión. L_i representa la longitud de las mismas, y N_{linAT} corresponde al número de líneas de alta tensión.

Finalmente, los costes de la subestación también se obtienen sumando los costes fijos y variables:

$$\sum C_{su} = \sum_{i=1}^{n-subestac} C_{sf,i} + C_{sv,i} \quad (3.68)$$

Donde $C_{sf,i} + C_{sv,i}$ son los costes fijos y variables de una subestación i dentro del parque y $n-subestac$ es el número de subestaciones necesarias.

Para poder valorar los costes variables, en primer lugar hay que determinar las pérdidas anuales de energía y multiplicarlas por un precio medio de referencia de venta del kWh, $C_{var-anual}$. Finalmente se actualiza dicho valor mediante una tasa de descuento constante a lo largo de la vida del proyecto.

En la tabla 3.2 se resumen algunas de las características que describen la inversión en un parque eólico de 25 MW.

Tabla 3.2 Características de un parque eólico de 25 MW	
Potencia del parque.	25 MW
Ratio de inversión (año 2005) .	935 €/kW
Periodo de ejecución.	1año
Horas equivalentes de funcionamiento.	2.350 horas/año
Periodo de amortización de la instalación.	20 años
Gastos de explotación.	1,51 cent€/kwh
Costes de desvíos.	2,5% TMR ^(*)
Coste de desmantelamiento.	3,5 % /s inversión
Precio venta de la electricidad.	7,3304 cent€/kW
Distribución de la inversión:	
Promotor 20% inversión	20% inversión
Financiación ajena 80% inversión	80% inversión
Fuente: Plan de energías renovables España 2005-2010 (*) TMR tarifa media regulada	

CAPITULO

4

HERRAMIENTAS DE AYUDA AL DISEÑO DE PARQUES EÓLICOS. SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA

4.1 Sistemas de información geográfica.

Un sistema de información geográfica se define como un conjunto de herramientas, software y hardware, que permiten almacenar, organizar y analizar grandes cantidades de datos referenciados espacialmente. Un GIS (*Geographic Information System*) en realidad se trata de una base de datos cuyos elementos se indexan con objetos representables en un mapa. Esta base de datos está constituida por una serie de tablas, cuyas filas representan las unidades de información o registros y las columnas los campos o atributos de cada registro. Cada uno de éstos registros de la tabla suele representar a una entidad dentro del mapa. Las bases de datos pueden estar formadas por cientos de mapas con sus tablas asociadas.

Los GIS permiten modelizar y analizar todo tipo de procesos que incluyan algún componente geográfico, como por ejemplo, fenómenos socio-económicos, culturales, y medioambientales. Cualquier problema con un componente geográfico puede resolverse con la ayuda de un GIS. Por ejemplo, la planificación de un parque eólico tiene un importante componente geográfico, la ubicación de las turbinas, el

reparto del recurso eólico sobre el territorio, el tipo de suelo, etc., son algunas de las variables del problema, que se pueden representar y analizar sobre un mapa.

Un GIS funciona como una base de datos que incluye información geográfica (datos numéricos y alfanuméricos) asociada por código o índice común a los objetos gráficos de los mapas digitales. De esta forma, señalando un objeto se conocen sus atributos e, inversamente, preguntando por un registro de la base de datos se puede saber su localización en la cartografía. Este es el ejemplo más simple de lo que es posible hacer con un GIS.

La razón fundamental para utilizar un GIS es la gestión de información espacial. El sistema permite separar dicha información en diferentes capas temáticas y almacenarlas de forma independiente, permitiendo trabajar con ellas de manera rápida, sencilla y ordenada, facilitando al usuario la posibilidad de relacionar la información existente a través de la topología geoespacial de los objetos. Con la información contenida en la geodatabase es posible generar nuevas capas que no podríamos haber obtenido de otro modo. Las principales cuestiones que puede resolver un sistema de información geográfica son:

- **Localización:** Permite al sistema preguntar por las características de un lugar concreto.
- **Condición:** Comprobar el cumplimiento o no de unas condiciones impuestas al sistema.
- **Tendencia:** Comparación entre situaciones temporales y/o espaciales en función de alguna característica.
- **Rutas:** cálculo de rutas óptimas entre dos o más puntos.
- **Pautas:** detección de pautas espaciales.
- **Modelos:** generación de modelos a partir de fenómenos o actuaciones simuladas.

Los GIS son herramientas tremendamente versátiles que permiten a los usuarios crear consultas interactivas, analizar la información espacial, editar datos, mapas y presentar los resultados de todas estas operaciones. Todo ello hace a estos sistemas una herramienta muy poderosa para la realización de investigaciones científicas, que permiten la gestión de recursos, gestión de activos, estudios arqueológicos, evaluación del impacto ambiental de proyectos, planificación urbana,

etc. Mediante un GIS sería posible evaluar un desastre natural provocado por algún tipo de vertido o conocer las rutas de evacuación más rápidas para los servicios de emergencia. El número de aplicaciones es ilimitado, y, desde luego, el problema de optimización y planificación de parques eólicos encaja perfectamente dentro de ellas.

4.1.1 Formas de representación de los datos en sistemas de información geográfica.

Los datos GIS representan objetos y magnitudes del mundo real (carreteras, edificaciones, altitudes, velocidades de viento, etc.) que pueden expresarse mediante dos abstracciones:

- Objetos discretos: edificios, carreteras, aerogeneradores, etc.
- Magnitudes continuas: pluviometría, elevación, recursos eólicos, etc.

Para poder cubrir fenómenos de ambos tipos, los sistemas de información geográfica suelen ser capaces de gestionar su información en dos formas diferentes: Raster y Vectorial. Los GIS que se centran en el manejo de datos en formato vectorial son más populares en el mercado. No obstante, los datos en formato raster son muy utilizados en estudios que requieran la generación de capas continuas, necesarias en fenómenos no discretos; también en estudios medioambientales donde no se requiere una excesiva precisión espacial (distribución de temperaturas, análisis geológicos, etc.).

En el mercado existen GIS que manejan uno u otro tipo de información, aunque la tendencia es que los sistemas actuales sean capaces de combinar ambos simultáneamente.

4.1.1.1 Información tipo raster.

El modelo de GIS tipo raster o de retícula se centra en las propiedades del espacio más que en la precisión de la localización. Divide el espacio físico en celdas regulares donde cada una de ellas representa un único valor o varios simultáneamente (raster multicanal). Se trata de un modelo de datos muy adecuado para la representación de variables continuas en el espacio.

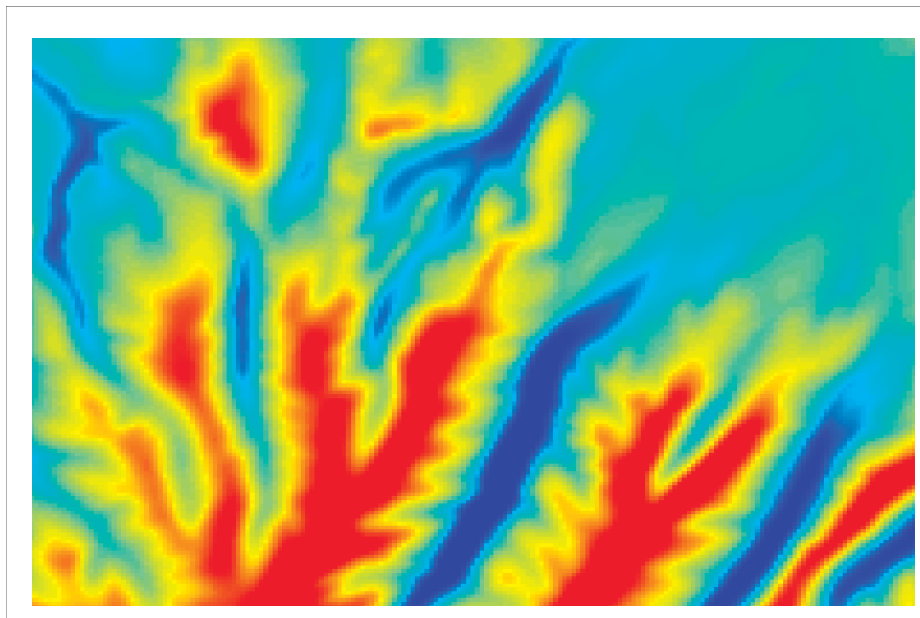


Figura 4.1: Imagen raster de recursos eólicos en la zona de Molinos de Ocón, en La Rioja.

Un ejemplo de imagen raster puede ser la fotografía digital donde el píxel es la unidad mínima de información de una imagen, la cual se forma como una combinación de éstos. Las fotografías aéreas son una forma de datos raster utilizada comúnmente con el propósito de mostrar una imagen detallada de un mapa base sobre la que se realizarán labores de digitalización. En un mapa raster la información se guarda como una matriz de celdas regulares asociadas a unas coordenadas especiales que representan alguna magnitud. Una fotografía es un caso especial de raster donde en cada celda se almacena color de la luz reflejada en un objeto. En la figura 4.1 se muestra un raster de recursos eólicos en la zona de Molinos de Ocón, en la Rioja. La resolución del conjunto de datos raster corresponde al tamaño de la celda en unidades sobre el terreno.

Los datos raster se almacenan en diferentes formatos, desde un archivo estándar basado en la estructura de TIFF, JPEG, BMP, etc., a grandes objetos binarios (BLOB). El almacenamiento en bases de datos indexadas, por lo general, permite una rápida recuperación de la información, pero a costa de requerir el uso de grandes cantidades de memoria necesarias para el almacenamiento de millones registros (uno por celda). En un modelo raster cuanto mayores sean las dimensiones

de las celdas menor es la precisión o detalle (resolución) de la representación del espacio geográfico y menor es la memoria requerida.

4.1.1.2 Información tipo vectorial.

Otra forma de expresar las características geográficas en un GIS es mediante el uso de entidades (*features*), que permiten almacenar información acerca de la geometría de los objetos.

Un sistema vectorial, se basa en la precisión de la localización de los elementos geográficos sobre el espacio, donde los fenómenos a representar son discretos, es decir, con límites definidos. Cada una de estas geometrías está vinculada a una fila en una base de datos que describe sus atributos. Por ejemplo, una base de datos que describe los lagos puede contener datos sobre la batimetría de estos, la calidad del agua o el nivel de contaminación.

Esta información puede ser utilizada para crear un mapa que describa un atributo particular contenido en la base de datos. Los lagos pueden tener un rango de colores en función del nivel de contaminación. Además, también se pueden realizar comparaciones entre diferentes geometrías de los elementos. Así, por ejemplo, el GIS se podría utilizar para identificar aquellos pozos (geometría de puntos) que están dentro de un determinado radio de influencia del lago (geometría de polígonos) y que tienen un alto nivel de contaminación.

Los elementos vectoriales también se pueden crear respetando un serie de restricciones de ámbito territorial como por ejemplo que "los polígonos no deben superponerse".

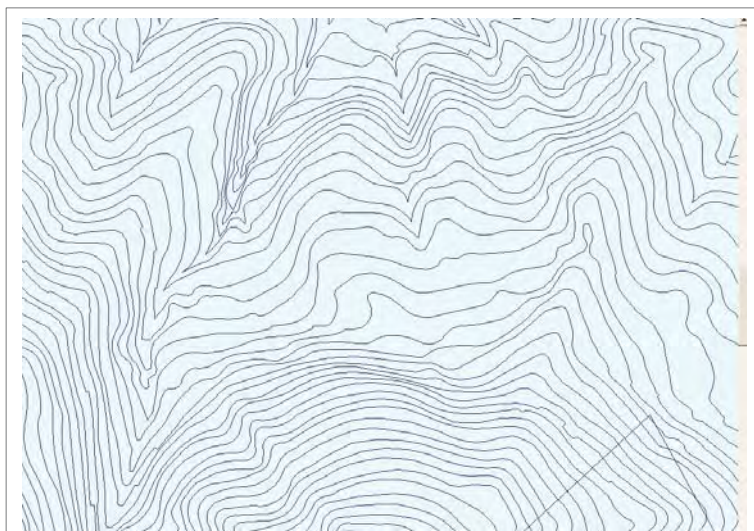


Figura 4.2: Mapa vectorial de curvas de nivel en la zona de Molinos de Ocón, en la Rioja.

Los datos vectoriales también se pueden utilizar para representar variaciones continuas de fenómenos naturales o geográficos. Por ejemplo, las líneas de nivel (figuras 4.2 y 4.3) y las redes irregulares de triángulos (TIN) se utilizan para representar la altitud u otros valores. Los TIN son registros de valores en un punto localizado, que están conectados por líneas para formar una malla irregular de triángulos. La cara de los triángulos representan, por ejemplo, la superficie del terreno. Para modelar

digitalmente las entidades del mundo real en un GIS utilizando un sistema vectorial, se utilizan tres elementos geométricos: el punto, la línea y el polígono.

Puntos: Los puntos son entidades que se utilizan para describir elementos geográficos puntuales, donde la información predominante es la ubicación en el mapa más que su geometría. Un ejemplo de ello son localizaciones de los pozos, puntos geodésicos, o ubicaciones de aerogeneradores en nuestro caso. También se pueden utilizar para representar zonas a una escala pequeña. Por ejemplo, las ciudades en un mapa a escala global pueden representarse mediante puntos en lugar de polígonos.

Líneas o polilíneas: Las líneas unidimensionales o polilíneas son usadas para describir rasgos geográficos de tipo lineal como, por ejemplo, ríos, caminos, ferrocarriles, etc. Una característica importante de estas entidades es su longitud.

Polígonos: Los polígonos bidimensionales se utilizan para representar elementos geográficos que cubren un área particular de la superficie de la tierra.

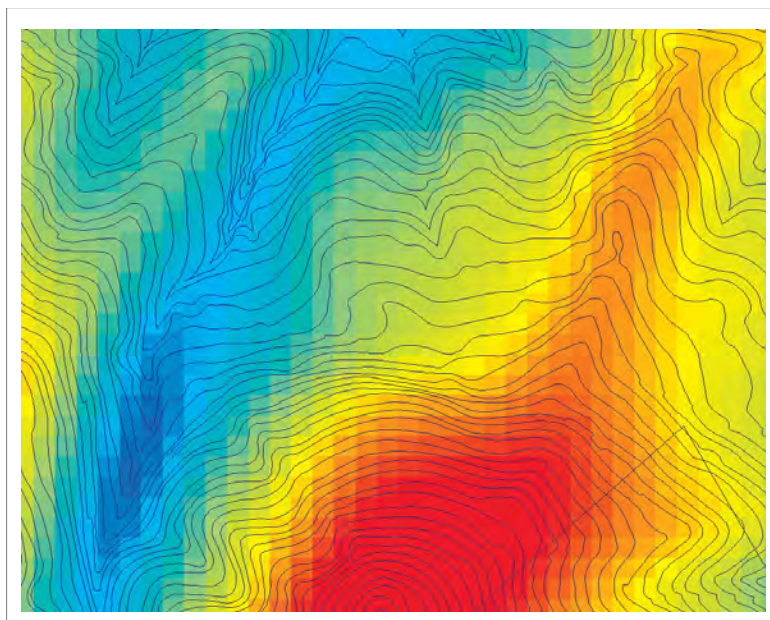


Figura 4.3: Capa de recursos eólicos (raster) superpuesta con la capa de curvas de nivel (vectorial). La imagen se ha realizado con ArcGIS.

Estas entidades pueden representar lagos, límites de parques naturales, edificios, provincias, o incluso los usos del suelo. Los polígonos son entidades que se pueden caracterizar por su perímetro y su área.

4.1.2 Programación de sistemas de información geográfica.

Una de las características importantes de los sistemas de información geográfica más potentes del mercado es su capacidad para ser programados mediante lenguajes de alto nivel como, por ejemplo, Visual Basic, Visual C, Python, etc. Esto permite desarrollar aplicaciones completas que son capaces de acceder a la base de datos geográfica, interactuando con los datos contenidos en ella, e incluso creando nuevos mapas donde se muestren los resultados obtenidos. Así, se puede implementar en forma de programa la metodología desarrollada en los trabajos de esta tesis doctoral, aprovechando el enorme potencial de un sistema de información geográfica para transformarlo en una herramienta de planificación y optimización de nuevos parques eólicos.

El software utilizado es la versión 9 de ArcGIS desarrollado por la empresa estadounidense ESRI, el cual permite la creación de aplicaciones en Visual Basic y en Visual C utilizando el concepto de programación orientada a objetos (POO). Para aclarar las ideas, podemos decir que un objeto de ArcGIS es “cualquier cosa del programa”, desde un mapa en la base de datos geográfica, hasta un botón de los que aparecen en pantalla. Todos los componentes del GIS son accesibles a través de una enorme biblioteca de objetos, pudiéndose interactuar con ellos a través de las propiedades y métodos definidas en sus interfaces. En el capítulo 5 se describe con detalle el modo de acceder a aquellos objetos que han sido necesarios para realizar la aplicación que implementa la metodología de optimización.

Una de las características más interesantes del sistema, es la capacidad para exportar los programas desarrollados y agruparlos en cajas de herramientas, o *toolboxes* especializadas en una determinada labor. Por ejemplo la aplicación desarrollada en esta tesis podría constituir una de las herramientas contenidas en una *toolbox* orientada a la planificación de parques eólicos. Esta característica de ArcGIS

ha permitido a usuarios y desarrolladores ir creando una enorme colección de herramientas y aplicaciones (extensiones del programa) mediante las cuales es posible llevar a cabo todo tipo de operaciones geográficas: conversión de datos raster-vectorial, búsqueda de caminos de mínimo coste, creación superficies TIN, etc.

Además de la programación directa utilizando lenguajes de alto nivel, también es posible construir secuencias de instrucciones, permitiendo automatizar procesos repetitivos, haciendo uso de las herramientas ya existentes.

Concluiremos haciendo hincapié en la idea de que el problema de la planificación de un parque eólico incluye un número importante de variables de ámbito territorial y geográfico y, por lo tanto, el uso de sistemas de información geográfica puede suponer una potente herramienta que facilite y mejore el proceso de planificación de futuras instalaciones de este tipo.

4.1.3 Otros sistemas de información geográfica.

Además de ArcGIS existen otros sistemas de información geográfica disponibles en el mercado, algunos de ellos software propietario y otros con licencia *Open-source* o GPL, que funcionan perfectamente y que podrían servir para la planificación de parques eólicos. Un candidato es GRASS, un GIS *Open-source* utilizado en sistemas GNU LINUX. Al ser programable en Python también cumpliría nuestras expectativas, por lo que podría plantearse como una de las futuras líneas de trabajo de esta tesis la transcripción del código Visual Basic (VB) a Python, lo cual permitía adaptar la aplicación a sistemas LINUX, reduciendo los costes en licencias del Software GIS para las empresas planificadoras de parques eólicos.

4.2 Aplicaciones informáticas especializadas.

4.2.1 El Programa WAsP

En capítulos anteriores se indicó la existencia de ciertos programas que facilitaban el proceso de planificación de parque eólicos. Uno de los más utilizados es WAsP cuyo nombre es el acrónimo de *Wind Atlas and Application Program*. Se trata de un proyecto llevado a cabo por el Departamento



de Energía Eólica del Laboratorio Nacional Risoe de la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU), y que tras varios años de investigación comienza su andadura a partir del año 1987. WAsP se ha constituido como una poderosa herramienta de análisis de los datos de viento recogidos por las estaciones meteorológicas instaladas en la zona de estudio, permitiendo estimar el régimen de vientos en los emplazamientos donde irán instalados los aerogeneradores.

Actualmente el programa se encuentra en la versión 11 y ha mejorado sustancialmente los modelos de evaluación. Inicialmente se utilizaba LINCOM, que se trata de un modelo lineal basado en el cálculo del comportamiento dinámico del aire mediante la resolución de transformadas de Fourier linealizadas. Este modelo se emplea para la evaluación del régimen de vientos tanto en zonas interiores como en parques *off-shore*, donde la rugosidad de la superficie depende de la velocidad del viento. La ventaja de LINCOM es el bajo coste computacional del modelo aunque presenta el problema de que proporciona poca fiabilidad en terrenos con orografía compleja.

Metodología basada en el *Wind Atlas*. WAsP utiliza la metodología basada en *wind atlas* que permite prever el comportamiento del viento en zonas diferentes al punto de medida, basándose en el concepto del régimen de viento geostrófico. El proceso de cálculo se puede resumir en dos fases. La primera fase consiste en compensar todos los efectos locales que influyen en la medida registrada en una

determinada estación meteorológica, como, por ejemplo, zonas arboladas, edificios próximos, orografía del terreno, rugosidad, etc. Con ello se consigue obtener la corriente de aire libre a una altura tal que no se vea influida por el terreno. A este régimen especial de vientos se le denomina *wind atlas*, que es la caracterización mediante funciones de distribución de Weibull del viento geostrófico de la zona. En la segunda fase de cálculo, se aplica el *wind atlas* sobre la vertical del punto donde se pretende estimar el régimen de vientos en la zona, añadiéndole todos los efectos locales existentes mediante el modelo LINCOS (orografía, obstáculos, etc.). De este modo se consigue caracterizar el recurso eólico en el punto elegido.

Además de la evaluación del recurso eólico WAsP permite las siguientes operaciones:

- Producción anual de un parque eólico.
- Eficiencia de un parque eólico.
- *Micro-sitting* de las turbinas dentro del parque.
- Estimación de la potencia generada por cada elemento.
- Generación de mapas de recursos eólicos.
- Generación de *wind atlas*.
- Análisis de los datos de viento procedentes de las estaciones de medida.
- Digitalización y edición de mapas vectoriales.
- Análisis de la curva de potencia de los aerogeneradores.

Actualmente WAsP en su versión 11 ya incluye un motor de cálculo basado en la dinámica computacional de fluidos (CFD) que permite una estimación del recurso eólico de forma mucho más precisa que LINCOS en zonas de orografía compleja.

4.2.2 Otras alternativas a WAsP.

Al contrario de lo que ocurría con los sistemas de información geográfica, donde sí que existían candidatos capaces de sustituir a ArcGIS, en el caso de WAsP es algo más complicado, ya que aunque existen en el mercado otros programas relacionados con el proceso de planificación de parque eólicos, es difícil encontrar otro que sea capaz de generar mallas de recursos eólicos para una determinada superficie de terreno a partir de las medidas proporcionadas por una o varias estaciones puntuales. En la mayoría de los casos esta información constituye uno parámetros de entrada requeridos por estas aplicaciones, que deben ser obtenidos mediante otros programas.



Una de las aplicaciones existentes es *OpenWind* que comenzó como un proyecto *Open Source* del que se disponía del código fuente y que posteriormente fue adquirido por la empresa *AWS Truepower*.

El programa se centra más en el proceso de optimización y en el cálculo de la potencia y energía anual estimada, que en la evaluación del régimen de vientos en el área del parque eólico. Para el cálculo del efecto estela, permite al usuario elegir entre tres modelos: el modelo Park, el Park modificado, y el *Eddy-Viscosity*. Este programa utiliza una interfaz gráfica intuitiva que recuerda a un GIS orientado a la planificación de parques eólicos. *Openwind* se trata de una herramienta muy interesante pero, sin duda alguna, considero que sería necesario un módulo de evaluación del recurso eólico que le permitiera desligarse de WAsP.

CAPITULO

5

METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA PLANIFICACIÓN GLOBAL DE UN PARQUE EÓLICO

5.1 Planteamiento del problema.

Tal como se ha visto anteriormente, el diseño óptimo de un parque eólico es un problema sumamente complejo que incluye una enorme cantidad de variables interrelacionadas entre sí. Por ello, el resultado final se puede ver afectado de forma considerable en función del modo en el que dichas variables sean consideradas dentro del problema.

Por un lado hay que tener en cuenta que un parque eólico se trata de una planta de producción de energía eléctrica, que utiliza un recurso de baja densidad energética superficial y, por ello, el área de terreno afectada suele abarcar una superficie considerable. Es obvio que el diseño de este tipo de instalaciones tiene un componente geográfico muy importante, y ello hace muy atractivo el uso de los sistemas de información geográfica como una herramienta que ayude a la ubicación óptima de los aerogeneradores en aquellos lugares donde la rentabilidad de la instalación sea máxima.

Por otro lado el uso de algoritmos computacionales basado en técnicas evolutivas puede ofrecer una posible forma de obtener soluciones óptimas a este tipo de problemas complejos donde entran en juego un elevado número de variables, para lograr un objetivo claro, la obtención de la máxima rentabilidad de la inversión.

La metodología que se plantea a lo largo de esta tesis trata, por lo tanto, de combinar los sistemas de información geográfica junto con métodos de optimización basados en algoritmos genéticos para, de este modo, obtener la mejor ubicación posible de los aerogeneradores dentro de un parque eólico, teniendo en cuenta tanto el recurso eólico como la valoración del coste de otras infraestructuras del mismo.

Tal como se ha expuesto en el capítulo 2, hasta el momento, casi toda la bibliografía existente plantea el problema utilizando un modelo plano, donde los puntos de generación están repartidos dentro de una cuadrícula establecida. El modelo que aquí se plantea pretende ser una herramienta útil en la búsqueda de diseños óptimos en futuros parques eólicos y, por ello, se han tenido en cuenta factores tales como la orografía del terreno, su composición y rugosidad, así como el efecto estela provocado por los rotores de los aerogeneradores.

Básicamente un sistema de información geográfica es una base de datos que contiene objetos que pueden representarse en el espacio. Es posible encontrar en el mercado diferentes sistemas de información geográfica (GIS) siendo la mayoría de ellos aptos para implantar esta metodología. La clave está en que el sistema debe ser programable. Por ejemplo en este caso en particular se ha utilizado el programa ArcGIS de la firma norteamericana ESRI, que puede ser programado en varios lenguajes de alto nivel como C++, Visual Basic, etc.

El Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de La Rioja posee una licencia que posibilita el uso del programa, así como toda la documentación necesaria para su correcta utilización. Por ello se ha aprovechado esta oportunidad para implementar la metodología en dicho sistema. Además de ArcGIS existen otras opciones en código libre y de acceso gratuito como por ejemplo el programa Grass para sistemas Linux que se pueden programar en C o en Python.

El proceso de optimización de un parque eólico utilizando algoritmos genéticos junto con sistemas de información geográfica, se debe estructurar en tres fases claramente diferenciadas. La primera fase o fase previa es aquella en la que se debe obtener toda la información geográfica necesaria del terreno dentro de la zona donde se pretende ubicar el parque. En una segunda fase será necesario obtener un mapa que contenga información acerca de la evaluación de los recursos energéticos en la zona. Y, finalmente, durante una tercera fase, un programa basado en algoritmos genéticos corriendo dentro del entorno del GIS proporcionará al usuario la ubicación de los aerogeneradores que ofrecerá una mayor rentabilidad económica del futuro parque eólico en base a una serie de hipótesis dadas por el propio usuario.

La información recopilada durante la primera fase del estudio es de gran importancia, ya que va a permitir al programa de optimización determinar los costes derivados de la instalación de los elementos del parque eólico sobre el terreno, como por ejemplo, cimentaciones y zanjas. Además permite establecer zonas de afección especial para aves, áreas de interés paleontológico, corrientes de agua, árboles singulares, especies protegidas, etc. De este modo el algoritmo puede discriminar ciertas zonas donde trazar líneas subterráneas o ubicar los aerogeneradores.

En la segunda fase del estudio deberá obtenerse un mapa lo más detallado posible de los recursos eólicos de la zona. La evaluación de recursos eólicos se introduce en el sistema a partir de una retícula multicapa que almacena los parámetros de Weibull para 12 sectores de viento diferentes. Hay que insistir en la importancia de esta parte del estudio, ya que constituye la base para calcular la energía anual estimada, EAS, del parque eólico y consecuentemente, los ingresos esperados que proporcionará la instalación en un año medio.

Finalmente, la última fase del estudio consiste en un proceso automático que, tras el análisis de la información proporcionada en las dos fases anteriores y junto con una serie de parámetros adicionales introducidos por el usuario, tales como el periodo de amortización o la tasa de descuento, entre otros, el sistema, después de una serie de iteraciones, proporcionará la ubicación óptima de los generadores dentro de la zona de estudio, así como la red de media tensión necesaria para transportar la energía producida por éstos hasta la subestación.

La programación del algoritmo genético se ha llevado a cabo en Visual Basic dentro de ArcGIS. El programa queda totalmente integrado dentro el sistema de información geográfica y gracias a ello, permite el acceso y la modificación directa de todos los elementos que constituyen la Geo-Database.

5.2 Primera fase. Obtención de los datos del terreno.

Una parte de la información más relevante para la que el programa de optimización, sea capaz de generar un parque eólico óptimo, vendrá dada por todos aquellos datos relativos a las características del terreno. Esta información estará estructurada en varias capas que contendrán todas las características del terreno ordenadas adecuadamente. La más importante de ellas es la que contiene la información relativa a la orografía del terreno. Se trata de una capa vectorial que contiene las líneas de nivel que caracterizan el relieve de la zona de estudio. Esta información no solamente influye en los costes a la hora de trazar las líneas subterráneas y los caminos de acceso, sino que también marca la distribución de los perfiles del recurso eólico sobre el terreno.

Además de la capa de relieve, es necesario añadir información acerca de otras características de la zona. Una de ellas es la composición del terreno, que parece lógico que va a influir en los costes a la hora de realizar las zanjas que albergan conductores que forman la red de media tensión y las cimentaciones de los aerogeneradores. Esta información queda almacenada dentro de una capa de tipo escalar o raster formada por una retícula donde cada celda contiene un número que especifica el tipo de terreno existente. Otras capas de tipo raster que deben añadirse al sistema son:

- Zonas y puntos exclusión (por ejemplo por la existencia de especies animales protegidas).
- Corrientes de agua que no puedan cruzarse con líneas de M.T. subterráneas.
- Mapa de rugosidad del terreno, que va a influir en los perfiles de velocidades de viento.
- Capas tipo raster generadas a partir otras capas mediante herramientas del GIS. Por ejemplo áreas restringidas por pendiente máxima.

5.3 Obtención de recursos eólicos de la zona.

Los aerogeneradores instalados tienen la misión de capturar la energía contenida en el viento y transformarla en energía eléctrica. La evaluación de la energía disponible en la zona va a permitir estimar la producción anual del parque eólico y con ello los ingresos brutos generados por la instalación. El valor de la rentabilidad de la inversión se calculará a partir de la diferencia anualizada de Ingresos – Gastos, donde los ingresos se obtienen a partir de la EAS del parque (energía anual estimada), y los gastos a partir del coste total de la inversión que dará lugar a unos costes fijos de amortización e intereses. A todo ello habrá que sumar los costes de explotación y las pérdidas del sistema.

Según lo expuesto anteriormente, es sumamente importante disponer de una buena estimación de los recursos eólicos existentes en la zona, sin perder de vista la naturaleza aleatoria del viento y teniendo en cuenta que los modelos utilizados se basan en técnicas estadísticas (funciones de distribución de Weibull).

El programa de optimización utiliza la información de los recursos eólicos de una zona a partir de un mapa escalar o raster multicapa formado por una retícula de $m \times n$ celdas donde cada una de ellas contiene un total de 24 valores diferentes que corresponden a los parámetros de escala (c) y forma (k) de las funciones de distribución de Weibull en 12 sectores de direcciones de viento diferentes. Esta forma de almacenar la información permite determinar los recursos eólicos en un área geográfica de forma compacta y fácilmente accesible al programa de optimización.

5.3.1 Generación de una malla de recursos eólicos

La cuestión que se plantea ahora es como obtener los parámetros que definen las funciones de Weibull para cada celda del raster de recursos eólicos. Teóricamente, la única forma de evaluar estadísticamente el recurso eólico en toda la zona de estudio sería midiendo, mediante un anemómetro, velocidad y dirección de viento durante un periodo de tiempo determinado, para todos y cada uno de los puntos del terreno. Desde un punto de vista práctico este método no es factible. En realidad el estudio se realiza a partir de las mediciones registradas mediante dos o

tres estaciones ubicadas en lugares estratégicos dentro de la zona que se quiere analizar.

En los ensayos que se han realizado en presente trabajo se han utilizado datos de dirección y velocidad de viento tomados por la estación meteorológica de Ocón, en La Rioja, en intervalos de 15 minutos durante dos años.

Con esta información es posible obtener los valores c y k de la función de Weibull que caracteriza el recurso eólico en el punto de medida. El problema consiste en cómo evaluar los valores c_i y k_i para cualquier punto i dentro de la zona donde se pretende instalar el parque eólico a partir de las lecturas de una única estación meteorológica. Una solución es la que ofrece el programa WAsP.

Este software emplea el concepto de *Wind Atlas* que consiste en obtener el régimen estadístico de los vientos que se producen en una zona, suponiendo que no se van a ver afectado por el terreno. En otras palabras, se trata de calcular el régimen de vientos (parámetros de forma y escala de la función de Weibull) a una altitud suficiente como para que la orografía no le influya.

En una primera fase, a partir de las mediciones realizadas mediante la estación meteorológica y teniendo en cuenta todos los factores que pueden influirle localmente, se calcula el *wind atlas* válido para toda la zona donde se pretende instalar el parque. En una segunda fase a partir del *wind atlas* calculado se estiman los valores c y k de la función de weibull en cualquier otro punto. Esto se consigue teniendo en cuenta de nuevo la influencia de la orografía y la rugosidad del terreno.

Para obtener el mapa de recursos eólicos de la zona se escoge un tamaño de cuadrícula apropiado y se estima para cada celda a partir del *wind atlas* calculado previamente, los valores c_i y k_i para 12 sectores de dirección de viento. El programa WAsP incluye una función que genera un archivo tipo WRG (*Wind Resource Grid*) que almacena en formato ASCII los valores de los parámetros de las distribuciones del viento en todas las celdas de la malla.

Este método utiliza un modelo lineal para calcular los cambios de velocidad de viento provocados por la orografía (modelo LINCOM) y se basa en la resolución un problema de dinámica de fluidos mediante transformadas de Fourier linealizadas. La ventaja de este modelo es que permite obtener resultados aproximados con un coste

computacional bajo. El mayor inconveniente es que en orografías complicadas el modelo proporciona resultados con un error importante.

Otra opción consiste en la utilización de modelos basados en la dinámica de fluidos computacional, CFD, que proporcionan mejores resultados a cambio de un mayor coste computacional. En cualquier caso, la metodología de optimización con algoritmos genéticos y GIS que se propone en este trabajo es independiente del modelo utilizado para obtener el mapa de recursos eólicos aunque, como es lógico, si que influirá en el resultado final obtenido.

El mapa de recursos eólicos que se ha utilizado para los ensayos realizados en esta tesis se ha generado a partir de la versión 7 de WAsP.

5.4 Optimización mediante algoritmos genéticos.

A lo largo de este apartado se describirá el procedimiento seguido para desarrollar el software necesario para optimizar un parque eólico utilizando algoritmos evolutivos dentro de un programa GIS. Para ello será necesario explicar como se han estructurado los datos dentro del programa y la forma en la que se accede a los objetos de la geodatabase de ArcGIS.

5.4.1 Programación de los objetos de ArcGIS.

Como ya se ha explicado en el apartado anterior, el núcleo de la metodología de optimización propuesta consiste en un algoritmo evolutivo cuyo fin es encontrar un resultado óptimo para una función objetivo. En este caso se tratará de encontrar la máxima rentabilidad del proyecto como resultado del compromiso entre la máxima producción de los aerogeneradores y la menor inversión posible.

El programa de optimización utiliza los datos contenidos dentro de la geodatabase del GIS y por ello debe estar totalmente integrado dentro del sistema. Cuando se afronta el problema de cómo programar un sistema de información geográfica es necesario familiarizarse con componentes u objetos que forman parte de él, para de este modo poder interactuar con ellos. ArcGIS se trata de un software ya consolidado que existe en el mercado desde hace más de una década y que ha ido evolucionando desde entonces añadiendo nuevos elementos. Por ello es necesario comprender el funcionamiento de una librería con miles de objetos con sus diferentes formas de acceso a cada uno de ellos.

El esquema de trabajo es bien conocido y se identifica con la programación orientada a objetos, POO, por lo tanto es necesario conocer algunas de las reglas que van a permitir el acceso a los elementos que forman parte de la base de datos para poder interactuar con ellos.

5.4.1.1 Objetos y clases en ArcGIS

Los objetos de ArcGIS constituyen la plataforma básica de desarrollo de aplicaciones en el escritorio de este sistema de información geográfica. *Arc Objects* es una enorme colección de objetos que constituyen el núcleo del sistema y que

permiten el funcionamiento de todo el programa, desde los menús con sus botones, hasta las aplicaciones más complejas. Todas las tareas en ArcGIS son llevadas a cabo por uno o varios objetos de esta gran colección. Para desarrollar la aplicación de optimización no será necesario, ni mucho menos, conocer todos ellos, sin embargo si que es importante conocer cómo acceder a ellos y cómo están estructurados dentro del sistema.

La librería de ArcGIS, contiene Objetos y Clases. Por ejemplo un objeto en la geodatabase podría ser una zona de exclusión dentro del mapa, un camino, un punto singular, etc. Normalmente en la base de datos geográfica la información queda almacenada mediante tablas, donde cada fila representa un objeto en el mapa y las columnas identifican las propiedades de los objetos.

Una clase es un concepto más abstracto pero también más interesante. La clase representa cosas u objetos de similares características. Pongamos, por ejemplo, un vehículo que tiene 4 ruedas es una clase coche. La clase coche tendrá unas propiedades como puede ser fabricante, color, longitud, tipo de motor, etc. A partir de una clase podemos definir algo más concreto: un coche de unas determinadas características. Dicho de otro modo, con una clase podemos crear los objetos necesarios para desarrollar la aplicación.

Para poder utilizar e interaccionar con las clases éstas contienen tres cosas importantes: interfaces, propiedades y métodos. Una interfaz proporciona una conexión de la clase con el mundo del programador; las propiedades de una clase definen las características propias del objeto que se va a crear. Por último, un método define la cosa o cosas que “sabe” hacer el objeto.

Dentro de ArcGIS existen tres tipos de clases. La más común de ellas es la llamada CoClase que se puede utilizar para crear nuevos objetos. Por ejemplo una *FeatureClass* es una CoClase con la que se pueden generar elementos dentro de un mapa (objetos tales como círculos, líneas, etc.). El segundo tipo de clases de ArcGIS son las Clases Abstractas (*AbstractClass*) que no puede utilizarse para crear nuevos objetos, y se utilizan para que otras clases (subclases) hereden o puedan utilizar las propiedades que tienen éstas. Por ejemplo *GeoDataset* es una *AbstractClass* que se utiliza para que varias fuentes de datos geográficos como, por ejemplo, *feature classes* y una capa tipo raster puedan compartir ciertas propiedades. Por último el

tercer tipo de clase existente es la llamada *class* o clase a secas. Este tipo de clase tampoco puede crear objetos directamente, los objetos de esta clase solo pueden ser creados por otros objetos de otra clase. Por ejemplo al convertir un archivo de formas tipo *Shapefile* de un sistema de coordenadas a otro, tendremos un primer objeto de conversión de coordenadas que genera otro objeto tipo *class* denominado *EnumInvalidObject* que es un listado de todas aquellas entidades que no pudieron transformarse.

5.4.1.2 Relación entre clases

La técnica de programación orientada a objetos implica la necesidad de establecer una relación entre los diferentes objetos que se están utilizando. Hay un total de cinco relaciones posibles. En primer lugar tenemos la relación de **Asociación**, que especifica la capacidad que tiene un objeto de un tipo para asociarse con varios objetos de otro tipo. La forma de expresar esta relación es por medio de las expresiones de multiplicidad. Tenemos, por ejemplo, que si un objeto puede contener varios objetos de otro tipo, se denotaría de la forma (1..*), si únicamente puede contener un solo objeto de otro tipo se escribiría de la siguiente manera (0..1). Pongamos un ejemplo más concreto: el objeto *fields*, es un contenedor de un grupo de campos (características) de un elemento de la geodatabase (camino, región, etc.) como superficie, color, demografía, etc. Es decir, es un grupo de campos que define un elemento de un mapa. El objeto *fields* puede contener varios objetos de tipo *field* que a su vez contienen la información de un único campo. La relación en este caso sería (1..*) *fields* que es una colección de objetos *field*. Por otro lado, dentro de la geodatabase existe un lugar donde se define la forma física de aquello que aparece en el mapa. Para hacer referencia a esta característica se utiliza el objeto *GeometryDef*. La relación entre *field* y *GeometryDef* es (1..0) porque un objeto *field* puede estar asociado solo con un objeto *GeometryDef*.

La segunda relación importante es la llamada **Herencia de tipos** (*Type Inheritance*) y define lo que sucede con las propiedades y los métodos de una clase (subclase) que depende o es hija de otra clase (superclase). En este caso la subclase heredará las propiedades y métodos de la superclase aunque puede tener los suyos propios. Supongamos que tenemos la clase abstracta *SpatialReference* y a partir de ésta, se generan tres clases nuevas *GeographicCoordinateSystem*, *ProjectedCoordinateSystem* y *UnknownCoordinateSystem*, todas ellas son del tipo

SpatialReference y por ello heredan todas las propiedades de esta última a las que añaden las suyas propias. Este último concepto aparece reflejado en la figura 5.1.

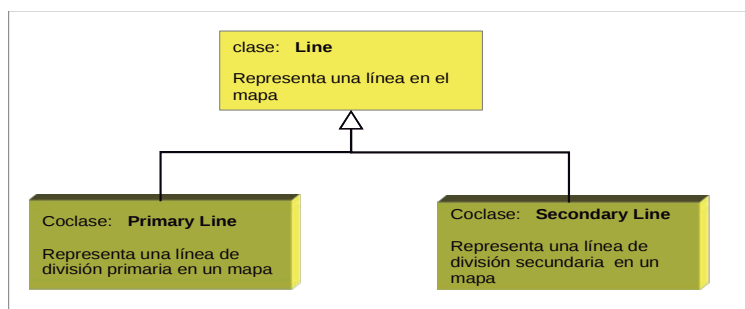


Figura 5.1: Relación de herencia de tipos entre la clase Line y las coclases primary line y secondary line.

La tercera relación importante entre objetos y clases es la **Composición**. Este tipo de relación es un caso particular de relación de asociación donde el grado de multiplicidad en un extremo suele ser uno y en el otro extremo varía entre 0 y cualquier número entero positivo. Un ejemplo de composición sería la relación que puede existir entre la clase del tipo *Map* y una clase del tipo *FeatureLayer*. Una clase *Map* representa un mapa completo o conjunto de datos dentro de ArcGIS y una *FeatureLayer* representa una capa de un tipo determinado dentro del mapa. Dicho de otro modo, la *FeatureLayer* es una parte de un objeto *Map*. La forma de denotar esta relación entre clases se puede ver en la figura 5.2.

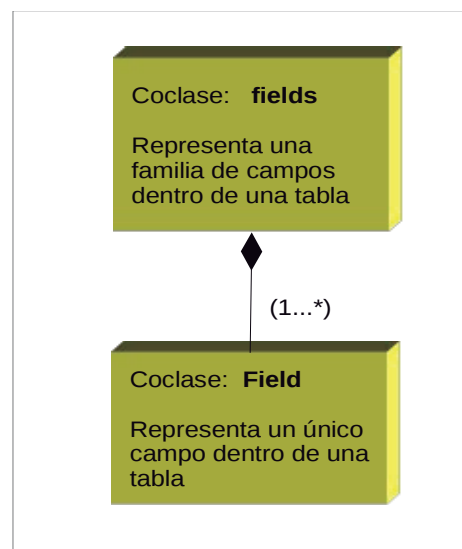


Figura 5.2: Relación de composición entre objetos. Uno objeto puede estar compuesto por otros.

En cuarto lugar tendríamos la relación de **Agregación** que también recibe el nombre de agregación compartida. Esta relación se produce cuando dos objetos diferentes se combinan para dar lugar a un tercero. Por ejemplo, a partir de un filtro

QueryFilter y de un objeto *Table* se genera otro objeto tipo *SelectionSet* que contiene los campos que cumplen las condiciones impuestas por el filtro.

Finalmente la quinta relación posible recibe el nombre de **Instanciación** (Instantiation). En programación orientada a objetos una instanciación consiste en la construcción de un nuevo objeto a partir de una clase. En este caso se especifica el hecho de que un objeto de una clase determinada puede ser generado por otro objeto de otra clase.

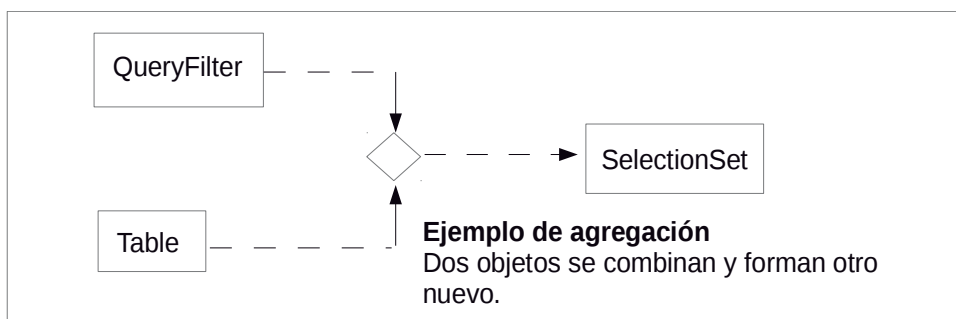


Figura 5.3: Relación de agregación entre objetos de ArcGIS.

El ejemplo anterior también serviría en este caso, de modo que, un objeto tipo *Selection* es generado por la agregación de dos objetos *Table* y *QueryFilter*. Otro ejemplo podría ser la relación entre los objetos *EnumInvalidObject* y *FeatureDataConverter* donde este último genera un objeto de la clase *EnumInvalidObject* que se trata de una lista donde se registran todas aquellas entidades del mapa que no se han podido procesar.

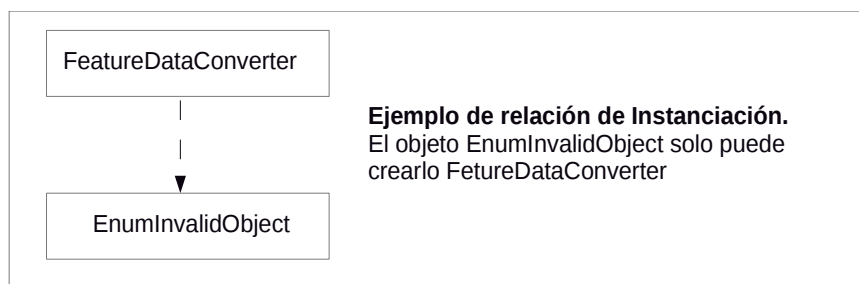


Figura 5.4: Relación de Instanciación. Un objeto construye a otro objeto.

5.4.1.3 Interfaces de ArcGIS

Cuando se trabaja con los objetos de ArcGIS nunca se accede a ellos directamente. En realidad el desarrollador interactúa con un intermediario del objeto llamado interfaz. Un interfaz muestra al usuario todas las operaciones y propiedades disponibles en un objeto determinado permitiéndole interactuar con él. Un mismo objeto puede tener asociados dos o más interfaces, de modo que sería posible acceder a un interfaz a través del otro o incluso saltar directamente de un interfaz a otro en función de las operaciones que se quieran llevar a cabo con el objeto en un momento dado. Algunos objetos disponen de dos interfaces con nombres similares, por ejemplo *IFeatureDataConverter* e *IFeatureDataConverter2*. Ambos disponen de métodos para convertir entidades normales en entidades incluidas dentro de una geodatabase, la diferencia radica en que el segundo contiene funcionalidades adicionales. Esta forma de trabajo permite añadir nuevos interfaces a una clase sin tener que eliminar o actualizar los ya existentes, consiguiendo de este modo mantener la compatibilidad entre distintas versiones.

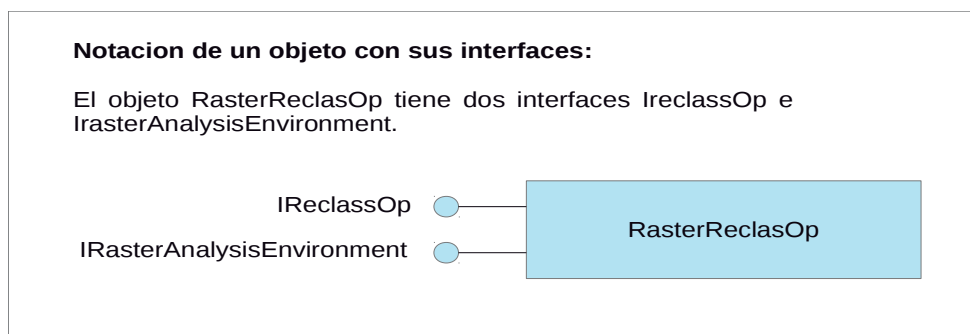


Figura 5.5: Notación de un objeto con sus interfaces.

5.4.1.4 Propiedades y métodos.

Como ya se ha explicado en el apartado anterior, un interfaz representa una serie de operaciones accesibles para el programador que consisten en métodos y propiedades. Los métodos constituyen todo aquello que puede hacer el objeto y las propiedades representan características propias del objeto. El conjunto de todas las propiedades y métodos de un interfaz reciben el nombre de miembros de dicho

interfaz. Las propiedades pueden ser de solo lectura (*get property*), solo escritura (*put property*), y lectura-escritura. Para poder desarrollar la aplicación de optimización es muy importante, al menos, saber interpretar el modelo de objetos de ArcGIS. Se trata de un esquema que contiene todos los objetos y clases, la relación entre ellos y sus interfaces junto con sus propiedades y métodos. Un interfaz se denota mediante una circunferencia conectada a un rectángulo, junto a la circunferencia se escribe el nombre del interfaz. Dentro del rectángulo del interfaz aparecen todas las propiedades y métodos permitidos por dicho interfaz. Un método se denota con una flecha y una propiedad mediante cuadrados unidos por un segmento. Un cuadrado a la izquierda especifica que la propiedad es de lectura (*get*), si el cuadrado está a la derecha la propiedad del objeto es de escritura (*put*), y si el cuadrado está a ambos lados la propiedad es de lectura y escritura. Finalmente hay que diferenciar la notación en función de como se escriben o se leen las propiedades en el objeto. Si lo que se transfiere o se lee del objeto es un valor directamente se escribe un cuadrado sólido, sin embargo si lo que se lee o escribe en el objeto es un puntero se debe denotar la propiedad con un cuadrado vacío (véase figura 5.6). Por último es importante añadir que un interfaz puede tener propiedades y métodos, solo propiedades o solamente métodos, y un objeto, a su vez, puede tener varios interfaces (véase figura 5.7).

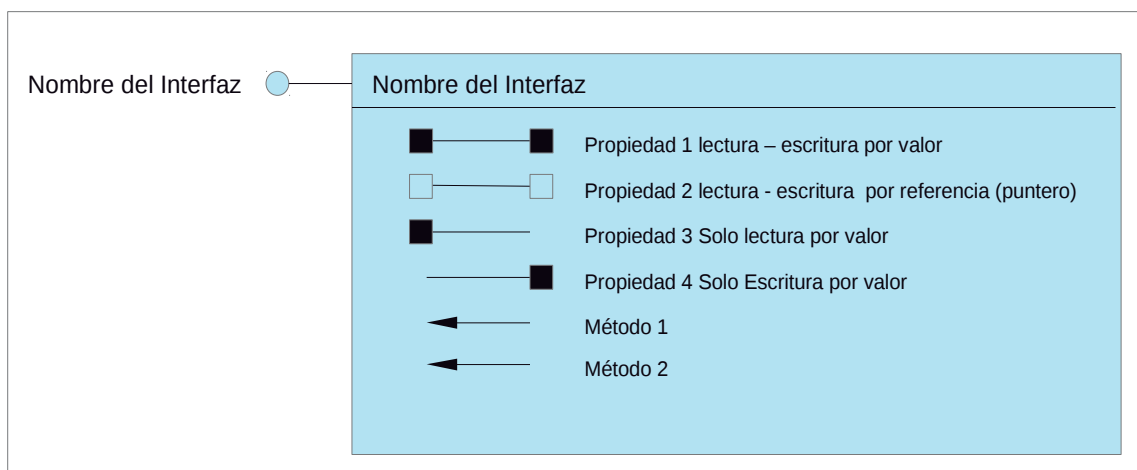


Figura 5.6: Representación de las propiedades y métodos de un objeto.

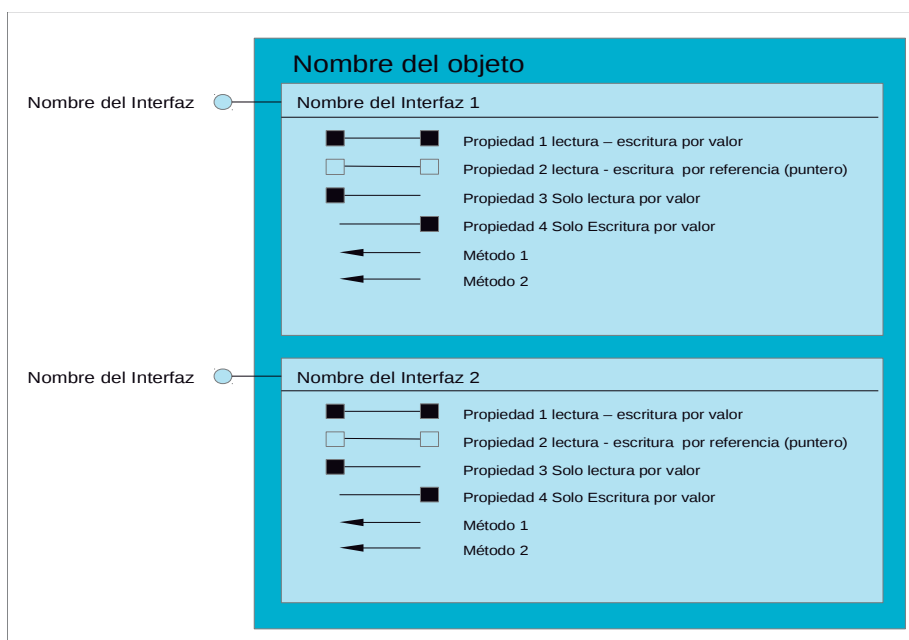


Figura 5.7: Notación en el sistema de objetos de ArcGIS.

5.4.2 Programación del sistema de información geográfica y estructuración de los datos.

Una vez entendidas las reglas de cómo utilizar el intrincado sistema de objetos de ArcGIS, su metodología y su notación, ya es posible acceder a todos los elementos que componen los mapas de la base de datos geográfica e interactuar con ellos. En primer lugar es necesario definir el modo en la que se van a gestionar los elementos que conforman el programa de optimización junto con su motor de cálculo, el algoritmo genético.

5.4.2.1 Acceso a los datos geográficos. Estructura de capas.

Es necesario establecer una ordenación adecuada de la información dentro del GIS de tal forma que el programa de optimización sea capaz de utilizarla adecuadamente en todo momento. Para ello se ha establecido una estructura fija de

las capas que deberá ser respetada a la hora de diseñar la base de datos geográfica en cada nuevo proyecto.

La primera capa contiene toda la información referente a los recursos eólicos de la zona y se obtiene a partir de un archivo WRG codificado en ASCII generado con la aplicación WASP. La primera fase a la hora de crear un nuevo proyecto consiste en importar el archivo a la base de datos de ArcGIS como una *FeatureLayer* o capa de entidades. El programa de optimización accede a los datos de este archivo como si de una tabla se tratase y, por lo tanto, deberá mantener una estructura bien definida que deberá respetarse en todo momento. Los campos que debe contener el archivo WRG aparecen detallados en la tabla 5.1. Insisto nuevamente que es posible utilizar cualquier programa similar a WASP para generar el archivo de recursos eólicos siempre y cuando se respete la estructura indicada.

La segunda capa que debe incorporarse a la base de datos se trata de una *FeatureLayer* y debe contener la ubicación de los aerogeneradores. La finalidad de esta nueva capa será permitir al usuario visualizar sobre el mapa tanto los resultados obtenidos como las soluciones intermedias.

Tabla 5.1: Estructura de los campos en el archivo de recursos eólicos WRG

Campo	Descripción
OID	Número de campo
X	Coordenada X de la celda (m) en la proyección actual
Y	Coordenada Y de la celda (m) en proyección actual
Z	Coordenada Z de la celda (m) sobre el nivel del mar
Zagl	Altura sobre el terreno
A_{medio}	Valor medio del parámetro c de Weibull factor de escala
K_{medio}	Valor medio del parámetro k de Weibull factor de forma
Potencia	Potencia debida a la energía cinética del viento.

<i>Estructura de los campos en el archivo de recursos eólicos WRG (continuación)</i>	
Campo	Descripción
Nsect	Número de sectores de dirección de viento (normalmente 12)
P_1	Potencia por energía cinética del viento en el sector 1
A_1	Factor de escala de la función de weibull en el sector 1
K_1	Factor de forma de la función de weibull en el sector 1
...	... (se repite el mismo patrón para los 12 sectores 36 campos en total)
Point X	Campo añadido por ArcGIS. Marca las coordenada X del punto en la proyección actual
Point Y	Campo añadido por ArcGIS. Marca las coordenada Y del punto en la proyección actual
Shape	Indica a ArcGIS el tipo de entidad que dibuja en pantalla. En este caso tipo <i>Point</i>

La tercera capa que debe incluirse al mapa contendrá zonas prohibidas donde no pueden ubicarse los aerogeneradores. La prohibición en estas zonas puede deberse a cualquier motivo: técnico, medioambiental, económico, etc.

La cuarta capa se utiliza para mostrar un raster con los parámetros de escala (c) de la función de weibull en cada punto. Se utiliza como comprobación visual y permite al usuario observar las zonas con mayor recurso eólico y superponerlas con la ubicación de los aerogeneradores (capa 2).

Aunque la primera capa ya contiene toda la información acerca del potencial eólico de la zona, ésta combina en cada punto del espacio demasiados parámetros como para poder visualizarse correctamente. Por ello es necesario reservar una nueva capa que permita visualizar una sola variable significativa (normalmente el parámetro de escala de la función de Weibull) que represente de algún modo el recurso eólico.

	P3	A3	K3	P4	A4	K4	P5	A5	K5	P6	A6	K6	P7	A7	K7	P8	A8	K8	P9	A9	K9
20	14	208	26	12	213	46	19	174	86	35	129	97	51	163	59	37	194	49	32	194	
20	14	209	27	13	213	48	19	175	86	36	130	94	52	164	59	37	195	50	33	194	
21	16	209	29	14	213	50	21	178	84	37	133	89	53	165	59	39	196	52	36	193	
21	16	210	30	15	213	51	21	179	83	38	133	86	53	166	59	40	197	53	37	193	
21	17	210	31	16	213	52	22	179	82	39	135	84	54	167	59	41	197	53	39	193	
22	17	210	32	16	213	53	23	180	82	40	135	82	55	167	59	41	197	54	40	192	
22	18	210	32	17	213	54	23	180	81	41	136	80	56	168	59	42	197	54	41	192	
22	18	210	33	17	213	54	24	180	82	41	137	79	56	169	58	42	198	54	42	192	
21	18	210	33	18	213	55	24	180	83	42	137	78	56	169	57	42	198	53	41	191	

Figura 5.8: Aspecto de la tabla de recursos eólicos en ArcGIS.

P10	A10	K10	P11	A11	K11	P12	A12	K12	POINT X	POINT Y	Shape *
67	30	220	259	46	235	240	55	223	560916	4680540	Point
69	32	220	268	47	237	231	56	225	560941	4680540	Point
72	33	220	277	49	238	222	57	227	560966	4680540	Point
74	35	220	287	50	239	212	59	229	560991	4680540	Point
76	36	220	296	51	240	203	60	231	561016	4680540	Point
79	38	220	306	53	241	193	61	232	561041	4680540	Point
81	40	220	313	54	241	186	63	234	561066	4680540	Point
83	41	220	319	56	242	180	64	235	561091	4680540	Point
84	42	220	324	57	242	177	65	236	561116	4680540	Point
84	43	220	327	58	242	177	66	236	561141	4680540	Point

Figura 5.9: Aspecto de la tabla de recursos eólicos (continuación).

La quinta capa queda reservada para la representación de las curvas de nivel. La sexta capa se deberá utilizar para representar la composición del terreno y aportará la información necesaria para estimar los costes derivados de la realización de las cimentaciones de los aerogeneradores y las zanjas correspondientes a la instalación subterránea de media tensión. A partir de la séptima capa se pueden incluir datos menos críticos, aunque también de importancia, tales como caminos existentes, parcelarios, zonas protegidas, árboles singulares, etc.

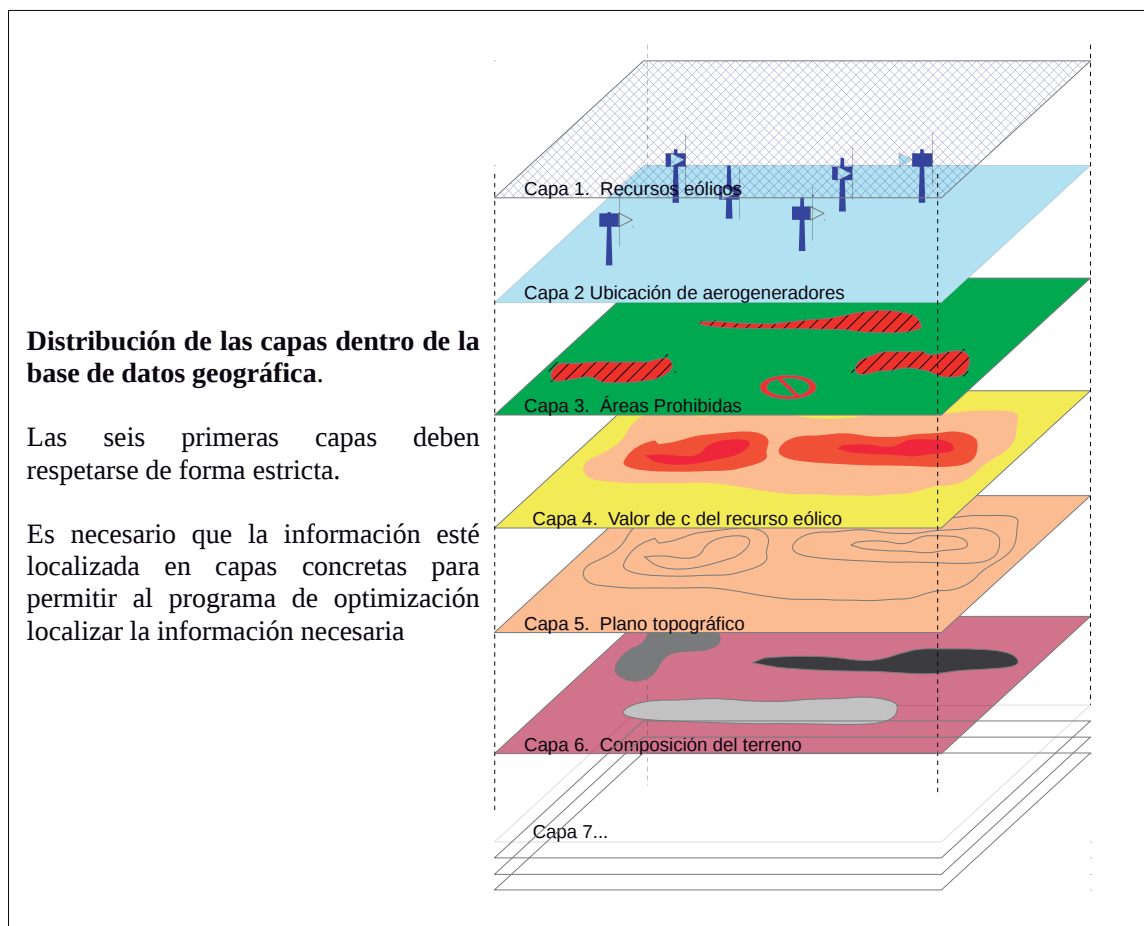


Figura 5.10: Gestión de capas en un proyecto Genético + ArcGIS.

5.4.2.2 Preproceso y diseño del algoritmo de optimización.

Como paso previo, antes de entrar en la fase de descripción del algoritmo de optimización es necesario establecer una serie de premisas acerca del funcionamiento global del sistema. En primer lugar surge el problema de como almacenar de forma coherente y compacta toda la información referente al recurso eólico (fase de preproceso, representada en las figuras 5.8 y 5.9). Como se ha podido observar en el apartado anterior, para poder calcular el valor de la energía anual estimada es imprescindible conocer los parámetros de escala y forma, c y k , para todos los sectores de viento y en todas las celdas del mapa. Se puede intuir que el enorme volumen de información que se debe procesar hace necesario buscar un método compacto de almacenamiento. Inicialmente se pensó en emplear diferentes capas tipo raster para representar la información sobre el mapa, pero esta alternativa fue descartada ya que obligaba a utilizar 12 capas para los valores de c y otras 12 para los valores de k , una por sector, una incómoda forma de trabajar ya que obligaba a generar mapas en ArcGIS de 24 capas como mínimo. La opción que se adoptó consistió en importar el archivo WRG generado por WAsP dentro del sistema GIS en forma de *FeatureLayer* o capa de entidades. Este formato asocia a cada celda de la malla de recursos eólicos un punto del espacio (entidad tipo *point*) junto con todos los parámetros c y k en los 12 sectores, de modo que permite conservar la información como una única capa compacta donde se almacenan todos los valores. Además, a partir de esta capa se pueden generar otras capas tipo raster donde se visualicen los parámetros deseados sobre el mapa. La capa 4 se genera a partir de la capa 1 (véase la figura 5.10).

El kernel o núcleo del sistema de optimización se basa en un programa que ejecuta un algoritmo genético. Se han desarrollado tres versiones diferentes del programa, a las que se les ha ido añadiendo diferentes funcionalidades. En la primera versión se ha aplicado un algoritmo genético únicamente teniendo en cuenta la malla de recursos eólicos. El programa ubicará los aerogeneradores, buscando la máxima energía generada sin tener en cuenta la forma de evacuarla hacia las líneas eléctricas de transporte. En este caso el programa de optimización expandirá al máximo la ubicación de los generadores buscando los puntos de mayor recurso eólico, estén donde estén.

En una segunda versión se incorpora el efecto sombra que producen los rotores de unos generadores sobre otro dentro del parque. El efecto sombra o *wake effect* también es un “efecto dispersante” en cuanto a las ubicaciones de los generadores se refiere. Cuanto más lejanos estén unos de otros, menos se interferirán. Las dos primeras versiones permiten comprobar el buen funcionamiento de esta técnica para resolver el problema, sin embargo, las soluciones alcanzadas son poco viables desde un punto de vista práctico ya que aunque se obtienen parques eólicos con un alto valor en EAS, presentan un grave problema a la hora de diseñar la red de evacuación de potencia hacia la subestación debido a la elevada longitud del trazado de las líneas eléctricas necesarias y, en consecuencia, a su elevado coste. Esta situación obliga a introducir una tercera versión del programa. En este caso se debe incluir el diseño óptimo de las líneas de evacuación de potencia dentro del parque. Más adelante, en el apartado 5.4.5. se detalla el modo en el que se ha resuelto el problema.

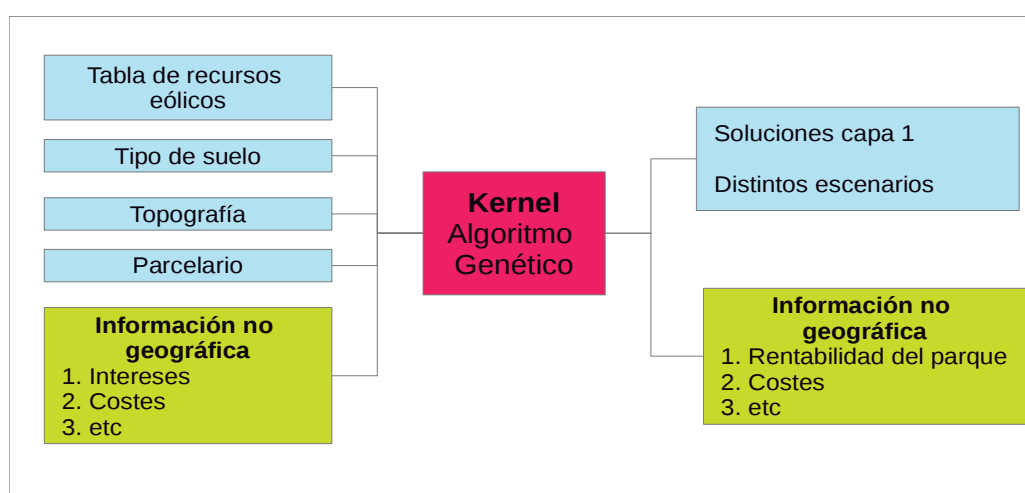


Figura 5.11: Relación del motor de cálculo del programa con las capas del GIS.

En líneas generales el algoritmo genético debe interactuar con las capas de información contenidas en la geodatabase y con sus propias variables internas. Por ejemplo, la función *calcular_EAS* debe tomar los datos de la capa 0 y el programa entrega los resultados sobre la capa 1. Además el algoritmo tomará datos de otras capas útiles como parcelarios, caminos, ríos, etc. En virtud de toda la información geográfica y no geográfica aportada al sistema, la aplicación será capaz de proporcionar soluciones para varios escenarios posibles en función de la variable

objetivo que se desee (véase figura 5.11). En la figura 5.12 se muestra un diagrama de flujo donde aparecen las acciones involucradas en la fase de preproceso para obtener la capa de recursos eólicos.

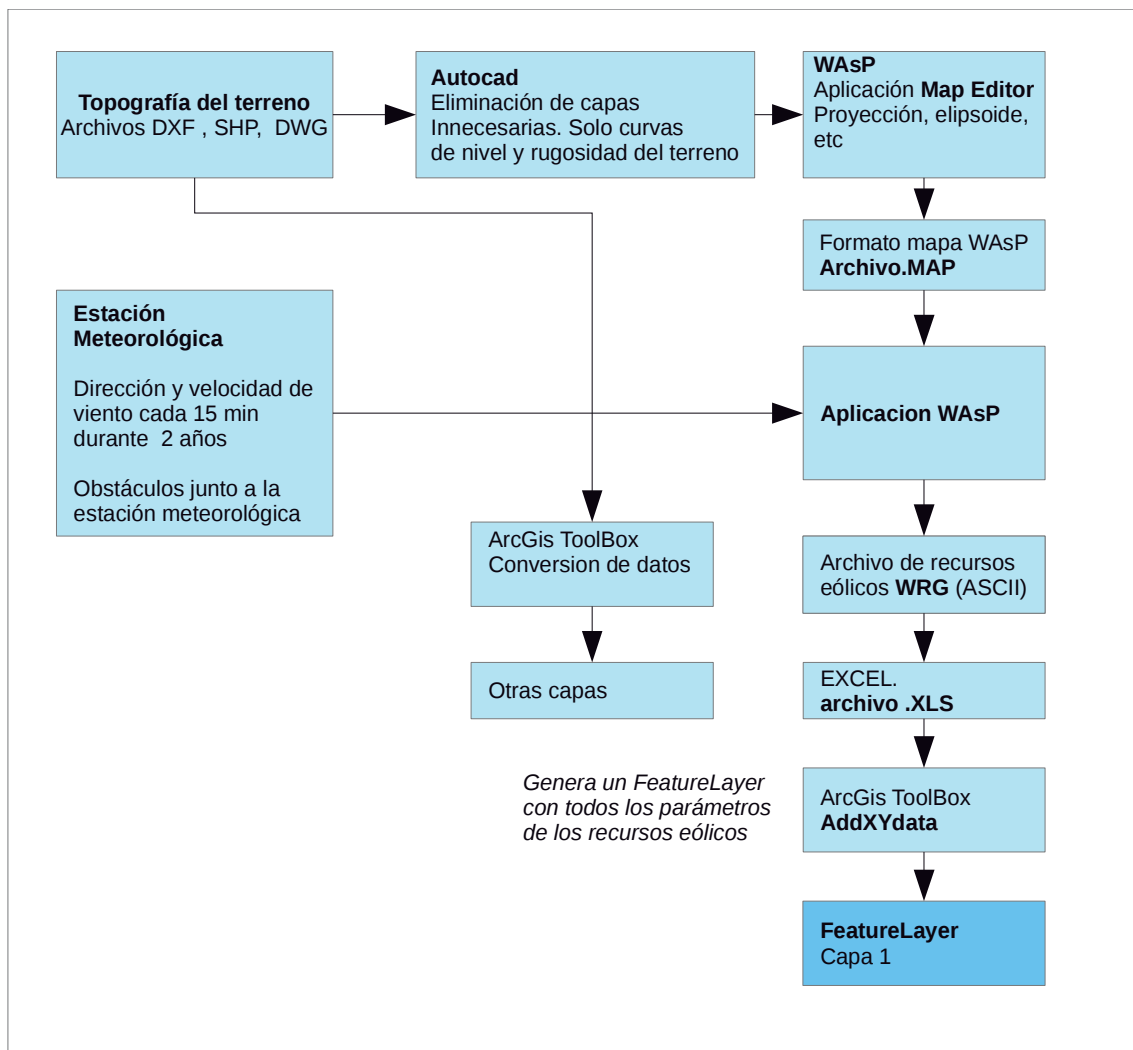


Figura 5.12: Fase de preproceso. Metodología seguida para la obtención de la capa de recursos eólicos (capa1).

5.4.2.3 Variables internas. La matriz de resultados.

La resolución de problemas en que se utilizan algoritmos evolutivos requiere el almacenamiento de toda la información referente a las generaciones de individuos que se van calculando durante el proceso de optimización hasta llegar al individuo final que representa, en la mayoría de los casos, la solución óptima al problema. Por ello, es importante estructurar adecuadamente los resultados a medida que se van obteniendo, de cara a poder formar las generaciones posteriores. El método que se ha seguido por su sencillez y rapidez a la hora de recuperar los resultados ha consistido en utilizar una matriz tridimensional, que contiene únicamente aerogeneradores ordenados en filas y columnas. Las i filas corresponden al número de aerogeneradores dentro de cada parque y las m columnas corresponden al número de parques o individuos en una generación dada, y finalmente la tercera dimensión n representa el número de generaciones de individuos.

Tabla 5.2: Tipo aerogen . Estructura de cada celda de la matriz solución <i>matriz_soluc()</i> .		
nombre	Tipo	Descripción
Cod_ascen	String	Código de ascendentes . Permite identificar los padres que han originado un nuevo parque por cruce. Si el individuo no fue generado por cruce Cod_ascen=0. La estructura de este código es de la forma XXYY hex donde XXh es el progenitor 1 e YYh es el progenitor 2. Esto nos va a permitir determinar si dos individuos son aptos para el cruce o no lo son
Posición	Long	Nº de celda donde está posicionado el aerogenerador
X	Long	Valor X de la posición
Y	Long	Valor Y de la posición
Z	Long	Valor Z de la posición
H_torre	Long	Altura de la torre del aerogenerador
TipoAero	Integer	Código que identifica el tipo de aerogenerador que se está utilizando
Delta (12)	Double	Matriz de 12 elementos que especifican la atenuación del viento por efecto sombra en 12 sectores.
EAS (12)	Double	Matriz de 12 elementos que especifican el valor de la EAS para los 12 sectores
EAS_total	Double	Valor de la energía anual estimada total en un aerogenerador para los 12 sectores de viento

De este modo cada plano (*fila, columna*) representará una generación completa de m parques eólicos con i aerogeneradores cada uno. En esta matriz de resultados, se ha reservado la fila 0 para almacenar los valores totales de cada individuo con sus i -aerogeneradores. Cada celda de la matriz 3D contiene una estructura (tipo *aerogen*) con todos los campos necesarios para definir adecuadamente al generador

correspondiente. El tipo *aerogen* está formado por los campos que aparecen en la tabla 5.2.

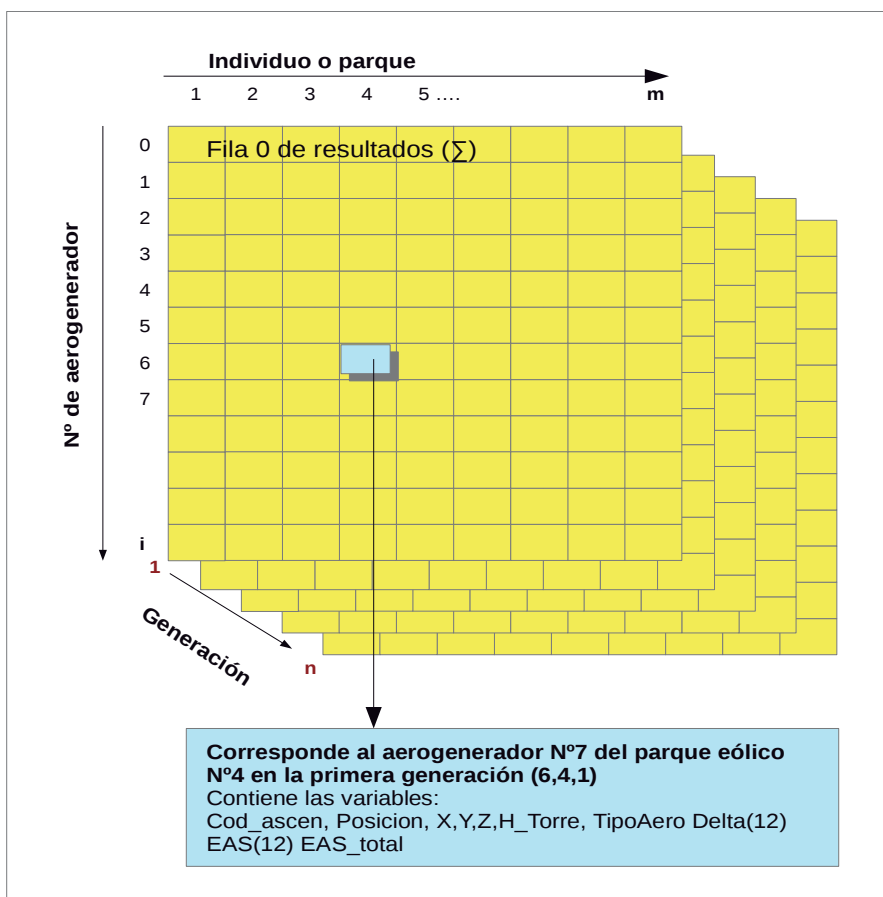


Figura 5.13: Estructura de la matriz de resultados.

Cada elemento de la matriz de resultados tiene asociada una estructura defendida por el usuario del tipo *aerogen* que a su vez incluye parámetros tales como el código de descendencia, celda que ocupa dentro del mapa de recursos eólicos, coordenadas x,y,z y altura de la torre. Además, también contiene información acerca del tipo de aerogenerador y de la energía anual que se espera que va a generar en el lugar donde está ubicado. Estos valores se almacenan de forma total (*EAS_total*) y parcial para cada sector de viento en una tabla de 12 elementos *EAS(12)*. Por último

para considerar el efecto sombra (*wake effect*) se han añadido doce valores delta que contienen la atenuación producida en el aerogenerador en cada sector de viento.

Cabe destacar un parámetro importante a la hora de calcular la potencia que producirá el generador en una ubicación dada. Se trata de la variable *TipoAero*. Esta variable es un índice que apunta a una base de datos con diferentes tipos aerogeneradores, donde se define su curva de potencia así como otros parámetros importantes. Esta base de datos contiene elementos del tipo *params_aerogen* que a su vez contienen especificaciones tales como: la marca de aerogenerador, el modelo, su potencia nominal, velocidad inicial de arranque, velocidad de máxima potencia, velocidad de corte, diámetro de rotor, y, por último un array que define punto a punto la curva de potencia del aerogenerador (tabla 5.3).

Tabla 5.3: Tipo params_aerogen.

nombre	Tipo	Descripción
marca	String	Marca del aerogenerador
modelo	String	Modelo del aerogenerador
Pmax	Double	Potencia nominal
v0	Double	Velocidad de arranque
v1	Double	Velocidad de máxima potencia
vmax	Double	Velocidad de corte
diam_rotor	Double	Diametro del rotor.
def_curva[0...30]	Array Double	Definición de la curva de potencia del aerogenerador.

5.4.3 Implementación del algoritmo genético. Codificación de los individuos. Primera aproximación del programa de optimización.

A lo largo de este apartado se describirá la forma en la que ha sido implementado el algoritmo genético dentro del GIS, cómo se codifican los individuos y de que modo se obtienen las soluciones. Por último se explicarán las diferentes partes que componen el programa en el que se implementa la metodología propuesta y se estudiarán los resultados para la versión 1 del algoritmo de optimización, en el que no se ha tenido en cuenta el efecto sombra entre los aerogeneradores. En el siguiente apartado se añadirá al código del programa la

función *wake effect* dando como resultado la versión 2 del algoritmo de optimización.

5.4.3.1 Algoritmo genético, codificación de los individuos.

Tal como se ha visto en el apartado 4.1 un algoritmo genético se trata de un método computacional que permite la resolución de problemas complejos imitando los procesos biológicos que suceden en la naturaleza. Cuando se trabaja con algoritmos genéticos es muy común utilizar la terminología empleada en sistemas biológicos. Así, por ejemplo, una posible solución al problema que estamos resolviendo se denomina individuo. En este caso concreto, una solución al problema de optimización que estamos buscando se trata de un parque eólico con todos sus aerogeneradores junto con su infraestructura. Este parque tendrá asociados unos costes y una capacidad de generación de energía en función de la ubicación de los aerogeneradores dentro de la zona escogida. Debe ser posible medir de forma cuantitativa el grado de aptitud de los individuos, ello se consigue mediante una función de ajuste (*fitness*) que determina claramente el grado de adaptación del individuo dentro de una población y que, a su vez, marcará una mayor o menor probabilidad de supervivencia.

En la primera versión del programa de optimización en el que se implementa la metodología propuesta en esta tesis doctoral, se plantea un algoritmo genético en el que solamente se tiene en cuenta la ubicación de los aerogeneradores dentro de la zona escogida, dejando para más adelante el diseño de la red de media tensión que los interconecte. En este caso concreto el parámetro que mide la aptitud de los individuos vendrá dado por su capacidad de generación anual de energía o energía anual estimada EAS. Cada individuo lleva asociado su valor EAS correspondiente y debe contener información codificada acerca de donde instalar los aerogeneradores.

Para la realización del programa, se ha seguido una estructura modular que ha permitido ir añadiéndole funcionalidades sin modificar su estructura principal, de este modo, todo el código correspondiente a las versiones ha sido reutilizado, permitiendo reducir el tiempo de desarrollo.

Codificación de los individuos. Toda la información de cada individuo debe ser única y estará codificada en una cadena alfanumérica o cromosoma que almacena las características del mismo. Cada cromosoma representa de forma biunívoca un

individuo. Los cromosomas contienen los genes del individuo, que en nuestro caso concreto representan la ubicación de cada uno de los aerogeneradores dentro de la zona de estudio. Por lo tanto un cromosoma representa a un individuo con todos sus genes y cada individuo lleva asociado su valor de energía anual estimada. Existen múltiples formas de codificar los cromosomas, y aunque en multitud de ocasiones se prefiere una codificación binaria, en nuestro caso concreto se ha preferido asociar la posición de los aerogeneradores expresada en forma de números enteros. De este modo se consigue una notación compacta, donde cada cromosoma se construye a partir de una serie de números enteros que representa a un parque eólico completo. El posicionamiento de los aerogeneradores se realiza tomando como referencia la tabla de recursos eólicos (capa 1), donde cada fila en dicha tabla representa una celda dentro de la malla de recursos eólicos. A su vez, cada celda esta asociada a un punto en el espacio dentro del área de trabajo en el GIS.

Esta forma de trabajar ha permitido simplificar sustancialmente el código del programa, permitiendo una gestión robusta, eficiente y fiable que hace posible administrar adecuadamente la información contenida en cada individuo y en cada generación. Como contrapartida será necesario realizar operaciones de conversión de coordenadas que podrían influir en una disminución del rendimiento computacional del algoritmo. No obstante, desde un punto de vista global, las ventajas superan a los inconvenientes y aunque hay ocasiones en las que resulta más cómodo localizar un elemento dentro del mapa a partir de la fila y la columna que ocupa, la implementación de una función de transformación posición secuencial - posición (fila,columna) no supone un coste computacional elevado.

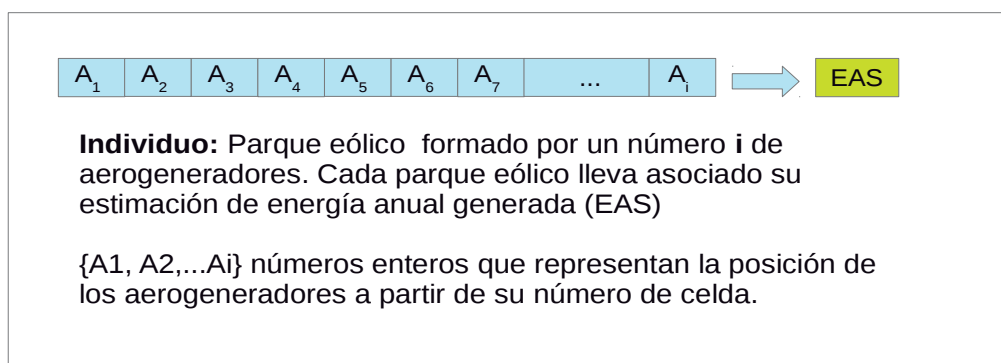


Figura 5.14: Codificación de los individuos el algoritmo genético principal.

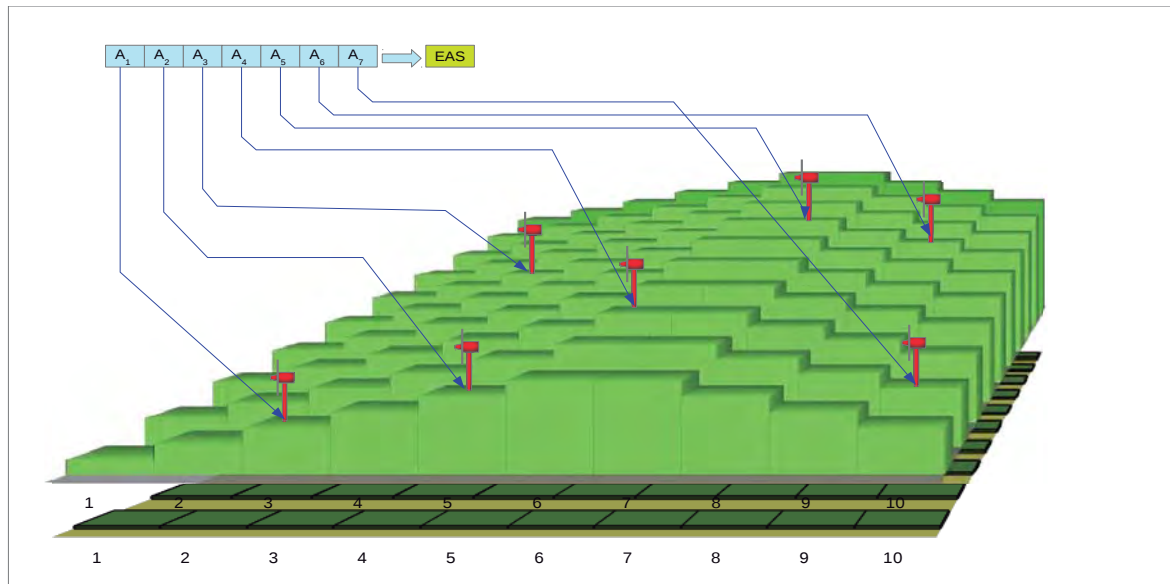


Figura 5.15: Representación de los individuos sobre el mapa.

5.4.3.2 Inicialización del algoritmo. La población inicial de los individuos.

Tal como se ha explicado anteriormente, los algoritmos genéticos trabajan sobre una población de individuos, donde cada uno de ellos representaría una posible solución a nuestro parque eólico. Todo individuo tiene asociado un valor de la función de ajuste que indica su grado de adaptación al medio. En la primera y segunda versiones de la metodología, dicha función vendrá dada por el valor de la energía anual estimada. Más adelante, en la versión final, se utilizará como función de ajuste, el valor actual neto de la inversión necesaria para cada parque eólico. Esta última función permite tener en cuenta la energía anual generada durante toda la vida del proyecto, así como los gastos de explotación y la inversión necesaria. Los mejores parques eólicos serán aquellos que combinen estos tres factores dando lugar a proyectos más rentables.

Una generación de individuos se obtiene a partir de la anterior por medio de los operadores genéticos de cruce, mutación y elitismo. Para inicializar el algoritmo, es necesario crear una población inicial suficientemente extensa como para

proporcionar la mayor riqueza genética posible de tal forma que cuanto mayor sea ésta, menor será la probabilidad de alcanzar máximos locales.

Generación de la población inicial. La población inicial se genera distribuyendo al azar un número de aerogeneradores sobre el parque eólico. Esta distribución debe realizarse siguiendo tres restricciones:

- Evitar excesiva proximidad entre aerogeneradores en función de su diámetro de rotor.
- Contemplar la existencia de zonas prohibidas dentro del área de trabajo, tales como zonas de protección de aves, carreteras, lagos, etc.
- Por último, se ha decidido repartir los aerogeneradores de forma que ocupen el mayor espacio dentro del área disponible, con esta medida lo que se pretende es explorar toda el área de recursos eólicos tratando de evitar en lo posible los máximos locales.

El proceso de inicialización del algoritmo se lleva a cabo mediante la función denominada *PrimeraGeneración()*. Esta función se ejecuta al principio del algoritmo y su misión consiste en repartir todos los aerogeneradores dentro del área de trabajo establecida, en base a los tres criterios expuestos anteriormente. Esta parte del código, fabricará una generación de parques eólicos o individuos, cada uno de ellos con número determinado de aerogeneradores. El número de individuos por generación y el número de aerogeneradores por individuo (que corresponde al número de aerogeneradores del parque) son fijados por el usuario del programa y se almacenan en las variables globales *n_individuos* y *n_aerogen* respectivamente. Para poder marcar las celdas prohibidas se recurre a una “lista negra” *celda_no_disponib()* de tipo booleano, donde se marcan aquellas celdas ocupadas, que ya no pueden ser utilizadas para instalar un nuevo aerogenerador. En el caso en el que se escoja de forma aleatoria una de estas celdas prohibidas el algoritmo volverá a revisar la lista hasta encontrar una nueva celda disponible donde colocar el aerogenerador.

A la hora de asignar el espacio disponible caben dos opciones:

- Repartir el territorio para un número determinado de máquinas. En este caso se asigna una porción del territorio para cada aerogenerador, de este modo

divido el terreno disponible en tantas porciones como aerogeneradores a instalar. Este método planteó un problema a la hora de repartir el terreno en el caso de superficies irregulares (véase figura 5.16).

- Asignar una superficie por aerogenerador, de modo que ocupen todo el territorio. Cada vez que se instala un nuevo aerogenerador se marca alrededor de él una zona prohibida suficientemente grande de tal forma que con todos ellos se cubra todo el territorio. (véase figura 5.17).

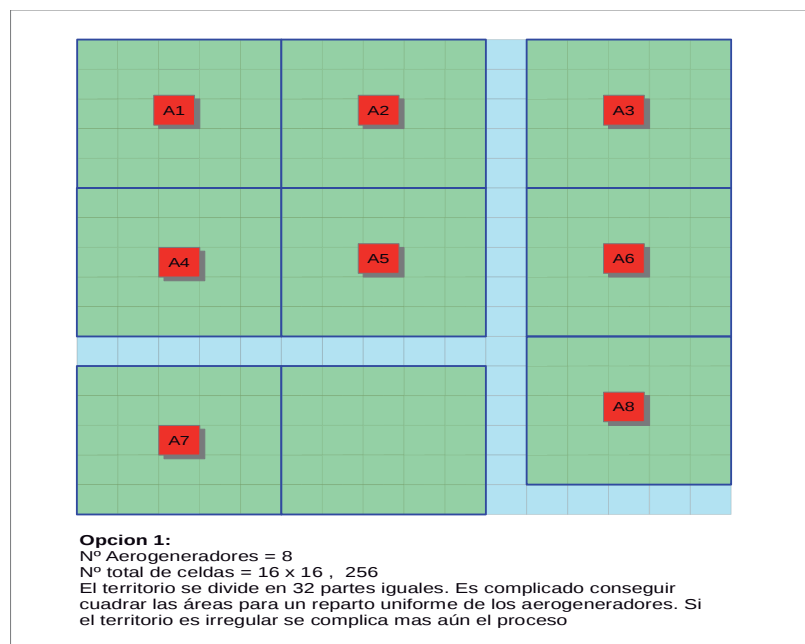


Figura 5.16: Distribución aleatoria de los aerogeneradores dentro del parque. Opcion 1.

Por razones obvias se ha escogido el segundo método. Analicémoslo con un ejemplo concreto. Supongamos que tenemos un total de 9.375 celdas de 25x25 metros (625m² cada celda) que equivaldría a una superficie de 585,9 Ha. aproximadamente. Si pretendemos instalar 85 aerogeneradores a cada uno de ellos le corresponde una superficie expresada en celdas de s_e (ecuación 5.1)

$$s_e = \frac{9375}{85} = 110,24 \text{ celdas} \quad (5.1)$$

Si definimos la forma del área de exclusión como un cuadrado alrededor del aerogenerador, como aparece en la figura 5.17, tendremos que la longitud del lado, expresada en celdas, será igual a L_{ex} . (ecuación 5.2)

$$L_{ex} = \sqrt{(110,24)} = 10,49 \text{ unidades} \quad (5.2)$$

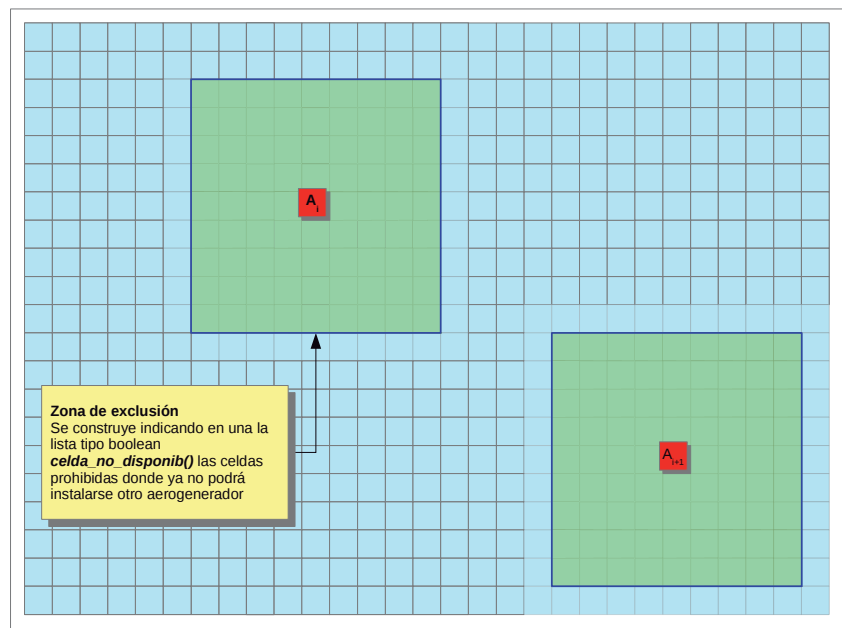


Figura 5.17: Asignación de un área de exclusión por cada aerogenerador.

Podemos marcar un área 9 x 9 celdas alrededor del aerogenerador donde no será posible instalar otra unidad. Sigamos analizando el problema y veamos que sucede con los solapamientos. ¿Como puedo situar el aerogenerador en alguno de los huecos que han quedado libres? El nuevo aerogenerador podría tener un contorno que invadiría las zonas prohibidas de los aerogeneradores que ya están ubicados. Esto no cumpliría, en principio, las especificaciones de reparto superficial homogéneo dentro del territorio. Esto se ha solucionado multiplicado el área ocupada por cada aerogenerador por un factor aproximado de 3,56 (área ampliada) y permitiendo solapamientos.

Volviendo al ejemplo anterior supongamos ahora que el área por máquina se calcula mediante las ecuaciones (5.3) y (5.4).

$$s_e = 3,56 \cdot \frac{9375}{85} = 393 \text{ celdas/aerogenerador} \quad (5.3)$$

$$L_{ex} = \sqrt{(393)} = 19,82 \text{ unidades} \quad (5.4)$$

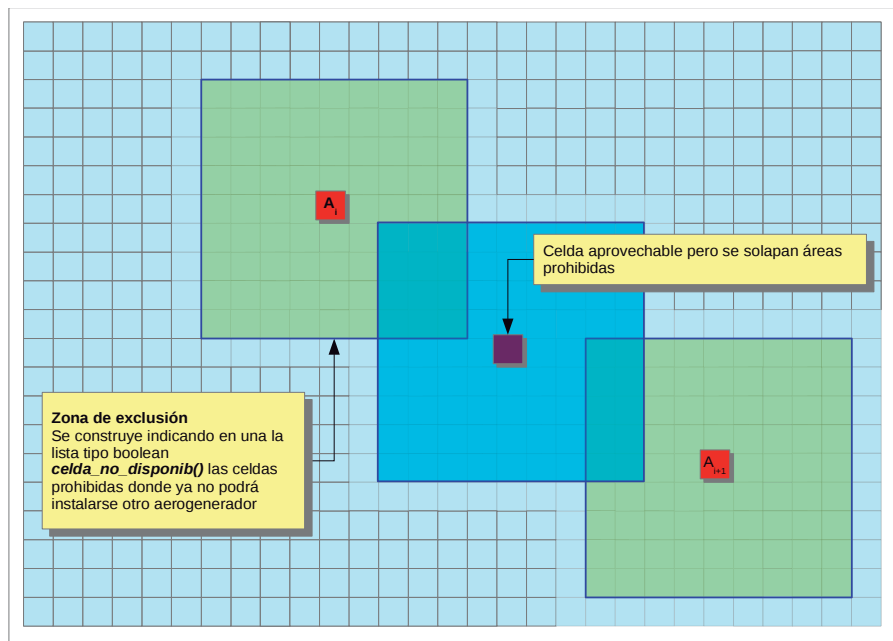


Figura 5.18: Factor de multiplicación del área ampliada.

Se deberá escoger el número impar que más se aproxime al valor obtenido, ya que el aerogenerador debe quedar en el centro de la zona. Parece lógico que si elegimos un lado de 21 x 21 podría ocasionar problemas a la hora de encajar todos los aerogeneradores dentro del territorio. Y si se toma tamaño de 19 x 19 no se aprovechará todo el terreno disponible. La opción adecuada consiste en tomar el menor valor más próximo, en este caso una matriz 19 x 19. El factor de

multiplicación de área ampliada de 3,56 se puede deducir fácilmente a partir de la observación de la figura 5.18.

Tal como se ha visto anteriormente, el área de exclusión expresada en número de celdas por aerogenerador viene dada por la expresión (5.5).

$$s_e = \frac{S_{tot}}{n_{gen}} \tag{5.5}$$

donde S_{tot} corresponde al número total de celdas de la zona de estudio y n_{gen} es el número total de aerogeneradores que se van a instalar.

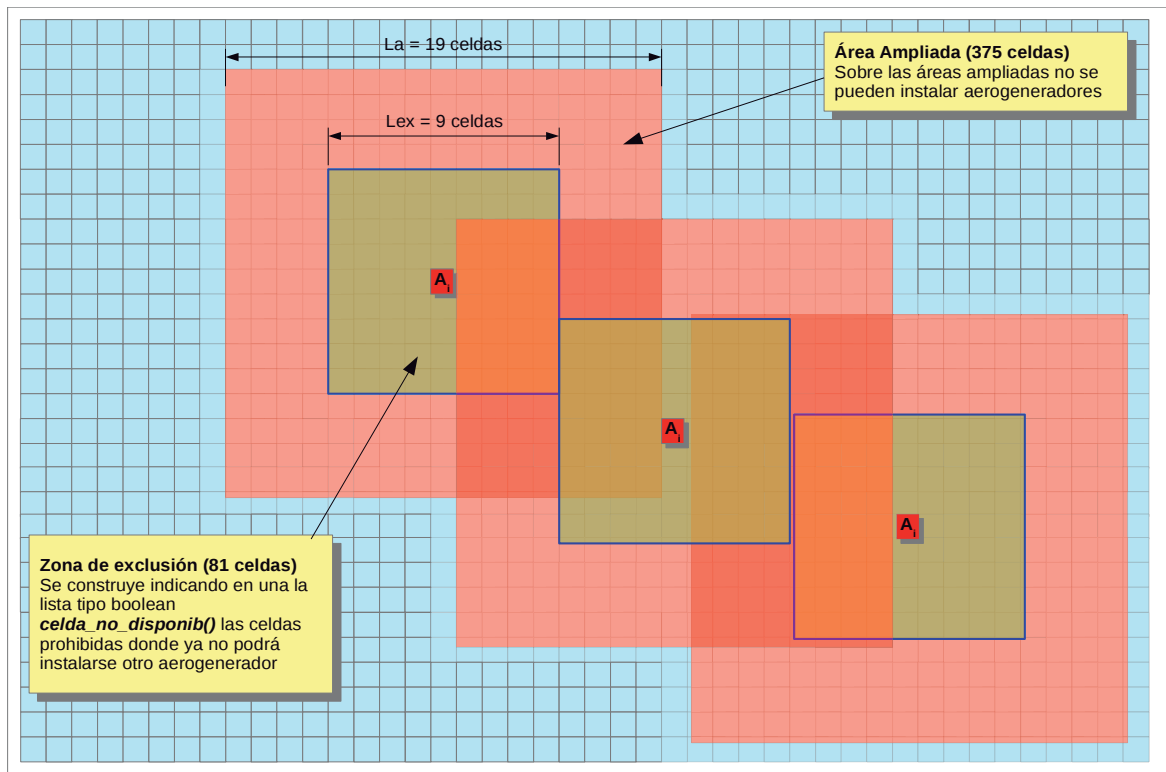


Figura 5.19: Solapamiento de áreas ampliadas, distribución uniforme de los aerogeneradores.

Por otro lado la longitud del cuadrado que forma el área de exclusión se calcula como el menor número impar más aproximado a:

$$L_{ex} = \sqrt{(s_e)} \quad (5.6)$$

y redondeado al menor número entero impar más próximo.

Como L_{ex} es un número impar, si se pretende evitar que se solapen las zonas de exclusión, la longitud del lado del área ampliada vendrá dada por la siguiente expresión.

$$L_a = L_{ex} + (L_{ex} - 1) = 2L_{ex} - 1 \quad (5.7)$$

Y el área de la zona ampliada (medida en nº de celdas) será igual a:

$$S_a = (2L_{ex} - 1)^2 = 4L_{ex}^2 - 4L_{ex} + 1 \quad (5.8)$$

Por último la relación entre el área de exclusión y el área ampliada vendrá dada por la expresión:

$$r_a = \frac{(4L_{ex}^2 - 4L_{ex} + 1)}{(L_{ex}^2)} \quad (5.9)$$

Llevando al límite la expresión anterior:

$$\lim_{L_{ex} \rightarrow \infty} \frac{(4L_{ex}^2 - 4L_{ex} + 1)}{(L_{ex}^2)} = \lim_{L_{ex} \rightarrow \infty} \frac{(4L_{ex}^2)}{(L_{ex}^2)} = 4 \quad (5.10)$$

Esta relación variará entre $r_a = 2,77$ para $L_{ex} = 3$ que corresponde al mínimo posible donde tenemos un aerogenerador en el centro de una matriz de 3 x 3 y $r_a = 4$ para un número suficientemente grande de celdas. Cuanto mayor sea este coeficiente más dispersos estarán los aerogeneradores dentro del territorio escogido.

En el caso particular del ejemplo que se ha expuesto anteriormente donde L_{ex} es igual a 9 tendríamos:

$$L_a = 2 \cdot 9 - 1 = 17 \text{ celdas} \quad (5.11)$$

$$r_a = \frac{(4 \cdot 81 - 4 \cdot 9 + 1)}{(9^2)} = \frac{289}{81} = 3,56 \quad (5.12)$$

Si se redondean a la baja el área de exclusión y el área ampliada, se obtiene un cierto grado de solapamiento y, por lo tanto, el ajuste es más flexible, con lo que se consigue un algoritmo de posicionamiento mucho más robusto, aunque a costa de no aprovechar completamente todo el territorio. Si por el contrario se redondea al alza el área ampliada y a la baja el área de exclusión, tendremos un posicionamiento más rígido existiendo la posibilidad de no poder encajar todos los aerogeneradores dentro del parque. Por ello se ha decidido escoger la opción más conservadora aunque no se consiga un aprovechamiento total del terreno. Finalmente en el caso de disponer de áreas prohibidas en la capa 3 del GIS, el algoritmo seguiría siendo válido y la superficie de exclusión se calcularía en base a la superficie disponible (véase figura 5.50).

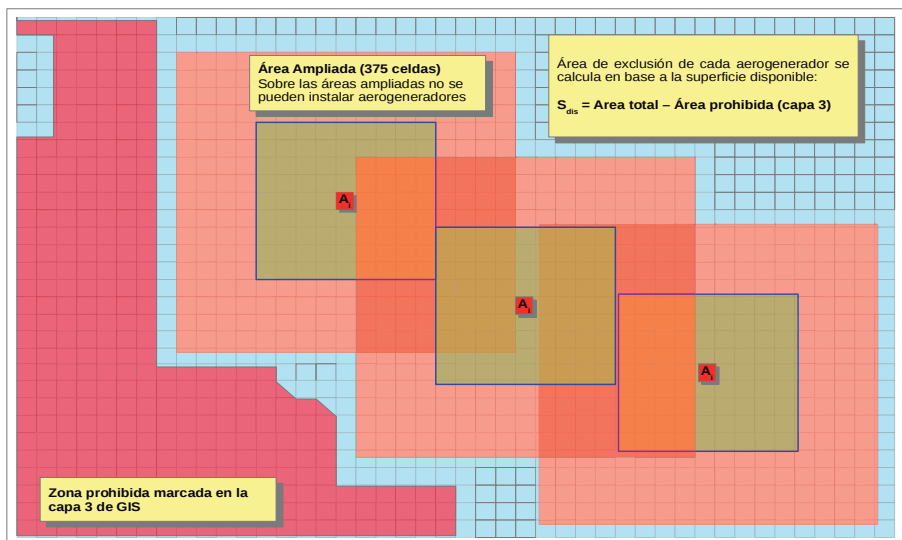


Figura 5.20: Reparto de los aerogeneradores en el parque cuando existen áreas de exclusión.

Algoritmo de generación inicial. Una vez que se han descrito los aspectos clave del funcionamiento del algoritmo de inicialización, vamos a estudiarlo con un poco más de detalle. En primer lugar se selecciona una celda disponible al azar, comprobaremos que no esta marcada como no utilizable en la lista booleana *celda_no_disponib()*. A continuación se marcan en la lista todas las celdas correspondientes a su área extendida como no utilizables. Se elije al azar la posición correspondiente al segundo aerogenerador que podrá situarse en cualquiera de las celdas que han quedado disponibles. Se marcan las celdas no utilizables asociadas al segundo generador. Se repite el proceso hasta ubicar el resto de aerogeneradores (véase la figura 5.21).

Este algoritmo presentaba un problema durante el proceso de ubicación de los últimos aerogeneradores, ya que al quedar pocas celdas disponibles, es necesario realizar muchos intentos a la hora de buscar una celda libre. Este problema se ha solucionado de forma sencilla, creando una lista de celdas disponibles, de tal modo que no sea necesario realizar varios intentos para encontrar un nuevo emplazamiento.

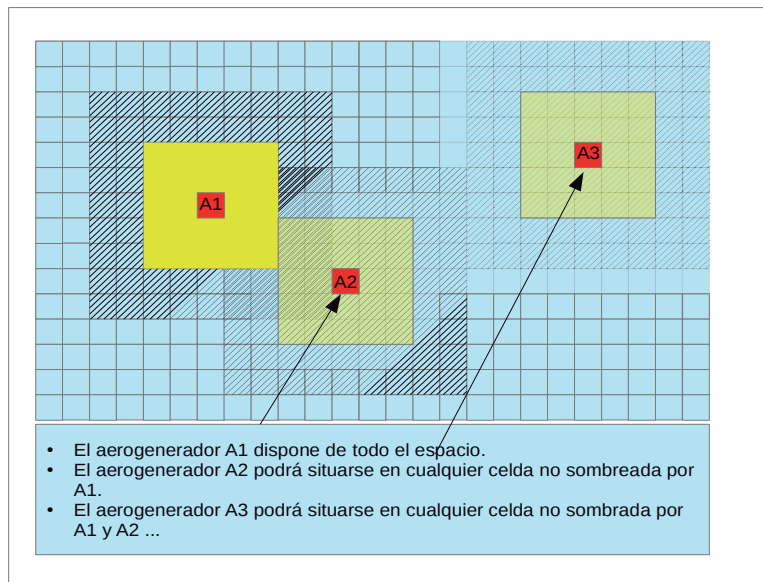


Figura 5.21: Construcción de la generación inicial.

A partir de esta idea se plantean dos formas de implementar el código, una más evolucionada que la otra.

El primer método consiste en una búsqueda secuencial de una nueva celda. Tras escoger una celda al azar pueden suceder dos cosas: 1) que la celda esté disponible, en cuyo caso se selecciona y se prosigue normalmente con la siguiente; 2) que la celda no esté disponible. Si *num* es el número de celda elegida, incrementamos el contador en una unidad y comprobamos nuevamente si está libre. Si la celda está libre, se escoge, en caso contrario incrementa en una unidad y así sucesivamente (ver figura 5.22)

Una forma más refinada de realizar la búsqueda se consigue a partir de una lista índice que marca la próxima celda disponible, y de este modo evitamos realizar varios saltos con el consiguiente ahorro de tiempo (véase la figura 5.23). Esta búsqueda indexada se corresponde con el segundo método.

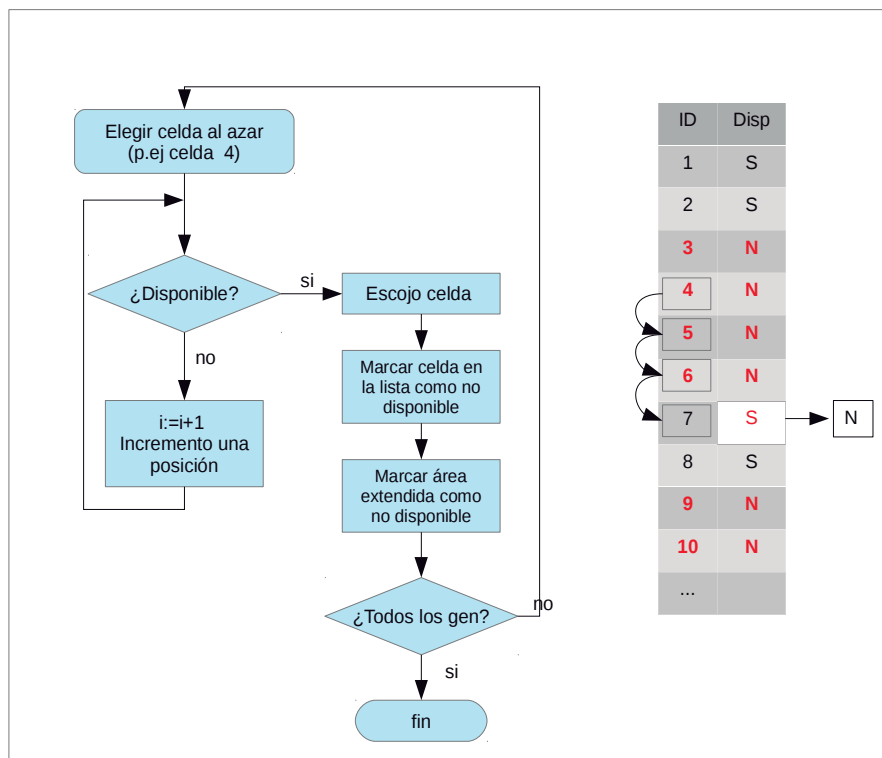


Figura 5.22: Selección de celdas disponibles por el método 1.

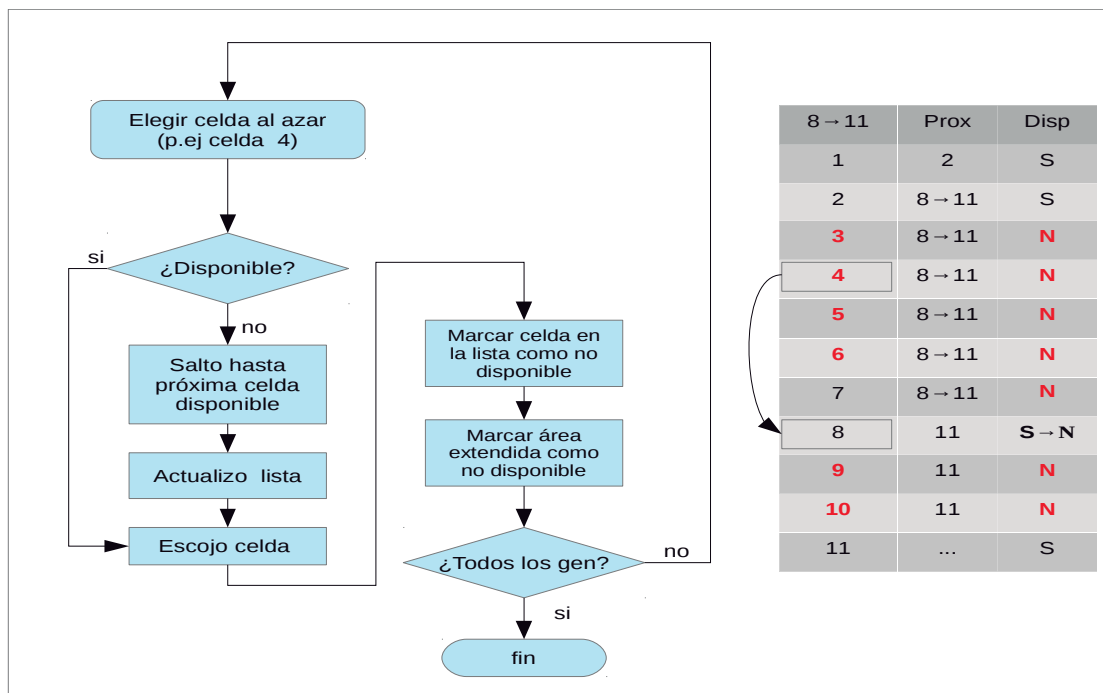


Figura 5.23: Búsqueda de celdas libres por el método 2 (método indexado).

Las funciones auxiliares.

Se han creado las siguientes funciones auxiliares que permiten realizar algunos procesos necesarios:

- Conversión nº de celda → (fila, columna)

$$calcula_pos.fila = \text{Fix}(n_celda / n_columnas)$$

$$calcula_pos.columna = celda - calcula_pos.fila \cdot n_columnas.$$

- Lista donde aparece si una celda está disponible.

celda_no_disponib (nº de registro) tipo boolean

TRUE = celda no disponible.

FALSE = celda disponible.

- Conversión (fila, columna) → n° de celda
calcula_num_celda (fila, columna)

5.4.3.3 Construcción de nuevas poblaciones a partir de los operadores genéticos de cruce, elitismo y mutación.

Una vez creada una población inicial ya se dispone del punto de partida necesario, para comenzar la ejecución normal del algoritmo genético a partir de los operadores de cruce, mutación y elitismo. El algoritmo visto en el apartado anterior ha sido capaz de completar la primera capa de la matriz de resultados, generando un número m de parques eólicos, cada uno de ellos compuesto por i aerogeneradores ubicados al azar. Esta primera capa de la matriz de resultados representa la primera generación. A lo largo de este apartado se irá viendo de forma detallada el modo en el que el programa de optimización generará un número n de generaciones de individuos (planos dentro de la matriz de resultados) a partir de la primera.

La obtención de individuos en una nueva generación se regirá por las leyes naturales de la genética cuyos operadores son el cruce, la mutación y el elitismo. Se ha creado un interfaz que permite al usuario seleccionar porcentualmente, dentro de una nueva generación, el número de individuos obtenidos por cada operador. Veamos de forma un poco más detallada el modo en el que se ha implementado cada uno de ellos, así como los criterios que se han seguido a la hora de escribir el código.

Cuando se forma una nueva generación de individuos es importante establecer cuantos de ellos se van a construir utilizando un operador u otro, atendiendo al hecho de que existe ciertas limitaciones. El operador de cruce requiere que el número de individuos creados sea par. Los operadores de mutación y elitismo se aplican hasta completar la población. El orden escogido para la síntesis de una nueva generación es el siguiente:

- Establecer elitismo. El usuario impone directamente el número de individuos que pasan de una generación a otra directamente por elitismo.
- Mecanismo de cruce. Número de individuos par.

- Mecanismo de mutación. Los que faltan hasta completar la generación, se sintetizan por el mecanismo de mutación.

Obtención de individuos por cruce: Este concepto asimila la generación de nuevos individuos utilizando los mismos principios que la naturaleza emplea en la reproducción sexual. Cuando dos individuos se cruzan, cada uno de los padres aporta al individuo hijo una parte de la información contenida en sus genes. En este caso, en un parque eólico hijo, una parte de sus aerogeneradores estarán ubicados en las mismas posiciones que la madre, y otra parte en las del padre. De este modo, el nuevo individuo podría tener mejor o peor aptitud que sus padres. Si es mejor, se habrá mejorado la especie y el hijo tendrá mayor probabilidad de cruzar sus genes con otro individuo. Se trata pues de un proceso de selección natural.

Una vez se dispone de un grupo de individuos, es necesario medir cuantitativamente la idoneidad de cada uno de ellos. En esta primera parte del código se ha utilizado como indicador el valor de la energía anual estimada, EAS, que genera cada parque eólico. Lógicamente el primer paso consiste en calcular el valor EAS de cada individuo para los 12 sectores de viento. En el apartado 5.4.3.4 se describirá el algoritmo utilizado para calcular este valor, a partir de la malla de recursos eólicos y del tipo de aerogenerador instalado.

Con los valores EAS se construye la Ruleta de Holland [Holland, 1992], que consiste en una lista donde se copian mayor número de veces aquellos individuos con mayor valor de EAS. Por ejemplo, si se dispone de 10 individuos, la ruleta de Holland estará compuesta por diez copias del individuo con mayor valor de EAS, seguidamente se añaden nueve copias del segundo en el ranking EAS de la lista, el siguiente se copia ocho veces y así sucesivamente. El número total de elementos de la ruleta se calcula a partir de la ecuación (5.13).

$$n_{\text{elementosruleta}} = \frac{n_{\text{individ}}^2 + n_{\text{individ}}}{2} \quad (5.13)$$

Con este mecanismo conseguimos una mayor probabilidad de cruce para aquellos individuos más idóneos (con valor más alto de EAS), dando también una oportunidad a aquellos individuos no tan buenos.

Una vez construida la ruleta de Holland comienza el proceso de cruce de los individuos. Se seleccionan dos al azar y se escoge el punto de cruce también al azar. A partir de los padres se generan dos hijos, cada uno de ellos con un fragmento de la información genética contenida en el padre y otro de la madre (véase figura 5.24).

En líneas generales, puede parecer sencillo implantar el algoritmo tal como se acaba de exponer en el párrafo anterior, sin embargo existen una serie de matices que no deben pasarse por alto. Cuando se ejecutó por primera vez el algoritmo genético aparecían, de forma extraña, un número importante de individuos repetidos (clones). Parecía extraño que a partir de una generación inicial tomada al azar donde todos los individuos son diferentes, al cabo de unas pocas de iteraciones comenzaban a aparecer un número importante de individuos repetidos. Tras repasar el código detenidamente, se observó que el problema derivaba del modo en el que se cruzaban los individuos. Se llegó a la conclusión de que había que añadir restricciones al modo en el que se formaban las parejas.

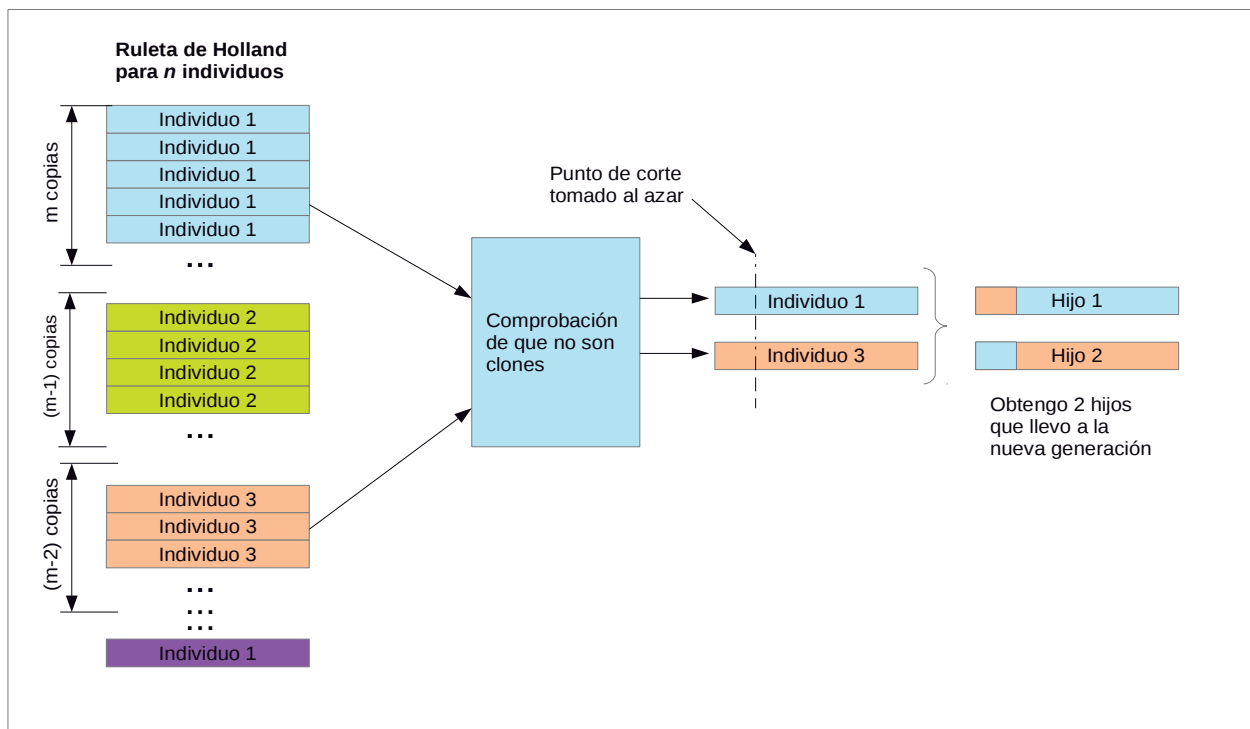


Figura 5.24: Proceso de generación de nuevos individuos utilizando el operador de cruce.

Supongamos que generamos una lista de parejas a partir de los elementos al azar tomados de la ruleta de Holland. Si no imponemos ninguna restricción más, podrían darse dos casos particulares:

- Tras dos elecciones al azar se extraen de la ruleta de Holland dos padres repetidos. En tal caso el resultado serían dos hijos idénticos a los padres que pasarían a la siguiente generación de forma directa, burlando el porcentaje de individuos que pasan a la siguiente generación por elitismo. Lógicamente habrá que imponer una restricción para que esto no suceda.
- Otro suceso que podría darse, es que apareciesen parejas repetidas. En tal caso caben dos alternativas; se puede optar por no permitir esta situación, en cuyo caso cada pareja solo tendría dos descendientes o, en caso contrario, permitir parejas repetidas y, por lo tanto, se estaría dando libertad al programa para que una misma pareja tuviera más de dos descendientes. Si se opta por esta última opción sería necesario imponer una nueva condición: que ningún hijo de la pareja salga repetido. Esto se consigue evitando repetir el punto de cruce a la hora de engendrar hijos dentro de una misma pareja. Parece lógico que una pareja no produzca hijos repetidos de forma habitual (los gemelos son un caso raro que podría perjudicar la bondad de las soluciones).

Como primera medida se construyó un algoritmo que evitaba la formación de parejas repetidas. Una pareja cualquiera se puede escribir como un vector (x,y) donde x e y son números enteros (identificador o ID de la madre, e ID del padre) que sirven para identificar a la madre y al padre dentro de la lista de individuos, que corresponden a una generación dada. Para poder discriminar las parejas que se van formando se ha recurrido a una matriz booleana $(m \times m)$ a la que llamaremos *matriz de emparejamiento*, donde m es igual al número de individuos de la población. Las filas corresponden al progenitor 1 y las columnas al progenitor 2. Veamos con un ejemplo el mecanismo de emparejamiento: si se toma al azar como progenitor 1 al individuo 3 y como progenitor 2 al individuo 5, tendríamos la pareja (3,5), en cuyo caso se marcaría la celda 3,5 de la matriz como TRUE indicando que los individuos 3 y 5 están emparejados. También habría que marcar como no disponible la celda (5,3) pues se trata de la misma pareja y tal como se acaba de explicar, si no tomamos

las medidas adecuadas podrían engendrar hijos repetidos (gemelos). Por lo tanto la matriz de emparejamiento en este caso debe ser simétrica.

La diagonal principal toma valores FALSE indicando que no es posible el cruce entre un individuo y él mismo. En la figura 5.25 se puede ver que se han completado las parejas (5,3), (9,2) y (11,5).

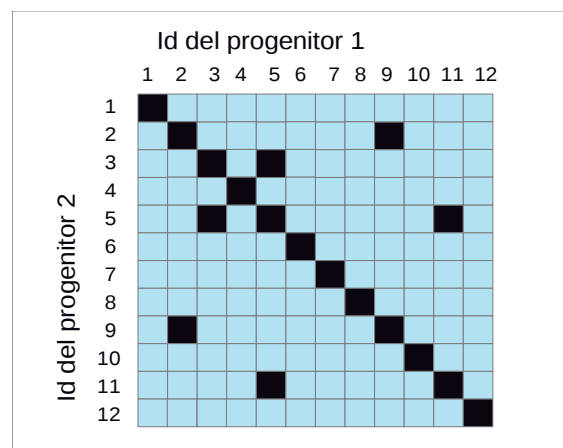


Figura 5.25: Matriz de emparejamientos.

Cada vez que se establece una nueva pareja, se marcan dos valores TRUE dentro de la matriz de emparejamiento, de este modo quedan registradas todas las parejas ya formadas y se evita la repetición, así como la coincidencia de padre y madre marcados en la diagonal principal. Cada vez que se seleccionan dos progenitores de la ruleta de Holland se ejecuta una asignación del tipo:

$$\text{Matriz_parejas}(x, y) = \text{True}$$

$$\text{Matriz_parejas}(y, x) = \text{True}$$

Durante el proceso de selección de los padres se comprueba la matriz de emparejamiento, si la celda (x, y) ya esta ocupada se buscan al azar otros dos padres, de modo que la nueva pareja no haya aparecido anteriormente. El procedimiento continuaría hasta completar el número de parejas necesario para engendrar todos los

individuos por cruce. Podemos ver en la figura 5.26 un diagrama de flujo simplificado del algoritmo de emparejamiento.

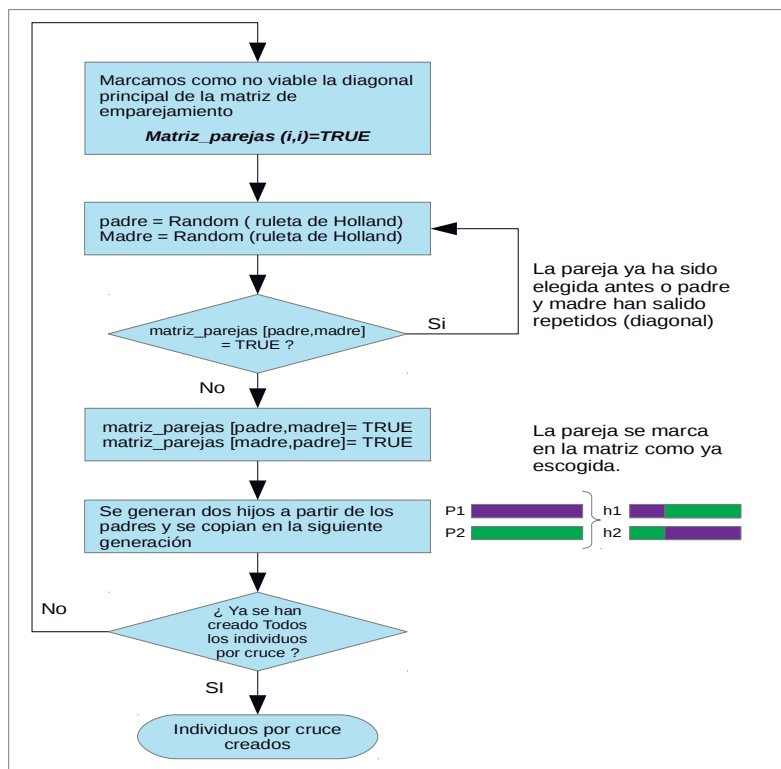


Figura 5.26: Diagrama de flujo simplificado del algoritmo de emparejamiento.

Este nuevo algoritmo funcionaba de forma bastante satisfactoria pero seguían apareciendo individuos repetidos tras varias generaciones. Después de un análisis detallado se pudo comprobar que el problema radicaba en el cruce entre hermanos. Este efecto no ha sido considerado en el algoritmo inicial y provoca, tras varias generaciones, el empobrecimiento de la información genética contenida en toda la población. Para solventar este problema se recurrió a incluir dentro de cada individuo, un parámetro, (*Cod_ascen*), que denominamos como “código de ascendente” y que permite registrar quiénes han sido sus padres. De este modo es posible restringir cualquier emparejamiento entre hermanos.

En el anterior algoritmo solo se marcaba la diagonal principal de la matriz de emparejamiento lo que impedía padres repetidos. Ahora la idea sigue siendo la misma, pero se añade un nuevo condicionante a la matriz: el código del programa debe marcar inviables aquellas parejas de individuos hermanos. Cada vez que se genera un nuevo individuo, se le marca con un código hexadecimal $XXYYh$ que indica el ID del padre y de la madre donde XX siempre es menor que YY . Los casos que han sido descartados son los siguientes:

- Cod_ascen (Individuo 1) = Cod_ascen (Individuo 2) \rightarrow mismos códigos de ascendencia, por lo tanto sus padres coinciden. La pareja no es viable, se marca la casilla correspondiente con el valor TRUE.
- Byte alto/bajo de Cod_ascen (individuo 1) = Byte alto/bajo del Cod_ascen (individuo 2) tienen padre o madre común. La pareja se marca como no viable por ser hermanos de padre o hermanos de madre.

El resultado, es una matriz de emparejamiento que además de su diagonal principal contiene celdas adicionales a nivel alto que indican la no idoneidad de ciertas parejas (mismos padres y padre o madre en común). El diagrama de flujo simplificado de este nuevo algoritmo se puede ver en el figura 5.27.

Finalmente faltaría por asignar los códigos de ascendencia a los individuos obtenidos por mutación y por elitismo. En este caso cabrían dos opciones: permitir que un individuo mutado se cruce con cualquiera, o, por el contrario, se impide el cruce con la familia de la que procede. En este algoritmo se ha escogido la segunda opción, ya que el individuo mutado, contiene todavía la mayor parte de la información genética de sus ascendentes. Una opción interesante a explorar, consistiría en asumir el cruce de una misma pareja varias veces. En este caso estaríamos considerando que una misma pareja, podría tener más de dos hijos (familia numerosa), pero recordemos que sería necesario evitar la aparición de individuos gemelos, actuando sobre los puntos de cruce en los genes y limitando el número de hijos de la pareja de tal forma que nunca se produzcan repeticiones.

Dicho de otro modo, en función del número de genes del individuo, la pareja tendrá un límite máximo de hijos antes de que se produzcan repeticiones. Cuando la pareja hubiera alcanzado dicho valor, se marcaría como no disponible dentro de la matriz.

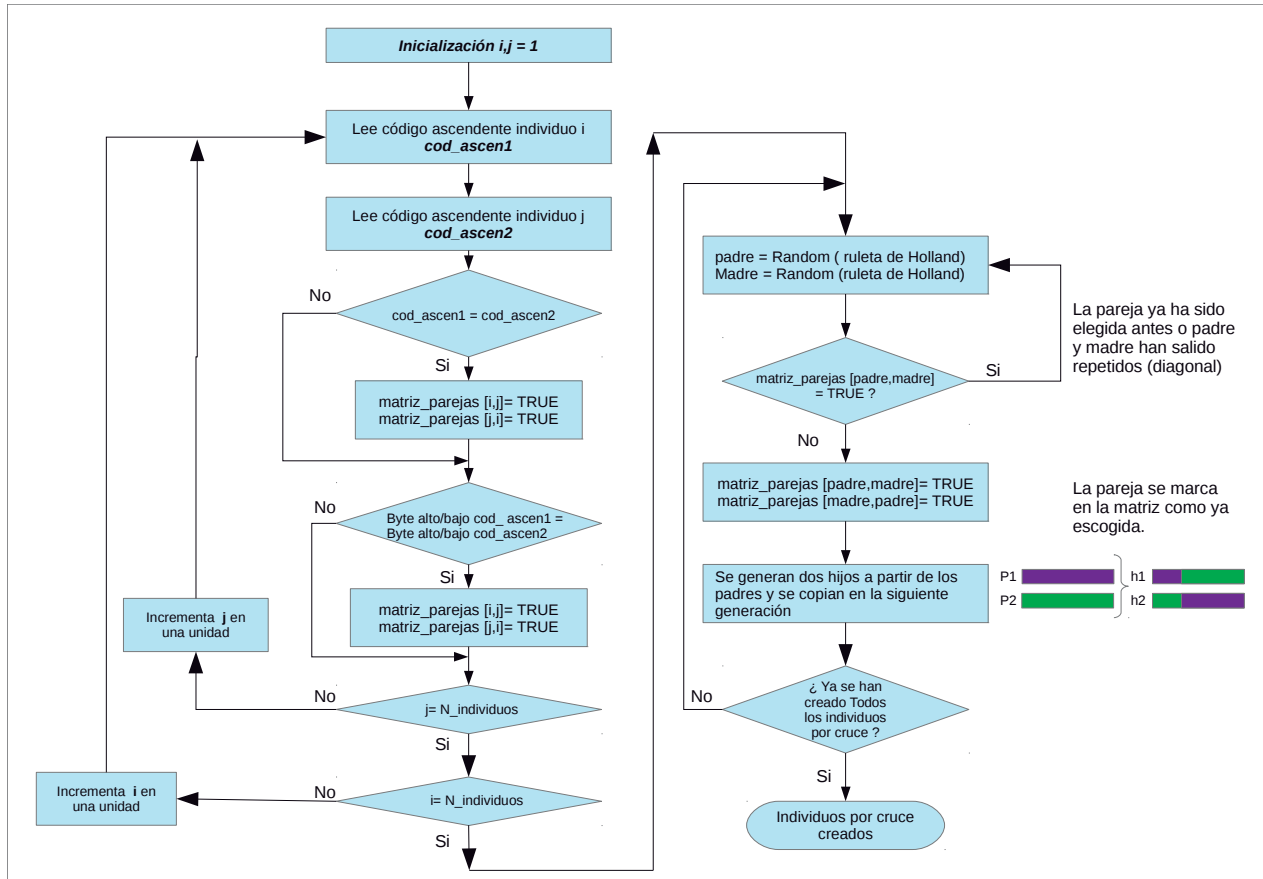


Figura 5.27: Diagrama de flujo simplificado del algoritmo de asignación de parejas teniendo en cuenta el cruce entre hermanos.

Obtención de individuos por elitismo. La programación del código que genera los individuos por elitismo, es sin duda la parte más sencilla de todas. En este caso lo único que habría que hacer es copiar de la lista ordenada de individuos los k -mejores directamente a la siguiente generación dentro de la matriz de soluciones. El usuario podrá añadir a la siguiente generación, el número de individuos que desee obtener por elitismo. En número elegido por defecto es 1.

Obtención de individuos por mutación. Esta parte del algoritmo genético tampoco entraña gran dificultad, aunque si que plantea algún problema más que la operación de elitismo. El objetivo consiste en generar un número determinado de

nuevos individuos a partir de los que ya tenemos en la población actual. Estos nuevos individuos se obtienen modificando al azar una parte de su información genética que en este caso se trataría de la posición de los aerogeneradores. La variable *n_individ_mutacion* contiene el número de individuos que se obtendrán mediante este mecanismo, valor que podrá ser definido por el usuario.

Otra variable que define el comportamiento de esta parte del algoritmo es *n_max_genes_mutan* que contiene el número máximo de genes que van a mutar dentro de cada individuo, por lo tanto, el número de cambios que se van a efectuar dentro del cromosoma está comprendido entre 1 y *n_max_genes_mutan*.

La primera operación consiste en seleccionar de la población actual, y de forma aleatoria, un grupo de *n_individ_mutacion* individuos, los cuales son almacenados en un array *individuos_mutan()*. El paso siguiente consiste en ir tomando elementos de este array e ir modificando su información genética.

Con el operador mutación se consigue, de algún modo, evitar llegar a mínimos o máximos locales en la solución al problema que se pretende optimizar, ya que introduce genes totalmente nuevos que no tienen porqué formar parte de las poblaciones que se han ido construyendo tras varias iteraciones.

Con la idea de conseguir la máxima aleatoriedad posible, se ha introducido la posibilidad de poder escoger al azar el número de genes máximo que van a mutar dentro de cada individuo. La mutación de un gen, consiste en cambiar al azar la posición de un aerogenerador dentro del parque, que como es lógico, la nueva posición deberá ser un número de celda válido dentro de la matriz de recursos.

En la figura 5.28 se puede ver un diagrama de flujo resumido del proceso de obtención de individuos mediante mutación.

La construcción de una nueva generación de individuos se realiza aplicando los operadores genéticos, siguiendo un orden concreto: en primer lugar se aplica elitismo, en segundo lugar mutación y finalmente cruce. Esta forma de trabajar simplifica las cosas de forma considerable ya que facilita el proceso de posicionado de los aerogeneradores dentro de la malla de recursos eólicos.

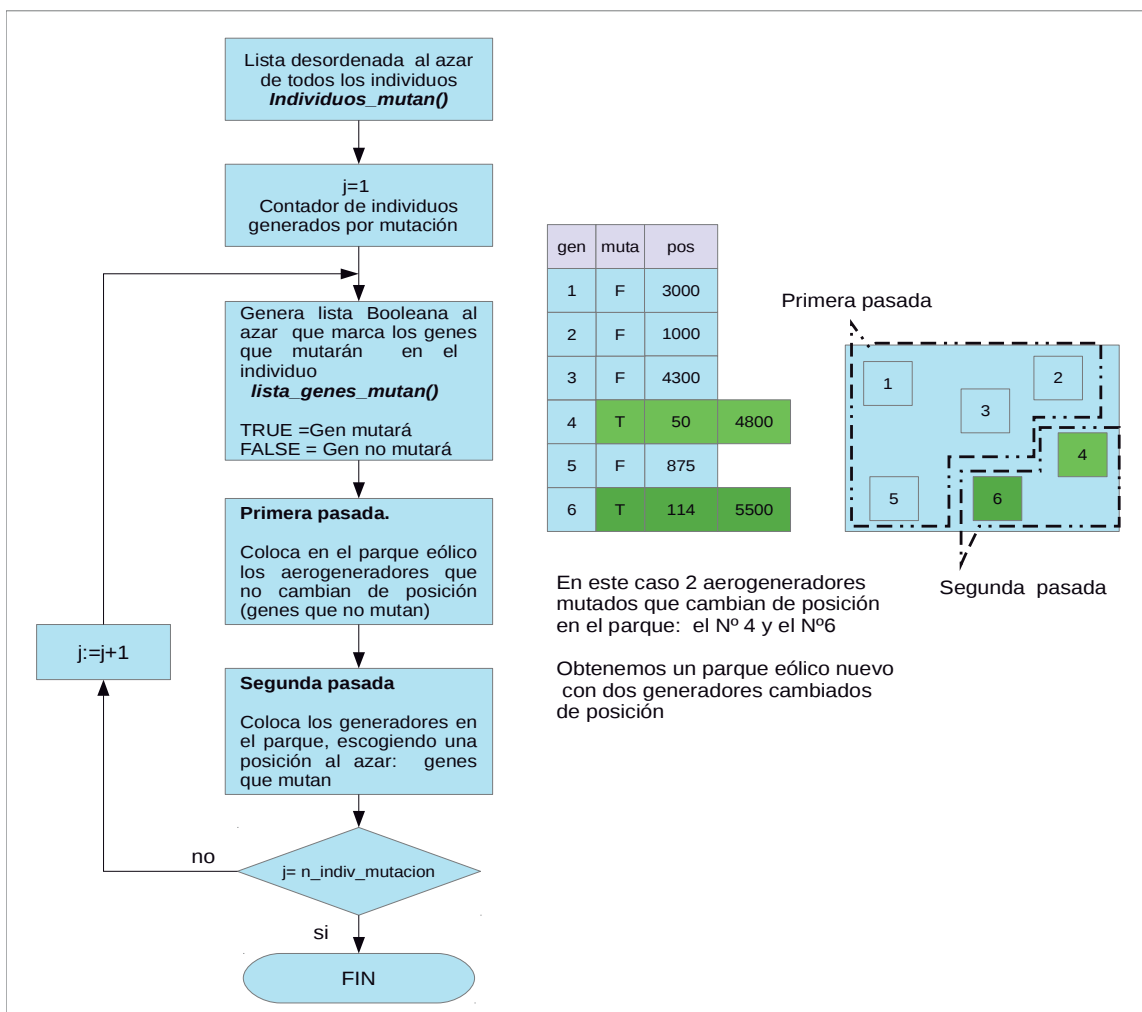


Figura 5.28: Diagrama de flujo del algoritmo del operador de mutación.

5.4.3.4 Calculo de la energía anual estimada.

El valor de la energía anual estimada (EAS) del parque eólico, se trata de un parámetro crítico, ya que constituye la variable que permite ponderar el grado de adaptación de los individuos de cada generación, en la primera y segunda versión del algoritmo de optimización propuesto. En la tercera versión este parámetro también se utiliza en la función objetivo. Por este motivo he creído importante describir la forma

en la que se ha implementado esta función dentro del programa. En el capítulo 3 se ha expuesto el modo de obtener el valor de la energía anual esperada, en un determinado aerogenerador dentro de un parque eólico, donde se conocían las funciones de distribución de Weibull que caracterizan el recurso eólico en el emplazamiento (ecuación 5.14)

$$E_i = 8760 \cdot \sum_{s=1}^{12} \int_{u1}^{u2} p(u) \cdot wb(u) du \quad (5.14)$$

donde $p(u)$ corresponde a la curva de potencia del aerogenerador, s al número de sector, de los doce que se han considerado a la hora de agrupar todas posibles direcciones de viento.

El rango de velocidades de viento entre los cuales va a producir energía el aerogenerador elegido estarán comprendidos entre $u1$ y $u2$. Y por último, $wb(u)$ es la función de Weibull definida en el emplazamiento donde está instalado el aerogenerador y para la altura del rotor, y que se obtiene a partir de los parámetros c y k contenidos en la capa de recursos eólicos (capa1).

Veamos ahora el modo de programar esta función en el GIS. El modo más sencillo de resolver una integral definida, consiste en dividir la banda de valores de velocidades de viento en un número determinado de incrementos finitos. Cuanto más pequeños sean los incrementos, más exactos serán los resultados obtenidos, pero mayor coste computacional tendrá el algoritmo. Recordemos que se debe calcular el valor de EAS para cada individuo y para cada generación.

Además de WAsP existen programas comerciales *Open Source* como OpenWind desarrollado por la empresa Truewind, que son capaces de calcular el valor de la energía anual estimada. Después de realizar un pequeño análisis con un único aerogenerador en un emplazamiento sencillo, se pudo comprobar que los resultados de ambas aplicaciones informáticas eran prácticamente coincidentes. Por otro lado, también se disponía del código fuente de OpenWind, por lo que pudo realizarse un análisis de la función que efectuaba el cálculo de EAS, pudiéndose comprobar que los incrementos de velocidad que utilizaba el programa eran de 1m/s.

A la vista de los resultados proporcionados por este pequeño ensayo, podemos concluir diciendo que este incremento de velocidad suele ser un valor normalmente utilizado por programas comerciales de este tipo. Esta información ha permitido construir una función de cálculo de energía estimada, que se adaptada perfectamente al programa de optimización que se ha desarrollado. En la figura 5.29 se esquematiza el modo de funcionamiento de la función que calcula EAS. Al transformar el diferencial en un incremento de 1m/s la integral se resuelve de forma sencilla mediante un bucle que va sumando los incrementos de área (ecuación 5.15). Se puede observar un diagrama de flujo resumido de la función, en la figura 5.29.

$$E_i = 8760 \cdot \sum_{s=1}^{12} \sum_{u1}^{u2} p(u) \cdot wb(u, s) \Delta u \tag{5.15}$$

La función $p(u)$ se construye a partir de los parámetros del aerogenerador utilizado, que se encuentran en la base de datos creada por el usuario. Las variables que definen el comportamiento del aerogenerador son, además de su potencia nominal, la velocidad de viento mínima de arranque, la velocidad de viento de máxima potencia, que corresponde a la velocidad a la que el aerogenerador ha alcanzado ya su potencia nominal, y finalmente la velocidad de corte, que corresponde al punto de parada por viento en exceso. El programa de optimización utiliza una curva de respuesta del aerogenerador lineal definida por tramos, aunque también podría construirse otro tipo de curva, como por ejemplo una del tipo sigmoideal.

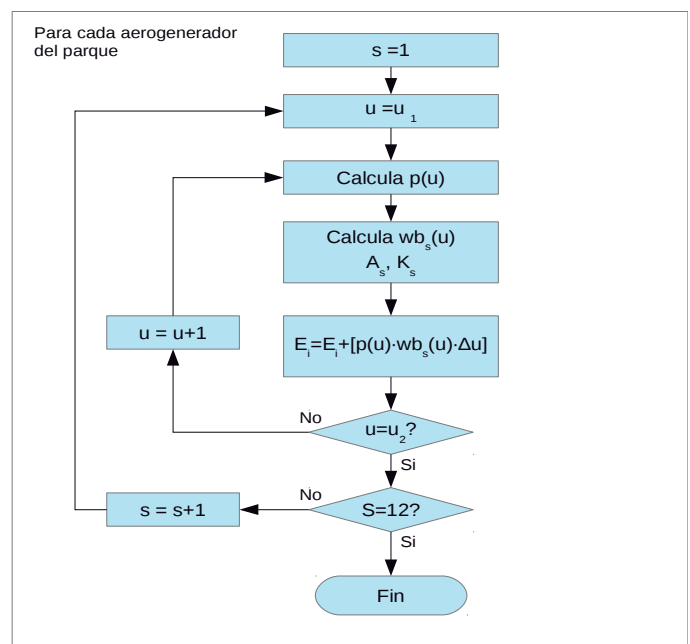


Figura 5.29: Diagrama de flujo que calcula la energía anual estimada EAS en un parque eólico.

Finalmente el algoritmo de optimización debe incluir una parte del código, que calcule el valor de la función de Weibull. Ello se consigue gracias a la función *weibull* (*v as double, c as double, k as double*), donde *c* y *k* son variables en coma flotante que almacenan los parámetros de forma y escala de la función de Weibull y *v* indica la velocidad del viento. La función devuelve el valor de Weibull, en coma flotante, que responde a la ecuación (5.16)

$$wb(u, s) = \frac{k(s)}{a(s)} \cdot \frac{u}{a(s)^{k(s)-1}} \cdot e^{-\left(\frac{u}{a(s)}\right)^{k(s)}} \quad (5.16)$$

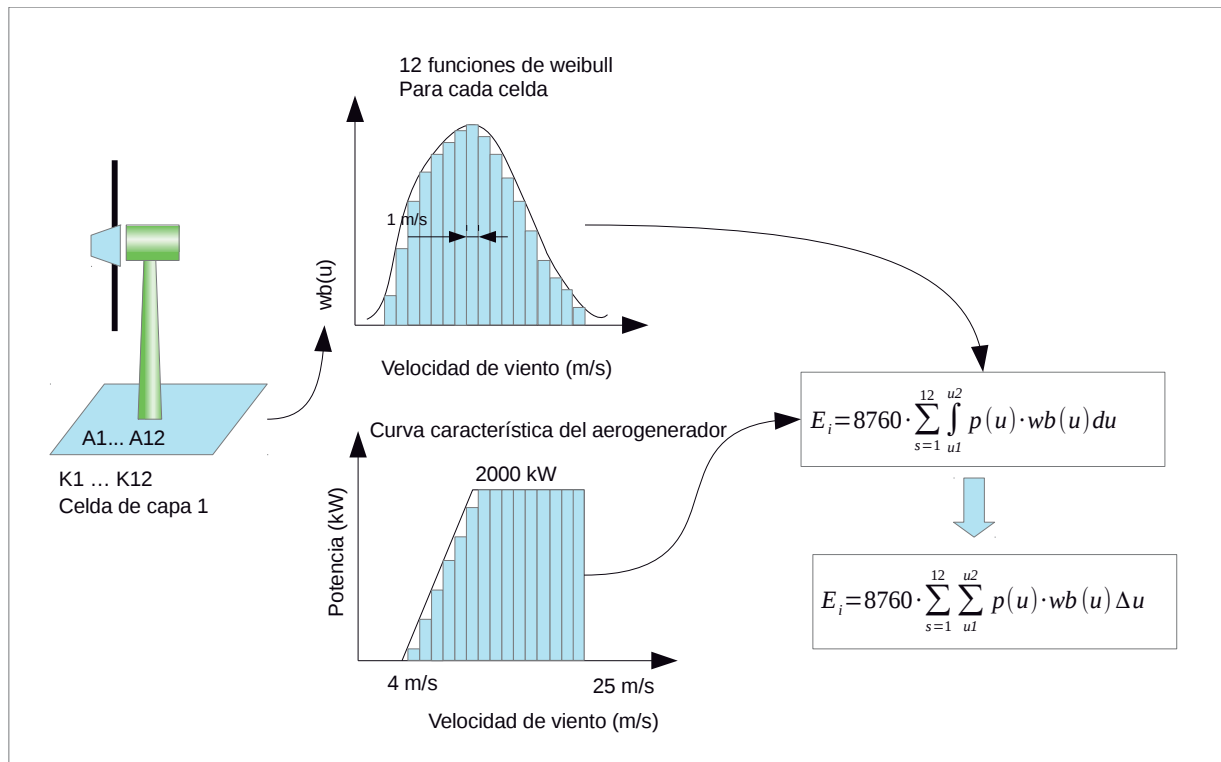


Figura 5.30: Esquema que resume el método de cálculo de la energía anual estimada.

Una vez se ha descrito el modo en el que el algoritmo genético irá produciendo nuevas generaciones y el modo en el que medirá su grado de aptitud a partir de la función de ajuste, veamos de que modo se ha construido el interfaz que

interactúa con el usuario permitiéndole ir analizando paso a paso los resultados obtenidos.

5.4.3.5 Interfaz del programa con el usuario y objetos de ArcGIS

A lo largo de este apartado se va describir el modo en que se ha construido el interfaz de usuario a partir del vasto universo de los objetos de ArcGIS de donde se han ido seleccionando todas aquellas partes necesarias para integrar el programa de optimización dentro del sistema de información geográfica.

Es importante hacer hincapié, en que este interfaz es muy básico y su misión es facilitar el análisis de los resultados entregados por el algoritmo, por lo tanto, su mejora y depuración se enmarca dentro de las líneas futuras de mejora derivadas de esta tesis doctoral.

El formulario principal del programa está dividido en tres partes, la primera de ellas corresponde al sistema de producción de energía y proporciona información acerca del número y modelo de generadores que se pretende instalar en el parque, y que se selecciona de una base de datos, con la ayuda de una lista combinada que aparece en el formulario. La segunda parte corresponde a todo lo referente al emplazamiento elegido: esta información se obtiene a partir de la primera capa del GIS que almacena el mapa de recursos eólicos del territorio escogido. Y finalmente, la tercera parte corresponde a un área reservada que permite visualizar el progreso del proceso de cálculo. En el momento en el que el usuario selecciona un tipo de aerogenerador el programa lee de la base de datos la información correspondiente a la máquina elegida: potencia nominal, velocidad de corte, velocidad de inicio, velocidad a potencia nominal, etc., y con ellos construye la función $p(u)$ que se utilizará para el cálculo de la energía anual estimada.

En la figura 5.31 se puede apreciar el aspecto del formulario principal de cálculo.

Figura 5.31: Aspecto del formulario principal de la aplicación de optimización del GIS.

Los objetos de ArcGIS.

La información contenida dentro de la base de datos geográfica está organizada según una estructura jerárquica, donde unos objetos contienen a otros y se van heredando propiedades y métodos. Se pretende a aquí describir de qué forma se han utilizado los objetos de ArcGIS para llevar a cabo la integración del algoritmo genético dentro del sistema de información geográfica. Los objetos de ArcGIS se representan mediante una variable y antes de ser utilizados deben inicializarse. Este proceso se consigue mediante una instrucción *Dim*, o *Global* si el objeto va a utilizarse de forma global en cualquier parte del programa. La estructura de de definición siempre es la misma:

Dim nombre_de_variable **as** Clase_de_objeto ... o también
Global nombre_de_variable **as** Clase_de_objeto

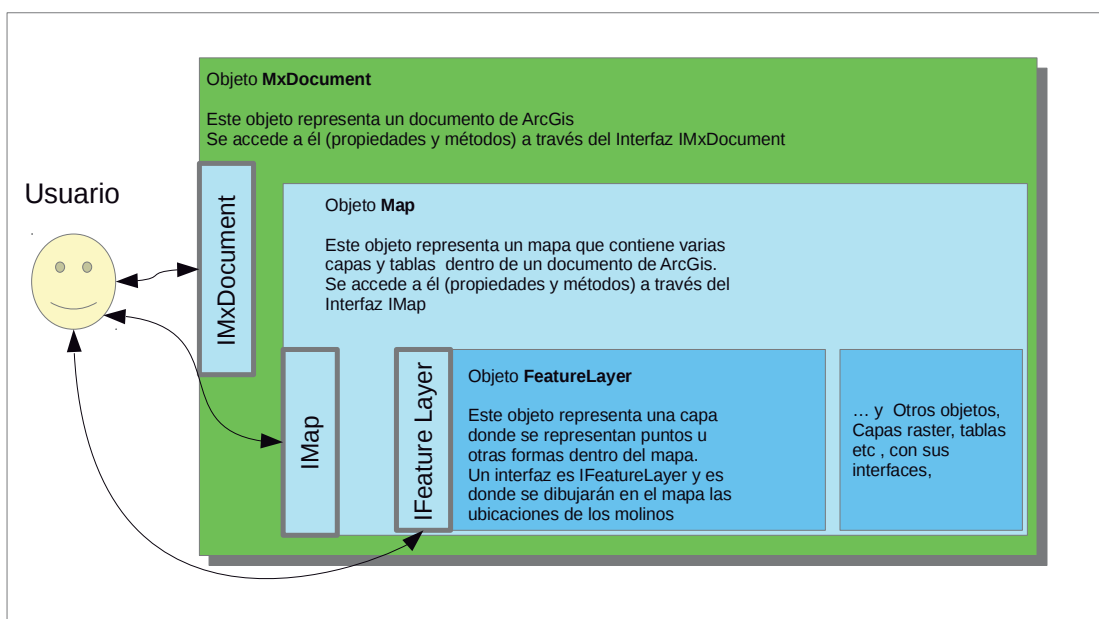


Figura 5.32: Relación del usuario con la base de datos geográfica del GIS.

En realidad, cuando se accede a un objeto de ArcGIS, lo que se está utilizando es su interfaz y más concretamente un puntero hacia él, por eso, aunque podemos elegir cualquier etiqueta para nombrar a un objeto, se aconseja hacerlo poniendo por delante del nombre del objeto una letra *p*. A continuación y después de la palabra clave “*as*” debe ir una etiqueta reservada para el nombre de la clase de objeto que se pretende definir, por ejemplo, *IMxDocument*, *IMap*, *IFeatureLayer*, *IfeatureClass*, etc. La *I* expresa el hecho de que en realidad, con lo que estamos trabajando es con la interfaz del objeto y no con el objeto mismo. Por ejemplo *IFeatureLayer* es una interfaz del objeto *FeatureLayer* que representa a su vez una capa que contiene puntos y otras formas dentro del mapa.

Una vez inicializados los objetos hay que asignarles un valor, esto se consigue mediante la instrucción *set*. Analicemos una fracción del código que genera algunos de los objetos más significativos que se han utilizado y veamos como interpretarlo.

<i>Global pMxDoc As IMxDocument</i>	'Objeto Documento
<i>Global pMap As IMap</i>	'Objeto Mapa
<i>Global pLayer_recursos As IFeatureLayer</i>	'Objeto capa de recursos eólicos
<i>Global pLayer_molinos As IFeatureLayer</i>	'Objeto ubicación de los molinos eólicos
<i>Global pFeatureClass_recursos As IFeatureClass</i>	'Objeto <i>pClass_recursos</i> colección con todos los recursos de la zona
<i>Global pFeatureClass_molinos As IFeatureClass</i>	'Objeto <i>pClass_molinos</i> colección con todos los molinos
<i>Global pFeature_molino() As IFeature</i>	' Creamos una matriz dinámica de objetos molino
<i>Global pPoint_molino() As IPoint</i>	' Creamos matriz dinámica con las posiciones de los molinos XYZ.

En la primera línea de código se reserva espacio para la variable *pMxDoc* que apunta al interfaz de un objeto del tipo *MxDocument* y que representa un documento de ArcGIS. En la segunda línea la variable *pMap*, almacena el interfaz de un objeto *Map* que corresponde a un mapa (con todas sus capas) dentro del documento y donde se almacenará el mapa activo. Las variables *pLayer_recursos* y *pLayer_molinos* apuntan a los interfaces de dos objetos del tipo *FeatureLayer* que a su vez

representarán las capas del mapa destinadas a visualizar los recursos eólicos de la zona y los emplazamientos de los aerogeneradores, respectivamente. Para acceder a la información contenida en estas capas será necesario definir las variables *pFeatureClass_molinos* y *pFeatureClass_recurso*s como objetos del tipo *FeatureClass*. Finalmente cabe decir que también es posible definir matrices de objetos, tal es el caso de las dos últimas filas, donde se han definido dos matrices dinámicas que contendrán objetos del tipo *Feature* y *Point*, y que almacenarán los aerogeneradores junto con sus coordenadas xyz.

Tal como se ha explicado anteriormente, una vez que se han definido las variables que se van a utilizar, el paso siguiente consiste en darles valores mediante la instrucción set, veamos como se ha realizado:

```
Set pMxDoc = ThisDocument
Set pMap = pMxDoc.FocusMap
Set pLayer_recurso = pMap.Layer(0)
Set pLayer_molinos = pMap.Layer(1)
Set pFeatureClass_recurso = pLayer_recurso.FeatureClass
Set pFeatureClass_molinos = pLayer_molinos.FeatureClass
```

En la primera línea de código *ThisDocument* es una palabra reservada que representa al documento actual abierto. Hay otras formas de asignar un documento a un objeto de este tipo, pero este modo de hacerlo es rápido y fácil de entender. A la variable *pMap* le asignamos el mapa activo en este momento. Si dentro de un documento tuviéramos dos o más mapas, el algoritmo utilizaría el que estuviera seleccionado en el momento de ejecutar el programa. Cuando se realizaron los ensayos a los que hace referencia este trabajo, solamente se tenía un mapa cargado y, por ello, esta forma de asignación no presentó mayor problema. Si nos fijamos en la estructura de capas establecida en el apartado 5.4.2.1 vemos que dentro del mapa activo, la capa cero corresponde a los recursos eólicos, y la capa 1 a la ubicación de los aerogeneradores. Para conseguir esta ordenación se asignan a las variables *pLayer_recurso*s y *pLayer_molinos* las capas 0 y 1 del mapa seleccionado, mediante la propiedad *Layer* del objeto *Map*. La forma de hacer esto es mediante *pMap.Layer* (*índice*) donde *índice* es un valor entero que representa el número de capa dentro del mapa. Finalmente una vez seleccionadas las capas a utilizar, se debe acceder a su

contenido a través de objetos del tipo *FeatureClass* contenidos dentro de sus *FeatureLayer* correspondientes (*pLayer_recursos* y *pLayer_molinos*).

Una vez definidos los objetos es posible acceder a ellos de forma ordenada y estructurada, modificando las propiedades necesarias en cada momento. En la figura 5.33 se puede apreciar el modo en el que queda ordenada la información dentro del programa de optimización.

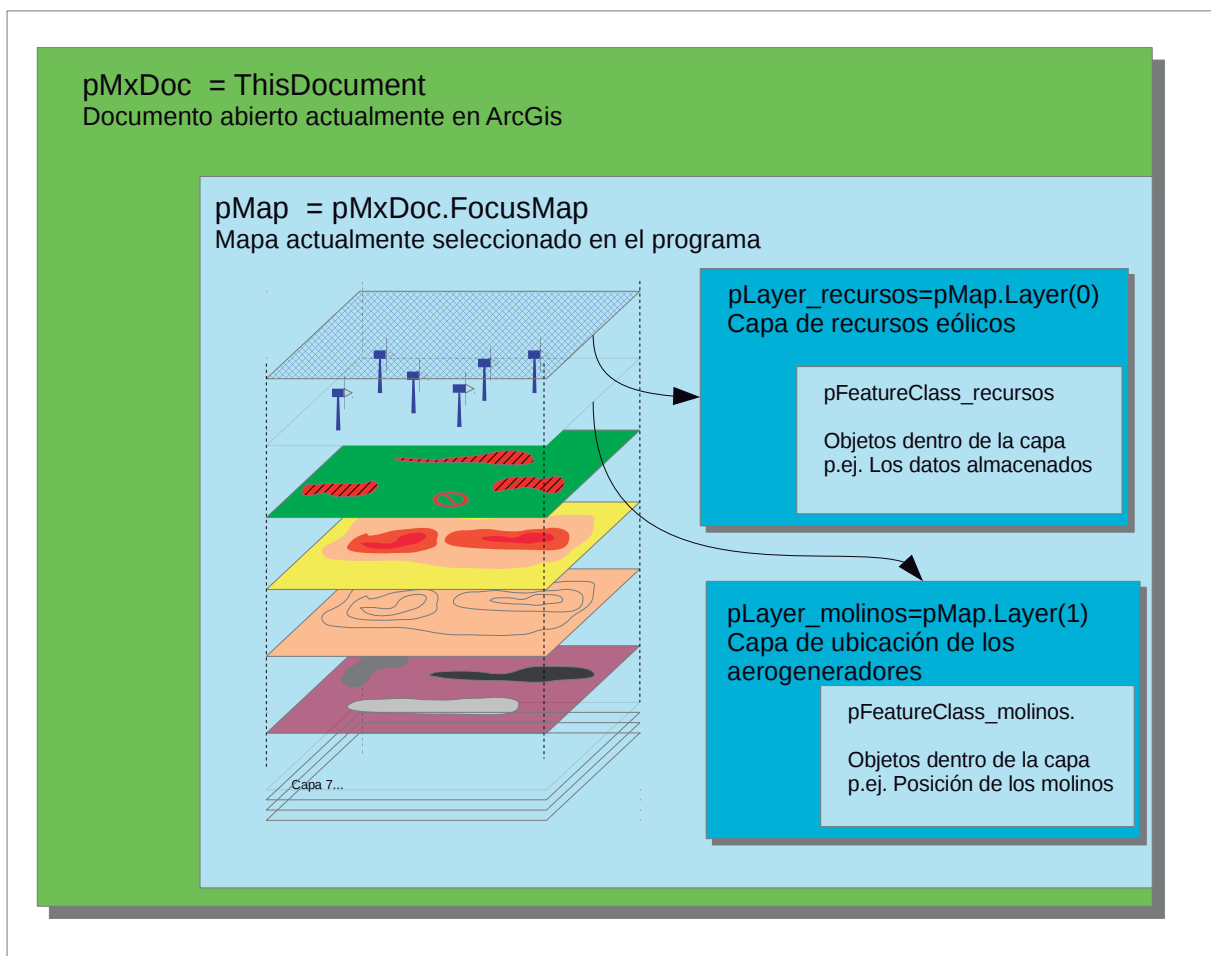


Figura 5.33: Esquema que muestra como queda organizada la información geográfica dentro del sistema.

Por último faltaría por estudiar el modo de acceder a los elementos contenidos dentro de las capas en un mapa. Cuando hablamos de elementos dentro de una capa nos referimos de nuevo a objetos contenidos en él, tales como puntos, regiones, celdas en una capa tipo raster, registros y atributos en una tabla, etc. En la capa de resultados (capa 2) es necesario indicar los emplazamientos de los aerogeneradores conforme va obteniendo las soluciones el algoritmo genético. Dichos emplazamientos se modelizan en el mapa como *i*-puntos distribuidos sobre la superficie del futuro parque que se pretende diseñar, donde *i* corresponde a número de aerogeneradores que se va a instalar.

Por lo tanto, cada punto que aparece en la capa 2 (capa de resultados) corresponde al emplazamiento de un aerogenerador (gen) de un determinado parque o individuo del algoritmo genético. Cada punto representado en la capa de resultados, tiene asociadas unas coordenadas *x*, *y*, *z*. Dentro del mundo de los objetos de ArcGIS un punto en un mapa es un objeto más, con sus propiedades y métodos. Anteriormente se había explicado que una *FeatureClass* era algo parecido a una colección de *Features* o “cosas”. Y digo cosas porque una *Feature* puede ser cualquier cosa dentro de una capa: un registro de la tabla, una propiedad, en definitiva, cualquier cosa contenida dentro de dicha capa. Si esa “cosa” o *feature* es algo que puede representarse en un mapa, tendrá una parte “visible”, que es aquello que aparece dibujado, y otra parte no visible, que representa las propiedades y atributos almacenados dentro de la base de datos geográfica y que describen sus propiedades.

Por ejemplo, si se pretende representar un árbol singular en algún lugar del parque, la entidad utilizada será un punto que llevará asociados una serie de atributos tales como especie, antigüedad, envergadura, etc. Esta *feature* contiene una parte visualizable en el mapa, un objeto *Point* cuyas propiedades son *X*, *Y*, *Z*, entre otras, y otra parte no visualizable que contiene información acerca lo que representa este punto y sus características. En el caso particular de un parque eólico, se ha definido una matriz de objetos del tipo *Feature*, cada uno de ellos representa un aerogenerador dentro del parque, que tiene unas características como pueden ser modelo, potencia nominal, altura de torre, etc. Además cada objeto del tipo *Feature* tiene asociado un emplazamiento en el espacio al que se puede acceder mediante otro objeto del tipo *Point*.

A continuación se muestran las líneas de código que definen un objeto del tipo *Feature* con su parte gráfica asociada.

```
Global pFeature_molino() As IFeature  
Global pPoint_molino() As IPoint
```

En este caso se crea la matriz dinámica de objetos molino y de objetos punto que permite acceder a la parte gráfica de los objetos molino. Ahora asignemos valores a estos objetos:

```
ReDim Preserve pFeature_molino(n_aerogen)  
ReDim Preserve pPoint_molino(n_aerogen)
```

Le damos el tamaño adecuado a las matrices de objetos y les asignamos valores:

```
Set pFeature_molino(i - 1) = pFeatureClass_molinos.GetFeature(i - 1)  
Set pPoint_molino(i - 1) = pFeature_molino(i - 1).Shape
```

Leemos de la capa 2 del mapa la información de los *i*-aerogeneradores que existen mediante el método *GetFeature*, y lo guardamos en la matriz de *Features* que hemos creado *pFeature_molino()*. A continuación tomamos su parte representable en el mapa (propiedad *Shape*) y la guardamos en la matriz de objetos del tipo *Point*. Hasta aquí ya disponemos de toda la información acerca de los aerogeneradores mostrados en la capa 2. Finalmente el algoritmo genético solamente tendría que asignar propiedades a los aerogeneradores definidos en el array e indicar al GIS que los represente en pantalla. La parte más relevante del código que efectúa esta función se puede resumir en tres pasos:

Primero: Información no representable en el mapa. Para cada uno de los *i*-aerogeneradores se definen los siguientes atributos: Una etiqueta para cada aerogenerador que facilita su identificación y está formada por la cadena “Gen” + el n° de máquina, el número de celda que ocupa en la capa de recursos eólicos, el valor parcial de la energía anual estimada para cada sector de viento, y finalmente el valor total de dicha energía.

pFeature_molino(i - 1).Value(2) = "Gen" + Str(i)
pFeature_molino(i - 1).Value(3) = matriz_soluc(i, individuo, generacion).Posicion

For j = 1 To 12 ' coloca los 12 Valores de EAS
pFeature_molino(i - 1).Value(16 + j) = matriz_soluc(i, individuo, generacion).EAS(j)
Next j
pFeature_molino(i - 1).Value(29) = matriz_soluc(i, individuo, generacion).EAS_total

Segundo: Características geográficas, que es información representable en el mapa. Se escribe dentro de cada *feature* su posición en el espacio x, y, z.

pPoint_molino(i - 1).x = matriz_soluc(i, individuo, generacion).x
pPoint_molino(i - 1).y = matriz_soluc(i, individuo, generacion).y
pPoint_molino(i - 1).z = matriz_soluc(i, individuo, generacion).z

Tercero: Actualizar el mapa en el sistema de información geográfica escribiendo en la Geodatabase.

pFeature_molino(i - 1).Store

En la figura 5.34 se ha capturado una pantalla en el GIS que muestra el aspecto que tendría la tabla asociada a la capa resultados.

FID	Shape	Name	Posic cel	EAS 01	EAS 02	EAS 03	EAS 04	EAS 05	EAS 06	EAS 07	EAS 08	EAS 09	EAS 10	EAS 11	EAS 12	EAS
0	Point	Gen 1	16640	8,316614	6,146974	988002,58	130,00213	61956,995	1326396,0	1552254,9	347296,70	527910,73	686936,00	2229657,5	2936065,187	10656621,778
1	Point	Gen 2	14466	227882,187	6633,8894	1603351,5	10540,389	323494,49	1596963,3	2469789,8	1353402,5	1690663,3	2070068,4	3052523,6	3357261,007	17762574,694
2	Point	Gen 3	11811	833,228838	535,52089	2246142,6	24,945238	26530,973	1224463,0	2399375,8	889838,68	917882,84	671330,72	1706453,6	2660999,914	12744412,021
3	Point	Gen 4	25650	326743,047	3502,8670	1633123,4	3358,4138	59849,766	808317,92	1732173,5	1271697,4	1422275,7	1303709,0	1465788,2	1725964,055	11756503,596
4	Point	Gen 5	32445	317961,753	6633,8894	1509025,2	12615,395	310526,35	1082804,6	1884147,4	1263302,8	1682148,1	2164658,4	2490741,5	2373222,456	15097968,060
5	Point	Gen 6	18788	50,43067	162,37451	1082804,6	1235,4600	360142,74	1631799,2	1767791,5	409137,02	766639,59	1281298,4	3060830,1	3518521,854	13880413,492
6	Point	Gen 7	1119	3798,93153	3289,8894	2127492,9	5640,7406	229015,66	2359940,2	3113645,4	1177487,3	1575514,9	1837238,3	4081795,1	4980261,073	21495120,747
7	Point	Gen 8	9450	87701,9350	535,52089	1621855,1	983,75402	25408,862	1082804,6	1895084,3	840526,67	1028248,7	1035833,5	1701703,2	2373222,456	11693908,928
8	Point	Gen 9	1689	216911,462	6996,0167	3066198,0	2367,9589	77923,704	1520145,9	3045754,2	1791264,5	1657200,9	1467833,5	2349977,6	3365407,216	18568001,255
9	Point	Gen 10	10059	1819,11397	535,52089	1675885,2	1143,7782	110382,08	1914166,5	2605425,7	883041,27	1043608,2	1256748,5	3056652,2	4094053,843	16643462,260

Figura 5.34: Tabla asociada a la capa de resultados en ArcGIS.

5.4.3.6 Visualización de los resultados.

En este momento ya disponemos de un algoritmo genético que se ejecuta dentro del sistema de información geográfica, y además ya conocemos el modo de acceder a la información contenida en él. En esta última parte se va a mostrar el modo en el que es posible consultar toda la información generada por la aplicación, información que ha sido utilizada para poder comprobar la evolución de los individuos en cualquier generación contenida en la matriz de soluciones. En la figura 5.35 se puede ver la estructura del formulario con sus controles.

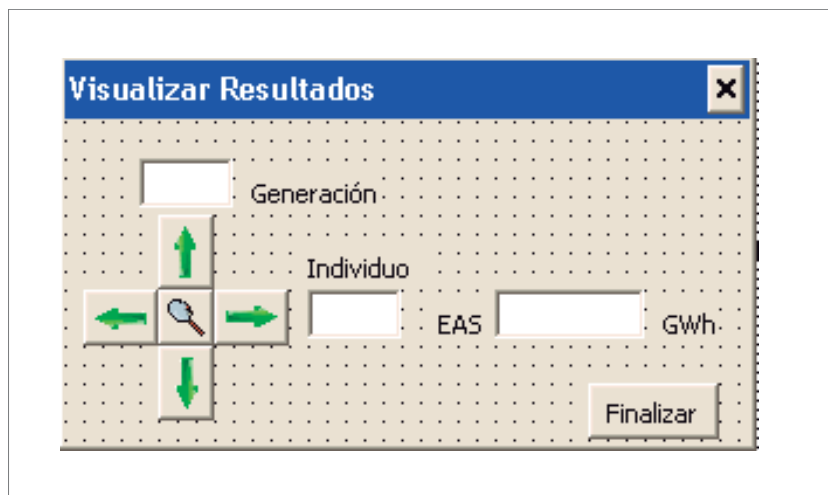


Figura 5.35: Formulario de visualización de los resultados.

Al pulsar los botones izquierda – derecha es posible cambiar de individuo dentro de una generación y mediante las flechas arriba y abajo es posible cambiar de una generación a otra. Este interfaz es muy sencillo pero permite comprobar los resultados obtenidos por el algoritmo genético que realiza la optimización del parque eólico. En la figura 5.36 podemos apreciar el algoritmo mostrando una de sus soluciones.

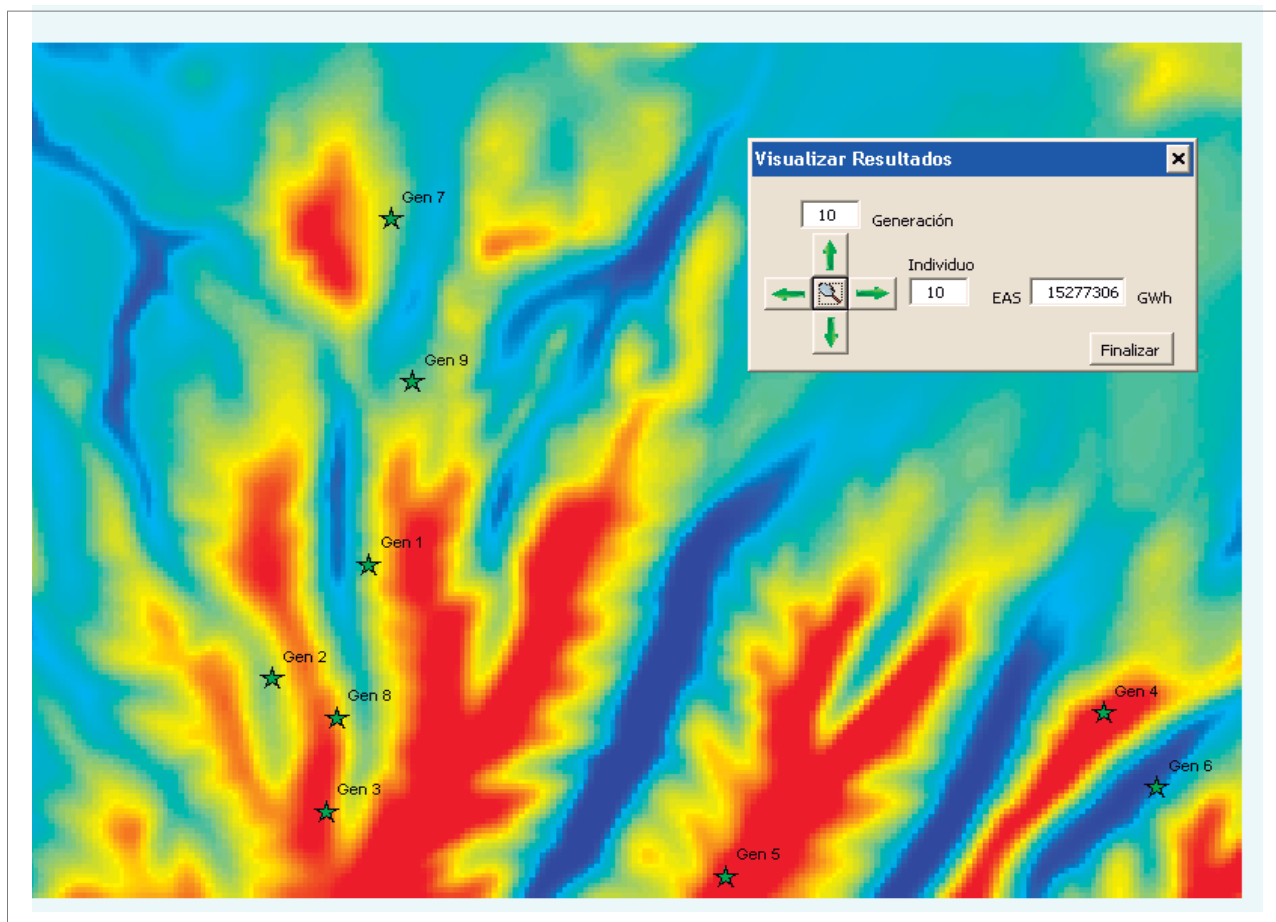


Figura 5.36: Capa de resultados donde se muestra el individuo nº 10 correspondiente a la décima generación.

5.4.4 Programación del efecto sombra. Segunda aproximación del programa de optimización.

Aunque se haya planteado la incorporación del efecto sombra (*wake effect*), como una mejora del algoritmo genético puro que se ha expuesto en el apartado anterior, en realidad se trata de una extensión necesaria de éste. El motivo por el que se le ha dedicado una atención especial es debido a la importancia que puede tener este efecto en rendimiento global del parque (del orden del 5%) en función de los emplazamientos escogidos para los aerogeneradores.

Los parámetros de la función de distribución de Weibull, c y k , obtenidos a partir del mapa de recursos eólicos sólo son válidos si todos los aerogeneradores se encuentran en el flujo libre de viento, es decir, sin considerar las pérdidas de energía cinética del viento como consecuencia del paso previo a través de otros aerogeneradores. Hace falta, por tanto, corregir los parámetros de las distribuciones estadísticas de velocidad de viento de aquellos que se encuentren detrás de otros y que se ven afectados por las estelas producidas por éstos. Para el cálculo de la velocidad del viento de un aerogenerador a sotavento de otro se utiliza un modelo simple que se basa en la conservación del momento de la corriente de aire en la estela.

Para cada posible distribución de los aerogeneradores dentro del área de trabajo (en términos del algoritmo genético a cada una de estas combinaciones se le denomina individuo) y para cada dirección de viento (12 sectores en nuestro caso) tendremos un “*patrón de sombras*” determinado.

Será necesario obtener cada uno de estos patrones para poder calcular la influencia de este fenómeno en la producción anual. Así por ejemplo, si tenemos un total de 200 generaciones, con 100 individuos en cada una de ellas y cada individuo requiere el cálculo de 12 patrones de sombras para cubrir los 12 sectores de viento, tendremos pues un total de 240.000.

El estudio se ha realizado con dos modelos: Park y Park Modificado, ambos basados en la conservación del momento, aunque en futuras ampliaciones de este trabajo se tiene previsto realizar ensayos con un tercer modelo el *Eddy Viscosity*, modelo derivado de la ecuación de Navier-Stokes particularizada para ciertos valores empíricos [Burton, 2001].

5.4.4.1 Modelo Park

Este modelo fue desarrollado originariamente por N.O. Jensen [Jensen, 1983] y fue implementado posteriormente para la aplicación WAsP del Risoe National Laboratory. En él se asume una disminución inicial de velocidad de viento justo detrás del rotor, calculada a partir del coeficiente de empuje de la turbina (*thrust coefficient, C_t*) y de un coeficiente empírico denominado constante de decaimiento k (ó α) que establece la velocidad de expansión del área de influencia de la zona de sombra aguas abajo del rotor. En el modelo Park se asume que la corriente de aire, incluida la generada por el rotor, sigue la dirección del terreno, que se conserva la cantidad de movimiento del fluido y que la expansión de la estela es lineal. En la figura 5.37 se puede ver un esquema de la estela producida y la forma en que afecta a las turbinas situadas a sotavento.

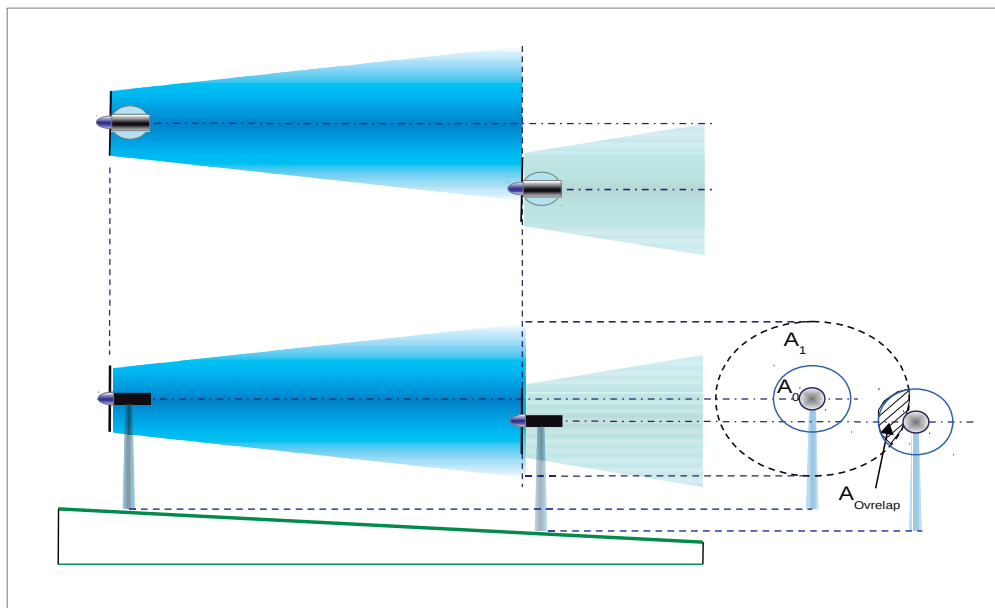


Figura 5.37: Propagación del efecto sombra según el modelo Jensen.

La reducción de velocidad de viento que experimenta una turbina influenciada por este fenómeno viene dada por la ecuación (5.17) (según la notación de [Katic, 1986]):

$$\delta V_{01} = U_0 \left(1 - \sqrt{1 - C_t}\right) \left(\frac{D_0}{D_0 + 2kX_{01}}\right)^2 \frac{A_{Overlap}}{A_1} \quad (5.17)$$

donde U_0 es la velocidad del viento que incide en la turbina aguas arriba cuyo diámetro de rotor es D_0 , C_t es el coeficiente de empuje a la velocidad de viento U_0 , X_{01} es la distancia horizontal a la turbina situada detrás, k es la constante de decaimiento que determina el grado de apertura del cono de sombra con la distancia x , y $A_{Overlap}$ es la intersección entre el área barrida por el rotor del aerogenerador aguas abajo y la sección recta del tronco de cono de influencia del *wake effect* en esta posición.

En [Grady, 2005] aparece otra formulación equivalente para el cálculo de la velocidad de viento en la zona de influencia, (ecuación 5.18).

$$u = u_0 \left[1 - \frac{2a}{\left(1 + \alpha \frac{x}{r_r}\right)^2} \right] \cdot f \quad (5.18)$$

donde u es la velocidad del viento en la zona afectada por la estela, u_0 es la velocidad de flujo libre y α es la constante de decaimiento que se corresponde con la k en la formulación anterior. La variable a es el llamado factor de inducción axial y se calcula a partir del coeficiente de empuje de la turbina mediante la ecuación (5.19)

$$C_t = 4a(1-a) \quad (5.19)$$

o también:

$$\alpha = 1 - \sqrt{1 - C_t} \quad (5.20)$$

El valor de α depende de la altura del eje de la turbina aguas arriba y de la rugosidad del terreno y se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\alpha = \frac{0.5}{\ln(z / z_0)} \quad (5.21)$$

donde z corresponde a la altura del eje de la turbina situada aguas arriba y z_0 es la rugosidad del terreno. La constante f se utiliza para ajustar el grado de incidencia de la estela en el aerogenerador aguas abajo y es igual a:

$$f = \frac{A_{\text{overlap}}}{A_1} \quad (5.22)$$

donde A_1 es la superficie de la base del cono de sombra en la posición del generador afectado. La velocidad de viento que incide sobre la turbina aguas abajo se calcula restando a la velocidad sin efecto sombra el déficit de velocidad obtenido mediante la ecuación (5.15). En la formulación propuesta por [Grady, 2005] ya se obtiene directamente la velocidad final.

5.4.4.2 Modelo Park Modificado

Este modelo fue desarrollado por Garrad Hassan and Partners, Ltd. El déficit de velocidad se calcula exactamente igual que el modelo Park original con la diferencia de que no se multiplica por la relación entre las áreas solapada y de sombra, sino por la relación entre proyecciones horizontales de dichas áreas (ecuación 5.23)

$$\delta V_{01} = U_0 \left(1 - \sqrt{1 - C_t} \right) \left(\frac{D_0}{D_0 + 2kX_{01}} \right)^2 \frac{L_{\text{Overlap}}}{L_0} \quad (5.23)$$

Por lo general este modelo produce valores de pérdida más bajos que el modelo original. Para calcular el efecto de sombra producido por un aerogenerador influenciado a su vez por otro que está situado a barlovento de éste, se realiza del mismo modo que si estuviera ubicado en la primera fila afectado por una corriente de aire sin sombras aplicando la ecuación (5.23), pero ahora con los nuevos valores de velocidad y de coeficiente de empuje. En el caso de que una turbina sea afectada por varias sombras se simplificará el problema considerando únicamente el efecto de mayor peso.

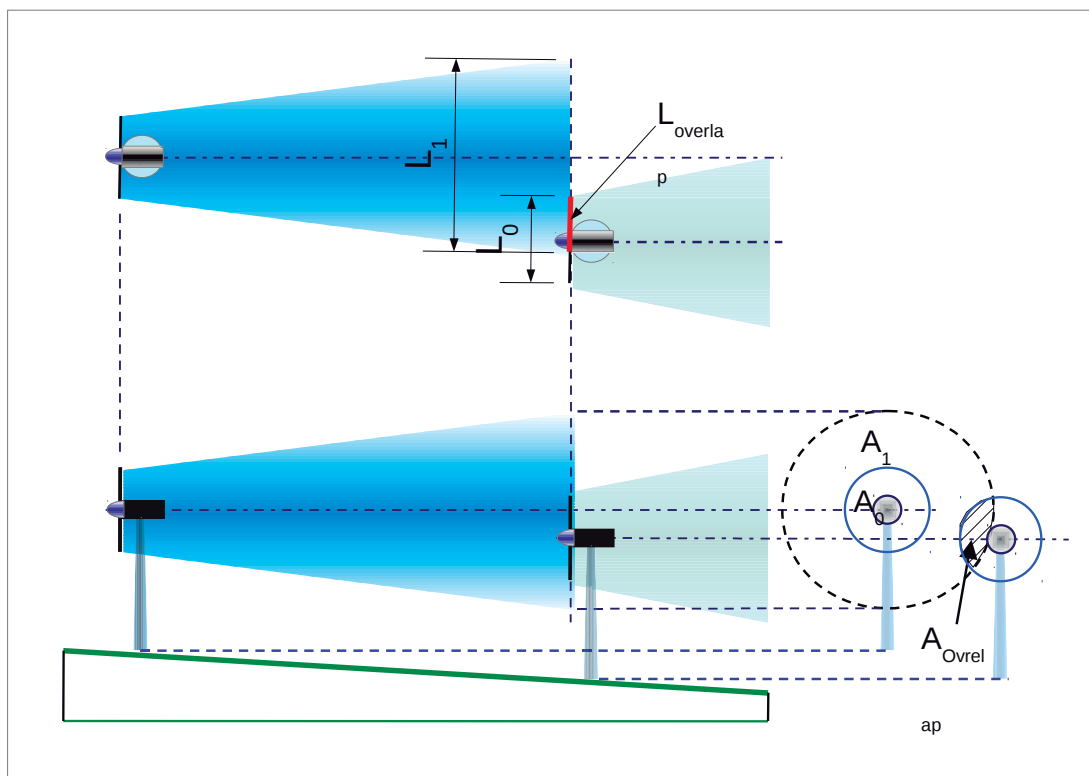


Figura 5.38: Obtención del coeficiente de atenuación del viento utilizando el modelo Park modificado.

5.4.4.3 Compensación del relieve en el *wake effect* simplificado.

Tal como puede verse en las figuras 5.37 y 5.38, la formulación descrita en las ecuaciones (5.17), (5.18) y (5.23), solamente describe el efecto de sombra sobre una superficie plana, por lo que es necesario compensar la velocidad final obtenida.

Se parte de la suposición de que las estelas producidas siguen el perfil del terreno, y, por tanto, la velocidad de viento dentro de la estela se ve afectada de la misma manera que el viento en flujo libre (obtenido a partir de la malla de recursos eólicos WRG). Puesto que la orografía y la rugosidad ya han sido consideradas en el cálculo de recursos eólicos, solo será necesario corregirlos (véase la figura 5.39).

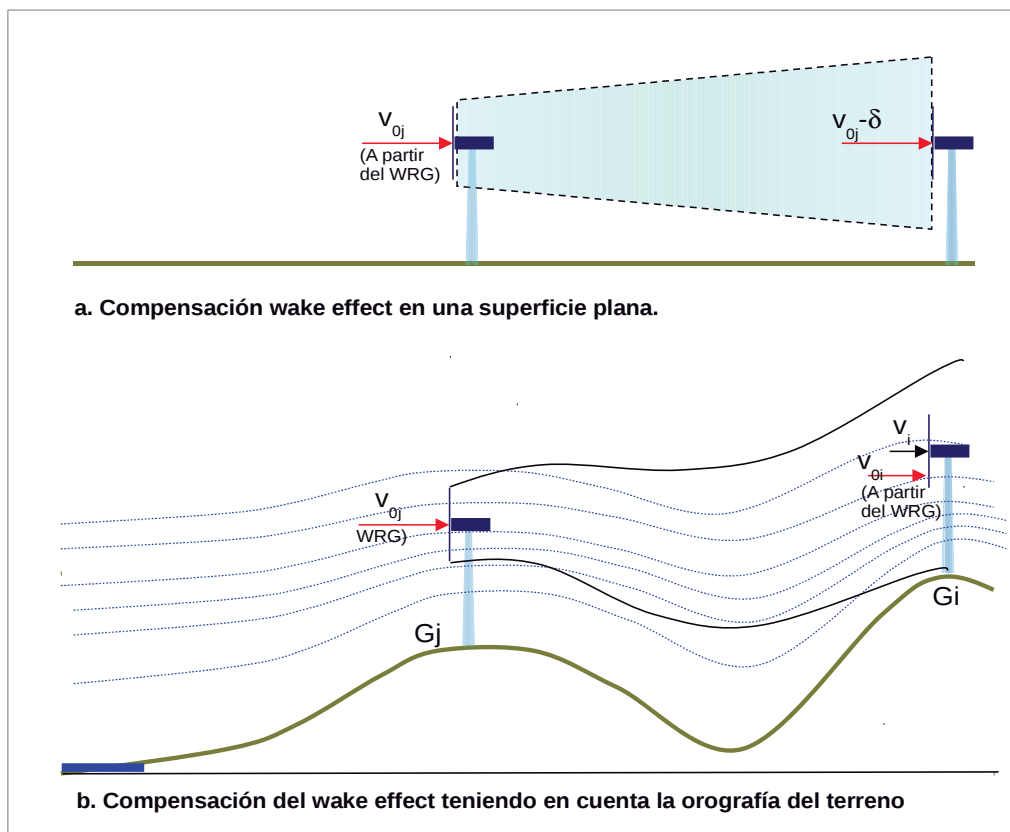


Figura 5.39: Corrección del efecto estela con la orografía.

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 la orografía (aceleración y deceleración del viento debida al perfil del terreno). Así, si considerásemos una orografía plana y con rugosidad uniforme (lo que implicaría una velocidad uniforme en todo nuestro parque eólico plano), calculamos la disminución de velocidad producida por la estela creada al pasar por un aerogenerador aguas arriba mediante las ecuaciones (5.15), (5.16) y (5.21), y corregimos proporcionalmente ese valor de disminución en relación a la proporción de las velocidades de flujo libre en ambos aerogeneradores, estaremos incluyendo indirectamente el efecto de la orografía y diferentes rugosidades.

El valor de la velocidad de viento en un aerogenerador situado detrás de la estela, vendrá dado por la ecuación (5.24).

$$u_i = u_{0i} - \delta_v \frac{u_{0i}}{u_{0j}} \quad (5.24)$$

donde u_i es la velocidad final del viento para el aerogenerador situado aguas abajo, u_{0i} corresponde a la velocidad de viento sin efecto sombra calculada a partir del mapa de recursos eólicos de la zona para el mismo generador, δ_v es el déficit de velocidad para el caso plano. Finalmente u_{0j} corresponde a la velocidad del viento en el aerogenerador aguas arriba obtenido mediante el mapa de recursos eólicos.

En el capítulo 2 se mencionó que en [Lissaman, 2009] se presentaba una formulación similar a (5.24) en la que la relación de velocidades quedaba elevada al cuadrado:

$$\delta_{jc} = \delta_{jf} \left(\frac{v_f}{v_c} \right)^2 \quad (5.25)$$

donde δ_{jc} representa el déficit de velocidad en terreno complejo para un aerogenerador j , δ_{jf} representa el mismo valor para terreno plano, v_f y v_c las velocidades de flujo libre y terreno plano respectivamente.

5.4.4.4 Generación de los patrones de sombra del parque.

Como ya se ha comentado anteriormente, para cada posible ubicación de los aerogeneradores y para cada dirección de viento, los conos de sombra producidos por los rotores tendrán un área de influencia distinta.

En principio el problema puede parecer complejo, sin embargo se puede simplificar de forma considerable realizando los cálculos en base a un sistema de coordenadas auxiliar que rotaremos para cada una de las direcciones de viento.

En la figura 5.40 se representa la distribución de las sombras para una ubicación de los aerogeneradores determinada, cuando los vientos soplan en dirección norte. En la figura 5.41 se observa lo que sucede en este mismo parque cuando el viento viene del Oeste.

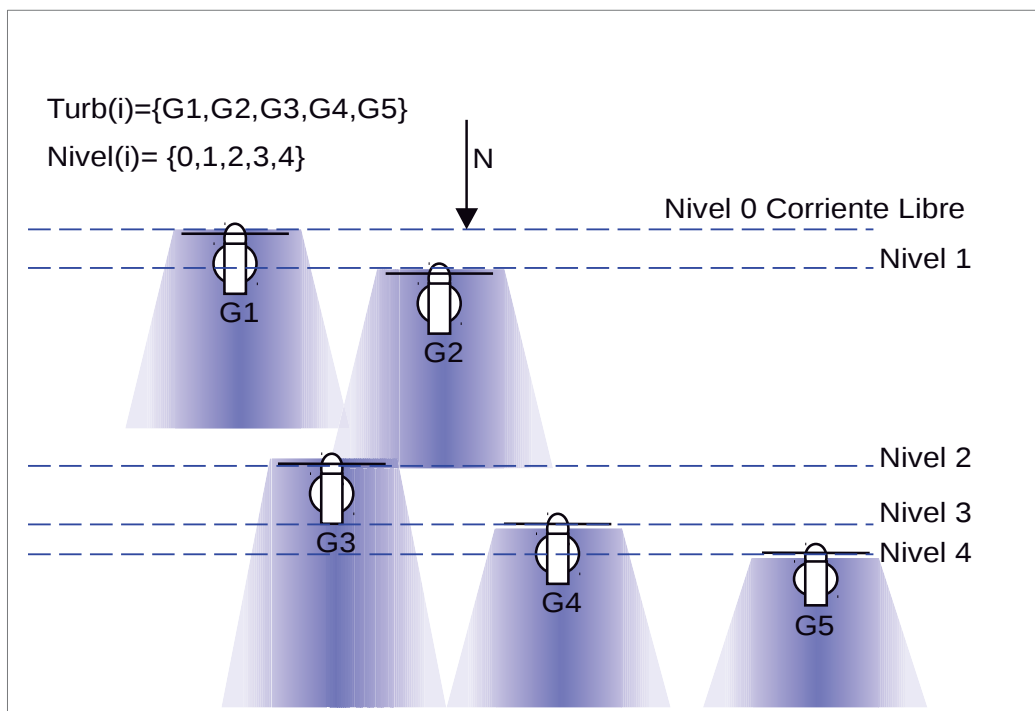


Figura 5.40: Distribución del patrón de sombras en un parque eólico formado por cinco aerogeneradores cuando el viento sopla en dirección norte.

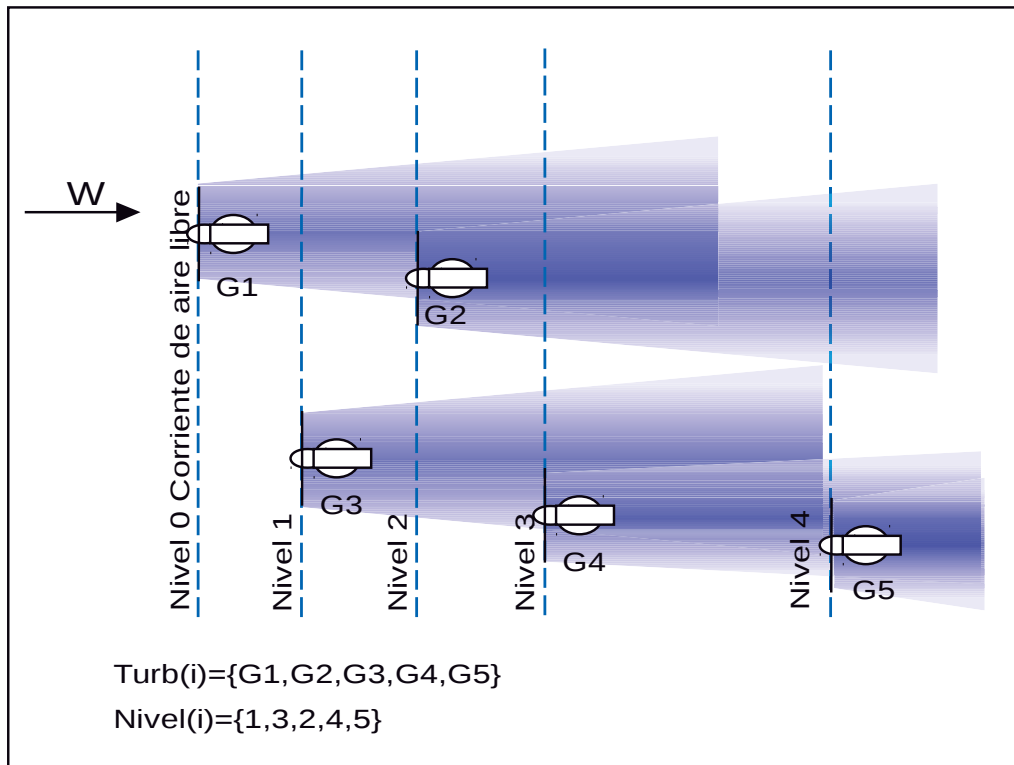


Figura 5.41: Distribución del patrón de sombras en un parque eólico formado por cinco aerogeneradores cuando el viento sopla en dirección oeste.

Estudiemos detenidamente el primero de los dos casos (figura 5.40), en donde los generadores G3 y G4 estarán bajo la influencia de los generadores G1 y G2, y donde G5 no se verá afectado por ninguno de ellos. La clave está en establecer un orden de llegada del viento a cada uno de los aerogeneradores y crear una lista de índices para cada dirección considerada.

Así por ejemplo, en este caso, las turbinas G1 y G2 están en primer lugar seguidas por G3, G4 y G5. La primera turbina en la lista será la que tenga en mayor valor de Y (ordenada del sistema de referencia), la segunda el siguiente valor mayor, y así sucesivamente. Así pues, construiremos una lista *Nivel (i)*, en la que aparecen los índices de los aerogeneradores ordenados según su valor de Y de mayor a menor.

Si ahora la dirección del viento es Oeste (figura 5.41) ordenaremos los aerogeneradores del parque en función del valor de su abscisa, de mayor a menor, por lo tanto, en primer lugar, deberá aparecer en la lista el generador G1, luego los G3, G2, G4 y, por último, G5. Una vez ordenados según este criterio, se calculan los efectos de sombra de cada uno de ellos empezando por el primero (no afectado por ninguno) hasta el último nivel, proyectando los conos de influencia sobre cada uno de los niveles. Finalmente se calcula la velocidad del viento en cada emplazamiento mediante las ecuaciones (5.15), (5.16) y (5.21), para todos los aerogeneradores del parque con una ordenación y una orografía dadas.

La resolución del problema para cualquier dirección de viento se lleva a cabo a partir del primer caso básico, mediante la rotación del sistema de coordenadas según el ángulo de incidencia del viento. El cálculo se realiza creando un sistema de coordenadas auxiliar sobre el que se aplica el algoritmo descrito anteriormente. La energía total generada se calculará mediante la ecuación (5.26):

$$E_i = 8760 \sum_{i=1}^N \sum_{s=1}^{12} \sum_{u=0}^{u_{max}} p(u) wb(u_0) \quad (5.26)$$

donde $wb(u_0)$ es la frecuencia de la velocidad de viento u_0 obtenida del mapa de recursos eólicos en una ubicación para una dirección determinada, u es el valor corregido de u_0 y, por lo tanto, $p(u)$ es la potencia entregada por el aerogenerador para la velocidad de viento u_0 tras ser compensada mediante la ecuación (5.25).

5.4.5 El problema de trazado óptimo de las redes de media tensión.

Hasta el momento, el sistema de optimización que se ha diseñado, solamente tiene en cuenta la distribución de los recursos eólicos en la zona de estudio y la interferencia por efecto sombra entre los distintos aerogeneradores. Tras un número suficientemente elevado de iteraciones, se ha conseguido ubicar los aerogeneradores en las mejores zonas, de modo que el valor de la energía anual estimada sea máxima.

Sin embargo, como ya se comentó anteriormente, esta solución aunque pueda ser válida desde un punto de vista teórico, en la mayoría de los casos ocasiona serios problemas de interconexión entre los aerogeneradores y la subestación del parque. Se ha podido comprobar, tras varios ensayos, algo que parece lógico, que el algoritmo genético tal como está planteado en un principio debe provocar un efecto de dispersión de los emplazamientos de los aerogeneradores.

Esto es debido al hecho de que como el objetivo consiste únicamente en maximizar la energía anual estimada, las ubicaciones óptimas, serán aquellas que permitan captar un mayor recurso eólico, estén donde estén, sin tener en cuenta todas las infraestructuras que serán necesarias para permitir la evacuación de la energía generada, así como un correcto mantenimiento del parque. A este efecto dispersante, se le suma la turbulencia producida por los rotores entre los aerogeneradores más próximos. Debido a ello, la segunda versión del algoritmo de optimización tratará de buscar soluciones que minimicen este efecto separándolos aún más.

Si lo que se pretende es buscar una solución que encaje con un proyecto real, será necesario encontrar algún factor en el diseño del nuevo parque, de tal forma que se contrarreste de algún modo el comportamiento disgregador del algoritmo genético puro, tal y como se ha planteado desde el principio. Ese factor de diseño es sin duda la red subterránea de interconexión entre los aerogeneradores del parque. Una red extremadamente extensa, ocasionada por una disposición de los generadores demasiado dispersa, podría dar lugar a una configuración inviable económicamente, aunque en principio, pudiera parecer razonable desde un punto de vista energético.

Según este nuevo modelo se ha de buscar una nueva función *fitness* para el algoritmo genético, en la cual se tenga en cuenta, no solo la producción de energía estimada, sino también el coste de interconexión de la red eléctrica de media tensión.

5.4.5.1 Planteamiento del problema: La red de media tensión.

Aunque ya se han publicado trabajos en los que se plantean modelos de optimización de parques eólicos, combinando el diseño de la red de media tensión con criterios de posicionamiento en emplazamientos de máxima generación de energía, a día de hoy todavía no existe una metodología que integre los métodos evolutivos con sistemas de información geográfica. En [Castro, 2007] se plantea un modelo donde se busca una minimización de los costes del parque junto con un proceso de maximización de energía generada. El mayor inconveniente, que presenta esta metodología consiste en el modo en el que aplica los algoritmos genéticos, ya que lo hace de forma desacoplada, es decir, en primer lugar optimiza emplazamientos atendiendo a criterios energéticos, y una vez fijada la posición de los aerogeneradores, utiliza un segundo algoritmo genético para trazar la red de media tensión con un menor coste. Esta forma de trabajar, permite la libre expansión del parque eólico en una primera fase del proceso, lo que dará lugar a soluciones inviables económicamente desde un principio, aunque posteriormente se intente buscar un trazado de líneas de media tensión con el menor coste posible.

Indudablemente, el problema de optimización de un parque eólico, presenta un fuerte acoplamiento entre la elección de los emplazamientos atendiendo a criterios energéticos y el trazado de líneas de interconexión entre ellos y, por lo tanto, ambos problemas no deben resolverse por separado. Por ello, la metodología que aquí se plantea consiste básicamente en una resolución anidada de ambos problemas.

La metodología a seguir es similar a la descrita en el apartado 5.4.1, con la importante diferencia de que, en este caso, se utilizarán dos algoritmos de optimización anidados. Un lazo exterior ejecutaría un algoritmo genético que buscará los individuos idóneos a partir de una determinada población, pero en base a una función objetivo que refleje un compromiso entre la energía generada y los costes de inversión y explotación necesarios en cada parque eólico. Para cada uno de los individuos se ejecutará un segundo algoritmo de optimización que busque la red radial más económica, capaz de interconectar todos los aerogeneradores a la subestación, con el menor coste posible. Además de los costes generados por la red de MT se tendrán en cuenta otros costes como por ejemplo los derivados del trazado de los caminos, arrendamiento de terrenos etc.

El algoritmo genético principal realizará la ordenación y la ruleta de Holland en base al criterio de mayor valor actual neto (VAN) del proyecto, al contrario de lo que ocurría en la primera versión del programa, en la que medía el grado de bondad de los individuos únicamente a partir de la energía anual estimada. Algunos de los costes que se incluyen en el VAN son aquellos derivados de la inversión inicial realizada, y del mantenimiento y operación del parque, dentro de los cuales, están incluidos los costes de la red de M.T.

El segundo algoritmo de optimización debe ser lo suficientemente rápido como para conseguir la red de interconexión más económica para cada individuo en el menor tiempo posible. Puesto que este algoritmo se ejecuta un gran número de veces es de gran importancia optimizar al máximo el código.

Según lo dicho anteriormente partimos de las siguientes premisas:

- El modelo a resolver está fuertemente acoplado y, por lo tanto, el trazado de la red de M.T. y la búsqueda de los mejores emplazamientos no puede resolverse de forma separada.
- Deben obtenerse soluciones factibles desde un punto de vista práctico que se ajusten en la medida de lo posible a soluciones reales.
- Debería ser posible la incorporación de nuevos elementos, tales como trazado de caminos, tipo de suelo, especies protegidas, etc.
- Todo ello debe ser implementado en el sistema de información geográfica.

En la figura 5.42 podemos observar dos posibles soluciones para un hipotético parque eólico con dos aerogeneradores, en la que la posición de los aerogeneradores y la subestación están indicadas por un punto, y las líneas corresponden al trazado de las líneas subterráneas de media tensión que los interconectan. En la primera de ellas se obtiene un valor de energía anual estimada EAS1 y en la segunda un valor EAS2. Supongamos que EAS1 es mayor que EAS2, la energía esperada de la primera solución es mayor que la de la segunda. Según el algoritmo que ya hemos construido inicialmente, no hay duda, la primera solución será mejor que la segunda. Ahora, si seguimos analizando el proceso, la primera solución lleva implícita una longitud de líneas mayor que la segunda, lo que provocará mayores pérdidas en los conductores

y un coste de inversión mayor. Por lo tanto, según el nuevo criterio establecido, podría ser más adecuada la segunda opción.

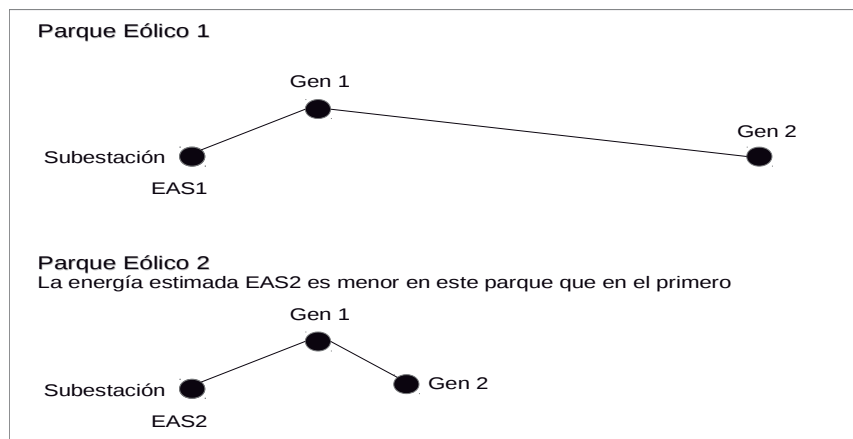


Figura 5.42: Comparación entre dos parques eólicos considerando EAS y los costes de las líneas de M.T.

Para calcular el coste de las líneas será necesario introducir otros factores como, por ejemplo, el tipo de terreno. En el apartado 5.4.2.1 se ya especificó que la capa número 6 del GIS quedaba reservada para el almacenamiento de esta clase de información. La nueva versión del programa, con la ayuda de esta nueva capa, podrá realizar un análisis del tipo de terreno que atraviesan las líneas eléctricas y estimar sus costes en base a este parámetro. Supongamos, por ejemplo, un caso en el que existe un árbol singular o un ave especial nidificando en la zona, estos factores podrían hacer inviable una determinada conexión, como la establecida entre los aerogeneradores Gen 4 y Gen 5 representados en la figura 5.43.

La introducción de esta nueva filosofía modifica sustancialmente el modo de proceder, respecto de la idea inicial. En este caso entran en juego varios factores a la vez de forma acoplada, donde la solución óptima se alcanza a partir de una situación de compromiso entre todos ellos. Tal como se ha explicado anteriormente existen factores contrapuestos que influirán en la ubicación final de las máquinas. Por un lado el criterio de generación de máxima energía “tirará” de los emplazamientos

buscando los puntos donde exista mayor recurso eólico. Además el efecto sombra potenciará este efecto tratando de ubicar los aerogeneradores en zonas donde no se estorben entre sí, es decir, lo más lejos posible. Por otro lado, la búsqueda de mínimos costes de instalación tendrá un efecto “aglutinador” de los emplazamientos impidiendo la posibilidad de “colonizar” los lugares con mayor recurso eólico, pero alejados entre si.

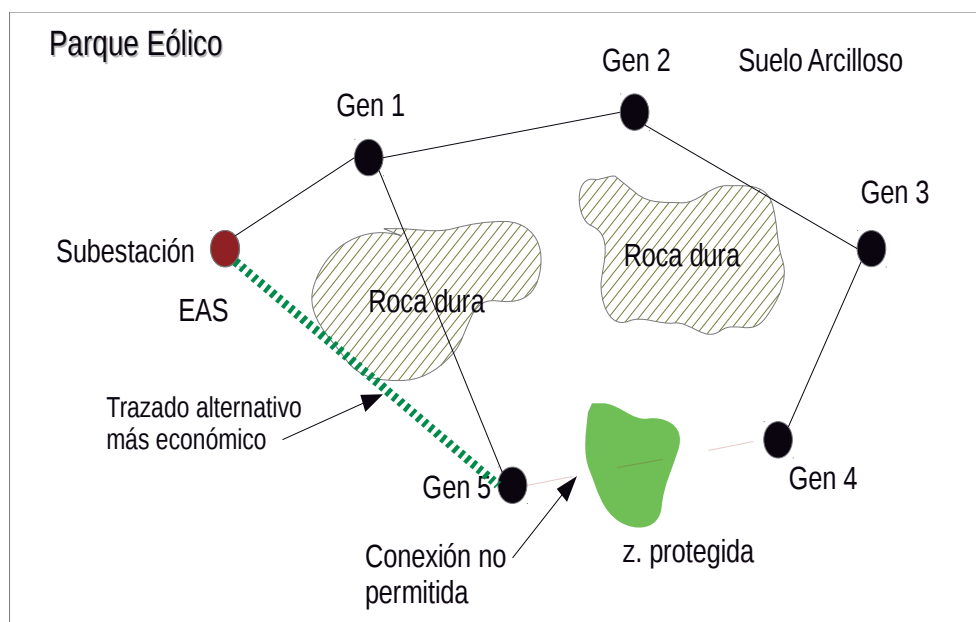


Figura 5.43: Trazado de líneas cuando se considera el tipo de terreno y otros factores.

Al igual que en la primera versión del algoritmo, esta nueva metodología exigirá de nuevo la realización del preprocesado de las capas sistema de información geográfica. Deberán marcarse zonas prohibidas por donde no es posible trazar líneas subterráneas o zonas prohibidas para el soterramiento de instalaciones. Estas zonas prohibidas representan zonas en las que este soterramiento presenta problemas técnicos, económicos, ecológicos, o de otra índole, por ejemplo, no tendrá sentido cruzar un valle dentro de un mismo parque. Se han de definir áreas en el mapa que prohíban el cruce de valles.

Además de zonas prohibidas el resto de zonas, pueden presentar características muy diversas, y con costes de con costes de adecuación y construcción de líneas subterráneas diferentes. Así es posible distinguir entre zonas del tipo:

- Zonas arboladas.
- Zonas de monte bajo.
- Terreno granítico.
- Terreno calizo.
- Terreno de arenisca dura.
- Etc.

El resultado es una capa tipo raster con diferentes costes asociados que pueden expresarse mediante coeficientes entre 0 y 1, dando el valor *inf* a zonas de protección que no deben cruzarse. Esta capa recibe el nombre de “capa de costes de trazado” (véase la figura 5.45).

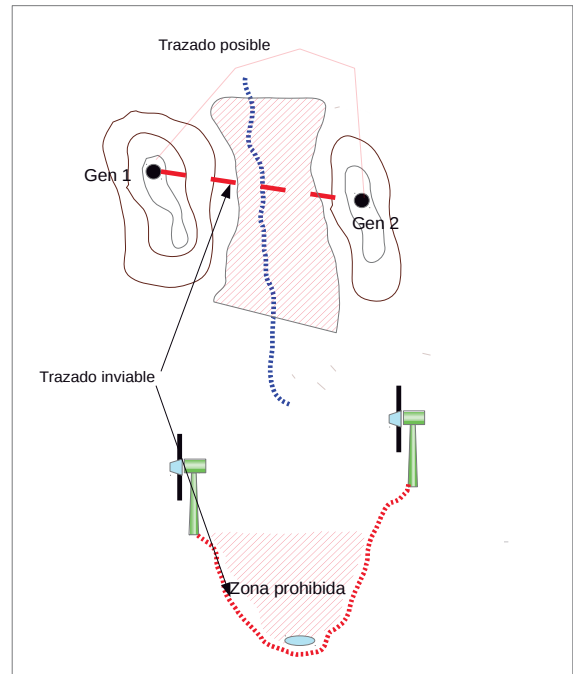


Figura 5.44: Prohibición de trazado de líneas subterráneas a través de zonas de valle.

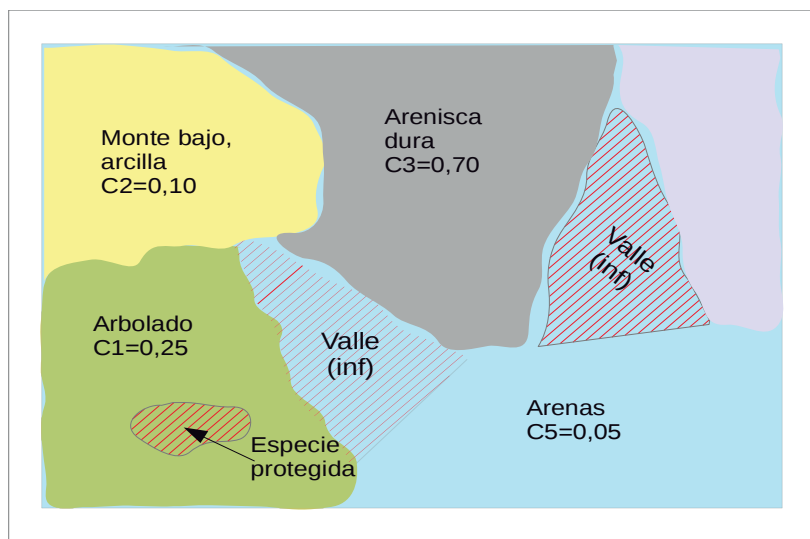


Figura 5.45: Capa de costes de trazado.

5.4.5.2 Aspectos a tener en cuenta en la nueva versión del algoritmo genético.

Para poder llevar a cabo la implantación del nuevo modelo descrito en el apartado anterior, será necesario realizar ciertos cambios en la estructura del algoritmo genético inicial. En primer lugar se debe matizar el concepto de individuo, que en este caso, igual que anteriormente, también representa un parque eólico completo. La diferencia consiste, en que ahora, cada parque eólico deberá llevar asociada una red eléctrica de media tensión, capaz de transportar la energía producida desde los aerogeneradores hasta la subestación. Dicha red eléctrica deberá ser radial siendo capaz de interconectar todos los elementos con un coste mínimo.

El problema podría plantearse de la forma que se describe seguidamente. Un individuo representa una nube de puntos en el espacio (posiciones de los aerogeneradores). Para cada individuo hay que buscar dentro del conjunto de todas las redes posibles, la más rentable desde un punto de vista económico (bucle de optimización interno). Para conseguir la mejor de todas ellas se podría utilizar un nuevo algoritmo genético anidado en el principal como muestra la figura 5.46. Este nuevo enfoque obliga a buscar para cada individuo su red asociada con menores costes de inversión (coste de la instalación). A lo largo de este apartado, se irán describiendo las distintas alternativas que se han ido considerado, así como las ventajas e inconvenientes que ha planteado cada una de ellas.

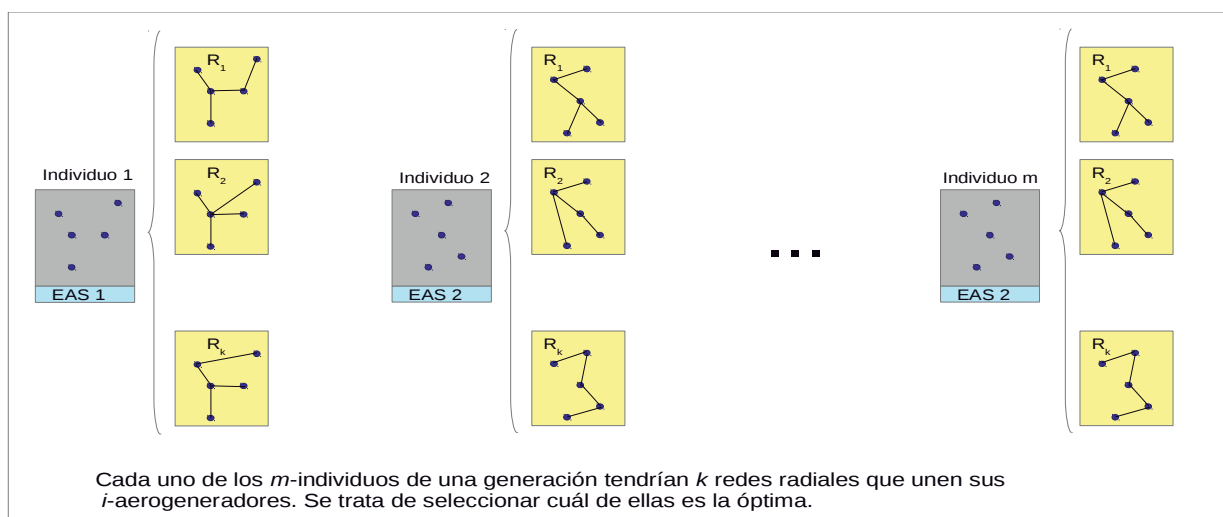


Figura 5.46: Planteamiento del problema de interconexión.

5.4.5.3 Teoría de grafos relacionada con las redes de radiales de media tensión.

Después de analizar detenidamente el problema, éste es un caso que se puede englobar dentro de la teoría matemática de grafos, donde los nudos representan a los aerogeneradores de un parque eólico y las ramas a las infraestructuras de interconexión entre ellos. Una rama cualquiera del parque lleva asociados unos costes derivados del proceso de excavación de las zanjas, del tendido de los conductores, tanto de comunicaciones como de transporte de energía, y finalmente del relleno posterior de las zanjas excavadas. El coste de excavación y recubrimiento, estará ligado al tipo de terreno y a los metros lineales de zanja que se ejecuten. El coste de los cables de fibra óptica para transmisión de datos dentro del parque entre los aerogeneradores y el centro de control, depende de la longitud. Y finalmente el coste de los cables de transmisión de potencia hacia la subestación dependerá de la longitud y del tipo de los conductores empleados.

Desde un punto de vista formal, un grafo $G(x,E)$ consta de un conjunto de elementos x denominados nudos y un conjunto de parejas de vértices E que define las relaciones entre dichos elementos. Si no se considera el orden de los vértices en cada pareja, dichos pares se denominan aristas y se dice que el grafo es no orientado. Por otro lado, si se considera el orden en las relaciones, el par de vértices se llama arco y el grafo se dice que es orientado. Un grafo no orientado siempre puede convertirse en orientado, expresando la doble relación entre los vértices.

Por lo tanto la red de conexión podría modelarse como un grafo orientado con sus ramas ponderadas, es decir se le asigna un coste a cada rama del grafo.

Si lo que se pretende es acotar el problema de cómo buscar la red radial óptima, lo primero que se debe hacer, es tratar de calcular el número total de soluciones posibles, es decir, el número de redes capaces de interconectar todos los nudos sin generar caminos cerrados (ya que por definición del problema, la red no puede ser mallada). La primera condición, necesaria aunque no suficiente, que debe cumplirse, es que el número de ramas del árbol sea igual al número de nudos menos una unidad. En teoría de Grafos, la fórmula de Cayley [Casarotto, 2006] establece que para cualquier entero positivo n , el número de árboles que se pueden formar en n

vértices etiquetados es igual a $n^{(n-2)}$. Por lo tanto, para cada individuo se debe buscar el árbol óptimo de entre los $n^{(n-2)}$ posibles. Por ejemplo en el caso de un parque eólico mediano con 40 aerogeneradores, si tuviéramos que buscar la mejor red posible, deberíamos hacerlo dentro de un conjunto de $40^{38} = 7,55 \cdot 10^{60}$ posibilidades, para cada uno de los individuos de la población. Esto descarta cualquier algoritmo de búsqueda por la fuerza bruta.

Modos de representar un árbol: Una red radial se puede modelizar como un grafo conexo y sin ciclos en el que todos los nudos estén interconectados. La teoría matemática de grafos establece varias formas de representarlos, de todas ellas una de las más interesantes, consiste en la matriz de adyacentes. Ésta, es una matriz G de $n \times n$ elementos, donde n es el número de vértices del grafo. Cada uno de los componentes de la matriz representa una posibilidad de conexión.

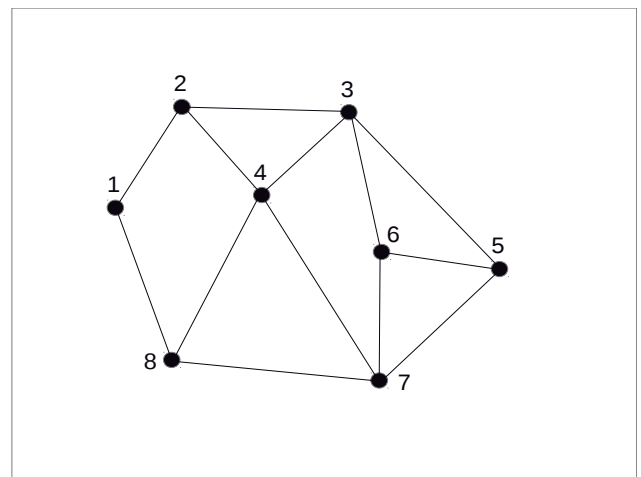


Figura 5.47: Representación de un grafo de ocho vértices.

De este modo, el elemento g_{ij} representa la conexión existente entre el nodo origen i y el nodo destino j . En la figura 5.47 se muestra un grafo que se expresaría según su matriz de adyacencia asociada y que tendrá el siguiente aspecto:

$$\begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 \\ 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \end{pmatrix} \tag{5.25}$$

Cuando no sea necesario discriminar el sentido de las ramas, tendremos un grafo no orientado, en el que se cumple la relación $g_{ij}=g_{ji}$ es decir, su matriz de adyacentes será simétrica.

Si el grafo es un árbol, el número de ramas deberá ser igual al número de nudos menos una unidad y, por lo tanto, éste será el número de términos distintos de cero dentro de la matriz de adyacencia. Si además se construye con valores 0 ó 1, éstos indicarán la existencia o no de una rama dentro del árbol, y si en lugar de valores binarios introducimos cualquier otro valor, éste puede ser el que represente el coste derivado de pasar de un nudo a otro a través de esta rama.

Finalmente habría que añadir, que puesto que en un árbol, por definición, no están permitidos los bucles, la diagonal principal de su matriz de adyacencia asociada debe ser igual a cero. Quizás pueda parecer que esta notación no parece muy apropiada para representar un árbol, ya que si el número de elementos que componen la matriz es igual n^2 y para representarlo tan solo es necesario un número de ramas igual a $n-1$ (con 10 nudos el aprovechamiento es aproximadamente del 10% y disminuye al aumentar el número de éstos). Además, prácticamente todos los elementos serán igual a cero, lo que provocaría un consumo innecesario de memoria a la hora de almacenar las redes asociadas a todos los individuos de cada población.

A pesar de ello, esta notación es interesante de cara a la construcción de algoritmos voraces, donde se deben inspeccionar todos los nodos del grafo. Por ello, la estrategia utilizada consiste en emplear la notación basada en matrices de adyacentes para el desarrollo de los algoritmos de Prim o Kruskal, y posteriormente transformar el resultado en una notación más compacta basada en el listado de las ramas del grafo.

5.4.5.4 Árbol generador minimal. Algoritmos de Prim y Kruskal.

Siguiendo con el problema planteado, vemos que es necesario desarrollar un código que permita buscar de forma rápida la solución óptima de entre las $n^{(n-2)}$ posibles de forma eficiente, sin tener que analizar todos los casos uno a uno. Pero antes de describir esta metodología es conveniente repasar algunos conceptos básicos sobre la teoría de grafos. Matemáticamente se ha definido un grafo como un conjunto de puntos (vértices) en el espacio, conectados por un conjunto de líneas a las que denominamos aristas o arcos. Un arco o arista queda definida por los dos vértices que

conecta y se representa de la forma $A_i(V_j, V_k)$: la arista A_i dentro del grafo conecta los vértices V_j y V_k . Si una arista conecta dos veces el mismo nudo recibe el nombre de bucle $A_i(V_j, V_j)$. Al número de vértices que contiene un grafo se le denomina *orden*.

Un grafo de orden cero se denomina grafo nulo. Si una arista une dos vértices, dichos vértices se dice que son adyacentes. Se define un camino como una secuencia de una o más aristas que conectan dos nodos del grafo. Un grafo se dice que es dirigido cuando sus aristas tienen marcado el sentido de conexión entre dos vértices, las aristas se dibujan mediante flechas que indican dirección y sentido. Si por el contrario el grafo es no dirigido el sentido de conexión de las aristas no influye en el problema y se dibujan como segmentos, en este caso denotamos $(V_j, V_k) = (V_k, V_j)$. Se define grado de un vértice como el número de aristas que inciden sobre él.

Se define longitud de un camino como el número de aristas necesarias para ir de un vértice a otro dentro de un grafo. Se dice que un camino es simple, cuando todos los vértices utilizados son diferentes excepto el primero y el último que pueden coincidir. Un ciclo, es un camino cerrado en el que no se repite ningún vértice excepto el primero, el cual aparece dos veces como principio y fin del camino. Un grafo G , se dice que es conexo cuando para cualquier par de vértices u, v dentro de G existe al menos un camino de u a v .

Un árbol G es un tipo de grafo simple no dirigido conexo y sin ciclos, que satisface las siguientes condiciones:

- Si se añade una arista al árbol G aparecen ciclos.
- Si se elimina una arista de un árbol G dejará de ser conexo.
- Dos vértices cualquiera de G están conectados por un único camino simple.
- Si un árbol G tiene un número finito de vértices n éste tendrá $n-1$ aristas.

Se dice que un árbol es etiquetado, cuando cada vértice tiene una única etiqueta. Los vértices de un árbol etiquetado de n -vértices reciben normalmente las etiquetas $\{1, 2, 3, \dots, n\}$. Todo grafo conexo admite un **árbol de expansión** que es un árbol que contiene todos los vértices de G y cuyas aristas también son aristas de G .

La formula de Cayley establece que el número de árboles que pueden formarse con n -vértices de grado d_1, d_2, \dots, d_n viene dado por la ecuación (5.27):

$$\binom{n-2}{d_1-1, d_2-2, \dots, d_n-1} \quad (5.27)$$

La resolución de la ecuación (5.26) da como resultado el valor del número máximo de árboles posibles que definíamos en el apartado anterior, y que es igual a $n^{(n-2)}$.

Un árbol en el que a cada arista se le asocia una cifra, denominada peso, recibe el nombre de árbol ponderado. El peso especifica el coste derivado de moverse a través del grafo a partir de un camino u otro. El problema que se quiere resolver consiste en encontrar una manera de interconectar todos los nodos del grafo, sin ciclos, de modo que se consiga minimizar el coste total. Se trata, pues, de un árbol denominado árbol mínimo de expansión o árbol generador minimal.

Algoritmo de Prim [Prim, 1957]. La idea básica de este algoritmo, consiste en ir añadiendo en cada paso un nuevo vértice a un árbol previamente construido. Este nuevo vértice se une al árbol anterior con la arista de menor peso. Los requisitos son: ser un grafo conexo, sin ciclos, y tener todos los arcos etiquetados. El proceso se realiza en 4 pasos:

- Se marca un nodo cualquiera, y lo añadimos a la lista de nodos seleccionados.
- Se selecciona la arista de menor valor incidente en el nodo marcado en el paso 1. Añadimos a la lista el nodo en el que incide la arista escogida.
- Repetimos el paso 2 pero para cualquier nodo de los que ya se han seleccionado en la lista.
- El proceso finaliza cuando ya no hay nodos libres.

Se puede ver el proceso en el ejemplo de la figura 5.48.

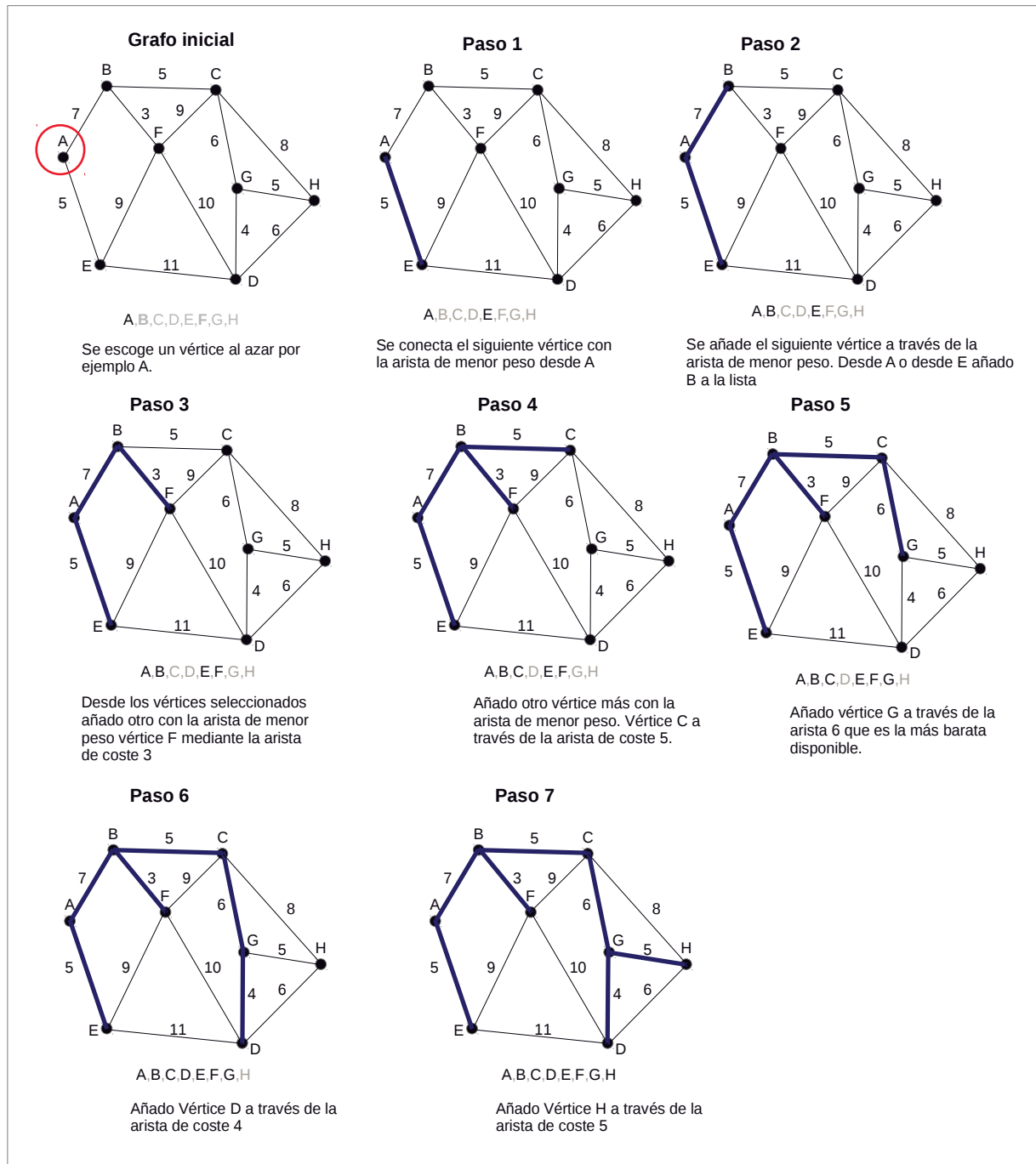


Figura 5.48: Resolución paso a paso de un grafo de 8 nudos mediante el algoritmo de Prim.

El algoritmo de Kruskal [Kruskal, 1956]. Este algoritmo también trata de buscar un árbol generador mínimo, pero en este caso, la estrategia consiste en ir añadiendo aristas de mínimo peso, hasta conseguir un árbol generador. En cada paso se incorporará una nueva arista cada vez, comprobando que no se generan ciclos con las aristas previamente elegidas. El algoritmo se resume en los siguientes cuatro pasos.

- Se selecciona la arista de menor peso.
- Se van eligiendo de las aristas disponibles las que tengan menos peso.
- Se repite el paso 2 hasta evitando los ciclos.
- El algoritmo termina cuando se hayan recorrido todos los vértices.

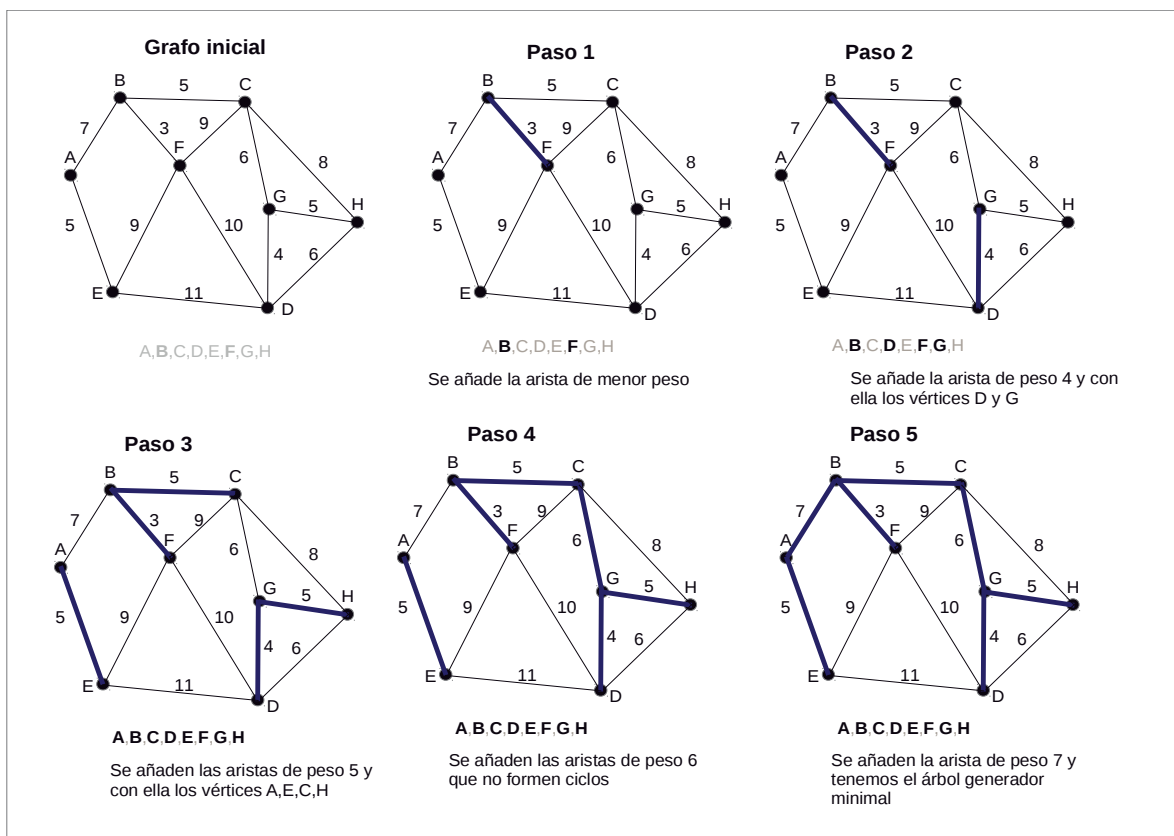


Figura 5.49: Resolución de un grafo de 8 nudos por el método de Kruskal.

Tanto el algoritmo de Prim como el de Kruskal, son llamados algoritmos “voraces” y se basan en el mismo principio de funcionamiento, con la única diferencia, de que en el caso de Prim vamos añadiendo vértices a la lista y en el de Kruskal lo que añadimos son aristas. En la figura 5.48 se puede ver un ejemplo de cómo resolver un árbol minimal de ocho nudos utilizando el algoritmo de Kruskal. Se puede ver en las figuras 5.47 y 5.48 que el árbol minimal obtenido coincide por ambos métodos.

5.4.5.5 Algoritmo genético – árbol generador minimal.

Tal como se explicó anteriormente, la búsqueda de un parque eólico óptimo, hace necesario abordar los dos problemas: el de ubicación con criterios de máxima energía y el del cálculo de la red de interconexión óptima, de forma conjunta. El primero de ellos, se consigue resolver en parte, gracias al algoritmo genético descrito en apartados anteriores. Una diferencia importante en cuanto a la metodología propuesta en este trabajo, con respecto a otros ya publicados [Castro 2007], radica en el modo en el que se resuelve el segundo algoritmo de optimización, que en nuestro caso es de forma anidada y no desacoplada. Para cada individuo del algoritmo genético principal se efectúa un proceso optimización de su red de interconexión, mediante un segundo algoritmo, que debe ejecutarse tantas veces como individuos se generen en el principal. Por ello es importante que este segundo proceso de optimización tenga un coste computacional lo más bajo posible. En la figura 5.50 se puede ver un esquema del procedimiento a seguir.

En función de la metodología empleada para resolver la red de M.T. del parque estudiaremos dos opciones, la primera de ellas basada en la teoría de grafos, en la cual se obtendría una red de coste mínimo para cada individuo, basada en los algoritmos de Prim o Kruskal. La segunda opción y más completa, consistirá en emplear un segundo algoritmo genético, para realizar la búsqueda de la red de M.T. óptima (de entre las $n^{(n-2)}$ posibles), asociada a cada individuo.

Esta segunda opción es más precisa que la primera, aunque conlleva un coste computacional significativamente mayor.

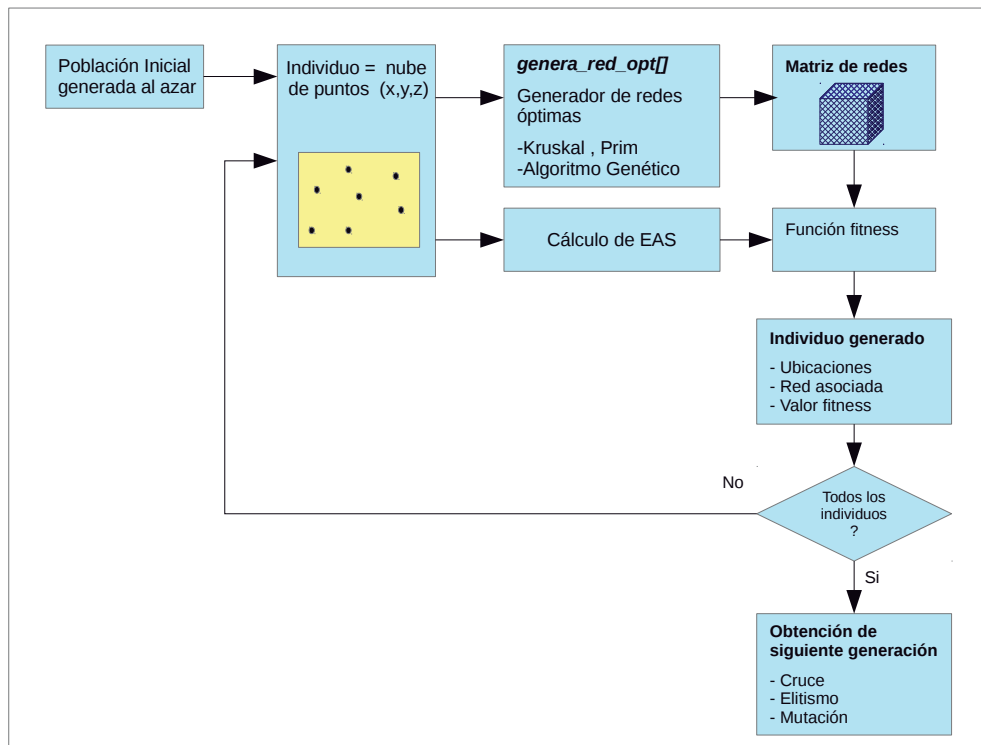


Figura 5.50: Esquema del procedimiento de optimización mediante dos algoritmos anidados.

En este apartado nos detendremos en la primera de las dos opciones, en la que se va a estudiar el modo de implementar un algoritmo combinado genético – árbol generador minimal. Para la resolución del árbol generador minimal, se ha elegido el método de Prim ya que proporciona resultados similares a Kruskal con un coste computacional muy parecido, por ello nos es prácticamente indiferente la elección de uno u otro método. El coste de cada rama se consigue, en parte, gracias a los datos contenidos en las capas del GIS (nº6 y otras), donde se almacena el tipo de terreno y sus características en cada zona del parque. El procedimiento para valorar las ramas se completa mediante las herramientas de búsqueda de rutas de coste mínimo incluidas en ArcGIS junto con la información adicional contenida en otras capas, como por ejemplo la orografía del terreno (pendientes máximas de la zona atravesada), parcelario, especies protegidas, etc.

En la figura 5.51 se puede apreciar la estructura general del algoritmo que genera la red óptima de un individuo cualquiera del parque. La función encargada de llevar a cabo la búsqueda de red de interconexión óptima se denomina *genera_red_opt [n_individ, n_generac]*. Los inputs que recibe, son básicamente los siguientes: la matriz de soluciones obtenida a partir de primera versión del algoritmo genético, el número de individuo y la generación a la que pertenece, información gráfica sobre el terreno y orografía, y otros costes. El primer procedimiento importante dentro del algoritmo es el encargado de completar los costes dentro de la matriz de adyacentes de la red óptima que se va a construir.

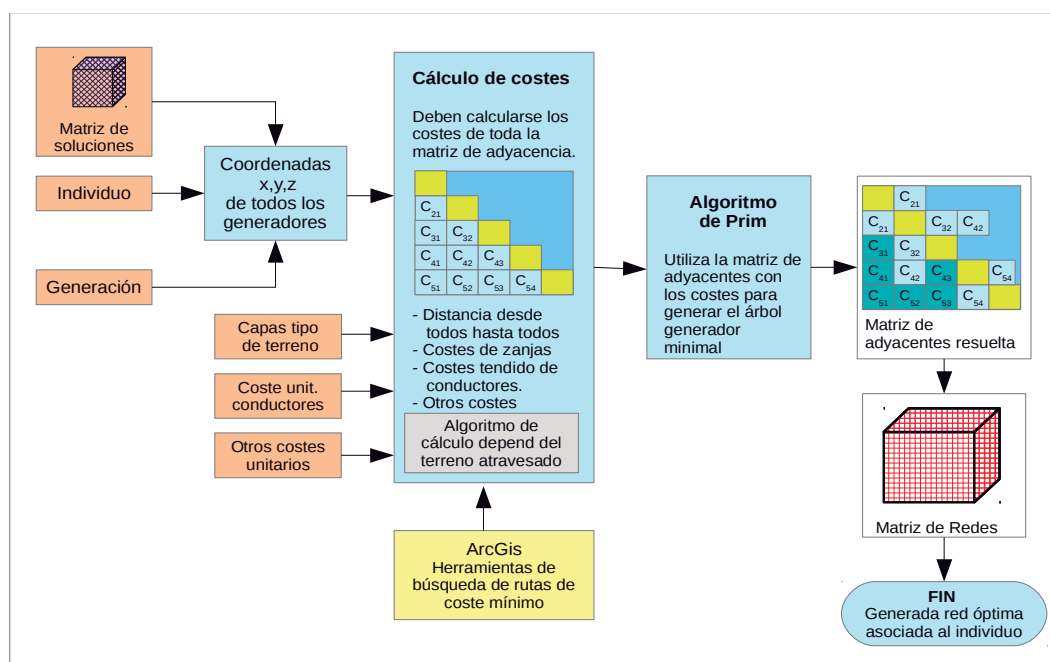


Figura 5.51: Esquema general para la obtención de la red de interconexión óptima.

La matriz de adyacentes tendrá dimensiones $(n+1) \times (n+1)$ ya que se ha reservado el vértice 0 para la subestación, mientras que el resto de filas y columnas representan a los aerogeneradores dentro del parque. Puesto que la matriz es simétrica, solamente se deberán calcular los elementos bajo la diagonal principal.

Se puede demostrar que el número de cálculos de coste que se deberán realizar en la matriz de adyacentes será igual a:

$$N_c = \frac{n^2 - n}{2} \tag{5.28}$$

Por ejemplo, si se esta intentando obtener la red óptima para un parque de 15 aerogeneradores, será necesario calcular los costes para $0.5 \cdot (15^2 - 15) = 105$ valores. El valor del coste de todas las rutas posibles en la red de M.T. se determina a partir de la función *calcula_coste()* que utiliza las herramientas de cálculo de rutas de coste mínimo incluidas en el sistema de información geográfica junto con la información contenida en las diferentes capas del GIS, dando como resultado el coste que supone trazar una línea entre dos puntos dados dentro del mapa.

Los datos de entrada para dicha función provienen básicamente de cuatro fuentes: en primer lugar los puntos de origen y destino, en segundo lugar de las capas que describen el terreno con sus costes asociados, en tercer lugar del tipo de conductores utilizados y del precio de los mismos y, por último, del tipo y precio de las líneas de comunicación con fibra óptica.

Lo primero que deberá hacer nuestra función será calcular la distancia entre los dos puntos dados. Posteriormente el programa trazará una línea y discriminará las zonas por las que atraviesa, obteniéndose así el coste de la ruta a partir del producto de la longitud de la línea por el coste unitario asociado al tipo de suelo que cruza. Puesto que la ruta puede trazarse sobre zonas heterogéneas, el coste total se calcula como el coste unitario de cada zona multiplicado por la fracción de

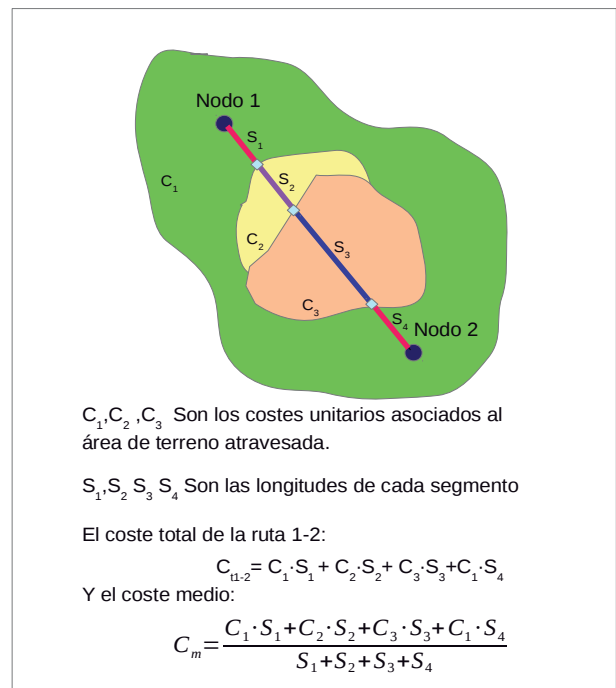


Figura 5.52: Cálculo de los costes en zonas heterogéneas.

dicha ruta que lo atraviesa. Finalmente se suman los costes de cada fragmento. El tipo de terreno se define a partir de capas tipo raster en las que se asigna un coste a cada una de las celdas. El método utilizado para discriminar las diferentes regiones que va atravesando una ruta, consiste en ir haciendo un recorrido desde el origen hacia el punto final, e ir detectando los puntos de cambio en el tipo de región, de forma que pueda dividirse la ruta en varios segmentos (véase figura 5.52). Finalmente, el coste del trazado se obtiene mediante la suma de los costes parciales de cada segmento, aunque por comodidad, se calcula a partir del valor medio del coste c_m , multiplicado por la longitud total de la línea (ecuación 5.30). En la ecuación (5.29) c_k representa los costes unitarios asociados a cada área atravesada por la trayectoria entre dos aerogeneradores del parque.

$$c_m = \frac{\sum_{i=1}^n c_k \cdot S_i}{\sum_{i=1}^n S_i} \quad (5.29)$$

La longitud de la línea entre dos puntos a y b L_{a-b} así como su coste se calcula con la ayuda de la herramienta *Cost Distance* y *Cost Path* incorporada en la toolbox de ArcGIS y que permite la búsqueda de trayectorias de coste mínimo. Los costes de trazado se calculan mediante la ecuación (5.30).

$$C_{ta-b} = c_m \cdot L_{a-b} \quad (5.30)$$

Por último, al coste de trazado C_{ta-b} se le deben sumar el resto de costes:

- Coste de los conductores C_c igual al producto de la longitud total de la ruta multiplicada por el coste unitario del conductor.

$$C_c = L_{a-b} \cdot c_c \quad (5.31)$$

- Coste de las líneas de comunicación, calculadas del mismo modo que los conductores pero multiplicadas por su precio unitario.

$$C_c = L_{a-b} \cdot C_c \quad (5.32)$$

- Finalmente podría ser interesante añadir un valor de coste fijo a la línea, por si fuera necesario incluir algún coste adicional que no se haya tenido en cuenta.

El coste total de la línea obtiene a partir de la ecuación (5.33):

$$C_{total\ a-b} = C_{ta-b} + C_c + C_{lc} + C_{fijos} \quad (5.33)$$

Elementos de la matriz de adyacentes: La matriz de adyacentes es el instrumento que va a permitir desarrollar de forma eficiente el algoritmo de búsqueda del árbol generador minimal y que va a representar la red de M.T, asociada a cada parque eólico.

Aunque ya se ha demostrado que se trata de una forma poco compacta de expresar una red radial, es interesante su uso como mecanismo intermedio que facilita la exploración de todos los nudos del árbol. Una vez alcanzado el de mínimo coste, los datos obtenidos se insertarán en la **matriz de redes** asociada a cada individuo del algoritmo genético. Esta última matriz, la cual se describirá con detalle más adelante, permite almacenar toda la información relevante acerca de la red asociada a cada uno de los individuos del algoritmo genético, de forma mucho más compacta que la matriz de adyacentes. Con esta estrategia se consigue un ahorro importante de los recursos del sistema que ejecuta el algoritmo.

La matriz de adyacentes se ha organizado de forma que sea capaz de almacenar al mismo tiempo toda la información referente a cada posible enlace, de modo que cada elemento de la misma, consiste en una estructura del tipo *elto_matriz_adj* compuesta por los diecisiete campos que aparecen en la tabla 5.4.

Tabla 5.4: Campos que componen la estructura `elto_matriz_adj`.

Campo	Tipo	Descripción
no_disponible	Booleana	Si la celda de la matriz está disponible TRUE: no disponible
conexión	Booleana	Marca una conexión en el árbol TRUE: hay conexión
distancia	Float	Marca la distancia en metros desde el origen.
coste_unit_1	Float	Coste unitario por metro de trazado. Abrir y cubrir zanja
coste_unit_2	Float	Coste unitario por metro de trazado. Coste de conductores
coste_unit_3	Float	Coste unitario por metro de trazado. Líneas de comunic y otros
Coste 1	Float	Coste de trazado
Coste 2	Float	Coste conductores
Coste 3	Float	Coste líneas de comunicación y otros
Coste_fijo	Float	Costes fijos añadidos a la línea
tipo_cond	int	Tipo de conductor empleado indexado a tabla con precios
peso	int	Número de generadores que cuelgan de la línea.
carga	float	Carga de la línea en kW
pérdidas	float	Pérdida de la línea a plena potencia.
cdt	float	Caída de tensión de la línea en V
perd_anual	float	Energía perdida al año por la línea kWh
coste_tot_lin	float	Coste total de la línea.

Descripción del algoritmo de Prim para el cálculo de las redes radiales del parque. Una vez construida la matriz de adyacentes con sus costes asociados, no es complicado implementar el algoritmo de Prim que busque el árbol recubridor con el menor coste. En ese apartado se describe la forma en la que se ha implementado y los resultados obtenidos en varios parques eólicos. La figura 5.53 muestra el diagrama de flujo correspondiente al algoritmo programado. En primer lugar se debe

inicializar la variable coste mínimo a cero. Todos los vértices conforme se van visitando, se van almacenando en la matriz $ver_selec[]$, y el número de vértices seleccionados se almacena en el entero n_selec . Cuando n_selec alcance al número total de vértices en el grafo se habrá llegado al final del proceso.

El paso siguiente consiste en tomar un vértice cualquiera, que en nuestro caso particular, tomaremos el 0 que corresponde a la subestación. Posteriormente y con ayuda de la matriz de adyacentes, un bucle inspecciona los costes desde todos los vértices seleccionados contenidos en la tabla $ver_selec[]$ hasta el resto de los vértices del grafo.

Si se incluyera en la búsqueda aquellos ya seleccionados, podrían generarse bucles, situación que no interesa. Se compara sistemáticamente el valor de la variable $coste_min$ con los costes de cada nudo del grafo, y si hay alguno menor, se asigna el nuevo valor a $coste_min$. Una vez visitados todos los nudos nos quedamos con aquel cuyo coste sea el más bajo y lo añadimos a la lista de vértices visitados. El proceso se repetirá hasta completar todos los vértices del árbol. Por último se transfiere la información contenida en la matriz de adyacentes a la matriz de redes del individuo seleccionado a través los parámetros de entrada de la función n_indiv y $n_generac$.

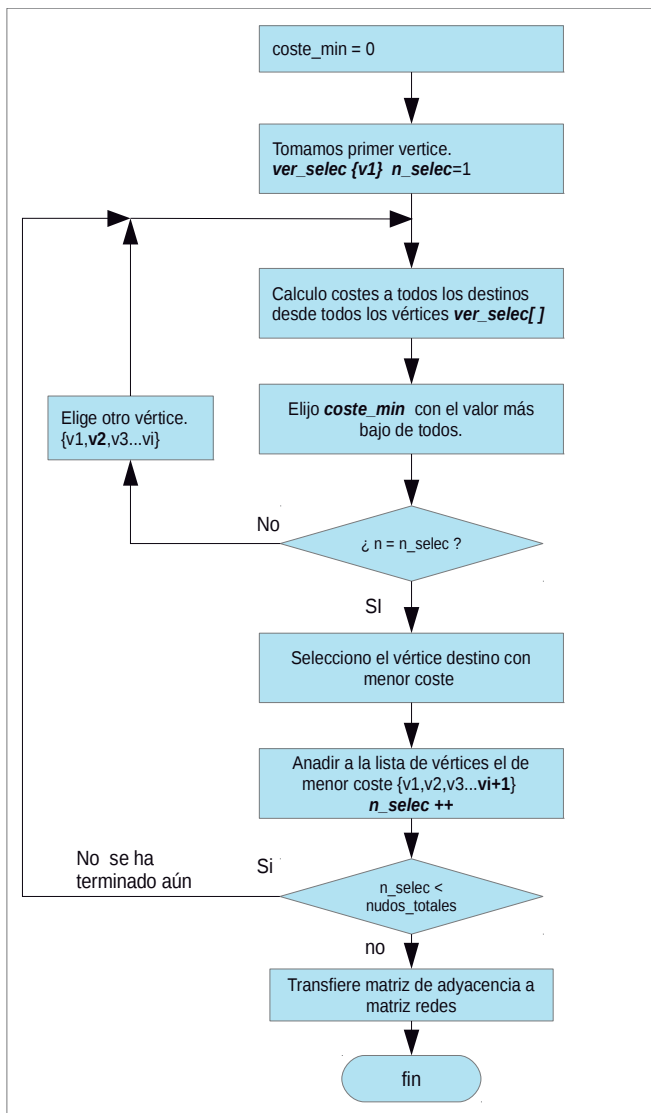


Figura 5.53: Diagrama de flujo que muestra el funcionamiento del algoritmo de búsqueda de la red de interconexión óptima mediante el algoritmo de Prim.

Redes de M.T. óptimas asociadas a los individuos del algoritmo genético:
La matriz de redes. Se ha explicado anteriormente que la matriz de adyacentes era una forma poco eficiente para almacenar una red de tipo radial, puesto que el número de ramas, por definición, que debe tener un grafo de este tipo, es igual al número de nudos menos una unidad, cifra muy inferior al número de elementos que contiene la matriz de adyacencia (n^2).

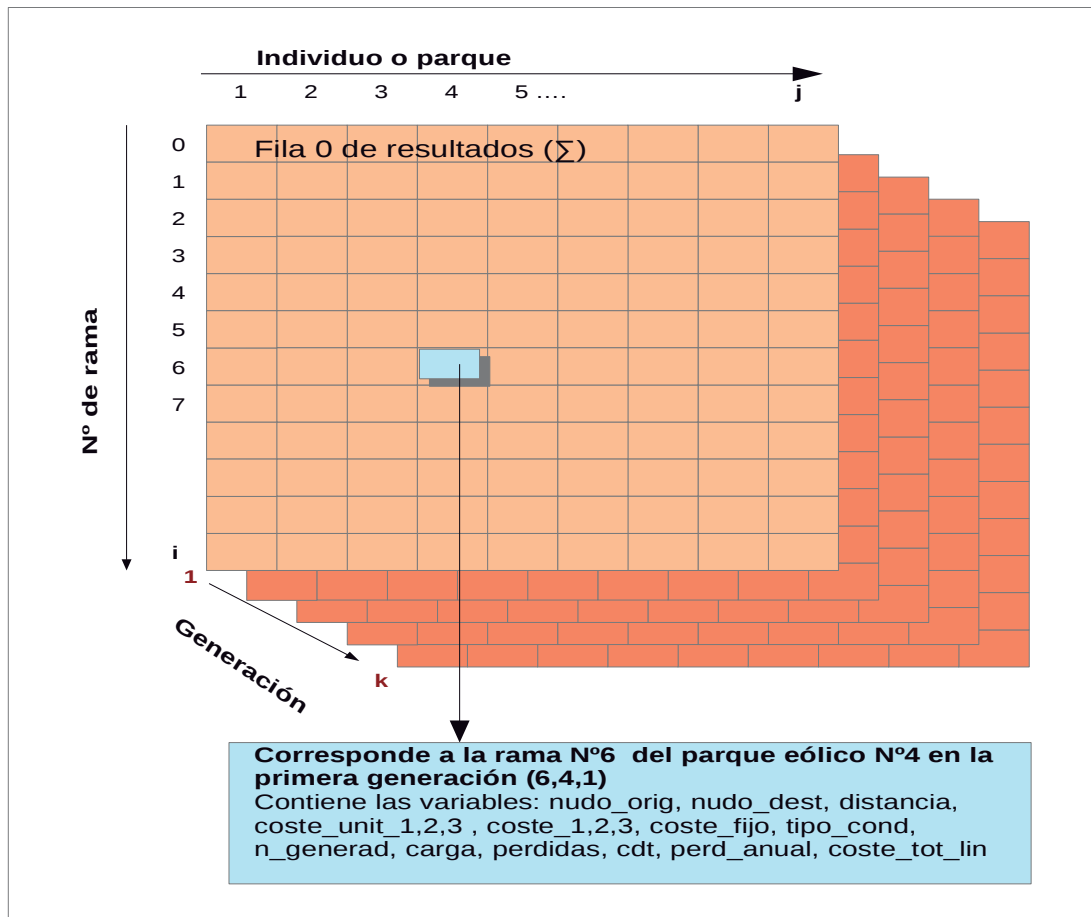


Figura 5.54: Estructura de almacenamiento de las redes asociadas en el algoritmo de optimización.

No parece lógico desde un punto de economía de los recursos de memoria, el hecho de tener que almacenar tanta información irrelevante, en cada red asociada a cada uno de los parques eólicos.

En párrafos anteriores se indicó que existían varias formas de expresar un grafo, siendo una de ellas la ya conocida matriz de adyacencia, y otra, de la que no hemos hablado todavía, que consiste en una lista que contiene todas las ramas de la red eléctrica donde cada una de ellas contiene información sobre los nudos que conecta, así como otra información relevante.

En este caso debemos registrar $n-1$ elementos frente a los n^2 que eran necesarios para definir la matriz de adyacentes. Esta claro el ahorro de recursos que se consigue empleando esta notación. Para definir la matriz de redes se ha elegido una estructura similar a la diseñada para almacenar los individuos del algoritmo genético principal. En este caso *matriz_redes* [i, j, k] se trata de una matriz tridimensional donde el índice i representa las ramas de la red, j indica el número de individuo y por último k representa el número de generación.

Vemos pues, que esta matriz se asocia perfectamente con la matriz de soluciones, quedando perfectamente conectadas a través de sus índices i, j, k . Al igual que en la fila 0 de la matriz de soluciones, dicha fila en la matriz de redes, contiene información acerca de los valores totales de cada red correspondiente a cada individuo. En la figura 5.54 se puede apreciar la estructura de la matriz de redes y la similitud con la matriz de soluciones. En el caso de la matriz de redes los elementos que la componen son del tipo *elto_matriz_red* cuyos campos se describen en la tabla 5.5.

Vemos que existe gran similitud con la estructura *elto_matriz_adj* en la que no aparecen los campos *nudo_orig* y *nudo_dest* que indican los nudos de origen y destino entre los que se conecta cada rama. En cada plano de la matriz de redes se almacena una generación completa de j parques eólicos y en función del índice k se puede seleccionar la generación a la que pertenecen.

Tabla 5.5. Campos que componen la estructura *elto_matriz_red*.

Campo	Tipo	Descripción
nudo_orig	Int	Nudo de origen de la rama
nudo_dest	Int	Nudo destino de la rama
distancia	Float	Marca la distancia en metros desde el origen.
coste_unit_1	Float	Coste unitario por metro de trazado. Abrir y cubrir zanja
coste_unit_2	Float	Coste unitario por metro de trazado. Coste de conductores
coste_unit_3	Float	Coste unitario por metro de trazado. Lineas de comunic y otros
Coste 1	Float	Coste de trazado
Coste 2	Float	Coste conductores
Coste 3	Float	Coste lineas de comunicación y otros
Coste_fijo	Float	Costes fijos añadidos a la línea
tipo_cond	int	Tipo de conductor empleado indexado a tabla con precios
n_generad	int	Número de generadores que cuelgan de la línea.
carga	float	Carga de la línea en kW
pérdidas	float	Pérdida de la línea a plena potencia.
cdt	float	Caída de tensión de la línea en V
perd_anual	float	Energía perdida al año por la línea kWh
coste_tot_lin	float	Coste total de la línea.

Tabla 5.5: Campos que componen la estructura *elto_matriz_red*.

Una vez definido el método para valorar el coste de cada camino entre cada punto de generación dentro del parque, se ha procedido a integrar el algoritmo dentro del GIS. Para poder comprobar la eficacia del proceso de búsqueda se realizó un programa de prueba antes de incluirlo dentro del algoritmo genético principal. En la

figura 5.55 se muestran las redes de media tensión obtenidas para diferentes parques eólicos suponiendo un perfil de costes de terreno uniforme.

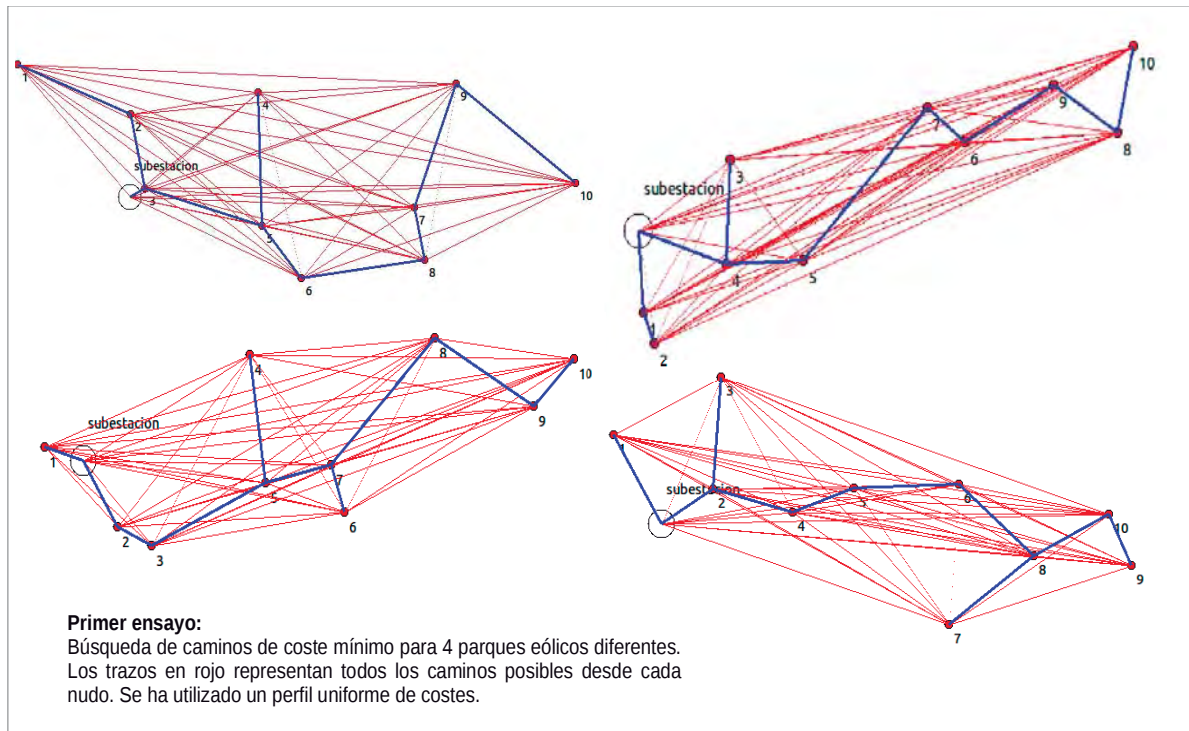


Figura 5.55: Comprobación del algoritmo de optimización de redes basado en el algoritmo de Prim.

Se puede ver en este ensayo, el modo en que el algoritmo de Prim busca los caminos de mínimo coste para la red de media tensión. Para completar el proceso, introduciremos una capa que incluye zonas prohibidas y diferentes costes de terreno.

Las zonas prohibidas aparecen marcadas en rojo, e incluyen pasos a través de valles, así como un área protegida en la parte derecha del mapa (figura 5.56 inferior). En este caso, el trazado de la red de M.T. varía significativamente, tratando de evitar el paso a través de las zonas no permitidas (figura 5.57).

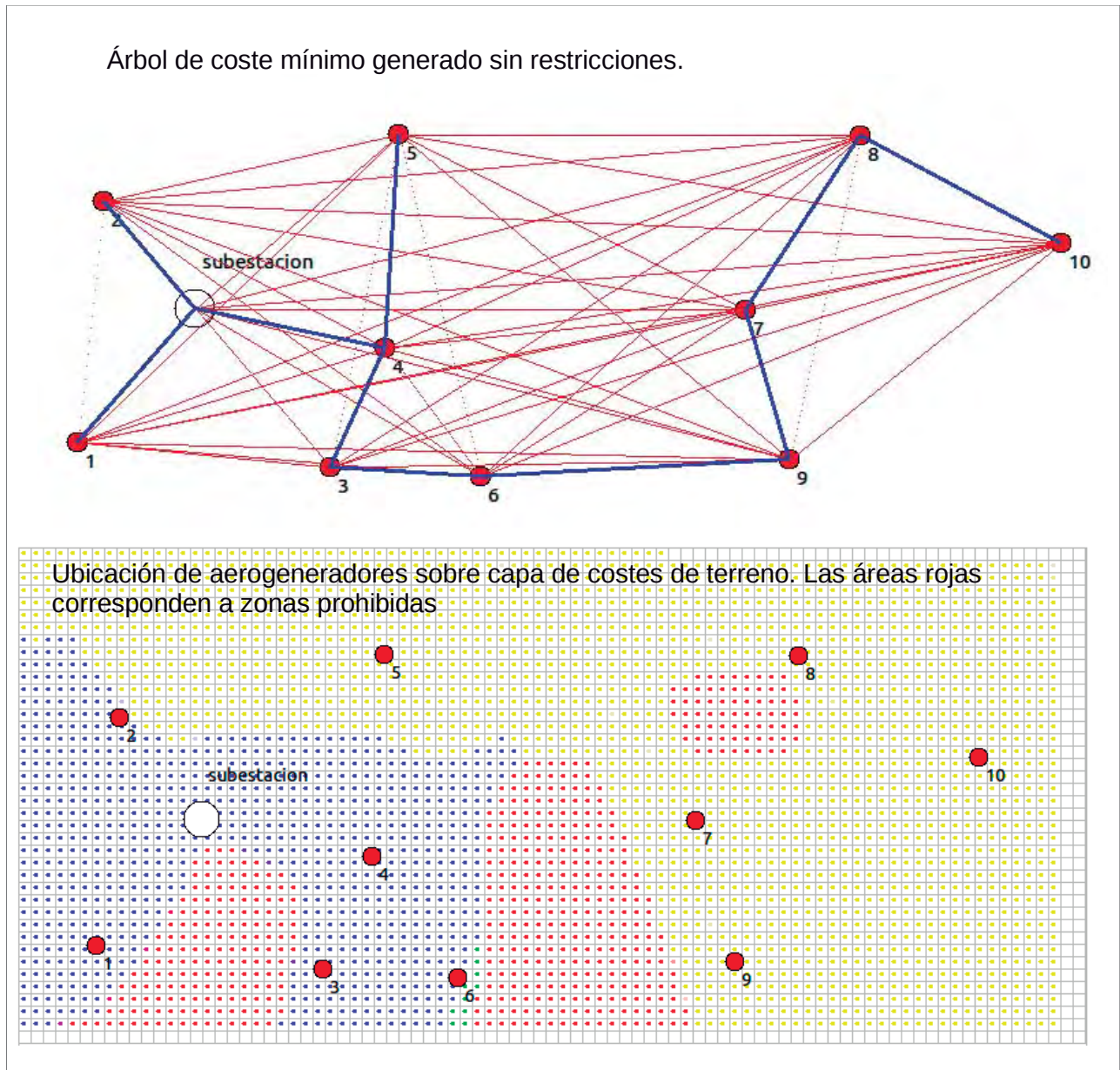


Figura 5.56: Ensayo en un parque eólico sin restricciones. La figura inferior muestra la capa que caracteriza el terreno con sus zonas prohibidas.

Los costes unitarios de trazado, aparecen marcados en el mapa en diferentes colores, de modo que una parte del coste de la línea se obtiene a partir del producto del coste unitario de la zona que atraviesa multiplicado por la longitud del tramo sobre dicha zona. Parece lógico que si atravesamos una zona de suelo compuesto por arenisca dura, los costes de excavación deben ser muy superiores a lo que serían en el caso de atravesar zonas arcillosas. Tal como se ha explicado anteriormente toda la información acerca del suelo queda almacenada en la capa correspondiente. En la figura 5.57 también se ha incluido una tabla en la que aparece la información más relevante de cada una de las ramas que forman el grafo y que posteriormente será incluida dentro de la matriz de redes.

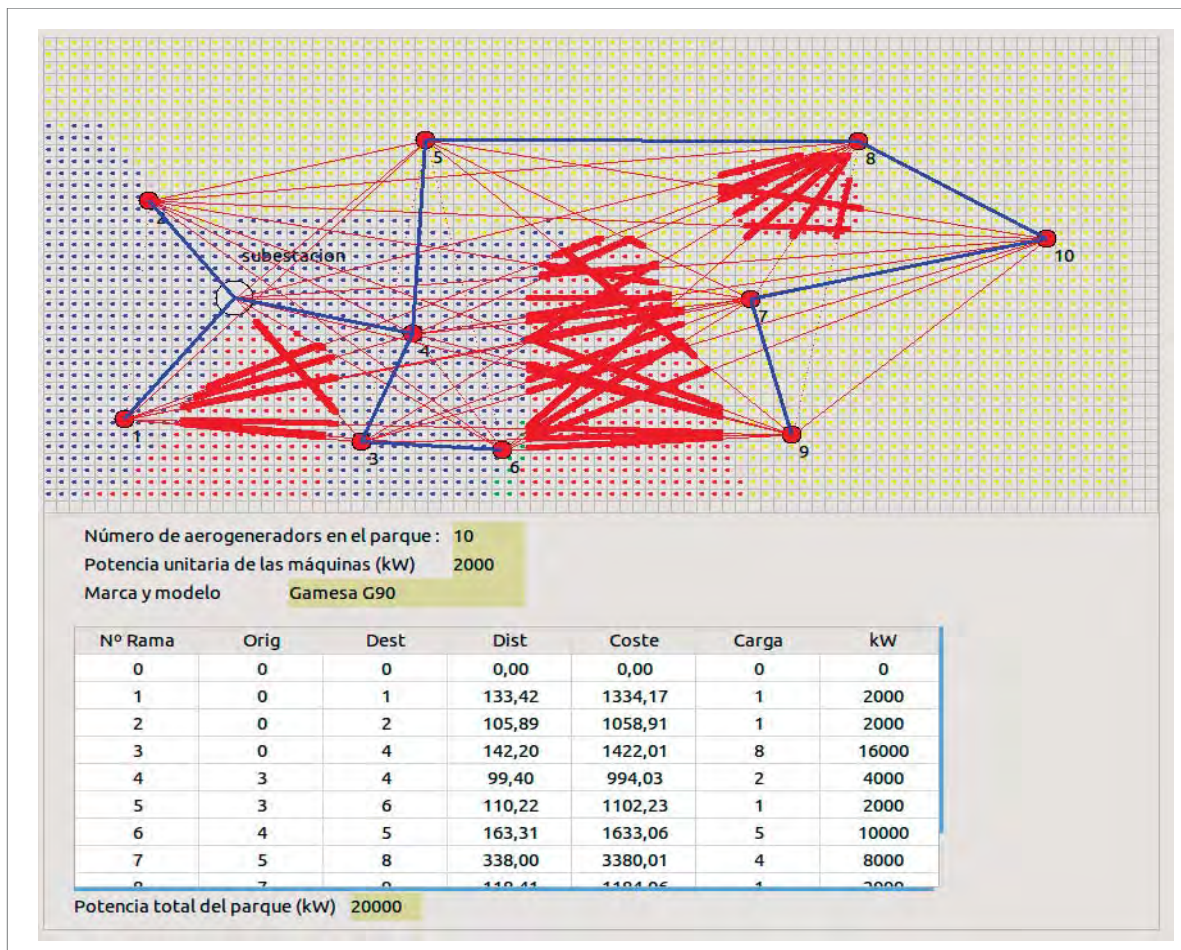


Figura 5.57: Ensayo de la red de M.T. considerando zonas prohibidas.

La función de trazado de líneas de M.T. La función que se encarga de trazar las líneas de mínimo coste dentro de la red de M.T. del parque se ha estructurado a partir de tres subprocesos: *calcula_costes()*, *algo_prim()*, y *calcula_pesos()*.

El objetivo del subproceso *calcula_costes()* consiste calcular el coste de todas las conexiones posibles, desde cada nudo hacia todos los demás, almacenando esta información dentro del campo *.coste_total_lin* de la matriz de adyacentes. Los datos de entrada para esta parte del programa son dos: por un lado las posiciones de los aerogeneradores y, por otro lado, la información referente al tipo de terreno y zonas prohibidas contenida en las capas del GIS. Como resultado, obtendremos los valores de todos los elementos de la matriz de adyacentes, relacionados con los costes de trazado. El caso más sencillo es aquel en el que el coste unitario es común en todo el mapa, de forma que el coste de trazado de la línea se calcula de forma muy simple, multiplicando la longitud de ésta por el valor del coste unitario. Las cosas se complican cuando existen áreas dentro del mapa con diferente coste unitario. En este caso el resultado se consigue sumando los productos del coste unitario de cada área por la longitud del tramo de línea que la atraviesa. Por último, esta función también deberá calcular la distancia entre todos los puntos del grafo, que será utilizada más adelante para determinar caídas de tensión y pérdidas en los cables.

Una vez que sabemos el coste entre cada conexión del grafo, es necesario calcular aquella red radial de entre las $n^{(n-2)}$ posibles capaz de interconectar todos los nudos al menor coste posible. La función *algo_prim()* recibe la información generada por la función *calcula_costes()* sobre la matriz de adyacentes y completa dentro de la misma el campo *matriz_adj[].conex* que indica qué conexiones de establecen. El resultado es un árbol donde la suma de los costes de todas las ramas es mínimo.

Por último, es necesario calcular la carga de cada tramo de la red de M.T. en función del número de generadores que vierten su energía hacia él. La función *calcula_pesos()*, recibe el mapa de conexiones generado por *algo_prim()*, detecta los nudos finales de la red (hojas del árbol) y la va recorriendo hasta llegar a la subestación, marcando en cada tramo el número de aerogeneradores que cuelgan de él, y asignando un valor entero a cada conexión (campo *matriz_adj[].peso*).

A partir de las distancias calculadas en la primera función, y puesto que se conoce el número de aerogeneradores conectados a cada tramo de la red, es posible

calcular las caídas de tensión, los valores de intensidad de corriente, y las pérdidas en función del tipo de conductor elegido. Una vez se ha determinado el número de generadores que se conectan a cada rama de la red, el paso final consistirá en generar una lista de $n-1$ ramas a partir de la información almacenada en la matriz de adyacentes, esta última matriz se agrega a la matriz de redes asociadas a cada individuo del algoritmo genético.

Este método permite simplificar el proceso de optimización de la red M.T. en un parque eólico, dividiendo el problema en dos partes (método de optimización de la red de M.T. de forma desacoplada).

En primer lugar calculamos la red de coste mínimo en función de la distancia existente entre los puntos de generación dentro del parque y del tipo de terreno que deben atravesar las líneas eléctricas que los unen. En segundo lugar, una vez se dispone de una red de coste de trazado mínimo, se calculan los conductores necesarios, las pérdidas de las líneas y sus costes derivados.

La cuestión que se plantea ahora es saber si esta metodología permite calcular de forma exacta la red eléctrica de coste mínimo. El hecho de dividir el problema del trazado de mínimo coste por un lado, y del cálculo de secciones por otro, solamente permite llegar a soluciones aproximadas al problema de optimización. Esto es debido a que el cálculo de las secciones de los conductores y el coste del trazado no deben considerarse de forma independiente, ya que ambas variables del problema se influyen mutuamente, modificando el resultado de forma sustancial. Durante el proceso de búsqueda de las ramas de mínimo coste dentro del algoritmo de Prim no se ha tenido en cuenta que el coste parcial del árbol que se va construyendo, cambia de forma dinámica cada vez que se selecciona una nueva rama, ya que también va cambiando el grado de carga de las líneas existentes, conforme se van añadiendo nuevos nudos al grafo.

Mediante esta metodología se obtienen redes cuyo grado de aproximación al valor óptimo depende de la relación γ entre el coste de los conductores C_c y el coste total, donde se añaden todos aquellos derivados del trazado de las líneas sobre el terreno como, por ejemplo, desbroce C_d , excavación C_e y rellenado de las zanjas C_r , tendido de los cables C_t , etc. (ecuación 5.34)

$$\gamma = \frac{C_c}{C_t} = \frac{C_c}{C_c + C_d + C_e + C_r + C_{t\dots}} \quad (5.34)$$

Cuando el valor γ tiende a 1 no podemos asegurar que la solución obtenida se aproxime a su valor óptimo. Por otro lado si γ tiende a 0 el valor del coste del cable es despreciable respecto al resto de costes necesarios para ejecutar la línea y, por lo tanto, la solución que se consigue utilizando algoritmos voraces como Prim o Kruscal se ajusta bastante a la red óptima. Desgraciadamente en un parque eólico el coste de los conductores subterráneos de M.T. supone un porcentaje elevado en el coste total del trazado de la línea (85% según anexo 2 estudio de costes de trazado en líneas de M.T. en un parque eólico) con lo que $\gamma = 0,85$ y por ello el resultado obtenido mediante este procedimiento solo permite soluciones aproximadas al problema.

Aunque este método no proporciona la solución óptima de la red eléctrica que interconecta todos los aerogeneradores del parque con la subestación, puede utilizarse dentro del algoritmo genético como solución intermedia para conseguir la función de ajuste. La estrategia consiste en utilizar el algoritmo de Prim para evaluar la bondad de la red eléctrica asociada a cada individuo del algoritmo, y aunque la red no sea estrictamente la óptima, si que sirve como medida relativa de comparación entre individuos, ya que el mecanismo utilizado para evaluar los costes de la red es el mismo para todos ellos. Por lo tanto, la función *fitness* que sirve como base para seleccionar a los mejores individuos, se construye a partir de dos componentes; por un lado, una función que proporciona los emplazamientos con una mayor producción energética, y por otro lado una segunda función que genera las redes de menor coste, aunque no sean estrictamente las óptimas. Finalmente, una vez generado el individuo óptimo, se afinará el cálculo de red eléctrica mediante un segundo algoritmo genético. Esta forma de trabajar proporciona resultados muy satisfactorios en un tiempo razonable, y aunque en este caso este factor no es crítico, también es deseable reducirlo al mínimo posible. También puede utilizarse la red obtenida mediante el método de Prim, como parte de la población inicial en el segundo algoritmo genético, lo cual permitiría aumentar la velocidad de convergencia de éste hacia la solución óptima.

5.4.5.6 Optimización de parques eólicos mediante dos algoritmos genéticos anidados.

Si seguimos analizando el problema, se nos plantea una nueva cuestión. ¿Por qué no utilizar directamente las redes eléctricas óptimas de cada individuo en lugar de sus aproximaciones? Si se dispone de equipos informáticos con potencia de cálculo suficiente, es posible obtener la red de interconexión óptima de cada posible parque eólico mediante un segundo algoritmo genético ubicado en un lazo interno. De este modo, para cada individuo de cada generación se debe lanzar un proceso de optimización evolutivo de entre todas las posibles redes eléctricas que interconectarían el parque, $n^{(n-2)}$. Se puede ver el elevado coste computacional que implica este método, no obstante el uso de computadores multinúcleo de altas prestaciones permite resolver el problema en tiempos razonables (varias horas) para parques eólicos de tamaño medio donde el número de aerogeneradores no supera las 40 unidades.

Esta parte de la tesis, integra todos los conceptos vistos hasta el momento y describe el modo en el que se ha implementado esta metodología. Todos los módulos programados hasta ahora siguen siendo válidos manteniéndose la estructura global del programa. La función de búsqueda de la red óptima mantiene los mismos inputs y outputs que la que se proponía en el apartado anterior, la única diferencia consiste en que ha cambiado la metodología empleada para llegar a la red óptima. Al igual que en la versión de optimización utilizando Prim, el resultado final es una lista de $n-1$ ramas con sus parámetros característicos. Tras una serie de generaciones, se obtiene la red óptima donde en este caso, sí que se ha tenido en cuenta el coste de los conductores de forma dinámica.

Algoritmo genético de redes. Modelado de las redes eléctricas radiales.

Un algoritmo evolutivo busca una solución óptima a partir de una población inicial de individuos que puede ser generada de forma aleatoria. La solución óptima se consigue a partir de los operadores de cruce, mutación y elitismo. En este caso cada individuo se corresponde una de las $n^{(n-2)}$ posibles redes eléctricas de tipo radial que interconectan un parque eólico dado.

Uno de los problemas más importantes que aparecieron a la hora de llevar a cabo el algoritmo genético orientado a la búsqueda de redes de mínimo coste,

consistió en encontrar el modo de caracterizar dichas redes mediante un patrón único asociado a cada una de ellas, de tal forma que se mantuvieran los principios de heredabilidad y unicidad. La clave está en buscar el modo de codificar cada una de las redes de tal forma que exista una relación biunívoca entre cada una de ellas y su código genético. Dicho de otro modo, cada red debe tener un código genético único. Además, es muy importante que tras el proceso de cruce entre dos individuos, el hijo que se obtiene debe tener características propias de sus progenitores (heredabilidad).

Una red eléctrica de tipo radial consiste en un conjunto de $(n-1)$ conexiones entre los n nudos de un parque eólico, de tal forma que todos los nudos estén interconectados directa, o indirectamente a través de otros. Veamos las diferentes formas de codificar dichas redes de modo que de cumplan las premisas de unicidad y heredabilidad.

Partiendo de un determinado parque eólico del que conocemos los emplazamientos de sus aerogeneradores, el paso previo para poder iniciar un algoritmo genético, consiste en crear una población inicial de redes radiales que interconecten todos los puntos de generación con la subestación. La matriz de adyacentes que representa cualquier árbol conexo dentro del parque eólico se caracteriza por tener $(n-1)$ elementos con $a_{ij} \neq 0$ bajo la diagonal principal. A simple vista podría parecer que, tan solo rellenando $n-1$ elementos al azar de los $(n^2-n)/2$ elementos posibles de la matriz (junto con sus valores simétricos) obtendríamos la población deseada de grafos conexos, pero, sin embargo, ésta es una condición necesaria pero no suficiente, ya que no podemos asegurar que el un grafo cualquiera con $n-1$ ramas sea conexo y no contenga ciclos. El problema se resuelve a partir de la fórmula de Cayley y las secuencias de Prüfer [Gottlieb, 2001].

Secuencia de Prüfer. La fórmula de Cayley establece que entre los $2^{\binom{n}{2}}$ grafos posibles con n vértices existen $n^{(n-2)}$ árboles. Se puede demostrar que hay una correspondencia biunívoca entre los árboles de n vértices y las secuencias de $n-2$ números enteros con valores

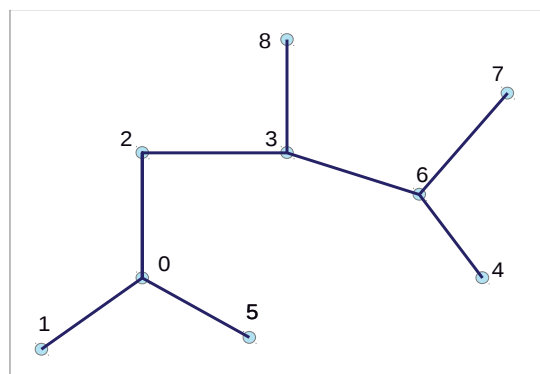


Figura 5.58: Una red radial se puede expresar mediante secuencias de Prüfer.

entre 1 y n . A cada árbol se le asigna una secuencia de números que es única y que describe todas sus conexiones. Por ejemplo, la secuencia de Prüfer que describe el árbol de la figura 5.58 vendrá dada por (0,6,0,2,3,6,3). Puesto que el número de vértices del árbol es igual a 9, la secuencia de Prüfer estará compuesta por 7 números ($n-2$).

Para construir la secuencia de Prüfer de un árbol cualquiera, el algoritmo es muy sencillo, basta con localizar la hoja con el índice más bajo y eliminarla del árbol escribiendo en la secuencia el nudo al que estaba conectada. Se repite el proceso hasta que solo quedan dos nudos. El resultado es un conjunto de $n-2$ números que describe de forma biunívoca el árbol (véase figura 5.59).

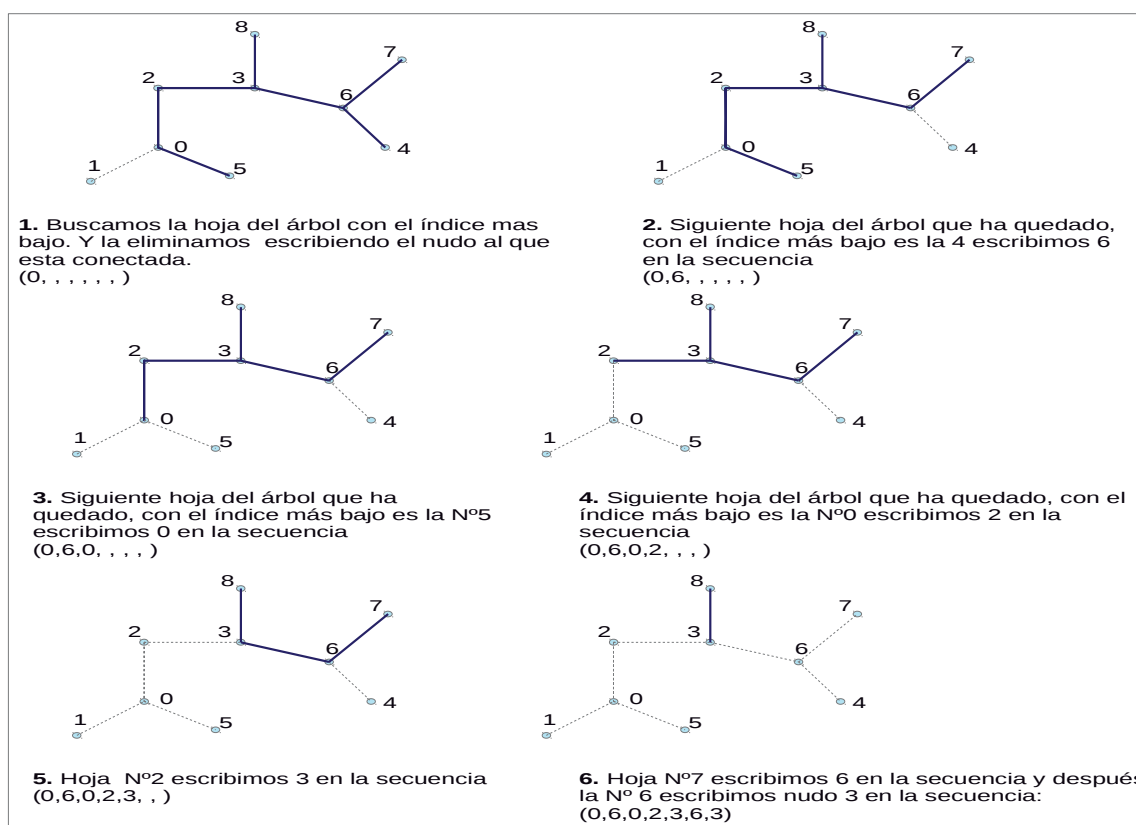


Figura 5.59: Proceso de obtención de la secuencia de Prüfer de una red radial de M.T.

Si cualquier secuencia de $n-2$ números enteros representa una red radial de n nudos, es posible generar poblaciones aleatorias en las que se asegura la no existencia de ciclos y la conectividad de los grafos.

Así por ejemplo las secuencias (2,2,3,1), (3,3,1,1), (1,1,2,2), (1,2,3,4) representan 4 posibles árboles conexos de 6 nudos en los que no se producen ciclos. Si además de un determinado número de redes aleatorias de n nudos, se quiere introducir en la población inicial una red en forma de estrella donde todos los nudos están conectados directamente a la subestación, la secuencia de Prüfer para dicha red tendría la forma (0,0,0,0....).

Una vez generada una población inicial es necesario aplicarle los operadores de cruce mutación y elitismo. La cuestión que se nos presenta ahora es la siguiente: ¿Es posible utilizar las secuencias de Prüfer para obtener nuevos individuos mediante cruce? A simple podría parecer que sí, pero sin embargo existen publicaciones como [Gottlieb, 2001] en las que se demuestra la poca efectividad de esta notación para generar nuevos individuos por cruce. Si se estudia detenidamente la esencia del funcionamiento de un algoritmo genético, se puede ver que es muy importante que el nuevo individuo formado a partir del cruce de sus progenitores tenga características propias de ellos. Este factor se conoce como heredabilidad. El problema que existe con las secuencias de Prüfer es que aunque asegura que todos los árboles formados son conexos y sin ciclos, al generar secuencias mixtas a partir de los padres, los hijos que se forman no tienen nada que ver en absoluto con ellos, llegando a aparecer conexiones que no existen en ninguno de los padres. En la figura 5.60 se muestra un ejemplo de lo que sucede al cruzar dos individuos (2,2,3,1) y (3,3,1,1) codificados a partir de los números de Prüfer.

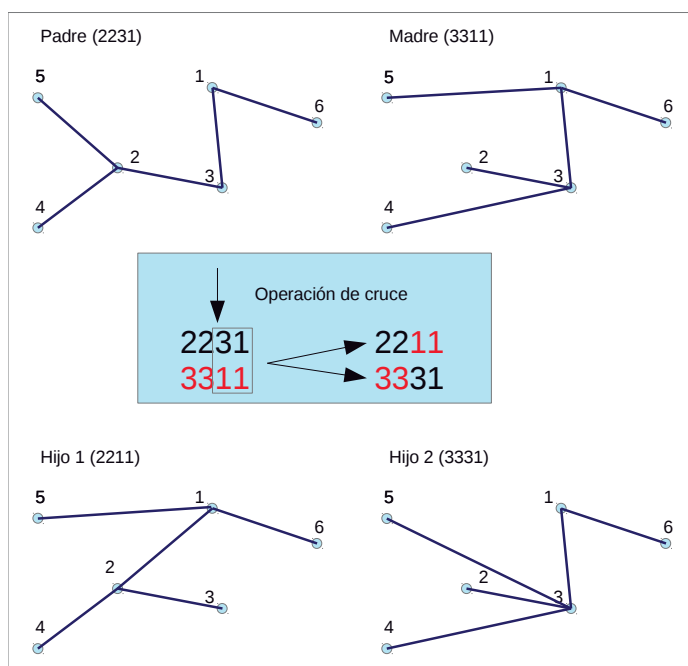


Figura 5.60: Operación de cruce utilizando secuencias de Prüfer.

Si se pretende utilizar un algoritmo genético que permita la búsqueda de redes óptimas, es importante que los nuevos individuos conserven las características de sus progenitores, de tal manera que vayan heredándose de una generación a otra las bondades o defectos de los individuos que se van formando. Las secuencias de Prüfer resultan ser muy útiles para obtener una población inicial de redes aleatorias ya que aseguran la conectividad de todos los nudos sin que se produzcan ciclos, no obstante, tras un análisis detallado de la bibliografía existente, llegamos a la conclusión de que no es recomendable utilizar dichas secuencias en operaciones de cruce (responsable de la obtención de la mayor parte de los individuos de nuevas generaciones), ya que introduce un efecto desestabilizador que retarda e incluso imposibilita la convergencia de la solución óptima.

Codificación de los individuos y aplicación del operador de cruce. Según lo que acabamos de ver, es necesario encontrar un modo de codificar los individuos de forma que se respete el principio de heredabilidad. La primera alternativa que surge, consiste en dividir los árboles de los padres y construir el nuevo individuo a partir de una mezcla entre el padre y la madre. El problema que encontramos con esta metodología, es que los sub-árboles que tomamos del padre y de la madre pueden no encajar en absoluto, y además, no hay forma de asegurar la conectividad entre todos los nudos así como la no existencia de ciclos.

Tras un profundo análisis del problema, surge una interesante alternativa, la cual consiste en fabricar los nuevos individuos a partir de las ramas de los padres [Raidl, 2003]. Aquí caben dos opciones; o bien generamos el individuo dando prioridad a las ramas no comunes, añadiendo finalmente las partes comunes a los padres, o procedemos al revés, añadiendo al árbol hijo aquellas aristas comunes a los padres y finalmente terminamos las conexiones con aquellas ramas diferentes. El criterio que se ha utilizado en este trabajo se basa en la segunda alternativa ya que se ha pensado que el nuevo individuo debe parecerse en primer lugar a sus padres, y finalmente puede tener mayor número de características de uno u otro progenitor. Esta forma de cruce no se corresponde exactamente con lo que se entiende como un algoritmo genético puro, más bien entra dentro de la categoría de los llamados algoritmos evolutivos.

En la figura 5.61 se ha tratado de reflejar esta idea con un ejemplo sencillo. Como podemos ver, el resultado obtenido es muy diferente al que se conseguía por

combinación de las secuencias de Prüfer. Lo que está claro, es que al contrario de lo que ocurría en el supuesto anterior, la nueva red que se ha formado, al menos está compuesta por ramas del padre y de la madre, y, por lo tanto, sí que mantiene un cierto grado de heredabilidad con respecto al caso anterior. Además, hay un aspecto importante que cambia respecto al método convencional de aplicación del operador de cruce: por cada dos padres se genera un único individuo hijo. Conforme se van produciendo nuevas generaciones, es necesario mantener la población con un número constante de individuos, y puesto que dos padres solo generan un único hijo, es necesario, permitirles volver a participar en la creación de nuevos hijos dentro de la misma generación.

Tras varios ensayos, se ha comprobado que una tasa de cruce del 70%, produce resultados satisfactorios, no obstante se permite al usuario modificar dicho valor hasta conseguir los criterios de convergencia deseados. La estructura de cálculo que se ha seguido es similar a la utilizada para el algoritmo de Prim.

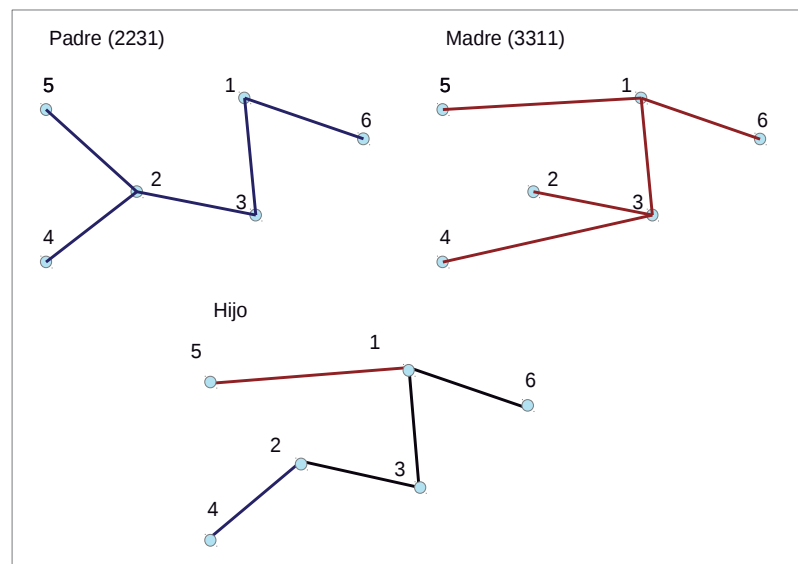


Figura 5.61: Obtención de un nuevo individuo mediante cruce utilizando el método de ramas comunes - no comunes.

En este caso el procedimiento *optim_genetico()* es el encargado de proporcionar la red de interconexión óptima a partir de los siguientes datos de entrada:

- Posiciones de los aerogeneradores de un parque eólico. La información geográfica, se almacena en una matriz de puntos x , y , z .
- Parámetros propios del algoritmo genético. Son la tasa de cruce, mutación y elitismo. Influyen en el modo en el que va a converger el algoritmo. Una tasa de cruce del 70% proporciona resultados adecuados.

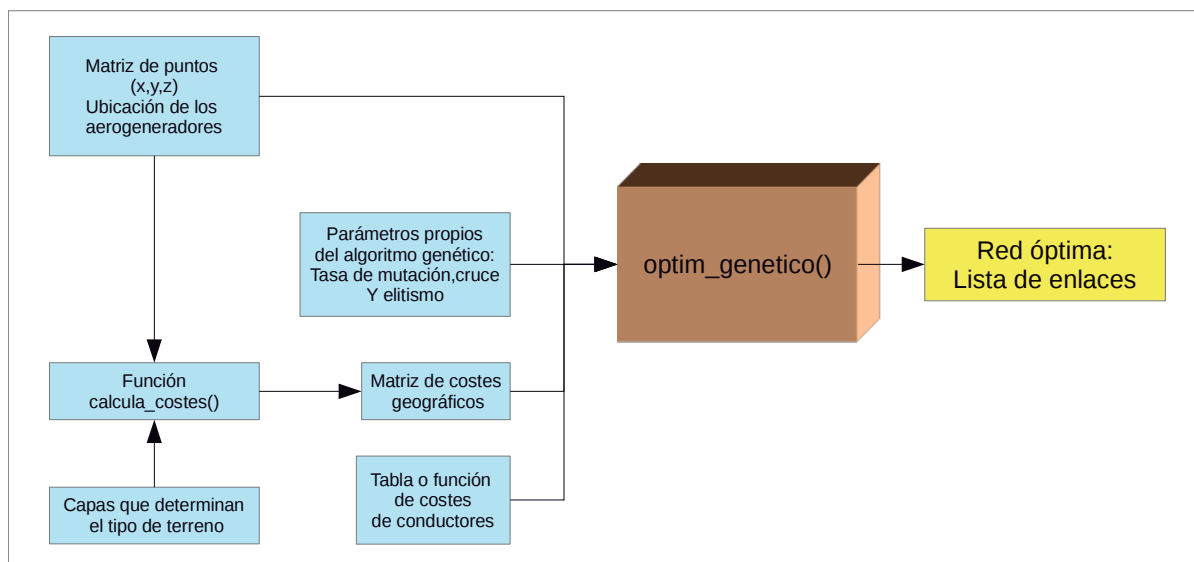


Figura 5.62: Esquema de dependencias de la función de optimización de redes mediante algoritmo evolutivo.

- Matriz de costes geográficos. Contiene información sobre los costes de trazado de todas uniones posibles entre los aerogeneradores y la subestación. Esta información está contenida dentro de la matriz de adyacentes, en el campo *(.costes)* y *(.costes_unit)*. Los costes de trazado o costes geográficos, incluyen, la excavación y relleno de zanjas, desbroce del terreno y tendido de los cables. La función *calcula_costes()* es la responsable de completar la matriz de adyacentes a partir de los emplazamientos de los aerogeneradores y de la información contenida en las capas del terreno.
- Costes de los conductores. El coste de los conductores depende del número de puntos de generación que cuelgan de una línea dada. Por ello es necesario conocer, además del coste unitario por metro lineal de cada conductor en función de su sección, el nivel de carga que debe soportar. Este factor es particularmente sensible, ya que esta partida puede suponer más de un 70% del coste total en el trazado de las líneas eléctricas de M.T. dentro del parque.

La salida proporcionada por la función de optimización *optim_genetico()* consiste en una lista de $(n-1)$ enlaces que contienen las características propias de cada

uno de ellos ver tabla 5.6. En la figura 5.62 se muestran las dependencias de la función de optimización.

Tabla 5.6: Campos en la matriz de ramas.

Campo	Tipo de dato	Descripción
id	Integer	Identificador de la rama
nudo_dest	Integer	Nudo de destino el de menor carga y nivel más alto
nudo_orig	Integer	Nudo de destino el de mayor carga y nivel más bajo
distancia	Float	Longitud de la línea en metros
coste	Float	Coste total de la línea
peso	Integer	Número de generadores que evacuan potencia a través de esta línea
carga	Float	Potencia máxima que evacua la línea
coste_geogr	Float	Costes geográficos: Excavación, desbroce, relleno de zanjas, etc
coste_conduc	Float	Costes de los conductores
sección	Float	Sección de los conductores
intensidad	Float	Intensidad que circula por la línea a máxima producción.
imax	Float	Intensidad máxima soportada por el cable.
cdt	Float	Caída de tensión en la rama en %
dU	Float	Caída de tensión en la rama en voltios
dU_acum	Float	Caída de tensión desde la subestación, medida en voltios
id_conduc	Integer	Índice del conductor empleado que lo identifica en la tabla de conductores
R,X,Z	Float	Resistencia, Reactancia, e Impedancia de la rama medida en Ohm

Tal y como de ha explicado anteriormente, las redes se codifican a partir de un conjunto de $n-1$ enlaces que se pueden expresar mediante cadenas numéricas que contienen secuencias de números que indican los nudos de origen y destino de cada rama. Cada nudo esta representado por dos dígitos, desde el 00 (la subestación del parque) hasta el último aerogenerador que podría ser, como máximo, el 99. De este modo, los cuatro primeros dígitos representan la primera rama de la red, los cuatro siguientes la segunda, y así sucesivamente.

Una red formada por n -nudos, puede expresarse mediante una cadena de $4 \cdot (n-1)$ caracteres alfanuméricos. Por ejemplo, la siguiente cadena:

0001010202030207000606050604

Representaría el grafo de la figura 5.63, que estaría formado por un total de siete ramas y 8 nudos; la cadena que lo representa tiene una longitud de 7×4 que da como resultado un total de 28 dígitos. En general la cadena alfanumérica tendrá una longitud igual al valor dado por la ecuación (5.35).

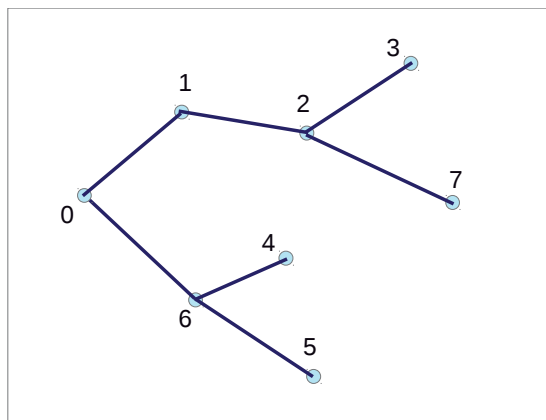


Figura 5.63: Codificación de las redes de M.T. mediante cadenas alfanuméricas.

$$L_{cadena} = 4 \cdot (n - 1) \tag{5.35}$$

donde n es el número de nudos del grafo. Esta forma de codificar los individuos permite el intercambio de ramas dentro de la secuencia, y, por lo tanto, es posible expresar un mismo grafo con distintas secuencias. Por ejemplo, las siguientes cadenas representan el mismo individuo que aparece en la figura.

0102020302070006060506040001
 0203020700060605060400010102
 0604000101020203020700060605

Se puede ver, que el orden en el que aparecen las ramas dentro de la secuencia no modifica el resultado final, por lo tanto, dos códigos serán equivalentes si se intercambian las posiciones completas de las ramas dentro de la cadena.

Aparentemente, esta codificación puede presentar problemas, ya que no mantiene una relación biunívoca entre la cadena de dígitos y el grafo al que representa, no obstante, si se trabaja sobre las ramas directamente (cada 4 dígitos tomando como origen posiciones múltiplo de 4), es posible manipular los individuos de un modo conciso y eficiente. Cada paquete de 4 dígitos dentro de la cadena, representa una rama distinta dentro del árbol, y, por lo tanto, todas las posibles formas de intercambiar los $n-1$ paquetes dentro de la cadena darían lugar a los

diferentes códigos que lo representan. Se puede deducir que el número de códigos asociados a un único árbol, será igual a $(n-1)!$, donde n es el número de nudos del árbol.

En párrafos anteriores se explicó la importancia de buscar una codificación coherente que permitiera representar de forma biunívoca, a cada uno de los individuos de la población. Podría parecer a simple vista, que el método propuesto no cumple esta premisa, sin embargo, en realidad esto no es así, puesto que en todo momento se trabaja con ramas completas, conservando intactos los grupos de 4 dígitos. Se puede ver que un conjunto de $(n-1)!$ secuencias distintas representan a un único conjunto de ramas, que a su vez representa un único grafo. Por lo tanto, sí que existe la relación biunívoca entre un conjunto de ramas y su árbol asociado (véase figura 5.64).

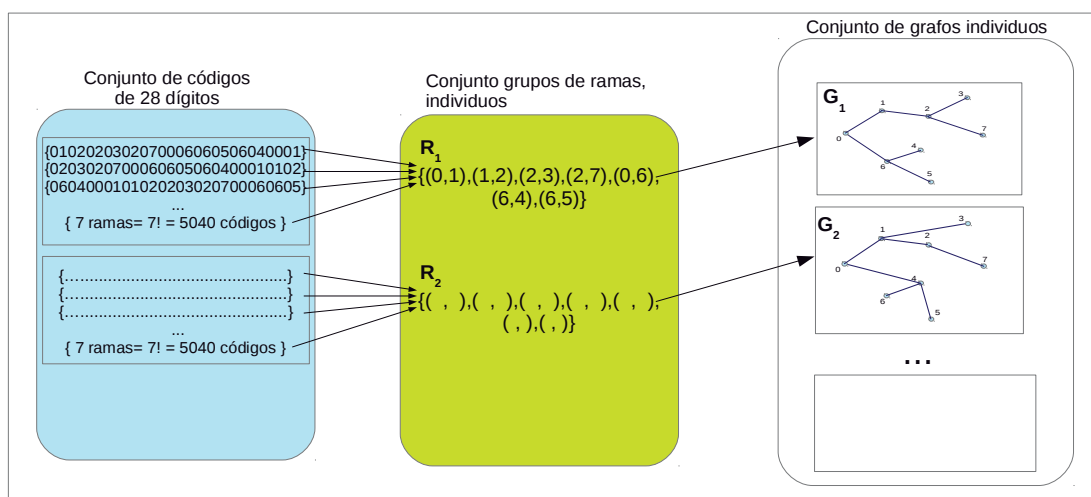


Figura 5.64: Relación biunívoca entre un conjunto de ramas y su grafo asociado.

Una vez aclarado el mecanismo mediante el cual se codifican los individuos así como el modo de obtener árboles conexos y sin ciclos utilizando las secuencias de Prüfer, profundizaremos en el modo en el que trabaja la función *optim_genetico()*, ya que se trata del núcleo del programa de optimización.

A grandes rasgos, se puede estructurar en 4 procedimientos importantes. *Genético()* es el cuerpo principal del programa, encargado de vertebrar todas las

funciones que lo componen. Es en esta parte del código donde se ejecutan de forma ordenada todos los pasos necesarios que permiten llegar a una solución óptima. En el anexo A1 podemos ver un diagrama de flujo que resume el funcionamiento de *Genético()*.

En primer lugar, tras la inicialización de variables, se construye una ruleta inicial de Holland formada por un vector que contiene n veces el nº 1, $(n-1)$ veces el nº 2, $(n-2)$ veces el nº 3, ..., y así hasta llegar el número n contenido una sola vez. Este componente es necesario para poder seleccionar los padres que producirán los individuos por cruce. El cuerpo principal del programa está formado por el bucle encargado de producir el número de generaciones marcado por el usuario. Cada nueva generación se construye a partir de la generación anterior, a la que se le aplican los operadores de elitismo, cruce y mutación. Vemos que se trata de un proceso recursivo, donde las nuevas soluciones se obtienen a partir de los resultados conseguidos en la iteración anterior. Para iniciar el proceso es necesario disponer de una primera generación, la cual se puede obtener a partir de un número determinado de individuos, generados al azar. Esta primera población también puede incluir otros individuos con estructuras ya conocidas que permitan acelerar el proceso de convergencia. Únicamente en la primera iteración se lanza la función *rellena_poblacion(población, nindividuos, nudos)*, cuya misión consiste en obtener la generación inicial de individuos que permite dar comienzo al proceso evolutivo. El resultado se almacena en el vector *poblacion[]* que contiene las cadenas que definen todos los individuos de una generación completa.

Los parámetros de entrada además, del vector población, son el número de individuos y el número de nudos de las redes. No todos los individuos que da como resultado esta función, se obtienen al azar, se ha forzado a que el primero de ellos, sea una red conectada en estrella, que une la subestación (nudo 0) con cada uno de aerogeneradores. Para conseguir la conectividad y la no existencia de ciclos en las redes obtenidas al azar, se ha recurrido a las secuencias de Prüfer que permiten confeccionar a partir de una secuencia numérica de $n-2$ dígitos, con valores comprendidos entre 0 y $n-1$, una red radial de n -nudos. La generación de las redes al azar se lleva a cabo en el dominio de las secuencias de Prüfer y, finalmente, se obtienen las cadenas de enlaces mediante una transformación inversa.

Una vez se dispone de una población inicial, es necesario ordenar sus individuos en función de algún criterio objetivo, que marque su grado de adaptación al problema que pretende resolverse. En este caso el criterio elegido es el coste total de la red de media tensión que une todos los aerogeneradores con la subestación del parque. En el capítulo 3 se realizó un estudio que describía la composición de los costes del trazado de las líneas. La parte correspondiente a los costes fijos se puede resumir en dos componentes, por un lado el coste de los conductores, que depende a su vez de la longitud y las características de los mismos, y por otro lado el coste de excavación y rellenado de las zanjas, así como el tendido de cables, desbroce, etc. Esta última parte corresponde a los llamados costes geográficos y dependen mayoritariamente de la longitud del trazado, de la clase de suelo y de la orografía del terreno que se debe atravesar.

La función que permite calcular los costes geográficos *calcula_costes()* es la misma que se utilizó en el algoritmo de Prim, y, por ello, no me centraré en su funcionamiento. Sí que es conveniente recordar, que esta función almacena los resultados dentro de la matriz de adyacentes, estos son las distancias y costes geográficos para todas las posibles uniones dentro del grafo.

El cálculo del coste total de cada individuo, se consigue mediante la función *evalua(cadena)* que obtiene los costes totales a partir de la suma de tres conceptos: los costes geográficos, los costes de los conductores y los costes de las celdas de media tensión asociadas a cada circuito.

Veamos ahora el modo en el que consigue determinar los costes de los conductores. En primer lugar es necesario determinar la sección de los mismos, y para ello el programa de optimización debe realizar un precálculo de toda la instalación. Esta parte del algoritmo se ha ido mejorando gradualmente con el tiempo, en primer lugar describiré el primer método utilizado y el más sencillo, que consiste en obtener las secciones y precios a a partir de funciones continuas.

El precio de los conductores es orientativo y se ha obtenido a partir de los datos contenidos en presupuestos de varios parques eólicos. Las líneas eléctricas se construyen utilizando ternas de cable unipolar de cobre con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de PVC DHZ 12/20kV y de secciones de 25 a 400 mm².

Toda la información acerca de los conductores se almacenaría en un fichero que contiene al menos los siguientes campos:

- **id:** Índice del conductor. Contiene un valor numérico correlativo que identifica al conductor en la tabla.
- **Denom:** Es una cadena que especifica el tipo de conductor. En nuestro caso particular PVC DHZ 12/20kV, fabricante, etc.
- **Sección:** Contiene un valor numérico con la sección de conductor en mm².
- **Rx:** Almacena la resistencia por kilómetro de conductor expresada en Ohmios por kilómetro.
- **Lx:** Almacena la reactancia inductiva del conductor expresada en Ohmios por kilómetro.
- **Imax:** contiene un valor numérico que indica la intensidad máxima que admite el conductor directamente enterrado con temperatura del suelo de 25°C.
- **Coste:** contiene el precio del conductor por cada metro lineal expresado en €/ml.

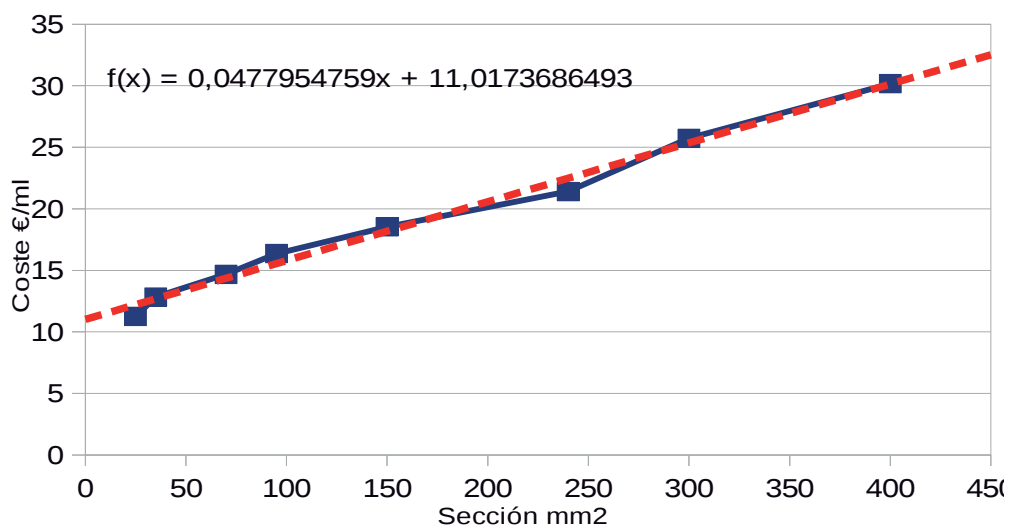


Figura 5.65: Relación entre la sección y el coste unitario de un conductor tipo.

En la figura 5.65 se han representado la función que relaciona el coste en €/ml de cable en función de la sección y en la figura 5.66 la sección del cable en función de su corriente máxima admisible para una temperatura del terreno de 25° C. Las curvas se dibujan a partir de los datos contenidos en las tablas de los conductores, de este modo se puede ver que la gráfica que relaciona la sección con el coste del conductor en €/ml se ajusta bastante bien a una función de tipo lineal cuya expresión viene dada por la ecuación (5.36),

$$C_c(s) = k_1 \cdot s + k_2 \tag{5.36}$$

donde k_1 y k_2 son constantes que dependen del conductor empleado y se obtienen por aproximación lineal de los valores contenidos en las tablas. En el caso concreto de la figura 5.65 $k_1 = 0,047795 \text{ €/m}\cdot\text{mm}^2$ y $k_2 = 11,0173 \text{ €/mm}^2$.

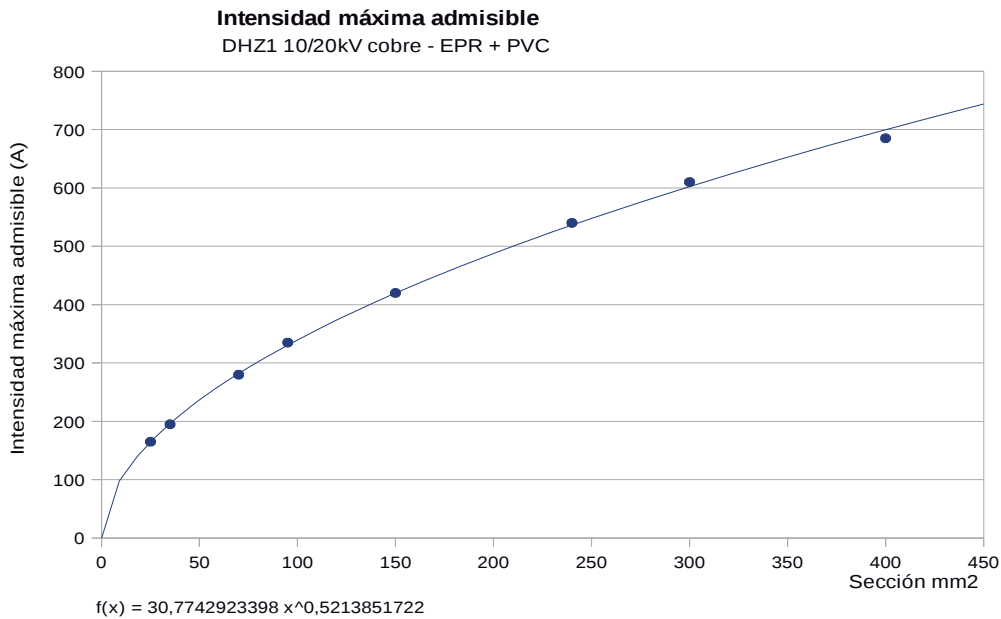


Figura 5.66: Relación entre la intensidad máxima admisible por un conductor y la sección.

La relación entre la sección del conductor y la intensidad máxima admisible puede aproximarse mediante una función exponencial que aparece en la ecuación (5.37).

$$I_{max}(s) = k_3 \cdot s^{k_4} \quad (5.37)$$

donde k_3 y k_4 también son constantes que se obtienen a partir de los valores de la tabla del conductor ajustados a una función de tipo exponencial. En el caso del conductor de la figura 5.66 los valores son $k_3=30,774$ y $k_4=0,52138$.

El criterio de máxima intensidad admisible por el conductor se aplica en el caso más desfavorable, cuando todos los generadores conectados a la línea están evacuando la máxima potencia. El valor de la intensidad que circula por el cable en esta situación se calcula a partir de la ecuación (5.38).

$$I_l = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad (5.38)$$

donde P_{max} es la potencia evacuada a través de la línea cuando todos los aerogeneradores entregan la máxima potencia, U es la tensión nominal de la línea (en los ejemplos será igual a 20 kV) y el factor de potencia que se fija a 0,95.

La primera versión de la función *evalua()* calcula el coste del conductor utilizando únicamente el criterio de máxima intensidad admisible. El precio del conductor y la sección se determina a partir de las ecuaciones (5.35), (5.36) y (5.37). Para calcular la intensidad que circula por cada rama de la red, I_l es necesario conocer la potencia que evacua cada tramo de la misma, que es función del número de aerogeneradores conectados a él. El problema se resuelve asignado niveles a cada uno de los nudos dentro del parque, de tal forma que la subestación tenga asignado el nivel 1, los nudos conectados directamente ella el nivel 2, los que se conectan a los de nivel 2 tienen asignado el nivel 3, y así sucesivamente hasta llegar a los nudos terminales. El proceso cálculo consiste en un barrido completo de toda la red que comienza en los nudos finales, a los que se asigna una unidad de generación. Al ir

disminuyendo el nivel, va aumentando el número de generadores conectados a cada nudo hasta llegar a la subestación en la que confluye la potencia de todos los generadores del parque. El vector $peso[i]$ indica el número de generadores que confluyen en el nudo i de la red eléctrica. De este modo, la potencia evacuada por cada tramo se calcula fácilmente mediante el producto de la potencia nominal de cada aerogenerador por el peso del nudo de mayor nivel, como indica la ecuación (5.39).

$$P_{i-k} = peso[k] \cdot P_{gen} / nivel[k] > nivel[i] \quad (5.39)$$

Una vez calculada la potencia en cada tramo es posible determinar la intensidad de corriente que atraviesa la línea y, a partir de ella, la sección de los conductores necesarios. Finalmente conociendo la sección y el tipo de cable (clase de aislamiento, fabricante, etc.), es posible conocer su coste por unidad de longitud en €/ml, así como su resistencia y reactancia en ohmios/km. Tal como se ha explicado anteriormente, la longitud de todas las posibles interconexiones, así como sus costes geográficos, se almacenan en la matriz de adyacentes, por lo tanto ya se dispone de todas las piezas necesarias para resolver el problema. Lo único que queda por hacer es multiplicar los costes unitarios por las longitudes de cada rama, y sumarlos a los costes geográficos de las mismas, obteniéndose de este modo el coste total de cada una de las líneas eléctricas que forman la red de M.T. del parque. La función ajuste (*fitness*) que permite distinguir entre las mejores redes que interconectan un parque, es el valor del coste total de la red y se calcula sumando los costes individuales de cada tramo. Éste es precisamente, el valor que devuelve la función *evalúa()*.

Puesto que también se conocen los valores de resistencia y reactancia de la línea, así como la corriente que circula por cada tramo, es posible determinar para cada uno de ellos, el valor de la caída de tensión a partir de la ecuación (5.40).

$$\Delta U = I \cdot \sqrt{R^2 + X^2} \quad (5.40)$$

donde I es el módulo de la intensidad que circula por la línea, suponiendo que las corrientes inyectadas por todos los aerogeneradores están en fase, lo cual corresponde al caso más desfavorable. Los valores de R y X representan la resistencia y reactancia de la línea respectivamente (producto de la longitud de la línea en km por el correspondiente valor en Ohmios por km).

En la primera versión de la función *evalua()* no se han considerado la caídas de tensión a la hora de determinar la sección de los conductores, se asume que el criterio de máxima corriente prevalecerá sobre el de caída de tensión, hipótesis válida únicamente en líneas de poca longitud. Los valores de caída de tensión únicamente se muestran al usuario, para que compruebe que están dentro de los límites fijados.

El objetivo de esta primera versión de la función de evaluación consistía en disponer de una función de ajuste en la que se considerase, al menos de forma aproximada, la influencia de los costes de los conductores sobre el coste total en el trazado de las líneas dentro de un parque eólico. Tras varios ensayos se pudo comprobar que la proporción entre los costes de los conductores y los costes totales, superaban en la mayoría de los casos el 60%, y, por lo tanto, podemos asegurar que este factor influye de forma decisiva en el proceso de elección de la red óptima.

Una vez comprobado el correcto funcionamiento del algoritmo genético con la nueva función de coste, se decidió dar un paso más y se diseñó una nueva versión de la función *evalua()*, en la que se afinó el proceso de cálculo de los conductores. En este caso, se considera el criterio de máxima corriente y el criterio de máxima caída de tensión en cualquier nudo del parque. Además, también se ha incluido el cálculo de los costes adicionales por la instalación de las celdas de M.T. necesarias en cada circuito y una tabla de conductores disponibles, ordenadas por secciones. La función mejorada, guarda una estructura muy similar a la primera versión, pero en este caso se añade un nuevo procedimiento denominado *calcula_tensiones()* que permite determinar la tensión de todos los nudos del parque respecto de la subestación. Ello lo consigue analizando toda la red radial y realizando un barrido desde los niveles más bajos (nivel 2) hasta las ramas finales, las tensiones en los nudos de nivel dos (directamente conectados a la subestación) coinciden con los valores de la caída de tensión en la línea ya calculados en la primera versión. Las tensiones en los nudos de nivel 3 se calculan a partir de las tensiones en los nudos de nivel 2, y así sucesivamente hasta llegar a las ramas finales de la red. Cada vez que se calcula la tensión en un nudo, se comprueba que el valor obtenido está dentro del máximo establecido. Si no es así se emplea el siguiente conductor en la tabla (conductor con mayor sección y que, por tanto, producirá una menor caída de tensión), repitiendo el proceso hasta localizar el adecuado. Otra diferencia importante respecto de la primera versión, consiste en el modo en el que se determinan las secciones y los costes, ya que en este caso no se utilizan las ecuaciones (5.35) y (5.36), en su lugar,

se utilizan las tablas de conductores directamente, lo cual permite obtener soluciones más realistas.

El cálculo del coste de instalación de las celdas de media tensión, se realiza conociendo en número de ramas que parten de la subestación, que pueden identificarse fácilmente, contando aquellas en las que uno de sus extremos es el nudo 0. El número de circuitos y el número de celdas, coinciden con el número de estas ramas, y el coste se calcula multiplicando esta cantidad por el precio de cada celda (con sus costes asociados).

El inconveniente principal que presenta este método es un aumento de coste computacional, ya que los cálculos adicionales que se han introducido incrementan exponencialmente el tiempo necesario para llegar a la solución, ya que deben realizarse en cada individuo y en cada generación. A pesar de ello, hay que tener muy claro, que se está resolviendo un problema de planificación de una instalación, donde el tiempo no es en absoluto un factor determinante.

En este punto ya se dispone de una función que permite calcular el coste total de una red de media tensión en un parque eólico, de una forma, más o menos aproximada. Este valor constituye un indicador clave que permite distinguir el grado de bondad entre los individuos de una generación.

Si seguimos analizando la estructura principal del programa de optimización, nos encontramos con un bucle que calcula el coste de todos los individuos de la población actual y los almacena en el vector *costes[j]*. La función *ordena()* genera un nuevo vector denominado *ranking[j]* que contiene una lista con los índices de los individuos ordenados de menor a mayor en función de sus costes. La construcción de una nueva generación comienza tomando el mejor individuo de la población, cuyo índice se localiza en la primera posición del vector *ranking[]*, y copiándolo en el vector *nueva_población[]* en el que iremos guardando los nuevos individuos. Esta operación en la que el mejor individuo de la población anterior, pasa directamente a la siguiente, recibe el nombre de elitismo. Mediante este operador se pretende asegurar que no se empeora el resultado del mejor individuo al pasar de una generación a otra.

La población se completa con un número determinado de individuos construidos mediante los operadores de cruce y mutación. La tasa de cruce representa el porcentaje de individuos sobre el total de la población, obtenidos por el procedimiento de cruce. Tras varios ensayos se ha determinado satisfactoria una tasa de cruce del 70%. Uno de los componentes más interesantes que se han desarrollado a lo largo de estos trabajos es sin duda alguna el mecanismo de cruce que permite obtener una nueva red hija a partir de sus dos redes padre, de tal forma que cumpla la condición de heredabilidad. Desde un punto de vista conceptual, podemos decir que este mecanismo, no encajaría exactamente con lo que se entiende como un algoritmo genético puro, sino más bien podría tratarse de un algoritmo evolutivo, y aunque se trata de conceptos ligeramente diferentes, a lo largo de este trabajo se utilizarán ambas nomenclaturas de forma indistinta.

El proceso de cruce se lleva a cabo mediante la función *cruza[cadena1, cadena2]* donde *cadena1* y *cadena2*, son dos cadenas numéricas que representan a los padres del nuevo individuo hijo, formado a partir de las características de sus progenitores. La función *cruza* devuelve como resultado al programa principal una nueva cadena numérica que representa al nuevo individuo.

La función de cruce deberá ser llamada por el programa principal tantas veces como individuos deseemos generar, puesto que al contrario de lo que sucede en un algoritmo genético convencional, cada unión entre dos padres genera un único hijo.

Una adecuada selección de los padres es un aspecto clave a la hora aplicar el operador de cruce, por ello se crea la ruleta de Holland, que es un mecanismo que permite aumentar la probabilidad de cruce para aquellos padres mejor adaptados al medio, en este caso particular, aquellos individuos cuyo coste sea más bajo. Este es el motivo por el que se repiten en la ruleta un mayor número de veces los individuos, con los costes más bajos, y puesto que por cada individuo se toman dos padres de esta peculiar lista, aquellos con menor coste tendrán mayor probabilidad de ser elegidos. En la figura 5.66 se muestra de forma resumida el proceso de obtención de los individuos por cruce.

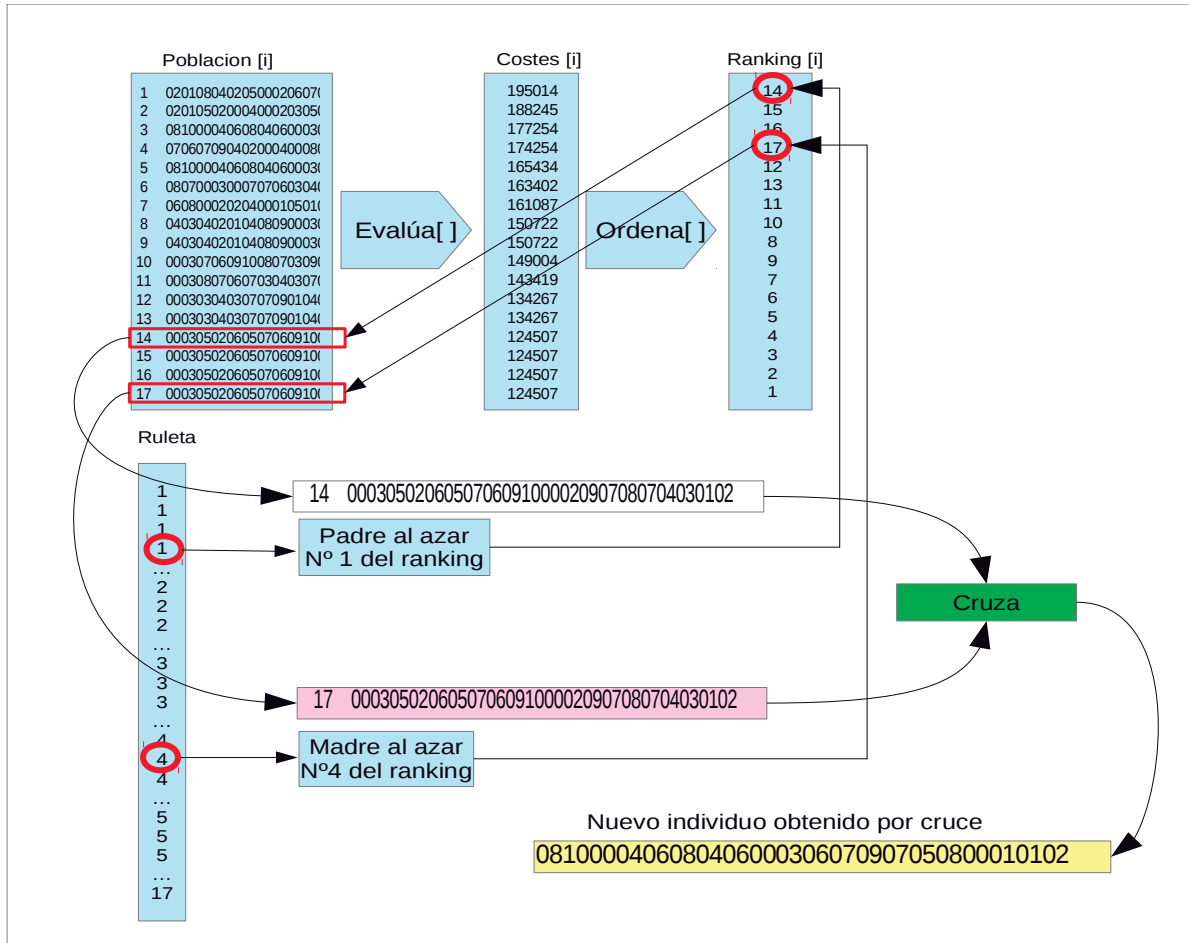


Figura 5.67: Esquema que resume el proceso de obtención de individuos por cruce.

El algoritmo de la función de cruce. Debido a la peculiaridad del procedimiento de cruce que se ha empleado en este trabajo, y puesto que este operador genético es el responsable de la obtención de la mayor parte de los individuos en cada nueva generación, he creído conveniente describir con un cierto detalle este operador específico para esta aplicación. En primer lugar, tras la definición de las variables locales, se realiza una búsqueda en los padres de aquellas

ramas comunes. Todo aquello que tengan en común se transfiere directamente al nuevo individuo. El paso siguiente consiste en comprobar si entre las ramas comunes existe una unión con la subestación. Si no es así, busco en el padre o en la madre (eligiendo al azar uno u otro) una rama que realice esta conexión.

El paso siguiente consiste en ir conectando todos los nudos del árbol, utilizando alternativamente las ramas del padre y de la madre. Para ello se utiliza la variable *moneda* que recuerda a un sorteo cara o cruz a la hora de elegir un padre u otro. Cada vez que se utiliza una rama del padre, seguidamente se escoge otra de la madre hasta completar el árbol. Podría darse el caso en el que se intentan unir dos nudos y el padre que tiene el turno en ese momento, no dispone de ninguna rama que permita la unión. En tal caso se salta el turno y se busca el enlace en el otro padre.

Mediante este mecanismo aseguramos que el nuevo individuo posee características propias de sus padres y en cierto modo establecemos una cierta heredabilidad.

Obtención de los individuos por mutación: Una vez que se han generado el 70% de los individuos por cruce, más un individuo por elitismo, es necesario introducir en la población nuevos individuos en los cuales se modifica alguno de sus genes aleatoriamente. Este operador genético es de gran importancia puesto que permite superar los mínimos locales y alcanzar las soluciones óptimas. El operador de mutación introduce características totalmente nuevas dentro de una población, lo cual permite dar el salto hacia nuevos resultados, imposibles de conseguir a partir de los operadores de cruce y elitismo. Así como la aplicación del elitismo permite asegurar que los resultados no empeoran de una generación a otra, el operador de mutación permite dar el salto por encima la barrera impuesta por la información genética contenida en toda una población.

El proceso de obtención de individuos por mutación se lleva a cabo mediante la función *muta()*. La nueva población se completará con todos los individuos generados por mutación que sean necesarios. El número de individuos obtenidos por mutación se obtiene mediante la ecuación (5.41).

$$N_{mut} = N_{tot}(1 - T_c) - 1 \quad (5.41)$$

donde T_c representa la tasa de cruce en p.u. y N_{tot} es igual al número total de individuos de la población. En este caso particular se ha fijado $T_c=0,7$.

El proceso de mutación en redes radiales presenta ciertos problemas, ya que no es posible alterar aleatoriamente las ramas y asegurar la conectividad de la nueva red. El proceso de modificación de la topología de la red debe realizarse siguiendo un procedimiento lógico que dé lugar a redes válidas. Todo ello se consigue dentro de la función *muta()*, que recibe como parámetro de entrada una cadena de enlaces que representa a un individuo de la población tomado al azar, y devuelve otra cadena mutada que representa una nueva red radial válida, que asegura la conectividad entre todos los nodos del parque. Para aplicar el operador de mutación se toma un individuo al azar, y se elimina cualquier rama también al azar. Supongamos que la rama que se ha eliminado conectaba los nodos i y j . Al eliminar una rama de la red, ésta nos queda dividida en dos subárboles. Ahora se escoge al azar cualquier nudo de un subárbol y se une con cualquier otro, también escogido al azar, del otro subárbol, eso si, impidiendo que se vuelvan a enlazar los nodos i y j . En la figura 5.68, se ha tratado de explicar el modo en el que se ha aplicado el operador de mutación, sobre una red formada por siete aerogeneradores y la subestación.

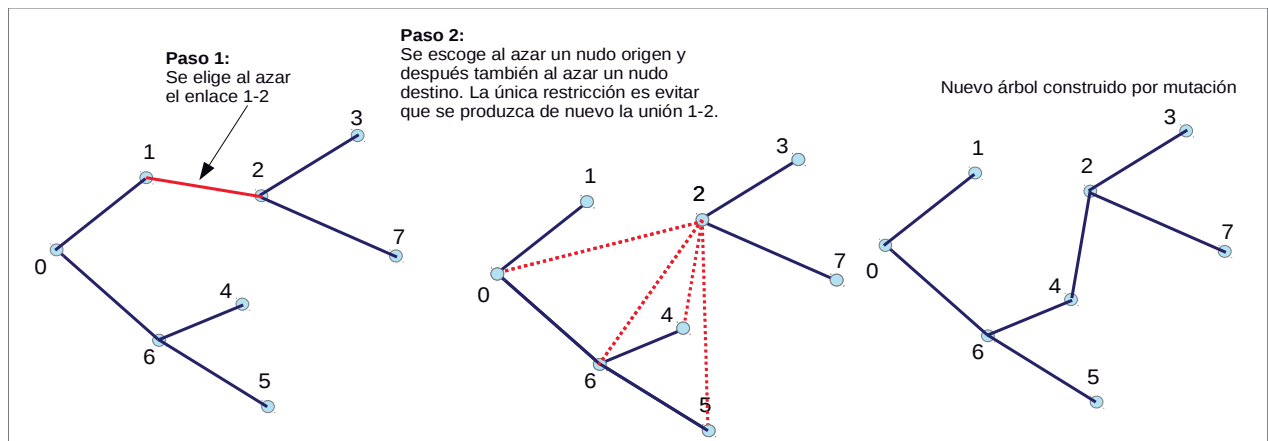


Figura 5.68: Aplicación del operador de mutación en una red formada por 7 aerogeneradores y la subestación.

Una vez que se ha completado toda la población, se copian las cadenas alfanuméricas contenidas en el vector *nueva_población[]* que acabamos de crear, en el vector *poblacion[]* para iniciar el proceso de nuevo.

En las siguientes imágenes se puede apreciar el funcionamiento del algoritmo genético completo para diferentes parques eólicos, formados por 10 aerogeneradores del tipo Gamesa G90 de 2 MW de potencia. En la figura 5.70 se ensaya el algoritmo genético sin tener en cuenta los costes en los conductores y como podemos apreciar en fig. 5.69, el resultado coincide con el obtenido por el método de Prim. Este primer ensayo permite comprobar la convergencia de los dos métodos hacia la misma solución.

En el siguiente ensayo, cuyo resultado se muestra en la figura 5.71, se prueba el algoritmo genético sin tener en cuenta los costes en los conductores, pero sobre una capa de terreno con zonas prohibidas. En este caso el resultado también coincide con la red obtenida por Prim (véase figura 5.57).

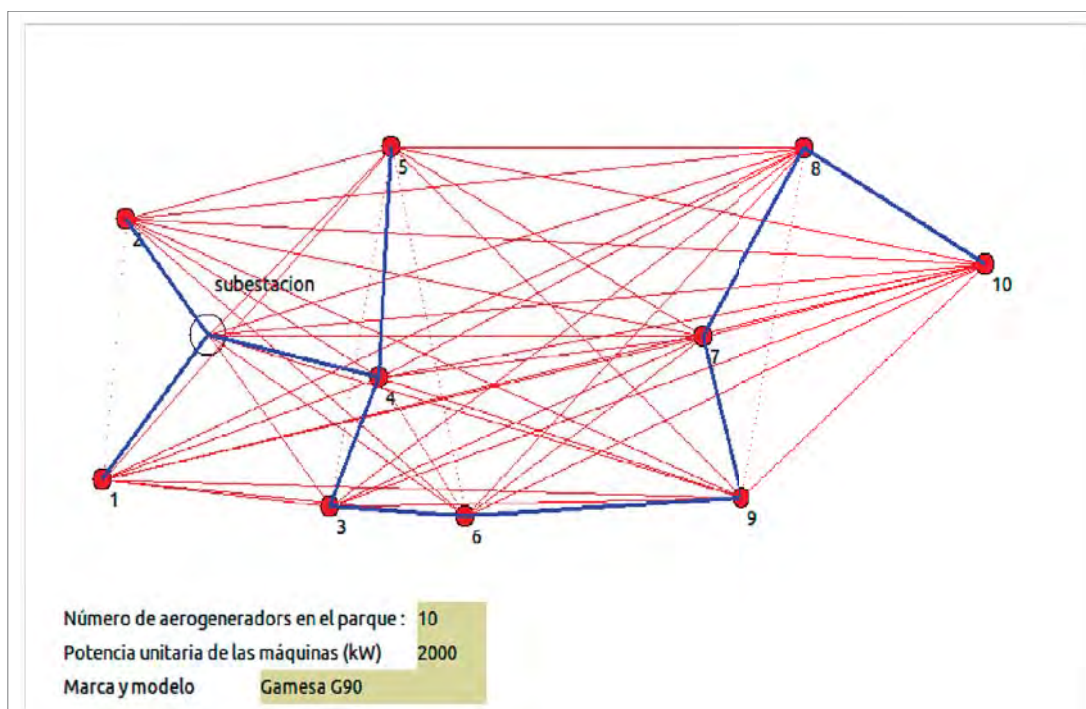


Figura 5.69: Red radial obtenida mediante el algoritmo de Prim.

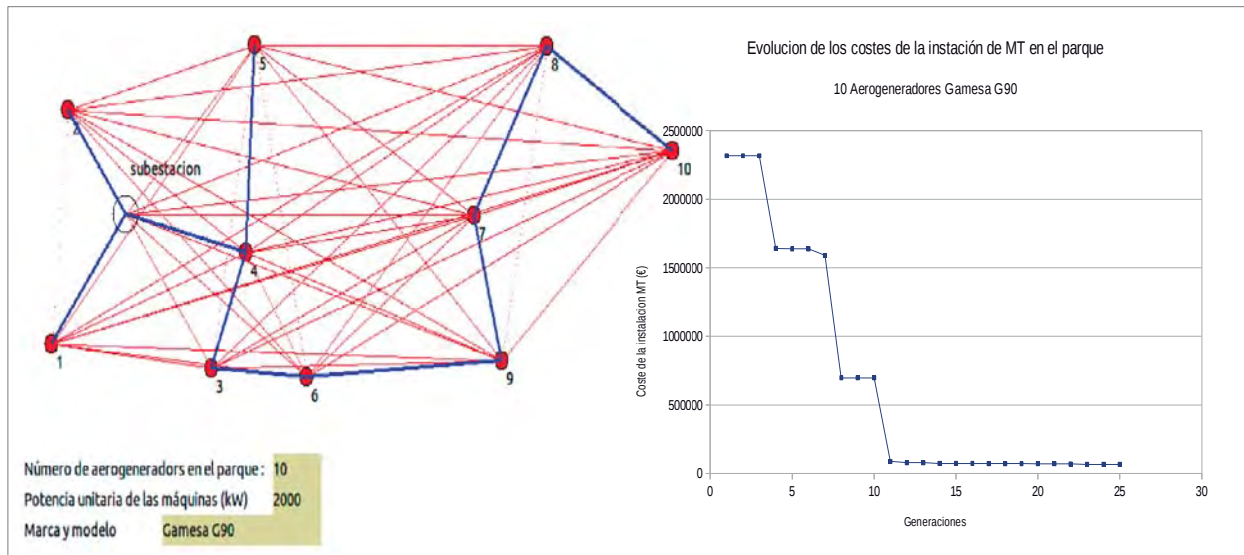


Figura 5.70: Ensayo del algoritmo genético sin considerar los costes de los conductores, debe coincidir con el ensayo de Prim. Ensayo realizado con 100 generaciones y 200 individuos. En la gráfica de la derecha, se representa el coste del mejor individuo en cada generación.

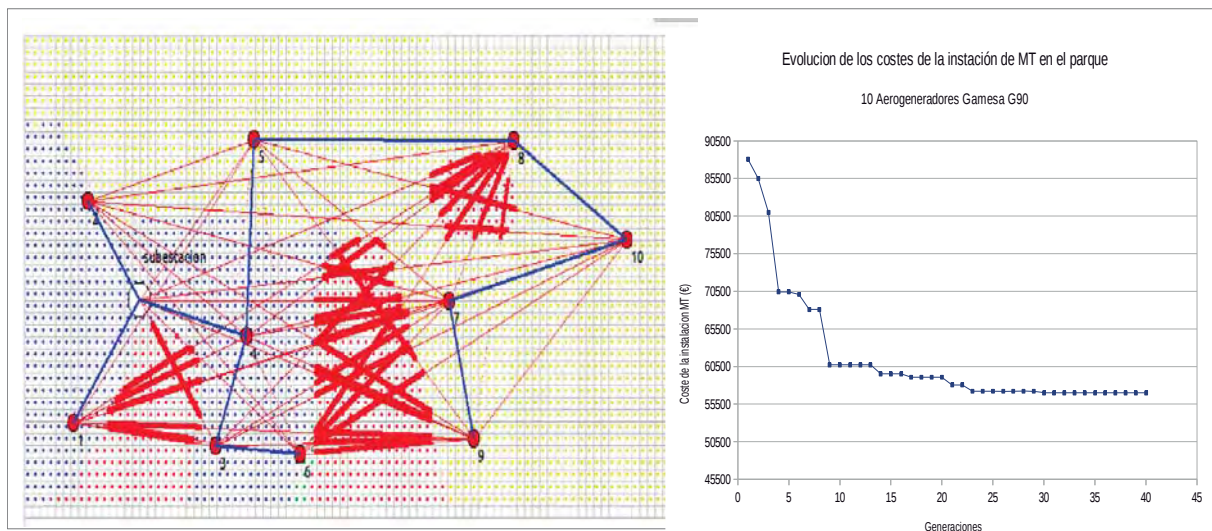


Figura 5.71: Conexiones obtenidas utilizando el algoritmo genético anulando costes de conductores, e incluyendo una capa de terreno con zonas prohibidas. Ensayo realizado con 200 individuos y 100 generaciones. Se puede ver el coste del mejor individuo de cada generación en la gráfica de la derecha.

En los siguientes ensayos se ha experimentado únicamente con el algoritmo genético pero teniendo en cuenta los costes de los conductores y los costes de las celdas de M.T. Si comparamos los resultados con el caso anterior podemos ver que el algoritmo genético ha eliminado uno de los circuitos, ya que en este caso se está considerando el coste de las celdas de media tensión que penaliza el número de circuitos.

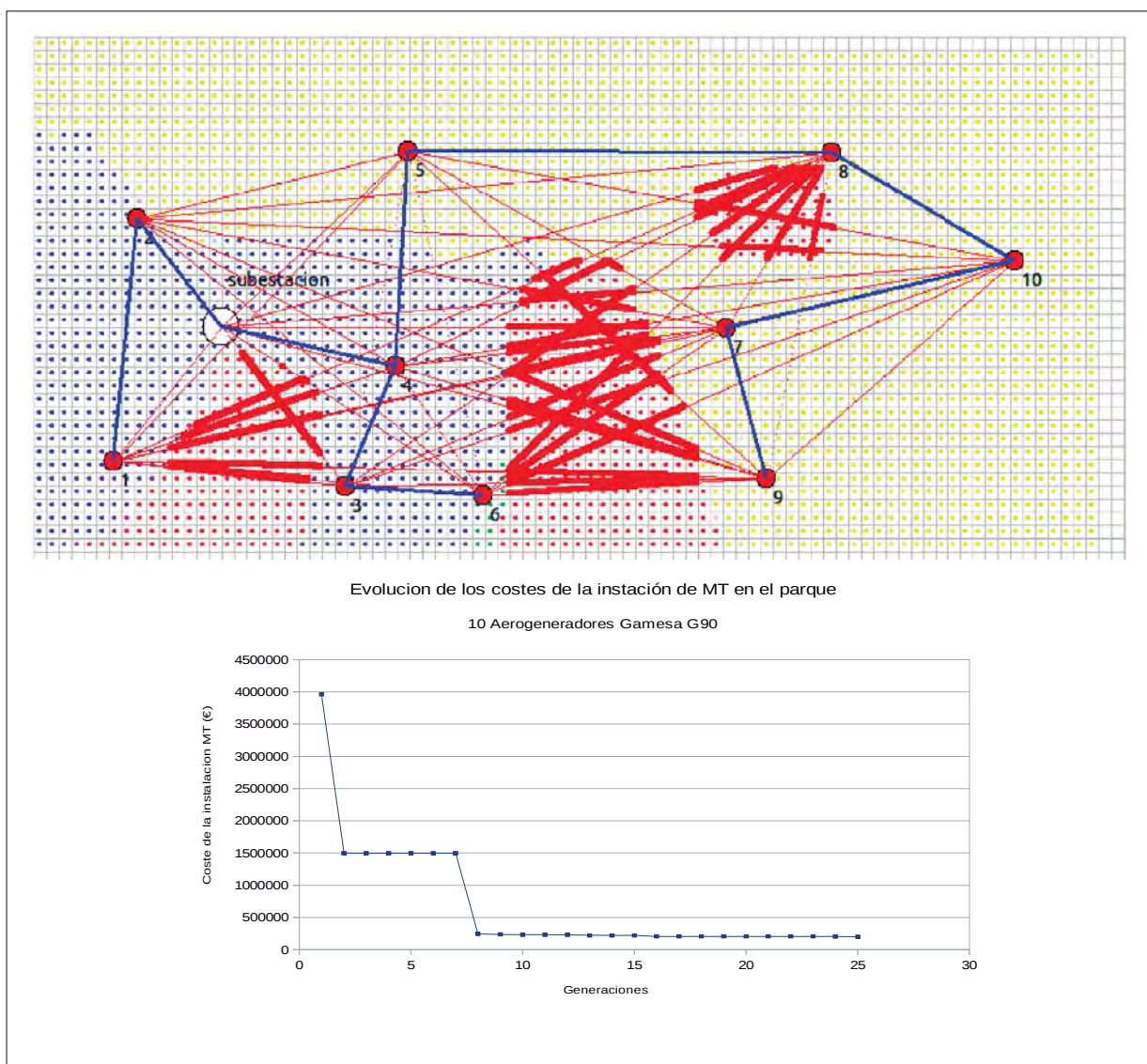


Figura 5.72: Conexiones obtenidas utilizando el algoritmo genético con restricciones en el terreno.

Si analizamos la gráfica que aparece representada en la figura 5.72 se puede ver que aparecen dos saltos importantes. Éstos son debidos al cruce a través de zonas prohibidas que multiplica el coste por 100. Si se mira la gráfica con mayor detalle en la zona posterior a los saltos (véase figura 5.73), el aspecto es más similar a las gráficas obtenidas en los ensayos anteriores.

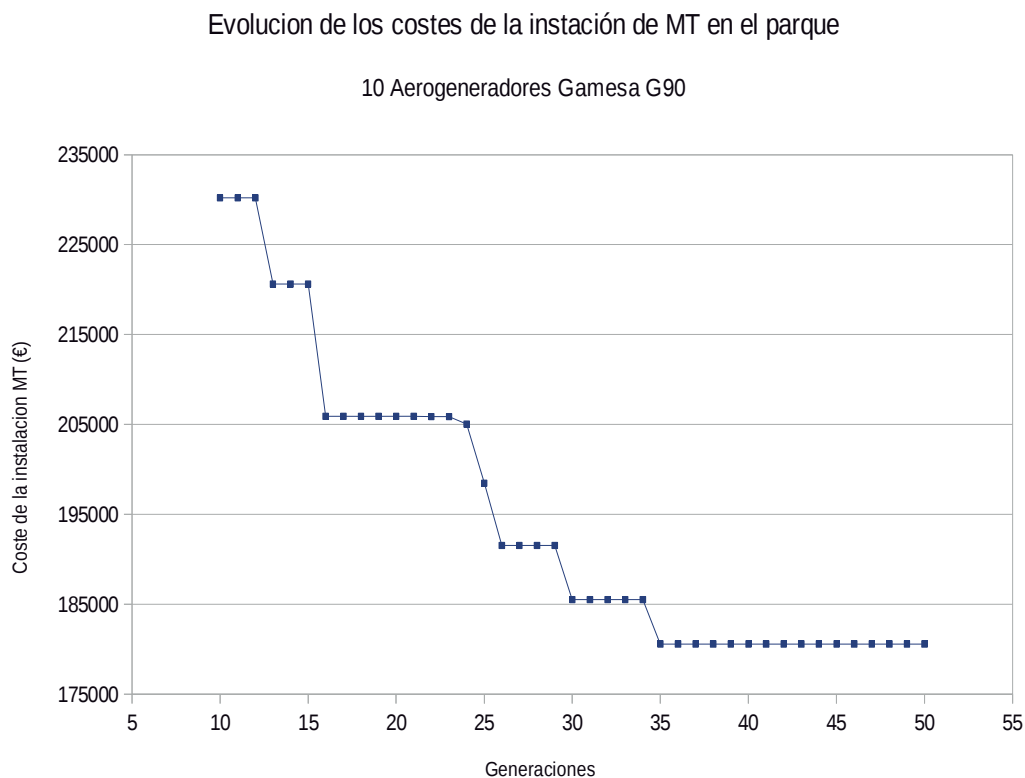


Figura 5.73: Detalle de la gráfica del ensayo correspondiente a la figura 5.70.

Por último, se ha ensayado el algoritmo genético en varios parques eólicos, para comprobar el comportamiento en diferentes escenarios. En el último de los ejemplos se ha añadido la tabla con las características de cada una de las ramas de componen la red eléctrica.

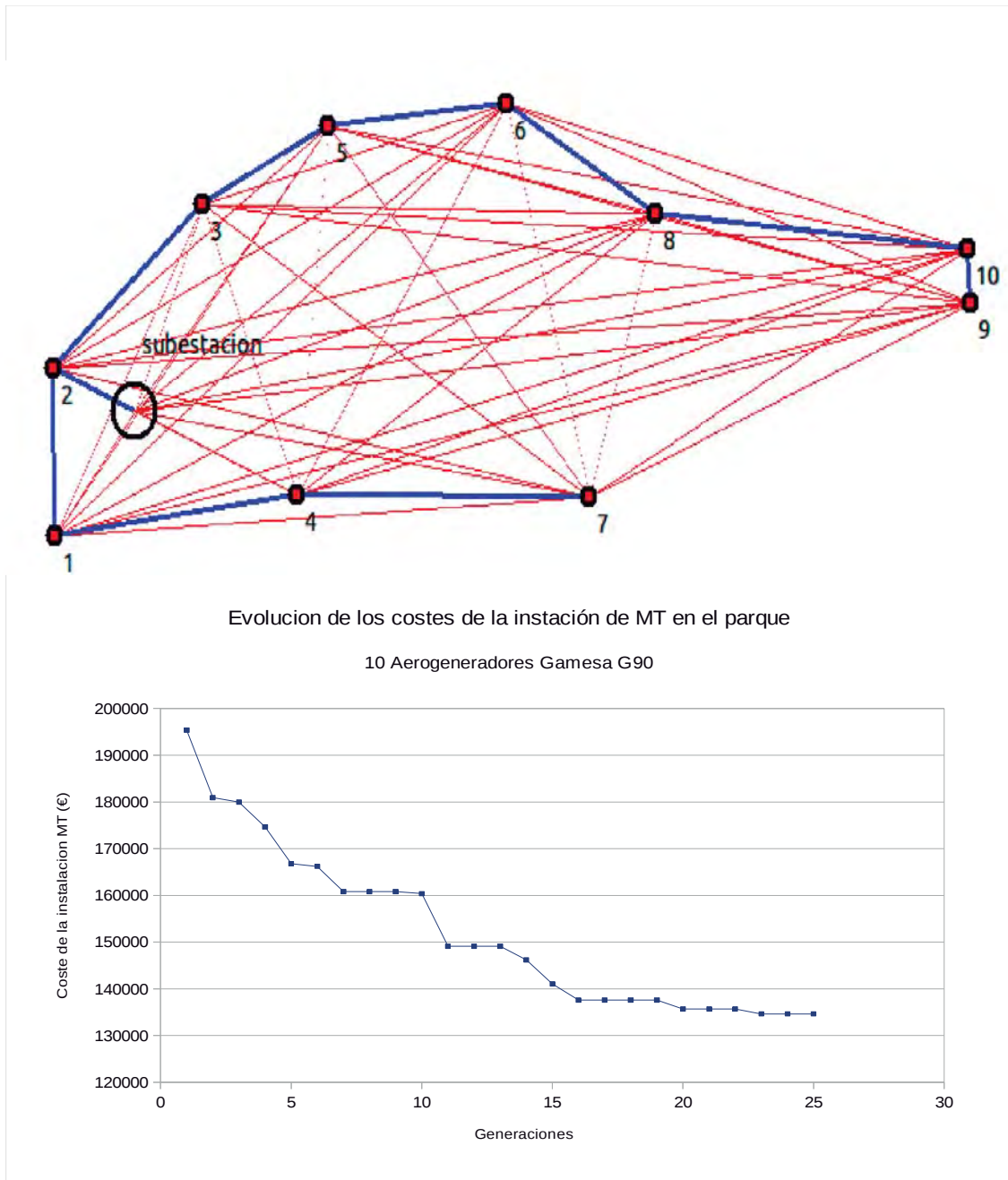


Figura 5.74: Ensayo N° 4.

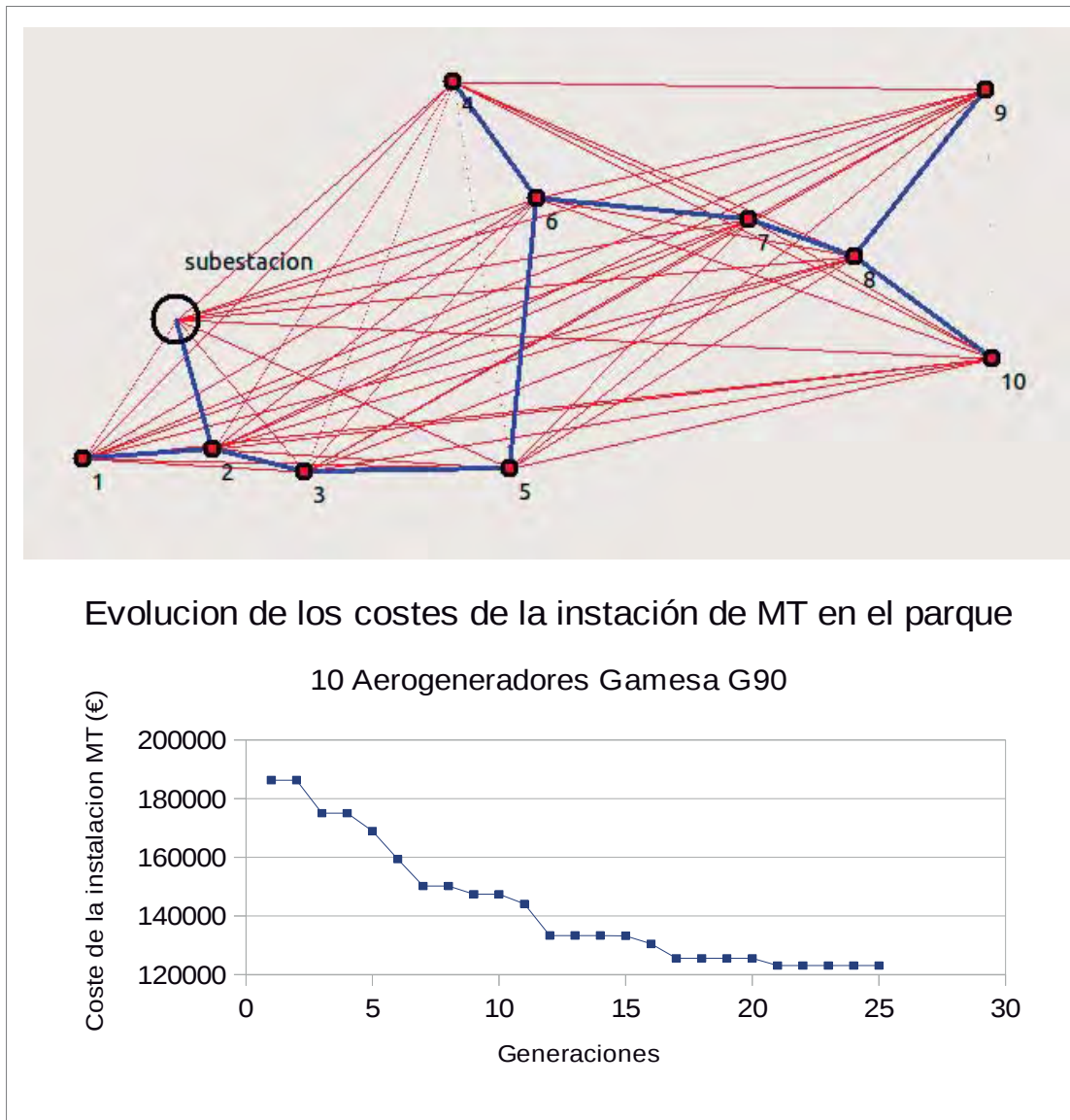
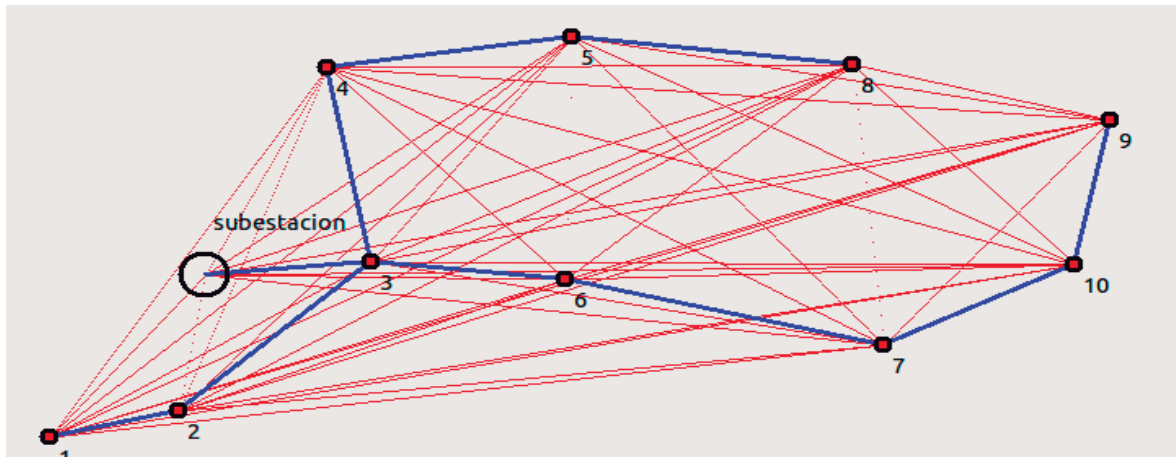
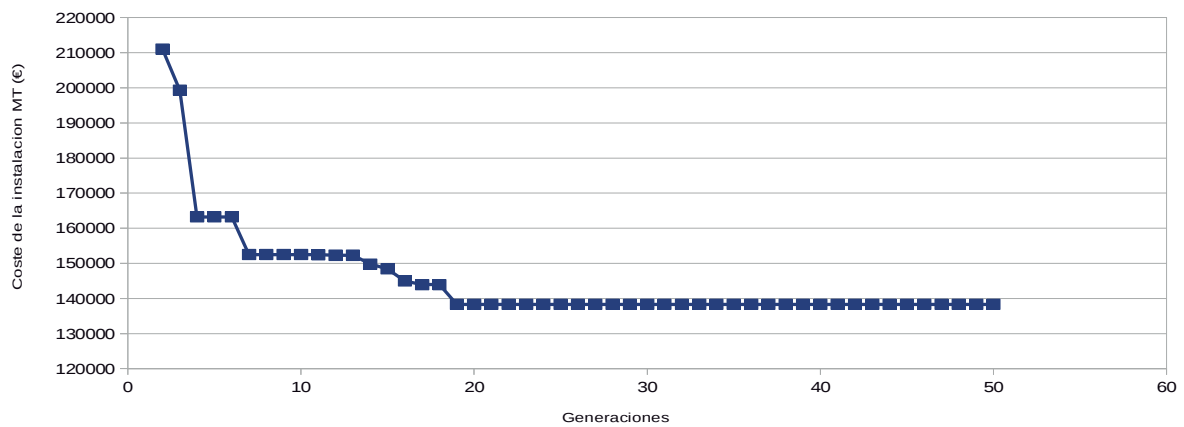


Figura 5.75: Ensayo N° 5.



Evolución de los costes de la instalación de MT en el parque

10 Aerogeneradores Gamesa G90



Id	Orig	Dest	Dist (m)	Carga (kW)	Coste (€)	C. Geog (€)	C. Cond (€)	Inten (A)	Secc (mm ²)	cdt (%)	dU (V)	dU ac (V)	I max A	R Ohm	X Ohm	Z Ohm
1	0	3	409,6	20000	16453,0	4095,85	12357,18	641,5	400	0,24%	47,62	47,6	685	0,0246	0,070	0,074
2	2	1	324,1	2000	6890,3	3240,99	3649,35	64,2	25	0,10%	19,91	144,2	165	0,3001	0,079	0,310
3	3	6	478,4	8000	11807,3	4784,14	7023,12	256,6	70	0,25%	49,55	97,2	280	0,1631	0,103	0,193
4	10	9	405,7	2000	8624,3	4056,60	4567,73	64,2	25	0,12%	24,93	294,7	165	0,3756	0,099	0,389
5	7	10	517,1	4000	10994,2	5171,31	5822,89	128,3	25	0,32%	63,55	269,8	165	0,4789	0,127	0,495
6	3	4	542,9	6000	12398,7	5428,52	6970,22	192,5	35	0,37%	73,98	121,6	195	0,3626	0,128	0,384
7	3	2	623,9	4000	13264,1	6238,97	7025,09	128,3	25	0,38%	76,67	124,3	165	0,5777	0,153	0,598
8	6	7	800,5	6000	18283,4	8005,00	10278,42	192,5	35	0,55%	109,09	206,3	195	0,5347	0,188	0,567
9	4	5	605,9	4000	12880,4	6058,51	6821,89	128,3	25	0,37%	74,46	196,1	165	0,5610	0,148	0,580
10	5	8	692,2	2000	14715,9	6921,85	7794,00	64,2	25	0,21%	42,53	238,6	165	0,6410	0,170	0,663

Figura 5.76: Ensayo N° 6. Prueba del algoritmo genético junto con su tabla de resultados.

5.4.5.7 Cálculo de las pérdidas en red de media tensión.

Las pérdidas de energía por efecto Joule en las líneas de interconexión del parque eólico son calculadas según la metodología propuesta en [Colmenar, 2014]. Estas pérdidas de energía corresponden al funcionamiento en condiciones normales del parque, es decir, no teniendo en cuenta las peores condiciones, que sí son las utilizadas para la determinación de las caídas de tensión.

Básicamente el procedimiento para el cálculo de las pérdidas por efecto Joule consiste en, a partir de la curva de potencia característica del aerogenerador y la función de distribución de probabilidad de velocidad del viento (distribución de Weibull), calcular la distribución de probabilidad de intensidades de corriente en los conductores. Para simplificar el cálculo, se considera que los aerogeneradores operan con factor de potencia unitario y con una tensión en la red de interconexión constante e igual a la nominal de diseño.

Supongamos que el parque tiene un circuito como el mostrado en la figura 5.77. La energía generada en el aerogenerador G_2 es transportada por la línea L_2 hasta la celda de entrada del aerogenerador G_1 , donde se le suman la proveniente del aerogenerador G_3 y la propia del aerogenerador G_1 . La tensión en todo el sistema eléctrico de interconexión es la nominal, U . En cada aerogenerador hay unas pérdidas fijas, debidas a los equipos de control y a las pérdidas en el hierro del transformador de elevación de tensión incluido en él, y unas pérdidas dependientes del cuadrado de la intensidad, debidas a la resistencia del mismo. Así, la potencia de salida del aerogenerador G_2 , P_{sal2} , vendrá dada por la ecuación (5.42) en la que P_{gen2} es la potencia generada, P_{f2} son las pérdidas fijas en el aerogenerador y P_{v2} son las pérdidas variables. La expresión de las

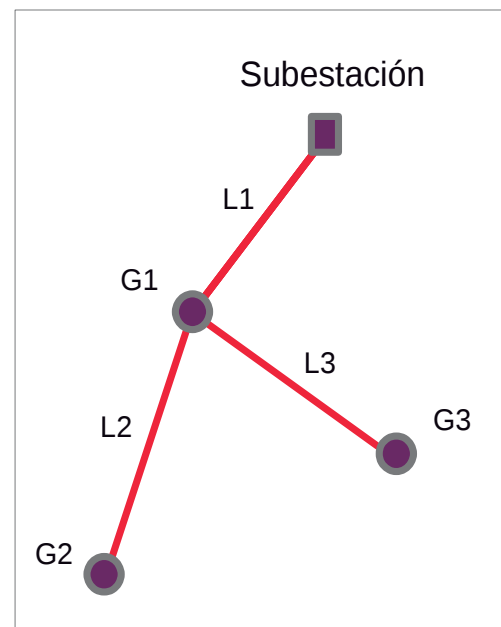


Figura 5.77: Estimación de las pérdidas anuales en la red de media tensión.

pérdidas variables viene determinada por la ecuación (5.43), en la que r_{t2} representa la resistencia, por fase, del transformador del aerogenerador G_2 .

$$P_{sal2} = P_{gen2} - P_{f2} - P_{v2} \quad (5.42)$$

$$P_{v2} = \frac{(P_{gen2} - P_{f2})^2}{U^2} r_{t2} \quad (5.43)$$

A su vez, la potencia de salida del transformador del aerogenerador G_2 es transportada por la línea que lo une al aerogenerador G_1 . En esta línea también hay pérdidas por efecto Joule, cuyo valor, P_{L2} , viene dado por la ecuación (5.44), donde R_{L2} es la resistencia, por fase, de la línea que une ambos aerogeneradores.

$$P_{L2} = \frac{(P_{sal2})^2}{U^2} R_{L2} \quad (5.44)$$

Sustituyendo las ecuaciones (5.42) y (5.43) en la ecuación (5.44) nos queda la ecuación (5.45) que representa la potencia que llega al aerogenerador G_1 a través de la línea que lo une al aerogenerador G_2 , P_2 .

$$P_2 = P_{gen2} - P_{f2} - \frac{(P_{gen2} - P_{f2})^2}{U^2} r_{t2} - \frac{\left(P_{gen2} - P_{f2} - \frac{(P_{gen2} - P_{f2})^2}{U^2} r_{t2} \right)^2}{U^2} R_{L2} \quad (5.45)$$

Análogamente podríamos razonar para el aerogenerador G_3 , para el que la potencia que del mismo llega al aerogenerador G_1 es igual a la ecuación (5.45) sin más que cambiar el subíndice 2 por el 3.

La potencia de salida (en la celda de salida del mismo) del aerogenerador G_1 viene dada por la ecuación (5.46), donde aparecen las pérdidas del propio aerogenerador G_1 y las potencias provenientes de los aerogeneradores G_2 y G_3 .

$$P_{sal1} = P_{gen1} - P_{f1} - P_{v1} + P_2 + P_3 \quad (5.46)$$

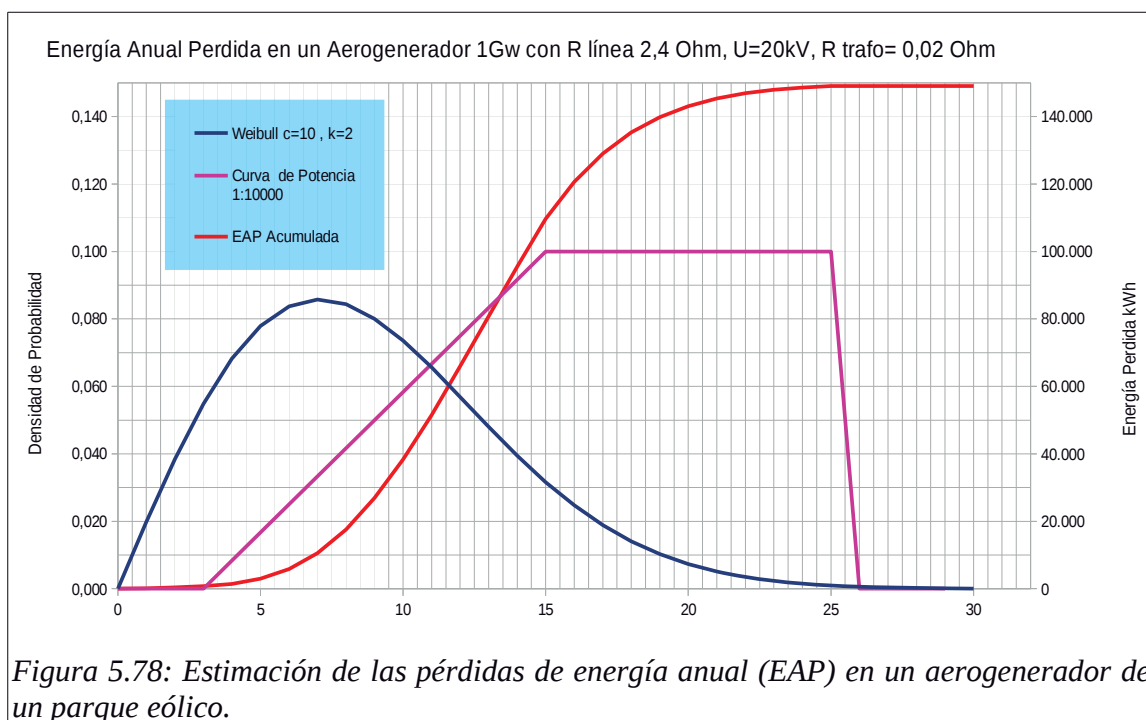
Esta última potencia es la transmitida por la línea L_1 , lo que provoca las pérdidas por efecto Joule en las misma, recogidas en la ecuación (5.47).

$$P_{L1} = \frac{(P_{sal1})^2}{U^2} \quad R_{L1} = \frac{(P_{gen1} - P_{f1} - P_{v1} + P_2 + P_3)^2}{U^2} \quad R_{L1} \quad (5.47)$$

Con todo, las pérdidas totales, $P_{perdida}$, por efecto Joule para el circuito considerado vendrán dadas por la ecuación (5.48). Si todos los aerogeneradores son del mismo modelo el primer término, el correspondiente a las pérdidas fijas, es igual al producto del número de aerogeneradores por las pérdidas fijas de dicho modelo de aerogenerador. Los otros términos si que son diferentes para cada aerogenerador y cada línea,

$$P_{perdida} = \sum_{i=1}^3 P_{fi} + \sum_{i=1}^3 \frac{(P_{geni} - P_{fi})^2}{U^2} r_{ti} + \sum_{i=1}^3 \frac{P_{sali}^2}{U^2} R_{Li} \quad (5.48)$$

Obsérvese que en las pérdidas totales interviene la potencia generada en cada uno de los aerogeneradores. Esta potencia no es constante en el tiempo, sino que está ligada a la velocidad del viento, su dirección y el posible déficit de velocidad provocado por el *wake effect*. Para comprender mejor lo que esto supone, analicemos el caso del generador G_2 . Supongamos la función de distribución de Weibull que describe sus recursos eólicos (suma de los 12 sectores considerados) presenta un factor de escala de 10 m/s y un factor de forma de valor 2, y supongamos que la curva de potencia del aerogenerador es de tipo lineal, con una velocidad *cut-in* de 4 m/s y una de *cut-out* de 25 m/s siendo su capacidad de 1 MW. Se ha representado en la figura 5.78 sobre el eje de la izquierda y en color azul la función de distribución de probabilidad de Weibull correspondiente a la velocidad del viento y, sobre el mismo eje y en color morado, la curva de potencia del aerogenerador, representada a una escala de 1/10000, para poder visualizarla sobre el mismo eje. Sobre el eje de la derecha se han representado en color rojo las pérdidas de energía anuales en el aerogenerador (suma de las pérdidas fijas y pérdidas variables).



Cada uno de esos valores de pérdidas, ligado cada uno de ellos a un valor de velocidad de viento, tiene una probabilidad representada por la correspondiente función de distribución de Weibull. Es decir, el cálculo de las pérdidas anuales de energía por efecto Joule en el aerogenerador G_2 , E_{pG_2} , es similar al procedimiento de cálculo seguido en los apartados 3.5 y 5.4.3.4 para determinar la energía anual generada por un aerogenerador, por lo que las pérdidas de energía anuales en dicho generador se pueden calcular por medio de la ecuación (5.49), en la que s representa el número de sector de dirección, v la velocidad del viento, $P(v)$ la curva de potencia del aerogenerador, $wb_2(v, s)$ el valor de la función de distribución de Weibull para la dirección en el sector s y para el emplazamiento del generador G_2 , u_{max} es la máxima velocidad del viento a considerar (por encima de la velocidad *cut-out* del aerogenerador), y Δv corresponde al intervalo de velocidad utilizado para la integración numérica y discretización de la curva de potencia del aerogenerador y de la función Weibull (en nuestro caso 1 m/s). A diferencia de la expresión de la energía anual producida en el parque en la que se consideraban solo las velocidades de viento

para las que este producía energía, en este caso se consideran todas las velocidades, ya que aunque el aerogenerador no genere, tiene pérdidas por efecto Joule (pérdidas fijas y variables correspondientes al valor de las propias pérdidas fijas),

$$E_{pG_2} = 8760 \sum_{s=1}^{s_{max}} \sum_{u=0}^{u_{max}} \left(P_{f_2} + \frac{(P(v) - P_{f_2})^2}{U^2} r_{t_2} \right) w b_2(v, s) \Delta v \quad (5.49)$$

El mismo razonamiento que hemos hecho para la energía anual perdida en el aerogenerador G_2 , lo podemos hacer para cada uno de los aerogeneradores y para cada una de las líneas. Así, el cálculo de la energía anual perdida en un aerogenerador cualquiera, i , viene dada por la ecuación (5.50), donde P_f representa las pérdidas fijas en el modelo de aerogenerador seleccionado para el parque, $P(v)$ la curva de potencia del mismo, $w b_i(v, s)$ la función de distribución de velocidad de viento para el sector de dirección s y para el aerogenerador i , U la tensión nominal de la red interna de interconexión. El orden de los dos sumatorios puede invertirse sin alterar el resultado de la ecuación.

$$E_{pGi} = 8760 \sum_{u=0}^{u_{max}} \sum_{s=1}^{s_{max}} \left(P_f + \frac{(P(v) - P_f)^2}{U^2} r_t \right) w b_i(v, s) \Delta v \quad (5.50)$$

Para el cálculo de las pérdidas de las líneas tenemos que considerar dos casos: líneas que transportan la potencia generada en un único aerogenerador (caso de los aerogeneradores G_2 y G_3 de la figura 5.77), y líneas que transportan la potencia generada en dos o más aerogeneradores. Para el primer caso, las pérdidas en la línea, supongamos la línea m que conecta los aerogeneradores i y j , siendo i el de mayor nivel (más lejano de la subestación), viene dada por la ecuación (5.51), en la que R_{Lm} representa la resistencia, por fase, de la línea m . El numerador de dicha ecuación representa la potencia de salida del aerogenerador i .

$$E_{pLm} = 8760 \sum_{u=0}^{u_{max}} \sum_{s=1}^{s_{max}} \frac{\left(P(v) - P_f - \frac{(P(v) - P_f)^2}{U^2} r_t \right)^2}{U^2} R_{Lm} w b_i(v, s) \Delta v \quad (5.51)$$

Si restamos a la potencia de salida del aerogenerador la potencia consumida por la línea que lo conecta en dirección a la subestación, tenemos la potencia que llega al aerogenerador situado al otro lado de la línea (o a la subestación) proveniente del primero. Suponiendo que el aerogenerador de mayor nivel es el i , y que solo su energía es transmitida por la línea m , y que vierte esa energía en la celda de entrada del aerogenerador j , la energía que llega a éste, proveniente del aerogenerador i , $E_{j,i}$, viene dada por la ecuación (5.52), que representa la diferencia entre la energía de salida del aerogenerador i y la energía pérdida en la línea m .

$$E_{j,i} = 8760 \sum_{u=0}^{u_{max}} \sum_{s=1}^{s_{max}} \left(P(v) - P_f - \frac{(P(v) - P_f)^2}{U^2} r_t \right) \frac{\left(P(v) - P_f - \frac{(P(v) - P_f)^2}{U^2} r_t \right)^2}{U^2} R_{Lm} w b_i(v, s) \Delta v \quad (5.52)$$

Para el caso de las otras líneas, aquellas que transportan la energía generada por más de un aerogenerador, supongamos la línea m , solo habrá que calcular la potencia de salida del aerogenerador de mayor nivel de los dos, de los extremos de la línea, supongamos el i , y aplicar la ecuación (5.53), en la que P_k representa la potencia que llega desde la línea k , que conecta con un aerogenerador con mayor nivel, siendo el total de este tipo de líneas k_{max} . Obsérvese que en este último término, o términos si hay más de una línea, aparecerán las funciones de distribución de Weibull del aerogenerador situado en el otro extremo de la línea, tal y como mostraba la ecuación (5.52).

$$E_{pLm} = 8760 \sum_{u=0}^{u_{max}} \sum_{s=1}^{s_{max}} \frac{\left((P(v) - P_f - \frac{(P(v) - P_f)^2}{U^2} r_t) w b_i(v, s) + \sum_{k=1}^{k_{max}} P_k \right)^2}{U^2} R_{Lm} \Delta v \quad (5.53)$$

Como conclusión podemos afirmar que la potencia anual pérdida por efecto Joule, AEP , se puede calcular como la suma de las pérdidas anuales en cada aerogenerador y en cada línea de interconexión del parque. Para el cálculo de la potencia perdida en cada línea hay que hacer un cálculo de las potencias de salida de

cada aerogenerador cuya energía de salida confluya en dicha línea, y de las que provienen de otras líneas que conecten a aerogeneradores con mayor nivel en el árbol que representa el sistema de interconexión, tal como muestra la ecuación (5.54), donde n representa tanto el número de aerogeneradores como el número de líneas (coinciden al ser otro nudo la subestación del parque).

Para el cálculo de la AEP se llevan a cabo en primer lugar todos los sumatorios correspondientes a los sectores de velocidad de viento mediante un bucle interior y posteriormente mediante un segundo bucle exterior se realiza el sumatorio de las velocidades de viento. Es decir, se calcula el valor de la AEP para una velocidad de viento de 0 m/s, se le suma el resultado que quede para una velocidad de 1 m/s, y así sucesivamente hasta sumar el valor correspondiente a una velocidad igual a u_{max} .

$$AEP = \sum_{i=1}^n E_{pGi} + \sum_{m=1}^n E_{pLm} \quad (5.54)$$

5.4.6 Versión final del método de optimización, determinación de la función objetivo.

En el apartado 5.4.3 se proponía la búsqueda de la solución óptima mediante un algoritmo genético donde la función objetivo se definía únicamente a partir del valor de la energía anual esperada del parque eólico. Posteriormente, en el apartado 5.4.5 se desarrolla la metodología que permite obtener la red de interconexión óptima a partir de las posiciones de los aerogeneradores dentro del parque. El paso siguiente consiste en integrar los dos mecanismos de optimización buscando una nueva función objetivo, que permita establecer un criterio adecuado para escoger las mejores soluciones proporcionadas por el algoritmo genético principal.

5.4.6.1 La función objetivo.

La función objetivo buscada, deberá combinar dos factores: por un lado maximizar la producción energética anual y por otro lado, la reducción de los costes en la medida de lo posible. En definitiva, el mejor parque eólico será aquel que combine los costes más bajos con un mayor volumen de ingresos. Un indicador que permite diferenciar entre los mejores individuos dentro de un parque eólico podría ser el denominado VAN, o valor actual neto, que permite determinar el valor presente de un número determinado de flujos de caja futuros generados por la inversión realizada (ecuación 5.55).

$$VAN = -C_{inv} + \frac{Rn_1}{(1-r)} + \frac{Rn_2}{(1-r)^2} + \frac{Rn_3}{(1-r)^3} + \dots + \frac{Rn_n}{(1-r)^n} \quad (5.55)$$

donde C_{inv} es el capital invertido, $Rn_1, Rn_2 \dots Rn_n$ son los rendimientos netos, desde el año 1 hasta el año n , que se obtienen por diferencia entre los ingresos y los gastos dentro de cada año. Por último, la variable r es la rentabilidad esperada de la inversión durante el ciclo de vida de la misma.

Un VAN negativo indica que la inversión genera una rentabilidad que no llega ni siquiera al valor indicado por r , y, por lo tanto no interesará llevar a cabo la construcción del parque eólico. Aquellos individuos que ofrezcan un valor actual neto más alto darán lugar, en términos generales, a inversiones más rentables y, por

lo tanto, deberán primar sobre aquellos individuos cuyo VAN es más bajo. El uso de este indicador como función objetivo, obliga a introducir en el sistema de optimización los flujos de caja durante el ciclo de vida impuesto a la instalación. Ello hace necesario cuantificar anualmente todos los costes del parque así como todos los ingresos derivados de la venta de la energía producida, en el mercado eléctrico, durante toda la vida de la instalación.

Tanto los ingresos como los gastos pueden verse modificados por factores que dependen tanto de la propia instalación como de factores externos a ella. Así por ejemplo en el caso de los ingresos, éstos se deberán a la energía producida que depende del diseño del parque eólico y del precio de venta de la energía eléctrica en el mercado. Por otro lado en cuanto a los gastos, hay que valorar anualmente los costes de explotación y mantenimiento, que en algunos aspectos dependen del buen diseño de la instalación, y en otros, son independientes de ella. Por último, es necesario conocer el valor anualizado de los costes de inversión de la instalación que dependen del plan de amortización del capital necesario. Nuevamente este valor depende de la fórmula elegida para financiar el proyecto, que puede ser mediante capital ajeno a través de entidades bancarias, mediante capital aportado por los socios inversores, o como suele hacerse habitualmente, mediante una mezcla de ambos. Este caso se trata de un modelo mixto en el que los socios inversores aportan una parte del capital (normalmente entre un 10 y un 20%) y el resto se consigue mediante un préstamo suscrito con una entidad financiera bajo unas determinadas condiciones. Las condiciones del préstamo se negocian en cada caso con la entidad financiera y pueden variar de un proyecto a otro, ya que existen multitud de parámetros que influyen en el resultado de dicha negociación. Algunos parámetros que suelen tenerse en cuenta son comisiones, tipo de interés, cuantía del capital prestado, forma en la que dispondrá el promotor del capital prestado, etc.

5.4.6.2 Análisis de los factores que influyen en el cálculo del valor actual neto en un parque eólico.

Antes de continuar, conviene hacer un repaso de las variables que intervienen en el diseño y construcción de un parque eólico, de cara a poder determinar de forma aproximada el rendimiento económico de la instalación, dato que permitirá calcular el valor actual neto de la inversión.

Ingresos. Los ingresos que va a generar el parque eólico, van a depender de la propia configuración del parque y del precio de venta de la energía eléctrica en el mercado. El procedimiento que permite determinar la producción energética anual, ya ha sido expuesto anteriormente en el apartado 5.4.3.1. A este valor habría que restarle las pérdidas en los transformadores de cada aerogenerador, el consumo energético de todos los sistemas necesarios para su funcionamiento (bombas hidráulicas para los sistemas de orientación, etc.) y las pérdidas de energía en la red de media tensión. En cuanto al precio de venta de la energía eléctrica depende del mercado eléctrico y por lo tanto es el usuario el que debe aportar dicho valor al algoritmo de optimización.

Costes. Dentro de los costes se incluyen aquellos desembolsos de capital necesarios para poner en marcha el nuevo proyecto (costes de inversión) y para mantener la instalación operativa durante toda su vida útil (costes de operación y mantenimiento).

Como ya se ha comentado anteriormente, por lo general este tipo de proyectos requieren fuertes inversiones y, por lo tanto, se recurre a un modelo de financiación mixto entre la empresa promotora y entidades financieras. A su vez la empresa promotora del parque puede estar formada por uniones temporales de empresas (UTES), sociedades inversoras, etc. El esquema societario de cada proyecto puede variar significativamente de unos casos a otros. En cualquier caso existe una parte de capital que debe ser aportada por los socios y otra parte adquirida en el mercado a través entidades financieras con un tipo de interés determinado. Normalmente la parte financiada por el banco también varía de un caso a otro, encontrándonos valores del orden del 70% al 90%. El grado de apalancamiento también influirá en el coste del dinero y, por lo tanto, en el VAN del proyecto. A la hora de financiar un proyecto de estas características, algunos de los factores que deben tenerse en cuenta son los siguientes :

- Valor del préstamo solicitado sobre el valor total de la inversión (%).
- Capital inicial (€).
- Tipo de interés (%). Puede ser fijo o variable.
- Plazo de la inversión: 10-20 años, suelen ser valores típicos.
- Periodicidad. Normalmente suele ser 1 año.
- Comisión de apertura (%). Sobre el valor del capital prestado.

- Comisión de gestión (%).
- Comisión de cancelación anticipada.

Costes de Inversión (C_{inv}): Los costes de inversión constituyen aquellos desembolsos monetarios necesarios para llevar a cabo el diseño y construcción del parque eólico. A continuación se muestran algunas de las partidas mas importantes incluidas dentro de los costes de inversión:

- Costes de los aerogeneradores.
- Obra civil.
- Infraestructura eléctrica.
- Costes de desmantelamiento del parque.
- Seguridad y salud durante el proceso de construcción del parque
- Subestación.
- Estaciones de medida.
- Proyecto técnico y permisos.

Costes de explotación (C_{ex}): Los costes de explotación suponen aquellas cantidades necesarias para mantener la instalación en funcionamiento durante toda su vida útil. Dentro de los costes de explotación se incluyen los siguientes conceptos:

- Operación y mantenimiento de los aerogeneradores. En este concepto se incluyen los costes de operación, mano de obra, medios auxiliares, repuestos y el soporte técnico del fabricante de los aerogeneradores. Se estima que este concepto tiene un coste de entre 8 y 14 €/MWh generado.
- Operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica. Incluye las maniobras en sistemas de alta tensión, disponibilidad del personal durante las 24h, reparación de averías y repuestos. El valor estimado para esta partida en parques eólicos en funcionamiento suele tener un coste anual de entre 30.000 y 60.000 €, dependiendo del número de subestaciones y del tamaño del parque.
- Mantenimiento de viales: Tras la época de lluvias es necesario realizar labores de acondicionamiento y reparación de los viales. El grado de

deterioro depende de la ubicación del parque y del tipo de terreno. Algunas de las actividades que deben llevarse a cabo son: nivelación, refinado, planeado, compactado, limpieza y rehabilitación de cunetas. El coste anual estimado para estos trabajos varía entre 20.000 y 45.000 €.

- Seguimiento medioambiental. Depende de cada comunidad autónoma e incluye labores como el seguimiento de la avifauna, control de ruidos, control de calidad de las aguas, restauración de la cubierta vegetal en zonas deterioradas, mantenimiento de los pastos, gestión de residuos, y desmantelamiento de la instalación al final de su vida útil. El seguimiento medioambiental supone un coste anual que puede variar entre 24.000 y 125.000 €.
- Seguros. El apartado de seguros se calcula normalmente en base al coste total de la inversión y oscila en torno al 0,3% y al 0,45%. Esta parte de los costes incluye conceptos tales como: robo, avería de maquinaria, pérdida de beneficio, responsabilidad civil, etc.
- Seguridad. Se tienen en cuenta temas como evaluación de riesgos, planificación preventiva, cumplimiento de la normativa de seguridad, EPIs, formación, etc.
- Arrendamientos de terrenos. Estos costes pueden definirse según varias modalidades: tomando un coste fijo por aerogenerador, o bien un porcentaje fijo sobre el valor de la facturación (0,15 a 0,45% s/facturación). También pueden establecerse contratos bilaterales con los ayuntamientos.
- Personal: Es necesario contratar personal encargado de controlar el funcionamiento del parque eólico en el propio emplazamiento. Normalmente 1 técnico de parque por cada 100 MW de potencia instalada. El coste de cada técnico supone un total de entre 40.000 a 55.000 €/anuales.
- Gestión 30.000 – 60.000 euros anuales.
- Impuestos IS, IBI, IAE, etc., de 1,5 a 2 €/kW instalado.

- Compra de energía eléctrica para consumo de la propia instalación supone entre 30.000 y 50.000 € anuales.
- Otros costes varios: 20.000 y 90.000 €/anuales.
- Amortización técnica de la instalación. Hay que considerar la depreciación de los equipos como un coste más. Las condiciones de amortización normalmente están legisladas a través del RD 1777/2004 de 30 de Julio por el que se aprueba el Reglamento del Impuesto sobre Sociedades. Los coeficientes de amortización para parques eólicos y subestaciones son del 8% y 5%, respectivamente. El periodo de amortización para estas instalaciones suele ser del orden de entre 10 y 20 años.
- Costes financieros. Corresponde al pago de los intereses anuales y otras comisiones a la entidad financiera. Este valor depende del tipo de interés negociado con dicha entidad así como de la cantidad prestada.

5.4.6.3 Integración del valor actual neto de la inversión como función objetivo dentro del algoritmo genético.

Para poder evaluar la población de individuos dentro del algoritmo genético principal será necesario calcular el VAN de cada uno de ellos, lo cual hace necesario incluir una serie de variables adicionales. Se ha creado una nueva función denominada *calcula_van()* que devuelve el valor actual neto a partir de una estructura que contiene todos los parámetros de entrada del parque eólico que se está evaluando. Para determinar el VAN de la inversión es necesario actualizar a la fecha de inicio del proyecto todos flujos de capital durante el periodo de vida de la instalación. Tanto los costes de explotación como la energía anual generada se calculan de forma directa a partir de los datos introducidos por el usuario y por el valor de EAS calculado. En cuanto a los costes de inversión, será necesario realizar una tabla de amortización del préstamo que permita anualizar el capital solicitado a la entidad financiera.

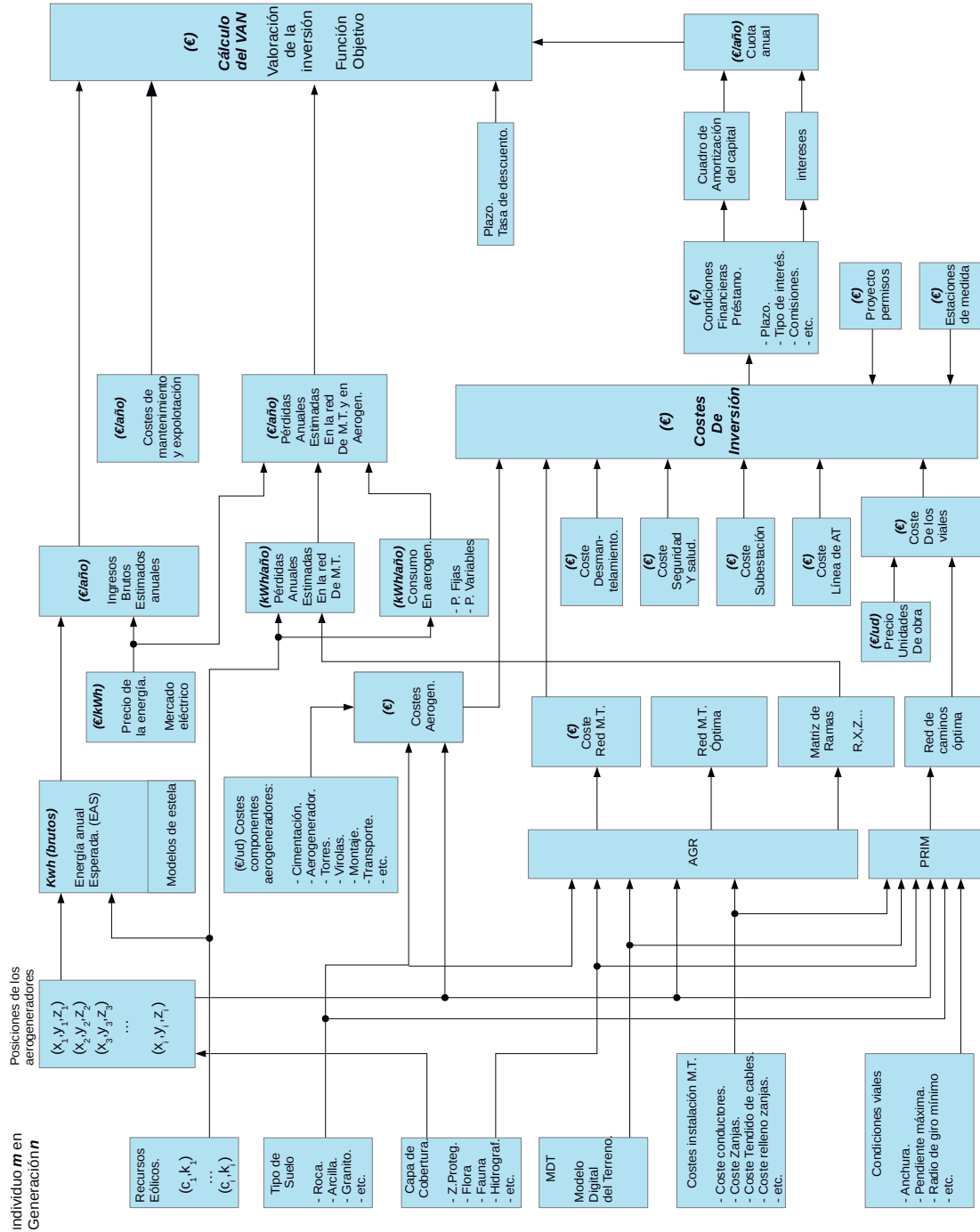


Figura 5.79: Método de obtención del valor actual neto del parque eólico

En la figura 5.79 se describen las relaciones entre las variables implicadas en el proceso de obtención del VAN del proyecto para un único individuo de la población. El proceso debe repetirse para todos y cada uno de los parques eólicos generados por el algoritmo genético. El modelo incluye los costes más significativos relacionados con el proyecto de implantación de un parque eólico, donde intervienen multitud de factores de naturaleza muy diversa. Para la aplicación de esta metodología, se ha aprovechado el enorme potencial que ofrecen los sistemas de información geográfica, utilizando funciones ya incorporadas que permiten realizar ciertas operaciones de geoprocésamiento como, por ejemplo, la búsqueda de caminos de coste mínimo. Todo ello permite obtener soluciones realistas a un problema complejo con un importante componente geográfico donde intervienen numerosas variables interrelacionadas entre sí.

El proceso de obtención del VAN de la inversión se inicia a partir de la capa que contiene los emplazamientos de los aerogeneradores de un parque eólico cualquiera dentro de la población de individuos. Las posiciones de los aerogeneradores deben respetar las restricciones impuestas por las zonas protegidas dentro de la capa de cobertura. Además los emplazamientos elegidos junto con los datos contenidos en la capa de recursos eólicos, permite estimar la producción anual de energía eléctrica en el parque. A dicha producción hay que descontar las pérdidas de energía provocadas por el efecto estela de los aerogeneradores, que es función de sus posiciones relativas dentro del parque y de la dirección del viento. Para determinar los ingresos brutos anuales es necesario establecer un precio medio anual de venta de la energía en el mercado eléctrico. Por otro lado se requiere una cantidad anual destinada al pago de aquellos conceptos que permiten el funcionamiento normal de la instalación, son los llamados costes de explotación (C_{ex}). Es el usuario el que deberá introducir este valor en el sistema.

Los costes de inversión de aerogeneradores (C_{aero}) incluyen el valor de todos los componentes necesarios para colocar la máquina en su emplazamiento (transporte, componentes, mano de obra, cimentación, elevación, etc.) y constituye una de las partidas más importantes dentro del proyecto, llegando a alcanzar valores del orden del 70% del coste total de la inversión. El tipo de terreno influye notablemente en los costes de cimentación de los aerogeneradores. Para tener en cuenta este factor, se utiliza la información contenida en la capa que caracteriza el tipo de suelo.

La planificación de la red óptima de media tensión que interconecta los aerogeneradores dentro del parque eólico con la subestación requiere el uso de un segundo algoritmo genético denominado (AGR) o algoritmo genético de redes. Este algoritmo utiliza, la capa que describe el tipo de suelo para determinar los costes derivados de la excavación de las zanjas. También hace uso de la capa de cobertura para determinar las características superficiales del suelo, tales como tipo vegetación, zonas protegidas, etc. Con el modelo digital de terreno el AGR determina los costes en función de las pendientes. Finalmente el usuario debe introducir al sistema las características de los componentes utilizados en la instalación de M.T. como por ejemplo las tablas de los conductores, etc. Además el algoritmo debe conocer también los precios de dichos componentes. El resultado obtenido, se guarda en una matriz de ramas que incluye información importante acerca de cada una de las ramas que componen la red óptima de media tensión del parque eólico, como por ejemplo la resistencia, impedancia, reactancia, y sección de los conductores de todas las líneas. Otro valor que proporciona AGR es el coste total de inversión de la red de media tensión.

Otra característica interesante es la capacidad para determinar el coste de los viales dentro del parque. En este caso la búsqueda de los caminos de mínimo coste se realiza a partir de un algoritmo de Prim que utiliza una matriz de adyacentes que incluye los costes de todas las posibles interconexiones entre los aerogeneradores. Dicha matriz se ha obtenido con la ayuda de las funciones de ArcGIS *CostDistance* y *CostBackLink*. El algoritmo de Prim utiliza los mismos parámetros de entrada que AGR. El resultado obtenido será una red radial de caminos que interconecta todos los aerogeneradores del parque con un coste mínimo. Si se incorpora el coste de las unidades de obra relacionadas con la ejecución de los viales, es posible determinar el coste total de todos los caminos necesarios en el parque.

Los costes derivados de las pérdidas por efecto Joule en la red de M.T. se calculan con la ayuda de los valores de resistencia de cada rama, proporcionadas por el AGR. Las pérdidas de energía dependen de la potencia inyectada por los aerogeneradores que cuelgan de cada línea. Dicha potencia varía de un aerogenerador a otro en función de los recursos eólicos disponibles en cada emplazamiento. Por ello es necesario utilizar nuevamente la capa de recursos eólicos, definidos con las funciones de Weibull, para poder estimar la energía anual generada en cada aerogenerador, y con ella las pérdidas totales anuales en toda la red eléctrica

del parque. Conociendo la energía anual perdida en red eléctrica y el precio estimado de la energía en el mercado, es posible cuantificar económicamente este efecto como un coste de oportunidad, que también debe ser considerado.

Por otro lado, cada aerogenerador requiere de una cierta cantidad de energía eléctrica para alimentar todos los sistemas auxiliares necesarios para su funcionamiento, por ejemplo bombas hidráulicas, sistemas electrónicos de control etc. Además cada uno de ellos también incluye un transformador elevador de tensión que presenta unas pérdidas que también deben considerarse. En nuestro caso, todas estas necesidades de energía se han considerado en el cálculo de las pérdidas como valores fijos.

En el cómputo total de los costes, podemos distinguir entre los costes de inversión y los costes de operación y mantenimiento. Como ya se ha comentado anteriormente, la parte más importante del capital necesario para afrontar los costes de inversión se obtiene a través de entidades financieras mediante un préstamo cuyas condiciones deben negociarse en cada caso particular. Además del tipo de interés, las comisiones, etc., también puede variar la forma en la que la empresa promotora recibe el dinero. La entidad financiera puede hacer efectivo el préstamo en un único plazo al inicio del proyecto, o en función de las certificaciones realizadas por el director de obra. Este factor influye en los flujos de caja y, por lo tanto, en el resultado del valor actual neto del proyecto.

En parques eólicos, el plazo de amortización del préstamo suscrito con el banco suele tener una duración de entre 10 y 20 años dependiendo de cada caso particular. Tras la puesta en marcha del parque eólico, las cuotas pagadas al banco en concepto de amortización e intereses del préstamo, deben reflejarse en el correspondiente cuadro de amortización. La cuantía de dichas cuotas es otro de los valores necesarios para poder determinar el VAN de la inversión.

Los costes de inversión más relevantes en un parque eólico pueden agruparse en torno a nueve categorías:

- Costes de los aerogeneradores.
- Coste de la red de M.T.
- Coste de la subestación transformadora.

- Coste de los viales.
- Coste de desmantelamiento.
- Coste de las estaciones de medida.
- Coste de las medidas de seguridad y salud (fase de construcción).
- Coste de proyecto, permisos, tasas, etc.
- Coste de la línea de evacuación de A.T

La suma del importe de estas nueve categorías determina prácticamente el 100% del valor total la inversión. Aunque el sistema de optimización propuesto opera únicamente, sobre tres de las ocho categorías (costes de los aerogeneradores, coste de la red de media tensión y el coste de los viales), la suma de éstas supone más del 95% del valor total de la inversión del parque eólico y, por lo tanto, su influencia es máxima.

Una vez se conocen los ingresos y los gastos estimados para cada año durante el periodo de amortización, es posible determinar los rendimientos anuales del capital (Ingresos – Gastos). Una vez se fija una tasa de descuento r , en la ecuación 5.41, es posible determinar el VAN de la inversión.

Tal como se vio en el apartado 3.6.1, los costes de inversión en aerogeneradores se calculan mediante la ecuación (5.56) en la que se detallan los correspondientes a un único aerogenerador, el i .

$$I_{a,i} = C_{turb} + C_v + N_{t,i} C_t \quad (5.56)$$

donde $N_{t,i}$ es el número de tramos de la torre del aerogenerador i dentro del parque, C_t representa el coste de cada tramo de torre, C_{turb} es el coste de adquisición del aerogenerador y C_v el coste de la virola. La parte proporcional de obra civil relacionada con la instalación de los aerogeneradores incluye los costes de excavación y cimentación, que dependen a su vez del tipo de suelo sobre el que se va a construir. Además, también se deben sumar los costes de montaje, grúa etc. El algoritmo de determina los costes de inversión en aerogeneradores mediante la

ecuación (5.57) que complementa a la ecuación (5.56) añadiendo los conceptos se acaban de explicar.

$$I_a = \sum_{i=1}^{N_t} (I_{a,i} + C_{cim,i} + C_{exc,i} + C_{elev,i} + C_{mont,i}) \quad (5.57)$$

donde $C_{cim,i}$ es el coste de cimentación del aerogenerador i , $C_{exc,i}$ es el coste de excavación del aerogenerador i , $C_{elev,i}$ representa el coste de los equipos de elevación necesarios para el montaje de dicho aerogenerador y, finalmente, $C_{mont,i}$ corresponde a los costes de montaje que incluyen mano de obra y equipos auxiliares relacionados.

Los costes de inversión en la instalación de media tensión del parque se calculan mediante la ecuación (5.58)

$$C_{mt} = \sum_{i=1}^{N_{lineas}} (c_{g,i} + c_{c,i} + c_{v,i}) L_i \quad (5.58)$$

donde $c_{g,i}$ es el coste unitario geográfico de trazado de la línea i del parque, $c_{c,i}$ corresponde al coste unitario de los conductores de cada línea, y $c_{v,i}$ son los costes variables provocados por las pérdidas por efecto Joule en cada una de las líneas eléctricas.

El coste geográfico unitario ($c_{g,i}$) de una línea de media tensión, incluye la parte proporcional de obra civil dedicada a su trazado sobre el terreno. Este valor depende del tipo de suelo sobre el que se excava la zanja, de las zonas por las que discurre la línea, así como de la pendiente del terreno. También se incluyen los costes de tendido de los cables, mano de obra, comunicaciones, y maquinaria auxiliar necesaria.

Los costes variables no deben ser considerados como parte de la inversión y, por lo tanto, deben ser calculados de forma independiente, ya que éstos forman parte de los costes asociados al periodo de explotación de la instalación. Por ello la ecuación (5.58) nos queda reducida a la ecuación (5.59).

$$I_{mt} = \sum_{i=1}^{N_{líneas}} (c_{g,i} + c_{c,i}) L_i \quad (5.59)$$

donde I_{mt} corresponde a la inversión necesaria para realizar el trazado de las líneas de media tensión dentro del parque, $N_{líneas}$ el número total de líneas, y L_i la longitud de la línea i .

Existen algunos autores que determinan las pérdidas anuales en la red de media tensión de acuerdo a su potencia máxima. Tal como se explicó en apartados anteriores, esta hipótesis lleva a importantes errores de cálculo, ya que en ningún caso todos los aerogeneradores entregan la misma potencia en el mismo instante, y menos aún la potencia máxima. El valor de la energía anual perdida en la red (EAP) se calcula sumando las pérdidas en cada uno de los tramos que la integran.

Las pérdidas en cada tramo dependen de la resistencia de los conductores y del cuadrado de la potencia instantánea inyectada por los aerogeneradores conectados a la línea. Puesto que los recursos eólicos varían de un emplazamiento a otro, es necesario recurrir de nuevo a la capa de recursos eólicos que contiene los parámetros de escala y forma de las funciones de Weibull en cada emplazamiento.

El valor de las pérdidas se cuantifica, multiplicado EAP por el precio medio de venta de energía en el mercado, y se considera como un coste anual añadido al resto de costes de operación del parque (ecuación 5.60).

$$C_{rmt} = EAP \cdot p_{me} \quad (5.60)$$

donde C_{rmt} es el coste anual ocasionado por las pérdidas en la red de media tensión (€/año), EAP es la energía anual perdida (kWh) y p_{me} es el precio medio de venta de la energía en el mercado eléctrico (€/kWh).

La inversión necesaria para la realización de viales de acceso que permitan el transporte de todos los componentes del parque hasta sus emplazamientos, también debe considerarse. Para determinar el coste de trazado de los caminos hay que tener en cuenta el tipo de terreno que atraviesan, la composición del suelo, las pendientes y obstáculos que deberán salvarse, así como las condiciones que se deben cumplir para

permitir el transporte de los aerogeneradores hasta sus emplazamientos. En este caso el coste de inversión en viales se calcula mediante la ecuación (5.61).

$$I_{vial} = c_{mvial} L_{vial} \quad (5.61)$$

donde L_{vial} es la longitud total de caminos en el parque y c_{mvial} es el coste medio unitario de trazado de caminos que depende de la pendiente, del tipo de suelo, cobertura, características de los caminos construidos y precio de las unidades de obra.

La longitud total de todos los caminos así como el coste unitario medio se obtiene con la ayuda de la función *CostPath* incorporada en la Toolbox de ArcGIS. Esta herramienta permite la búsqueda de rutas de coste mínimo entre varios puntos del plano. Con la ayuda de esta función se construye la matriz de adyacentes que indica los costes y longitudes de todos los caminos posibles desde cada aerogenerador hacia todos los demás.

Posteriormente mediante un algoritmo de Prim se determina la red de caminos de coste mínimo necesaria para comunicar todos los aerogeneradores con la subestación, mediante una red radial.

La inversión total necesaria para la construcción del parque se calcula mediante la ecuación (5.62).

$$I_{tot} = I_a + I_{mt} + I_{vial} + I_{SET} + I_{LAT} + I_{dsm} + I_{ss} + I_{med} + I_{proy} \quad (5.62)$$

donde I_{SET} representa la inversión en la subestación, I_{LAT} es la inversión en la línea de evacuación de energía del parque, I_{dsm} son los costes de desmantelamiento del parque una vez ha llegado al final de su vida útil, I_{ss} corresponde las cantidades necesarias para cubrir los costes de los planes de seguridad y salud durante la construcción del parque, I_{med} corresponde a la inversión dedicada a la construcción de estaciones de medida de viento y, por último, I_{proy} representa las cantidades dedicadas al desarrollo del proyecto junto con los permisos y autorizaciones necesarias para llevarlo a cabo.

Por lo general, la mayor parte, de la inversión, será cubierta a través de un préstamo suscrito con una entidad financiera, cuyas condiciones se deben negociar en cada caso particular. En función de cantidad prestada, del plazo de amortización y

del tipo de interés, se genera una tabla de amortización del préstamo que no tiene porqué coincidir con el plazo de amortización de la instalación.

En la tabla de amortización del préstamo, se establecen las cuotas anuales que deberán pagarse a la entidad financiera en concepto de amortización e intereses. Dichas cantidades comenzarán a hacerse efectivas, tras un periodo de carencia suficientemente amplio para permitir la terminación del proyecto y la puesta en marcha de la instalación. Normalmente el criterio más utilizado por las entidades financieras para calcular la tabla de amortización es el denominado *sistema francés* según el cual se paga una cuota fija durante todos los periodos en la cual una parte va destinada al pago de los intereses y otra a la amortización del capital. En sistema francés el pago de la mayor parte de los intereses se produce al inicio de la vida del préstamo y va reduciéndose con el tiempo. Una vez se conoce el valor total de la inversión I_{tot} , se debe negociar qué porcentaje será cubierto por el préstamo. La cantidad prestada I_{prest} y la que deben aportar los socios inversores I_{inv} se calculan mediante las ecuaciones (5.63) y (5.64)

$$I_{prest} = X \cdot I_{tot} \quad (5.63)$$

$$I_{inv} = (1 - X) \cdot I_{tot} \quad (5.64)$$

donde X representa el porcentaje de la inversión cubierto por la entidad financiera que en parques eólicos suele estar comprendido entre un 60% y un 90%.

Al capital prestado hay que añadirle una comisión de apertura que se aplica sobre el valor del préstamo y debe negociarse con el banco. Este valor es del orden del 1%. Además de la comisión de apertura suelen añadirse otros cargos como, por ejemplo, una comisión de gestión que se aplica también sobre el valor del préstamo solicitado y suele ser del orden del 0,1%. El valor final del préstamo que se debe amortizar se obtiene a partir de la suma del préstamo solicitado más las comisiones (ecuación 5.65).

$$C_{ef} = I_{prest} (1 + c_{ap} + c_{gest}) \quad (5.65)$$

donde C_{ef} es el capital efectivo que debe amortizarse, I_{prest} representa la cantidad solicitada, c_{ap} y c_{gest} son las comisiones de apertura y gestión, respectivamente.

El cálculo de la cuota anual que deberá pagar al banco en el caso de utilizar el sistema francés se obtiene mediante la ecuación (5.66).

$$C = C_{ef} \cdot \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (5.66)$$

donde C es la cuota anual a pagar, C_{ef} es el capital efectivo prestado por el banco, i es la tasa de interés anual y n representa la duración del préstamo en años.

En la tabla de amortización del préstamo se debe separar la parte correspondiente de la cuota destinada al pago de intereses y la correspondiente al pago del principal. Los intereses se calculan aplicando la tasa de interés al capital pendiente en cada periodo, y el capital amortizado se obtiene restando los intereses al valor de la cuota, tal y como muestran las ecuaciones (5.67) y (5.68).

$$C_{inter} = C_{pend,(n-1)} \cdot i \quad (5.67)$$

$$C_{amort} = C - C_{inter} \quad (5.68)$$

donde C_{inter} representa el coste de los intereses en €, C_{amort} es la parte del capital amortizado en un ciclo. $C_{pend,(n-1)}$ es el capital pendiente de amortizar en el ciclo anterior (€) y finalmente i es la tasa de interés anual del préstamo (%).

Por último, el capital pendiente para el siguiente periodo $C_{pend,n}$ se calcula restando al capital pendiente del ciclo anterior $C_{pend,(n-1)}$ la cantidad del capital amortizado en cada periodo (ecuación 5.69)

$$C_{pend,n} = C_{pend,(n-1)} - C_{amort} \quad (5.69)$$

Es importante distinguir entre la parte de la cuota anual destinada al pago de intereses y la parte destinada al pago del principal, ya que los intereses constituyen los llamados costes financieros y son considerados como un coste más durante la fase de explotación del parque.

Para determinar el valor actual neto de la inversión es necesario conocer los ingresos que va a generar la instalación durante toda su vida útil. Para ello hay que establecer un precio estimado de venta de la energía. Habitualmente se suelen tomar valores en base a los registrados en años anteriores corregidos por el IPC. La energía anual estimada AES se calcula en función de las posiciones de los aerogeneradores dentro del parque teniendo en cuenta las pérdidas por efecto sombra. Al valor de AES hay que descontarle las pérdidas de energía en los aerogeneradores y en las líneas eléctricas del parque. Los ingresos brutos anuales estimados se calculan a partir de la ecuación (5.70).

$$In_{brutos} = p_{me} (AES - EAP) (1 + IPC)^{(n-1)} \quad (5.70)$$

donde In_{brutos} son los ingresos brutos generados, p_{me} es el precio medio de venta de la energía, AES es la energía anual estimada, EAP es la energía anual perdida en las líneas eléctricas y en los aerogeneradores, IPC es el índice de precios al consumo y n es el periodo de tiempo en el que se realiza el cálculo.

En el apartado 5.4.6.2 se han enumerado los conceptos que forman parte de los costes de explotación (C_{ex}) que incluyen entre otros, los costes financieros, así como la amortización de los equipos.

Una vez se dispone de todos los ingresos y gastos anualizados a lo largo del ciclo de vida del proyecto, es posible construir un *cash-flow* o flujo de caja, que permite calcular los flujos de capital que se van a producir en cada periodo de tiempo. El *cash-flow* en cada ciclo se calcula mediante la ecuación (5.71).

$$cf = B_n - P_p + A_e \quad (5.71)$$

donde cf es el valor de caja en cada ciclo, B_n es el beneficio neto obtenido (después de impuestos), P_p la cantidad correspondiente al pago del principal (amortización del capital) y, por último, A_e es el valor de la amortización de los equipos. El beneficio neto se calcula restando impuestos al beneficio bruto, y el beneficio bruto se calcula como diferencia entre los ingresos brutos y los costes de explotación.

El valor actual neto de la inversión se calcula a partir de la suma de todos los valores del flujo de caja actualizados a la fecha de puesta en marcha de la

explotación. El VAN se puede escribir según la ecuación (5.72), que es equivalente a la ecuación (5.55).

$$VAN = -I_{inv} + \sum_{n=1}^N \frac{cf_n}{(1+r)^n} \quad (5.72)$$

donde VAN es el valor actual neto de la inversión, I_{inv} la inversión realizada por los socios, cf_n es el flujo de caja en el periodo n , r la tasa de descuento y, por último, N representa el ciclo de vida de la inversión.

El nuevo algoritmo genético mantiene la misma estructura que el algoritmo inicial con la única diferencia de que, en lugar de maximizar la energía anual estimada (AES), en este caso la función objetivo que se maximiza es el valor actual neto de la inversión (VAN). Todos los demás parámetros se controlan del mismo modo.

En las figuras 5.80 y 5.81 se muestran el resultado obtenido a partir de los ensayos para un parque eólico compuesto por 10 aerogeneradores del tipo Gamesa G90 con una potencia nominal de 2MW instalados en Sierra La Hez en el municipio de Molinos de Ocón en La Rioja. La figura 5.80 muestra el resultado obtenido cuando se utiliza únicamente la energía anual estimada como como función objetivo. La figura 5.81 utiliza como función objetivo el VAN de la inversión. Como se puede apreciar en el segundo caso, el sistema de optimización ha escogido emplazamientos mucho más próximos.

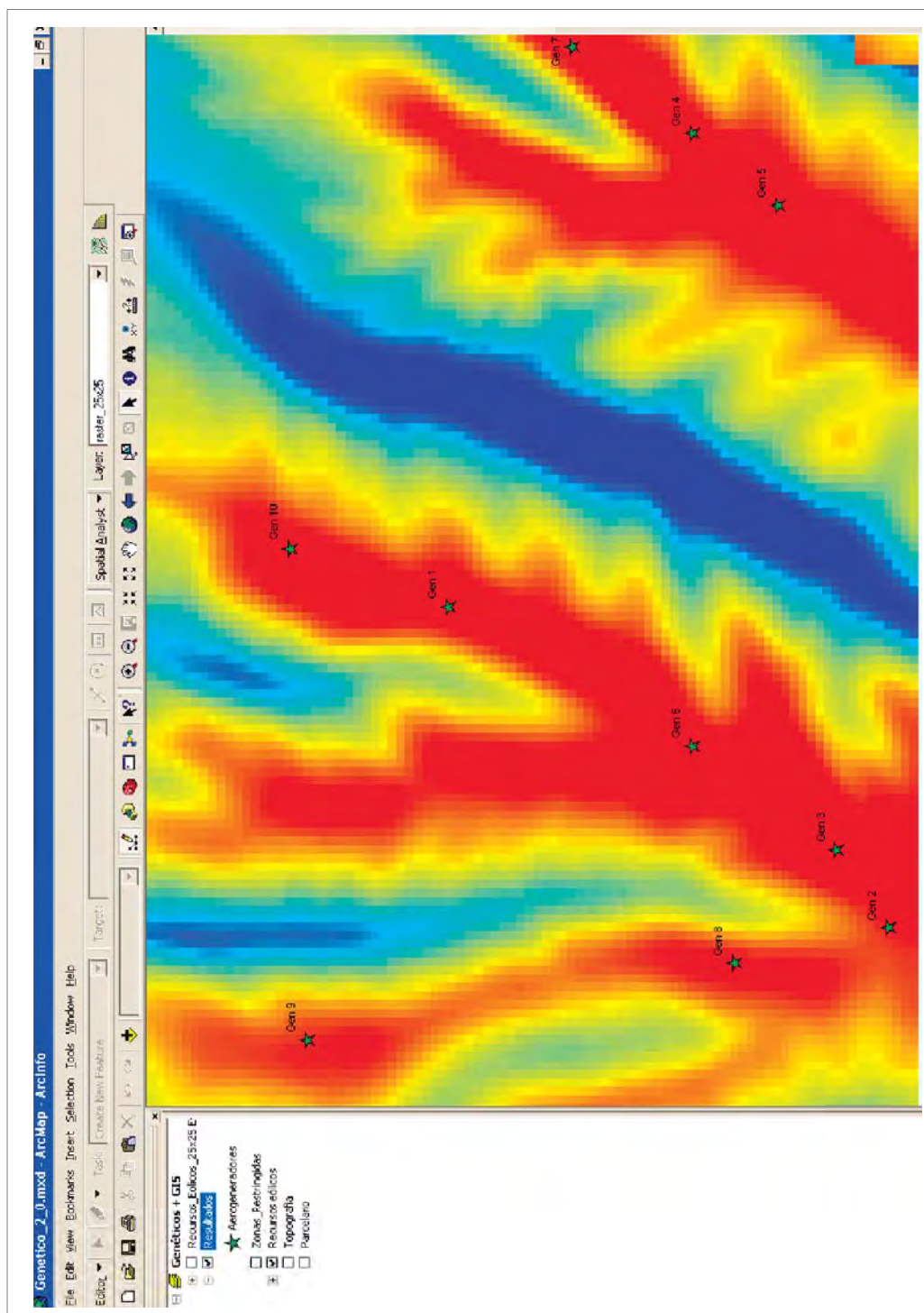


Figura 5.80: Ensayo N°7 Resultados obtenidos en GIS sin tener en cuenta las redes de M.T.

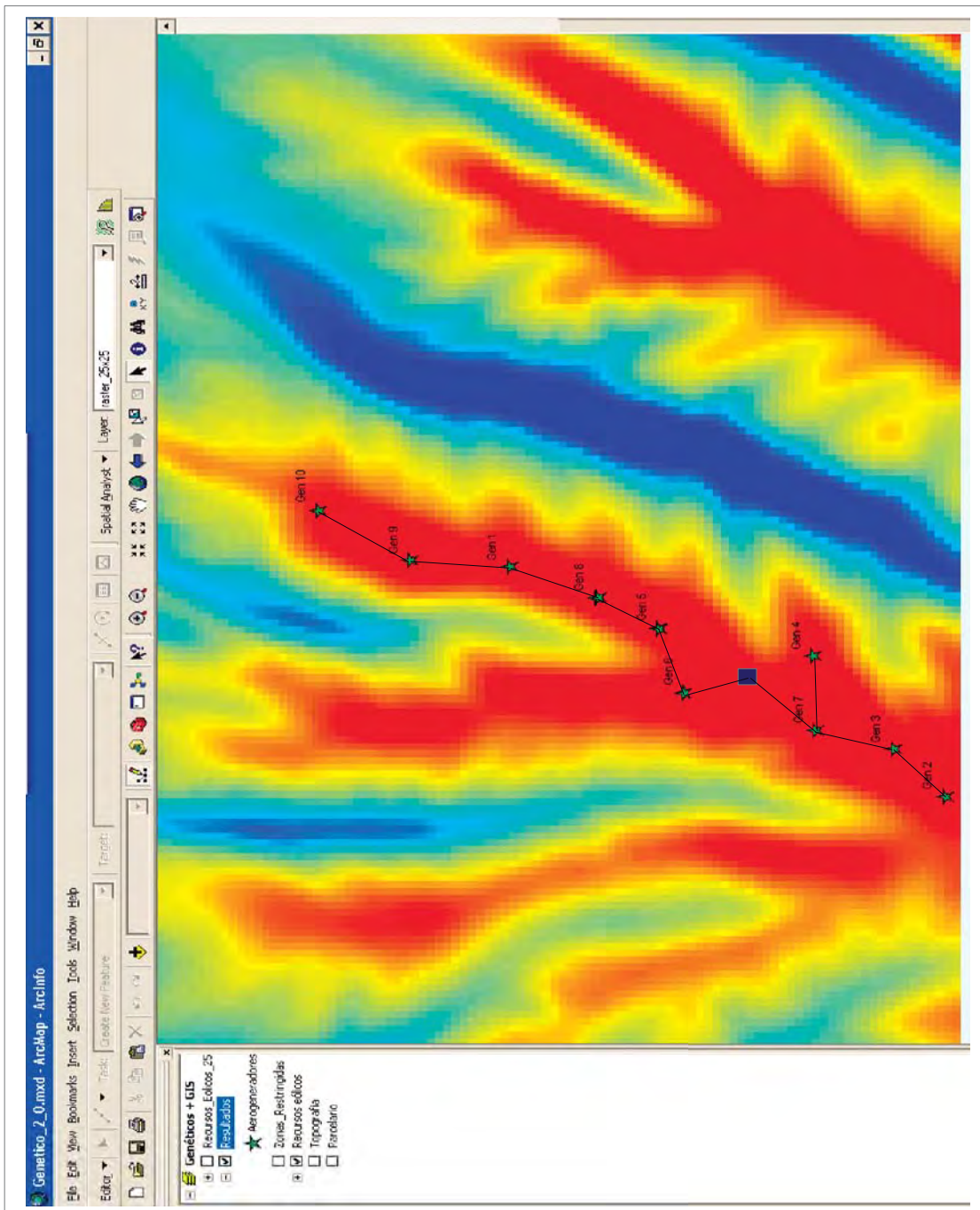


Figura 5.81: Ensayo final en GIS con el algoritmo genético completo.

CAPITULO

6

CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO.

6.1 Conclusiones.

Esta tesis doctoral ha permitido explorar nuevos aspectos, en el ámbito del desarrollo y planificación de parques eólicos. El diseño óptimo de un parque eólico es, en definitiva, un problema con un marcado carácter geográfico. Hoy en día, un sistema de información geográfica es, sin duda alguna, la herramienta informática más adecuada para resolver problemas de índole geográfico. La resolución del problema de la búsqueda de los emplazamientos de los aerogeneradores en un parque eólico, de tal forma que se consiga optimizar la producción de energía eléctrica con los menores costes de inversión, requiere el conocimiento de un gran número de variables, cuyos valores pueden representarse sobre un mapa. A pesar de ello, en la literatura internacional no aparecen trabajos publicados en los que los sistemas de información geográfica hayan sido utilizados para optimizar este tipo de instalaciones. Una de las ventajas más importantes que tiene el uso de estos sistemas es la posibilidad de construir bases de datos geográficas que permiten almacenar todo tipo de información describiendo las características del terreno donde se pretende construir un parque eólico.

El problema de optimización de estas plantas de generación de energía requiere el análisis de un gran número de variables que deberán ser consideradas de forma global. Toda la información geográfica se almacena ordenadamente mediante capas temáticas que permiten describir la naturaleza de cada una de las variables que incidirán en el proceso de planificación del parque. Los GIS actualmente permiten el desarrollo de aplicaciones a través de un lenguaje de alto nivel, mediante el cual es posible acceder a toda la información contenida en cada una de las capas e interactuar con ella para obtener nuevos resultados. El desarrollo de aplicaciones ofrece un enorme abanico de posibilidades, ya que es posible crear algoritmos de cálculo que se adapten a nuestras necesidades, creando nuevas herramientas como la que se ha desarrollado en el presente trabajo. Además de las herramientas creadas por el usuario, los sistemas de información geográfica incluyen extensos paquetes que contienen multitud de herramientas que permiten realizar todo tipo de operaciones con la información contenida en la base de datos geográfica, un ejemplo de ello es la ToolBox de ArcGIS.

Los trabajos de investigación enmarcados en la presente tesis, han pretendido abordar el problema de la optimización de parques eólicos utilizando los sistemas de información geográfica.

Para comprobar la validez de esta metodología se ha diseñado un programa de aplicación que es capaz de obtener los emplazamientos óptimos para los aerogeneradores en un parque eólico. El algoritmo de optimización utiliza como función objetivo el VAN (valor actual neto) de la inversión, el cual permite seleccionar aquellos parques eólicos que generen una mayor rentabilidad del capital invertido en el proyecto. Las soluciones más rentables serán aquellas que combinen unos menores costes de inversión con la mayor producción posible. En la metodología que aquí se propone, se utilizan, además de los recursos eólicos de la zona, el tipo de suelo, las zonas prohibidas y la orografía del terreno. A pesar de ello, es posible incorporar cualquier otra información relevante que sirva de ayuda, como por ejemplo, los planos parcelarios, yacimientos de icnitas, caminos existentes, etc.

El problema de optimización se resuelve mediante la utilización de dos algoritmos genéticos anidados y un algoritmo de Prim para el trazado de la red de caminos dentro del parque. El algoritmo principal buscará los emplazamientos de los aerogeneradores que permitan obtener al valor más alto de la energía anual estimada. El algoritmo genético secundario o AGR (algoritmo genético de redes) determina la

red eléctrica de interconexión con los costes de instalación más bajos para cada uno de los parques eólicos creados por el primer algoritmo. Finalmente, mediante un algoritmo de Prim, que utiliza las herramientas de búsqueda de caminos de coste mínimo incluidas en ArcGIS, es posible determinar la red de viales de coste mínimo, que permitirá transportar los aerogeneradores hasta sus emplazamientos durante la fase de construcción del parque, y realizar su correcto mantenimiento en la fase de explotación.

Otro aspecto diferencial a tener en cuenta es el modo en el que se han codificado las redes eléctricas en el algoritmo genético secundario. A pesar de que en la bibliografía aparecen distintas formas de codificación, tales como secuencias de Prüfer y permutaciones de listas numéricas, en este trabajo se ha desarrollado una interesante estrategia basada en la combinación de enlaces donde cada red eléctrica se asocia a una cadena alfanumérica que contiene todas las conexiones en la red subterránea que une todos los aerogeneradores con la subestación que evacua a la red eléctrica la energía generada en el parque. El operador de cruce construye nuevos individuos a partir de las conexiones comunes del padre y de la madre a las que se van añadiendo alternativamente las ramas de un progenitor u otro. Esta metodología permite asegurar la heredabilidad en el proceso de cruce. Al final del capítulo 5 se han añadido los resultados de varios ensayos donde se puede comprobar la convergencia del algoritmo genético propuesto, y cómo la red resultante, en ausencia restricciones y costes geográficos homogéneos, coincide con la obtenida con el algoritmo de Prim, que proporciona el árbol de expansión mínima.

El coste de las líneas de media tensión se ha calculado a partir de tablas de precios orientativos obtenidas de un proyecto real de un parque eólico construido en España. Los conductores se han seleccionado en base a la potencia máxima que deben evacuar y a la máxima caída de tensión permitida en cada tramo de la red eléctrica. A este coste se le ha sumado el de excavación, desbroce y relleno de zanjas, cuyo precio depende del tipo de suelo sobre el que se va a actuar. Finalmente también se ha considerado un incremento de precio por la instalación de celdas de media tensión, lo que penaliza el uso de un elevado número de circuitos. Esta forma de calcular los costes de las líneas eléctricas dentro del parque eólico ofrece un valor bastante realista que permite tener una idea muy aproximada del coste total de esta parte de la instalación.

Se ha incluido en los costes del parque eólico, los de los caminos internos que permiten la construcción y mantenimiento del mismo. Para el trazado de los caminos óptimos, en términos de coste, se han utilizado herramientas presentes en el GIS junto con el algoritmo de Prim para la determinación del árbol de expansión minimal que garantiza el mínimo coste con el cumplimiento de las restricciones impuestas por el usuario.

La estimación de la energía anual que generará el parque eólico, se ha calculado en base a la información contenida en una malla tipo raster que especifica, en cada celda, los valores de escala y forma de las funciones de distribución de weibull de la velocidad del viento en 12 sectores. Estos valores deben ser compensados a causa del efecto estela, que provoca una disminución del recurso eólico en las zonas situadas a sotavento de los aerogeneradores. Por ello, las velocidades de viento deben ser minoradas, en función de la ubicación relativa de los aerogeneradores dentro del parque. El método que se ha utilizado para considerar este efecto, ha sido el Park modificado, si bien existen otros métodos más precisos para determinar la influencia del efecto estela, este aspecto queda pendiente para futuras líneas de trabajo.

Se ha integrado toda la metodología expuesta en esta tesis doctoral dentro del sistema de información geográfica ArcGIS mediante una aplicación que permite al usuario automatizar todo el proceso. Hay que recalcar, que el objetivo de este trabajo no consiste en construir la aplicación informática, sino en proporcionar una metodología que consiga la selección de los emplazamientos óptimos para los aerogeneradores. El objetivo de la aplicación desarrollada es servir de base para comprobar la viabilidad de todos aquellos procedimientos que aquí se describen.

Como conclusión final podemos afirmar que el binomio formado por los sistemas de información geográfica junto con los algoritmos de optimización evolutivos, constituye una potente herramienta que permite simplificar y mejorar considerablemente el proceso de planificación de nuevos parques eólicos. Si a ello le sumamos las capacidades adicionales que proporcionan las herramientas ya incluidas en los modernos sistemas de información geográfica, tenemos la pieza clave capaz de cerrar el círculo que daría lugar a un entorno de trabajo capaz de brindarnos un inmenso abanico de nuevas posibilidades.

6.2 Futuras líneas de trabajo.

Aunque se han cumplido los principales objetivos que se plantearon inicialmente en los trabajos de investigación enmarcados en esta tesis doctoral, debido a la enorme complejidad del problema que se ha tratado, han quedado pendientes varios aspectos importantes que se plantean como futuras líneas de trabajo. En este apartado he resumido algunos de los más interesantes:

- Los buenos resultados obtenidos a partir de metodología propuesta, justifican la realización de una aplicación informática dentro del GIS, que incluya un potente interfaz de usuario. Éste, permitiría realizar de forma sencilla, todos los procesos que se han descrito en este trabajo. En la aplicación que se propone, el usuario podría modificar, mediante varios formularios, todos los parámetros internos del algoritmo de optimización. Además se podría incluir una base de datos actualizable y editable por el usuario en la que se almacenarían los precios de los componentes principales que integran el parque eólico, tales como aerogeneradores, tramos de torre, conductores, etc., así como otras unidades de obra, como por ejemplo los costes de cimentación, desbroce, etc.
- La aplicación informática podría incluir una base de datos precisa con las curvas de potencia y otras características de los aerogeneradores. Finalmente podría ser capaz de proporcionar toda la documentación donde se incluirían los resultados obtenidos.
- Otra interesante línea de trabajo consistiría en introducir en el algoritmo genético principal una función de interpolación bilineal la cual que permitiría desarrollar un modelo continuo de tal forma que sería posible ubicar los aerogeneradores en cualquier posición del espacio independientemente de la retícula de recursos eólicos. El método actual permite una resolución mínima del tamaño de la celda escogida en la capa raster de recursos eólicos. Mediante esta mejora, sería posible un posicionamiento en el espacio en un sistema de coordenadas continuo.

- La mejora en el modelo de efecto estela es otro de los aspectos que ha quedado pendiente. La metodología propuesta está abierta a cualquier modelo de los posibles. Sería interesante añadir otros más complejos como por ejemplo el de *Eddy-viscosity*, aunque habría que pagar el precio de un mayor coste computacional.
- Se podrían introducir nuevas variables de diseño del parque en el algoritmo genético, tales como el tipo de aerogenerador óptimo, o el número de tramos de torre necesarios para que el buje se sitúe a una determinada altura.
- Aprovechando las funcionalidades que proporciona el GIS, sería posible incluir el estudio y evaluación de otras variables, como por ejemplo el impacto visual, mapas de ruido, etc., permitiendo el desarrollo de metodologías de optimización multicriterio.
- Por último, sería interesante añadir herramientas que permitan determinar el lugar óptimo de la subestación o subestaciones necesarias, el trazado de las líneas de alta tensión que permitan la conexión de las subestaciones del parque con la red de transporte de energía eléctrica, y el trazado del camino que enlace la red de caminos interna del parque con otros caminos o carreteras ya existentes. Estas herramientas tiene en el GIS una plataforma óptima para su desarrollo,

Estos son sólo algunos de los aspectos que podrían añadirse en un futuro próximo a partir de la metodología desarrollada. No obstante, conforme se vayan introduciendo nuevas mejoras, no cabe duda que irá apareciendo nuevos retos a superar.

BIBLIOGRAFÍA

- [Abbes, 2014] Abbes, M., Belhadj, J. *Development of a methodology for wind energy estimation and wind park design*. Journal of Renewable and Sustainable Energy 6 (5), 053103. 2014.
- [Ayotte, 2008] Ayotte, K.W. *Computational modelling for wind energy assessment*. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 96 (10-11), pp. 1571-1590. 2008.
- [Behera, 2015] Behera, S., Sahoo, S., Pati, B.B. *A review on optimization algorithms and application to wind energy integration to grid*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 48, pp. 214-227. 2015.
- [Bektas, 2006] Bektas, T. *The multiple travelling salesman problem: An overview of formulations and solution procedures*. Omega 34 (3), pp. 209-219. 2006.
- [Berzan, 2011] Berzan, C., Veeramachaneni, K., McDermott, J., O'Reilly, U.M. *Algorithms for Cable Network Design on Large-scale Wind Farms*. MSRP Technical Report, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, MA, USA, 2011.
- [Boulaxis, 2002] Boulaxis, N.G., Papadopoulos, M.P. *Optimal feeder routing in distribution system planning using dynamic programming technique and GIS facilities*. IEEE Transactions on Power Delivery 17 (1), pp. 242-247. 2002.
- [Burton, 2001] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, E. Bossany, *Wind Energy Handbook 2001*.

- [Casarotto, 2006] Chad Casarotto. *Graph Theory and Cayley's Formula*. Papers of University of Chicago August 2006.
- [Castro, 2007] Castro Mora, J., Calero Barón, J.M., Riquelme Santos, J.M., Burgos Payán, M. *An evolutive algorithm for wind farm optimal design*. *Neurocomputing* 70 (16-18), pp. 2651-2658. 2007.
- [Cechin, 2009] A.L. Cechin, J.V. Canto dos Santos, C.A. Mendel, A.T. Gómez, “Genetic algorithms to solve the power system restoration planning problem”, *Engineering with Computers*, Vol. 25, No. 3, pp. 261-268, 2009.
- [Changshui, 2011] Changshui, Z., Guangdong, H., Jun, W. *A fast algorithm based on the submodular property for optimization of wind turbine positioning*. *Renewable Energy* 36 (11), pp. 2951-2958. 2011.
- [Chen, 2013] Chen, Y., Li, H., Jin, K., Song, Q. *Wind farm layout optimization using genetic algorithm with different hub height wind turbines*. *Energy Conversion and Management* 70, pp. 56-65. 2013.
- [Chen, 2014] Chen, L., Macdonald, E. *A system-level cost-of-energy wind farm layout optimization with landowner modelling*. *Energy Conversion and Management* 77, pp. 484-494. 2014.
- [Chowdhury, 2012] Chowdhury, S., Zhang, J., Messac, A., Castillo, L. *Unrestricted wind farm layout optimization (UWFLO): Investigating key factors influencing the maximum power generation*. *Renewable Energy* 38 (1), pp. 16-30. 2012.

- [Chowdhury, 2013] Chowdhury, S., Zhang, J., Messac, A., Castillo, L. *Optimizing the arrangement and the selection of turbines for wind farms subject to varying wind conditions*. Renewable Energy 52, pp. 273-282. 2013.
- [Colmenar, 2014] Colmenar-Santos, A., Campiñez-Romero, S., Enríquez-García, L.A., Pérez-Molina, C. *Simplified analysis of the electric power losses for on-shore wind farms considering weibull distribution parameters*. Energies 7 (11), pp. 6856-6885. 2014.
- [Cormen, 2009] Cormen, T.H., Leiserson, C.E., Rivest R.L., Stein, C. *Introduction to Algorithms, third edition*. The MIT Press, Cambridge, Massachusetts, 2009.
- [Crespo, 1999] 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.
- [Dahmani, 2015] Dahmani, O., Bourguet, S., Machmoum, M., Guerin, P., Rhein, P., Josse, L. *Optimization of the Connection Topology of an Off-shore Wind Farm Network*. IEEE Systems Journal. En prensa. 2015.
- [Dijkstra, 1959] Dijkstra, E.W. *A note on two problems in connexion with graphs*. Numerische Mathematik 1, pp. 269–271. 1959.
- [Dufo, 2005] R. Dufo-López, J.L. Bernal-Agustín, *Design and control strategies of PV-Diesel systems using genetic algorithms*, Solar Energy, Vol. 79, No. 1, pp. 33-46, 2005.
- [Dutta, 2012] Dutta, S., Overbye, T.J. *Optimal wind farm collector system topology design considering total trenching length*. IEEE Transactions on Sustainable Energy 3 (3), pp. 339-348. 2012.

-
- [El-Khattam, 2005] El-Khattam, W., Hegazy, Y.G., Salama, M.M.A. *An integrated distributed generation optimization model for distribution system planning*. IEEE Transactions on Power Systems 20 (2), pp. 1158-1165. 2005.
- [Eroglu, 2012] Eroğlu, Y., Seçkiner, S.U. *Design of wind farm layout using ant colony algorithm*. Renewable Energy 44, pp. 53-62. 2012.
- [Eroglu, 2013] Eroğlu, Y., Seçkiner, S.U. *Wind farm layout optimization using particle filtering approach*. Renewable Energy 58, pp. 95-107. 2013.
- [Farrag, 1999] Farrag, M.A., El-Metwally, M.M., El-Bages, M.S. *A new model for distribution system planning*. International Journal of Electrical Power and Energy Systems 21 (7), pp. 523-531. 1999.
- [Feng, 2014] Feng, J., Shen, W.Z. *Wind farm layout optimization in complex terrain: A preliminary study on a Gaussian hill*. Journal of Physics: Conference Series 524 (1), 012146. 2014.
- [Feng, 2015] Feng, J., Shen, W.Z. *Solving the wind farm layout optimization problem using random search algorithm*. Renewable Energy 78, pp. 182-192. 2015.
- [Fernández, 2009] Fernández Jiménez, L.A., Falces, A., Mendoza Villena, M., Muñoz Jiménez, A., Lara Santillán, P.M., Zorzano Santamaria, P.J. *Optimización del diseño de parques eólicos por medio de algoritmos genéticos y sistemas de información geográfica*. Proceedings of the 11th Spanish Portuguese Conference on Electrical Engineering (11CHLIE), Paper-178, pp. 1-7. 2009.
- [Frandsen, 2006] Frandsen, S., Barthelmie, R., Pryor, S., Rathmann, O., Larsen, S., Højstrup, J., Thøgersen, M. *Analytical modelling of wind speed deficit in large off-shore wind farms*. Wind Energy 9 (1-2), pp. 39-53. 2006.

-
- [Gao, 2014] Gao, X., Yang, H., Lu, L. *Study on off-shore wind power potential and wind farm optimization in Hong Kong*. Applied Energy 130, pp. 519-531. 2014.
- [Gao, 2015] Gao, X., Yang, H., Lin, L., Koo, P. *Wind turbine layout optimization using multi-population genetic algorithm and a case study in Hong Kong off-shore*. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 139, pp. 89-99. 2015.
- [Geem, 2013] Geem, Z.W., Hong, J. *Improved formulation for the optimization of wind turbine placement in a wind farm*. Mathematical Problems in Engineering 2013, 481364. 2013.
- [Goldberg, 1989] D.E. Goldberg, *Genetic algorithms in search, optimization and machine learning*. Adisson-Wesley, Reading, Massachussets, 1989.
- [Gómez, 2004] Gómez, J.F., Khodr, H.M., De Oliveira, P.M., Ocque, L., Yusta, J.M., Villasana, R., Urdaneta, A.J. *Ant colony system algorithm for the planning of primary distribution circuits*. IEEE Transactions on Power Systems 19 (2), pp. 996-1004. 2004.
- [González, 2012a] González-Longatt, F., Wall, P.P., Terzija, V. *Wake effect in wind farm performance: Steady-state and dynamic behaviour*. Renewable Energy 39 (1), pp. 329-338. 2012.
- [González, 2012b] González-Longatt, F.M., Wall, P., Regulski, P., Terzija, V. *Optimal electric network design for a large off-shore wind farm based on a modified genetic algorithm approach*. IEEE Systems Journal 6 (1), pp. 164-172. 2012.
- [Gottlieb, 2001] Jens Gottlieb, Bryant A. Julstrom, Günther R. Raidl, and Franz Rothlauf. (2001). *Prüfer numbers: A poor representation of spanning trees for evolutionary search*.
-

-
- Proceedings of the Genetic and Evolutionary Computation Conference (GECCO-2001): 343–350.
- [Grady, 2005] Grady, S.A., Hussaini, M.Y., Abdullah, M.M. *Placement of wind turbines using genetic algorithms*. *Renewable Energy* 30 (2), pp. 259-270. 2005.
- [Gu, 2015] Gu, H., Wang, J., Lin, Q., Gong, Q. *Automatic contour-based road network design for optimized wind farm micrositing*. *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 6 (1), pp. 281-289. 2015.
- [Han, 2012] Han, X., Guo, J., Wang, P. *Adequacy study of a wind farm considering terrain and wake effect*. *IET Generation, Transmission and Distribution* 6 (10), pp. 1001-1008. 2012.
- [Herbert, 2014] Herbert-Acero, J.F., Probst, O., Réthoré, P.-E., Larsen, G.C., Castillo-Villar, K.K. *A review of methodological approaches for the design and optimization of wind farms*. *Energies* 7 (11), pp. 6930-7016. 2014.
- [Holland, 1992] J.H. Holland. *Adaptation in natural and artificial systems*, Massachusetts Institute of Technology Press, Cambridge, Massachusetts, 1992.
- [Howard, 2006] Howard, R.J.A., Pereira, J.C.F. *A study of wind turbine power generation and turbine/tower interaction using large eddy simulation*. *Wind and Structures, An International Journal* 9 (2), pp. 95-108. 2006.
- [IEA, 2007] IEA *Wind Energy Anual Report 2007*.
- [Jangam, 2001] S.H. Jangamshetti, V.G. Ran. . Vol. 16, No. 1, pp. 8-13, 2001.
- [Jensen, 1983] Jensen, N.O. *A note on wind turbine interaction*. Technical report Riso National Laboratory, Denmark. 1983.

- [Kandari, 2007] A. M. Al-Kandari, K. M. El-Naggar, *A genetic-based algorithm for optimal estimation of input–output curve parameters of thermal power plants*, *Electrical Engineering*, Vol. 89, no. 8, pp. 585-590, 2007.
- [Katic, 1986] Katic, I., Hojstrup, J., Jensen, N. *A simple model for cluster efficiency*. Proceedings of European Wind Energy Association Conference and Exhibition, Rome, Italy, pp. 407–410. 1986.
- [Khan, 2013] Khan, S.A., Rehman, S. *Iterative non-deterministic algorithms in on-shore wind farm design: A brief survey*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 19, pp. 370-384. 2013.
- [Kim, 2012] Kim, H., Singh, C., Sprintson, A. *Simulation and estimation of reliability in a wind farm considering the wake effect*. *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 3 (2), pp. 274-282. 2012.
- [Kousaka, 2014] Kousaka, I., Eguchi, D., Yamashita, D., Nakanishi, Y., Yokoyama, R., Iba, K. *Cost-minimum network planning in large wind farm using revised Prim's algorithm*. En: Proceedings IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT, 6816465. 2014.
- [Koza, 1992] J.R. Koza, *Genetic Programming: On the Programming of Computers by Means of Natural Selection*, MIT Press, Cambridge, MA, USA, 1992.
- [Kusiak, 2010] Kusiak, A., Song, Z. *Design of wind farm layout for maximum wind energy capture*. *Renewable Energy* 35 (3), pp. 685-694. 2010.
- [Kruskal, 1956] Kruskal, J. B. *On the shortest spanning subtree of a graph and the traveling salesman problem*. *Proceedings of the American Mathematical Society* 7: 48–50. 1956

-
- [Li, 2008] Li, D.D., He, C., Fu, Y. *Optimization of internal electric connection system of large off-shore wind farm with hybrid genetic and immune algorithm*. En: 3rd International Conference on Deregulation and Restructuring and Power Technologies, DRPT, pp. 2476-2481. 2008.
- [Lingling, 2009] Lingling, H., Yang, F., Xiaoming, G. *Optimization of electrical connection scheme for large off-shore wind farm with genetic algorithm*. En: International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, SUPERGEN, 5348118. 2009.
- [Lissaman, 2009] Lissaman, P.B.S. *Wind Turbine Airfoils and Rotor Wakes*. En Spera, D.A. (Ed), *Wind Turbine Technology. Fundamental Concepts in Wind Turbine Engineering* (pp. 373-412). New York: ASME. 2009.
- [Long, 2015] Long, H., Zhang, Z. *A Two-Echelon Wind Farm Layout Planning Model*. IEEE Transactions on Sustainable Energy. En prensa. 2015.
- [Lumbreras, 2013] Lumbreras, S., Ramos. A. *Optimal design of the electrical layout of an off-shore wind farm applying decomposition strategies*. IEEE Transactions on Power Systems 28 (2), pp. 1434-1441. 2013.
- [Luo, 2004] S. Luo, M. Kezunovic, D.R. Sevick, *Locating faults in the transmission network using sparse field measurements, simulation data and genetic algorithm*. Electric Power Systems Research, Vol. 71, No. 2, pp. 169-177, 2004.
- [MacQueen, 1967] MacQueen, J.B. *Some Methods for Classification and Analysis of Multivariate Observations*. En Proceedings of the Fifth Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability. University of California Press, Berkeley, vol 1, pp. 281—297. 1967.

-
- [Marmidis, 2008] Marmidis, G., Lazarou, S., Pyrgioti, E. *Optimal placement of wind turbines in a wind park using Monte Carlo simulation*. Renewable Energy 33 (7), pp. 1455-1460. 2008.
- [Massan, 2015] Massan, S., Wagan, A.I., Shaikh, M.M., Abro, R. *Wind turbine micrositeing by using the firefly algorithm*. Applied Soft Computing 27, pp. 450-456. 2015.
- [Mekonnen, 2015] Mekonnen, A.D., Gorsevski, P.V. *A web-based participatory GIS (PGIS) for off-shore wind farm suitability within Lake Erie, Ohio*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 41, pp. 162-177. 2015.
- [Míguez, 2002] Míguez, E., Cidrás, J., Díaz-Dorado, E., García-Dornelas, J.L. *An improved branch-exchange algorithm for large-scale distribution network planning*. IEEE Transactions on Power Systems 17 (4), pp. 931-936. 2002.
- [Monteiro, 2005] 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 Transactions on Power Delivery, Vol. 20, No. 2, pp. 934-942, 2005.
- [Montoya, 2014] Montoya, F.G., Manzano-Agugliaro, F., López-Márquez, S., Hernández-Escobedo, Q., Gil, C. *Wind turbine selection for wind farm layout using multi-objective evolutionary algorithms*. Expert Systems with Applications 41 (15), pp. 6585-6595. 2014.
- [Mora, 2007] 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.

-
- [Mosetti, 1994] Mosetti, G., Poloni, C., Diviacco, B. *Optimization of wind turbine positioning in large windfarms by means of a genetic algorithm*. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 51 (1), pp. 105-116. 1994.
- [Muljadi, 2008] Muljadi, E., Butterfield, C.P., Ellis, A., Mechenbier, J., Hochheimer, J., Young, R., Miller, N., Delmerico, R., Zavadil, R., Smith, J.C. *Equivalencing the collector system of a large wind power plant*. En: IEEE Power Engineering Society General Meeting, PES, 1708945. 2006.
- [Mustakerov, 2010] Mustakerov, I., Borissova, D. *Wind turbines type and number choice using combinatorial optimization*. Renewable Energy 35 (9), pp. 1887-1894. 2010.
- [Neagu, 2014] Neagu, B.C., Georgescu, G. *Wind farm cable route optimization using a simple approach*. En: Proceedings of the 2014 International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering, pp. 1004-1009. 2014.
- [Openwind, 2015] *Openwind. Open-source wind farm design software*. Disponible en: <http://software.awstruepower.com/>
- [Oztruk, 2004] Ozturk, U.A., Norman, B.A. *Heuristic methods for wind energy conversion system positioning*. Electric Power Systems Research 70 (3), pp. 179-185. 2004.
- [Paiva, 2005] Paiva, P.C., Khodr, H.M., Domínguez-Navarro, J.A., Yusta, J.M., Urdaneta, A.J. *Integral planning of primary-secondary distribution systems using mixed integer linear programming*. IEEE Transactions on Power Systems 20 (2), pp. 1134-1143. 2005.

- [Panda, 2007] S. Panda, R.N. Patel. *Optimal location of shunt FACTS controllers for transient stability improvement employing genetic algorithm*. Electric Power Components and Systems, Vol. 35, No. 2, pp. 189-203, 2007.
- [Pérez, 2013] Pérez, B., Mínguez, R., Guanche, R. *Off-shore wind farm layout optimization using mathematical programming techniques*. Renewable Energy 53, pp. 389-399. 2013.
- [Poli, 2008] R. Poli, W.B. Langdon, N.F. McPhee, *A Field Guide to Genetic Programming*, Lulu Publishers, London, UK, 2008.
- [Pookpunt, 2013] Pookpunt, S., Ongsakul, W. *Optimal placement of wind turbines within wind farm using binary particle swarm optimization with time-varying acceleration coefficients*. Renewable Energy 55, pp. 266-276. 2013.
- [Prim, 1957] *Prim R. shortest connection networks and some generalizations*. Bell System Technical Journal 36, pp.1389-1401. 1957.
- [Rahbari, 2014] Rahbari, O., Vafaeipour, M., Fazelpour, F., Feidt, M., Rosen, M.A. *Towards realistic designs of wind farm layouts: Application of a novel placement selector approach*. Energy Conversion and Management 81, pp. 242-254. 2014.
- [Raidl, 2003] Raidl, G.R., Julstrom, B.A., *Edge sets: An effective evolutionary coding of spanning trees*. IEEE Transactions on Evolutionary Computation 7 (3), pp. 225-239. 2003.
- [Ramírez, 1998] Ramirez-Rosado, I.J., Bernal-Agustin, J.L. *Genetic algorithms applied to the design of large power distribution systems*. IEEE Transactions on Power Systems 13 (2), pp. 696-703. 1998.
- [Ramírez, 2001] I.J. Ramírez-Rosado, J.L. Bernal-Agustín, *Reliability and costs optimization for distribution networks expansion using*

-
- an evolutionary algorithm*, IEEE T. on Power Systems, Vol. 16, No.1, pp. 111-118, 2001.
- [Ramírez, 2005] Ramírez-Rosado, I.J., Fernández-Jiménez, L.A., Monteiro, C., Miranda, V., García-Garrido, E., Zorzano-Santamaría, P.J. *Powerful planning tools*. IEEE Power and Energy Magazine 3 (2), pp. 56-63. 2005.
- [Ramírez, 2006] Ramirez-Rosado, I.J., Dominguez-Navarro, J.A. *New multiobjective Tabu search algorithm for fuzzy optimal planning of power distribution systems*. IEEE Transactions on Power Systems 21 (1), pp. 224-233. 2006.
- [Saavedra, 2011] Saavedra-Moreno, B., Salcedo-Sanz, S., Paniagua-Tineo, A., Prieto, L., Portilla-Figueras, A. *Seeding evolutionary algorithms with heuristics for optimal wind turbines positioning in wind farms*. Renewable Energy 36 (11), pp. 2838-2844. 2011.
- [Sakawa, 2002] M. Sakawa. *Genetic algorithms and fuzzy multiobjective optimization*, Kluwer Academic Publishers, Norwell, Massachusetts, 2002.
- [Salcedo, 2013] Salcedo-Sanz, S., Gallo-Marazuela, D., Pastor-Sánchez, A., (...), Portilla-Figueras, A., Prieto, L. *Evolutionary computation approaches for real off-shore wind farm layout: A case study in northern Europe*. Expert Systems with Applications 40 (16), pp. 6292-6297. 2013.
- [Salcedo, 2014] Salcedo-Sanz, S., Gallo-Marazuela, D., Pastor-Sánchez, A., Carro-Calvo, L., Portilla-Figueras, A., Prieto, L. *Off-shore wind farm design with the Coral Reefs Optimization algorithm*. Renewable Energy 63, pp. 109-115. 2014.
- [Samorani, 2013] Samorani, M. *The Wind Farm Layout Optimization Problem*. En Pardalos, P.M., Rebennack, S., Pereira, M.V.F., Iliadis,
-

-
- N.A., Pappu, V. (Eds.), *Handbook of Wind Power Systems* (pp. 21-38). Berlin: Springer. 2013.
- [Serrano, 2010] Serrano González, J., Gonzalez Rodriguez, A.G., Castro Mora, J., Riquelme Santos, J., Burgos Payan, M. *Optimization of wind farm turbines layout using an evolutive algorithm*. *Renewable Energy* 35 (8), pp. 1671-1681. 2010.
- [Serrano, 2011] Serrano González, J., González Rodríguez, T., Castro Mora, J., Burgos Payán, M., Riquelme Santos, J. *Overall design optimization of wind farms*. *Renewable Energy* 36 (7), pp. 1973-1982. 2011.
- [Serrano, 2013] Gonzalez, J.S., Payan, M.B., Santos, J.R. *A new and efficient method for optimal design of large off-shore wind power plants*. *IEEE Transactions on Power Systems* 28 (3), pp. 3075-3084. 2013.
- [Serrano, 2014] Serrano González, J., Burgos Payán, M., Santos, J.M.R., González-Longatt, F. *A review and recent developments in the optimal wind-turbine micro-siting problem*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 30, pp. 133-144. 2014.
- [Şişbot, 2010] Şişbot, S., Turgut, Ö., Tunç, M., Çamdali, Ü. *Optimal positioning of wind turbines on Gökçeada using multi-objective genetic algorithm*. *Wind Energy* 13 (4), pp. 297-306. 2010.
- [Song, 2012] Song, M.X., Chen, K., He, Z.Y., Zhang, X. *Wake flow model of wind turbine using particle simulation*. *Renewable Energy* 41, pp. 185-190. 2012.
- [Song, 2013] Song, M.X., Chen, K., He, Z.Y., Zhang, X. *Bionic optimization for micro-siting of wind farm on complex terrain*. *Renewable Energy* 50, pp. 551-557. 2013.

-
- [Subbaraja, 2009] P. Subbaraja, P.N. Rajnarayananb, *Optimal reactive power dispatch using self-adaptive real coded genetic algorithm*, Electric Power Systems Research, Vol. 79, No. 2, pp. 374-381, 2009.
- [Sumner, 2010] Sumner, J., Watters, C.S., Masson, C. *CFD in wind energy: The virtual, multiscale wind tunnel*. Energies 3 (5), pp. 989-1013. 2010.
- [Troen, 1989] Troen, I., Petersen, E.L. *The European Wind Atlas*. Risø National Laboratories, Denmark. 1989.
- [Turner, 2014] Turner, S.D.O., Romero, D.A., Zhang, P.Y., Amon, C.H., Chan, T.C.Y. *A new mathematical programming approach to optimize wind farm layouts*. Renewable Energy 63, pp. 674-680. 2014.
- [Uchida, 2008] Uchida, T., Ohya, Y. *Micro-siting technique for wind turbine generators by using large-eddy simulation*. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics 96 (10-11), pp. 2121-2138. 2008.
- [Wagner, 2013] Wagner, M., Day, J., Neumann, F. *A fast and effective local search algorithm for optimizing the placement of wind turbines*. Renewable Energy 51, pp. 64-70. 2013.
- [Wan, 2010] Wan, C., Wang, J., Yang, G., Zhang, X. *Optimal micro-siting of wind farms by particle swarm optimization*. Lecture Notes in Computer Science 6145 (PART 1), pp. 198-205. 2010.
- [Wang, 2004] S.F. Wang, J.D. Cai, Q.Z. Liu, *Power transformer fault diagnosis by improved hybrid algorithm based on genetic algorithm and back propagation algorithm*, Power Systems Technology, Vol. 28, No. 4, pp. 30-33, 2004.

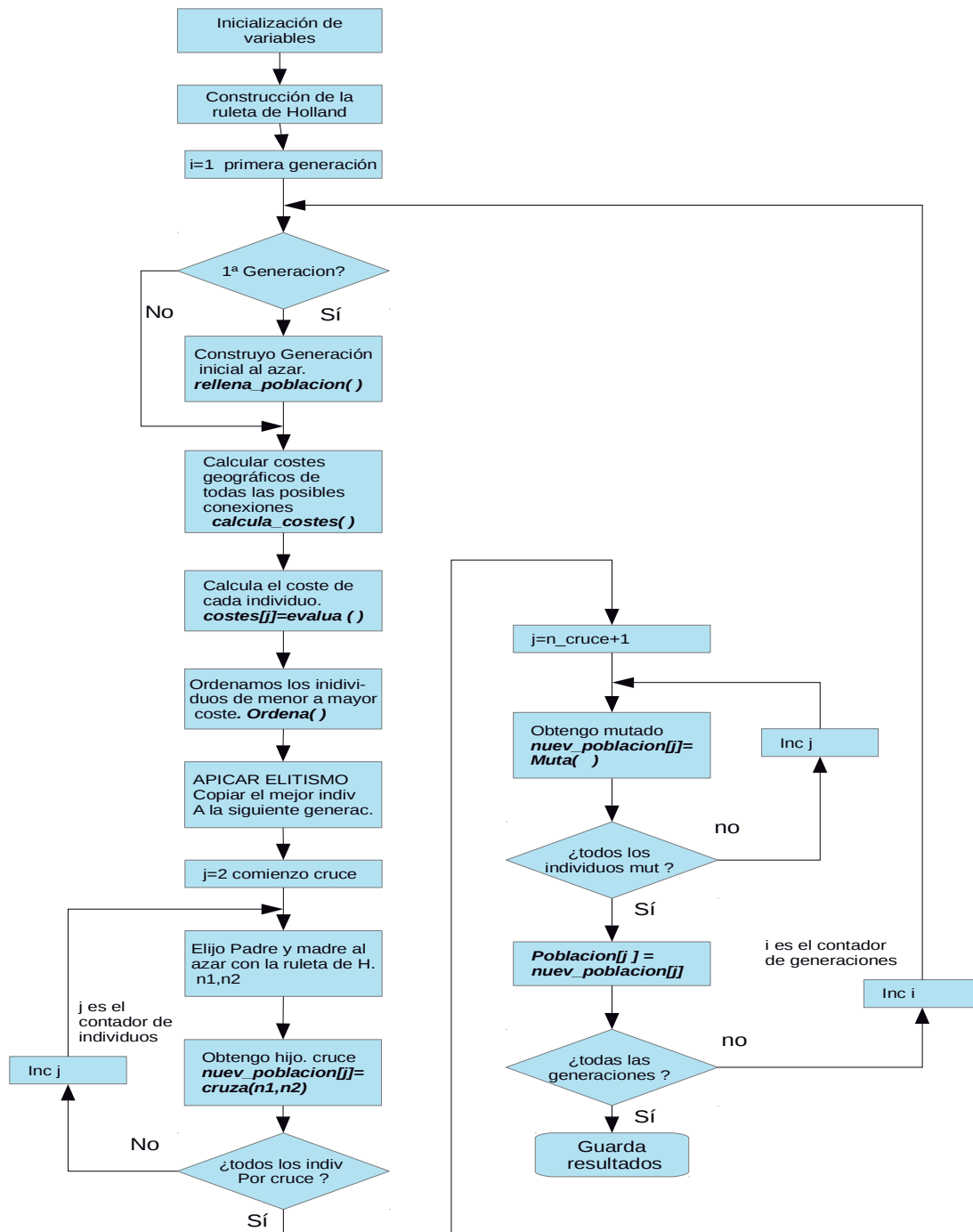
- [Willis, 1995] Willis, H.L., Tram, H., Engel, M.V., Finley, L. *Optimization applications to power distribution*. IEEE Computer Applications in Power 8 (4), pp. 12-17. 1995.
- [Wu, 2011] Wu, Y.-T., Porté-Agel, F. *Large-Eddy Simulation of Wind-Turbine Wakes: Evaluation of Turbine Parametrisations*. Boundary-Layer Meteorology 138 (3), pp. 345-366. 2011.
- [Wu, 2014] Wu, Y.-K., Lee, C.-Y., Chen, C.-R., Hsu, K.-W., Tseng, H.-T. *Optimization of the wind turbine layout and transmission system planning for a large-scale off-shore wind farm by AI technology*. IEEE Transactions on Industry Applications 50 (3), pp. 2071-2080. 2014.
- [Yang, 2015] Yang, J., Zhang, R., Sun, Q., Zhang, H. *Optimal wind turbines micro-siting in onshore wind farms using fuzzy genetic algorithm*. Mathematical Problems in Engineering 2015, 324203. 2015.
- [Zhao, 2009] Zhao, M., Chen, Z., Blaabjerg, F. *Optimisation of electrical system for off-shore wind farms via genetic algorithm*. IET Renewable Power Generation 3 (2), pp. 205-216. 2009.

ANEXO

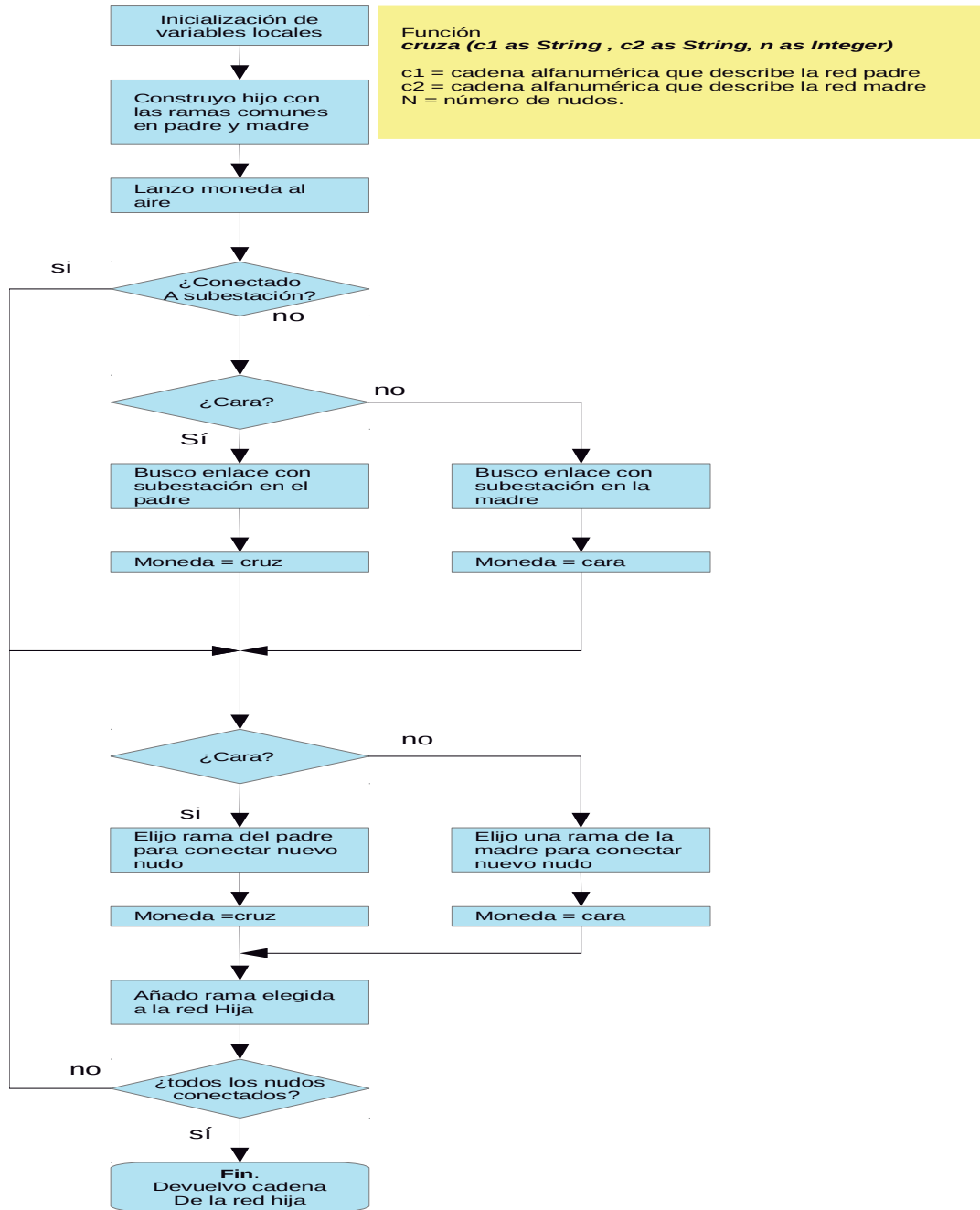
I

DIAGRAMAS DE FLUJO

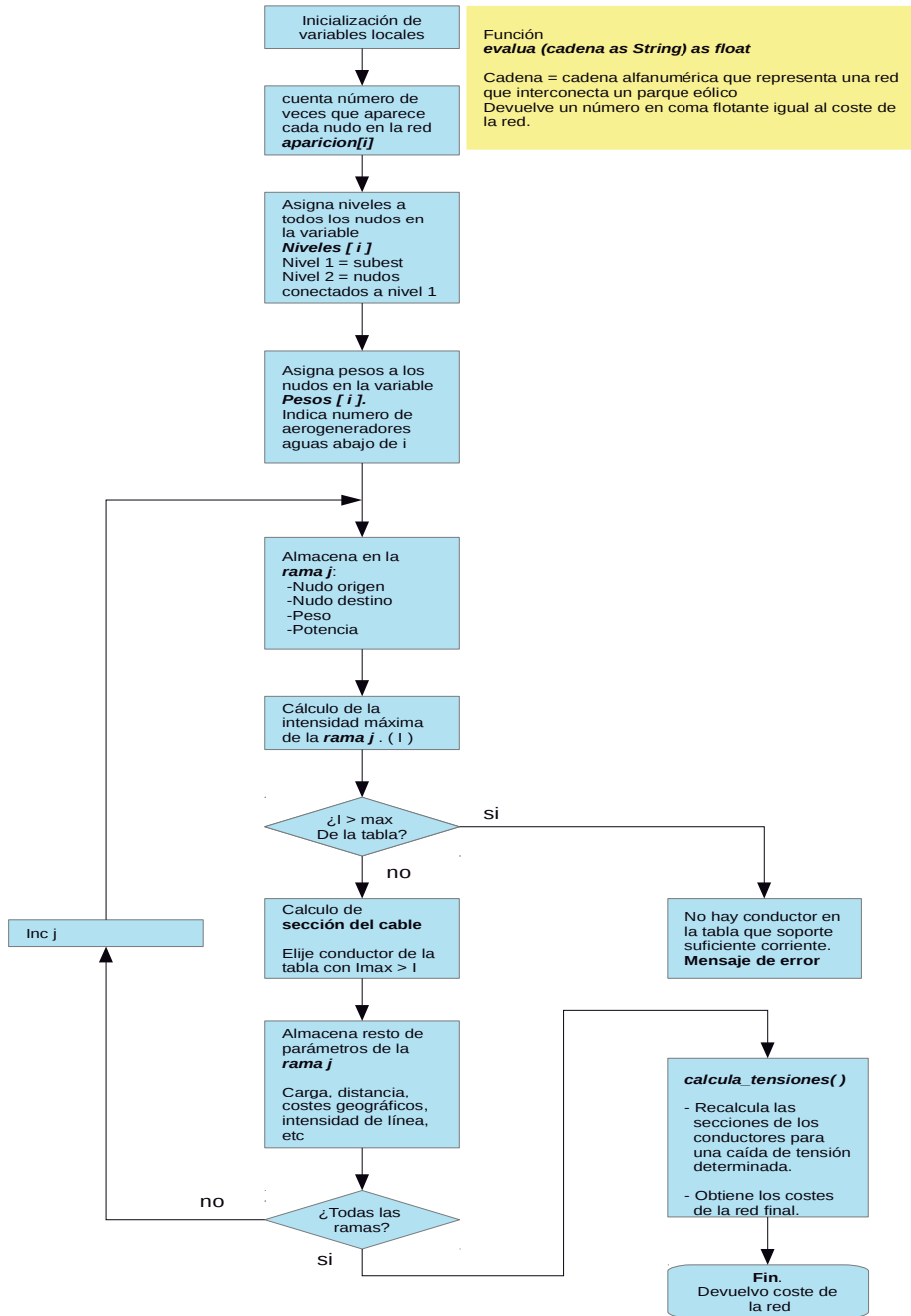
A.1.1 Algoritmo evolutivo de optimización de las redes eléctricas de M.T. Cuerpo principal del programa de optimización.



A.1.2 . Algoritmo evolutivo de optimización de las redes eléctricas de M.T. Función que lleva a cabo la operación de cruce.



A.1.3. Algoritmo evolutivo de optimización de las redes eléctricas de M.T. Función que lleva a cabo la operación de cruce.



ANEXO

II

**ESTUDIO DE LOS COSTES DE LAS LÍNEAS
DE M.T. EN UN PARQUE EÓLICO.**

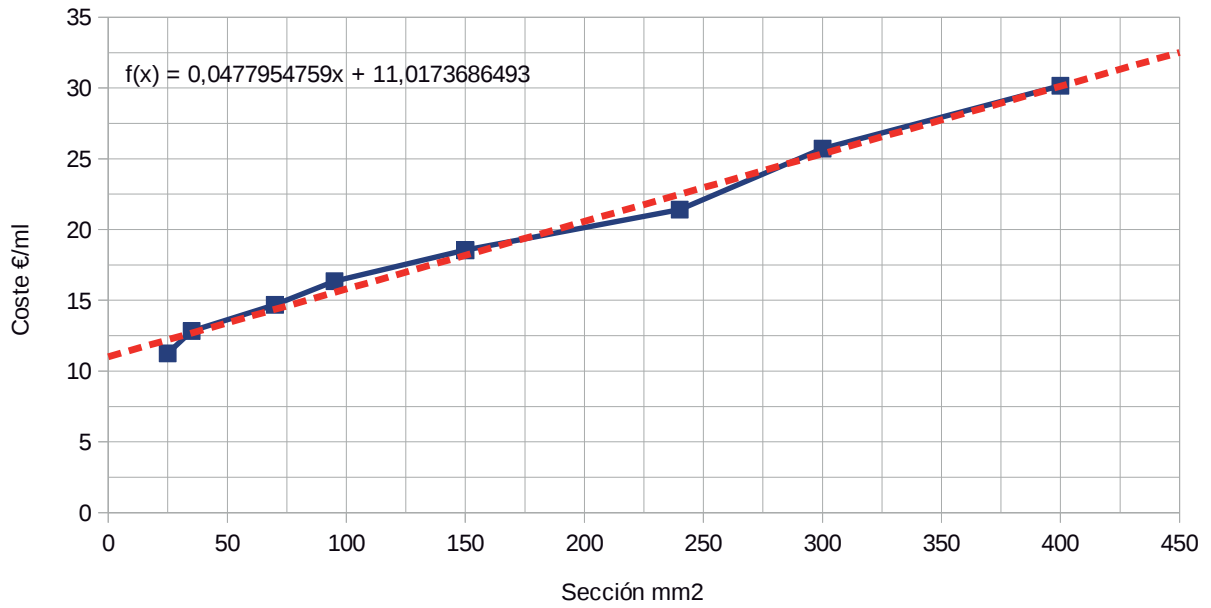
A.2.1 Precios orientativos de los costes de las líneas eléctricas en un parque eólico de tamaño medio.

1. Coste de los conductores de M.T. tipo PVC DHZ 12/20kV						
	cantidad(ml)	€/m	€	mm2	ds	d€
Conductor 3x400mm2	300	30,17	9.051,00 €	400	33,33%	17,26%
Conductor 3x300mm2	1758	25,73	45.233,34 €	300	20,00%	20,18%
Conductor 3x240mm2	324	21,41	6.936,84 €	240	37,50%	15,48%
Conductor 3x150mm2	324	18,54	6.006,96 €	150	36,67%	13,33%
Conductor 3x95mm2	324	16,36	5.300,64 €	95	26,32%	11,44%
Conductor 3x70mm2	324	14,68	4.756,32 €	70	50,00%	14,33%
Conductor 3x35mm2	324	12,84	4.160,16 €	35	28,57%	14,03%
Conductor 3x25mm2	324	11,26	3.648,24 €	25		
TOTALES	4002		85.093,50 €			

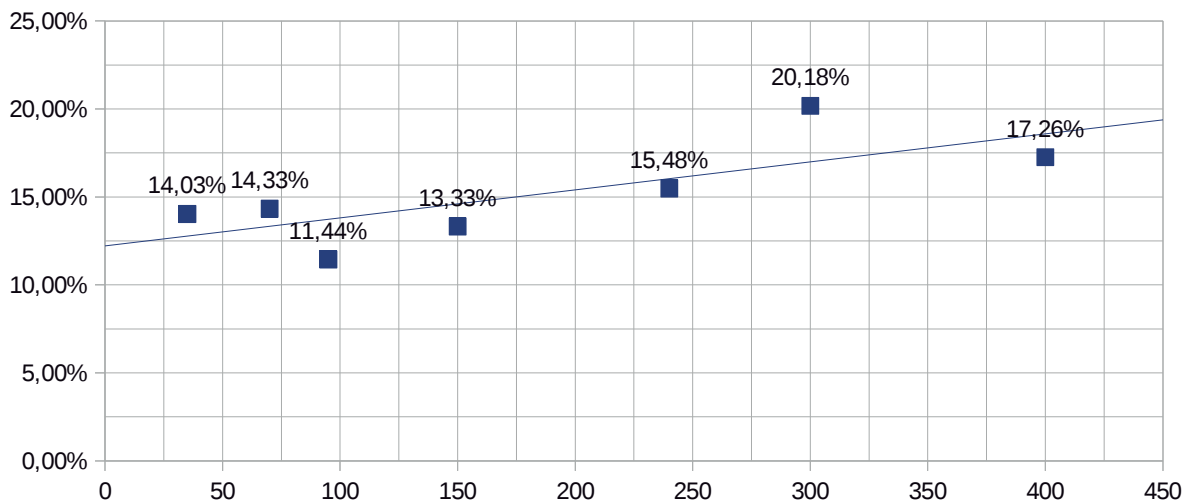
2. Coste de las Zanjas, limpieza de terreno etc.			
	m3	€/m3	€
2.1 Circuito 1			
desbroce de terreno	1596	0,23	367,08 €
Excavacion	1596	6,94	11.076,24 €
Relleno	1117	1,19	1.329,23 €
			12.772,55 €
2.2 Circuito 2			
desbroce de terreno	300	0,23	69,00 €
Excavacion	300	6,94	2.082,00 €
Relleno	210	1,19	249,90 €
			2.400,90 €
TOTAL ZANJAS	5119,0		15.173,45 €

Resumen			
Coste de zanja por ML	3,79	15,13%	
Coste de conductor por ML	21,26	84,87%	
Total coste por ml	25,05421	100,00%	
Se puede concluir que			
1. Las zanjas suponen el 15% aprox del coste de la linea			
2. Y el cable aproximadamente el 85 % del coste total de la linea			
3. El coste del cable podría modelizarse mediante una función por tramos			

Coste unitario de los conductores en función de su sección S(mm2) €/ml

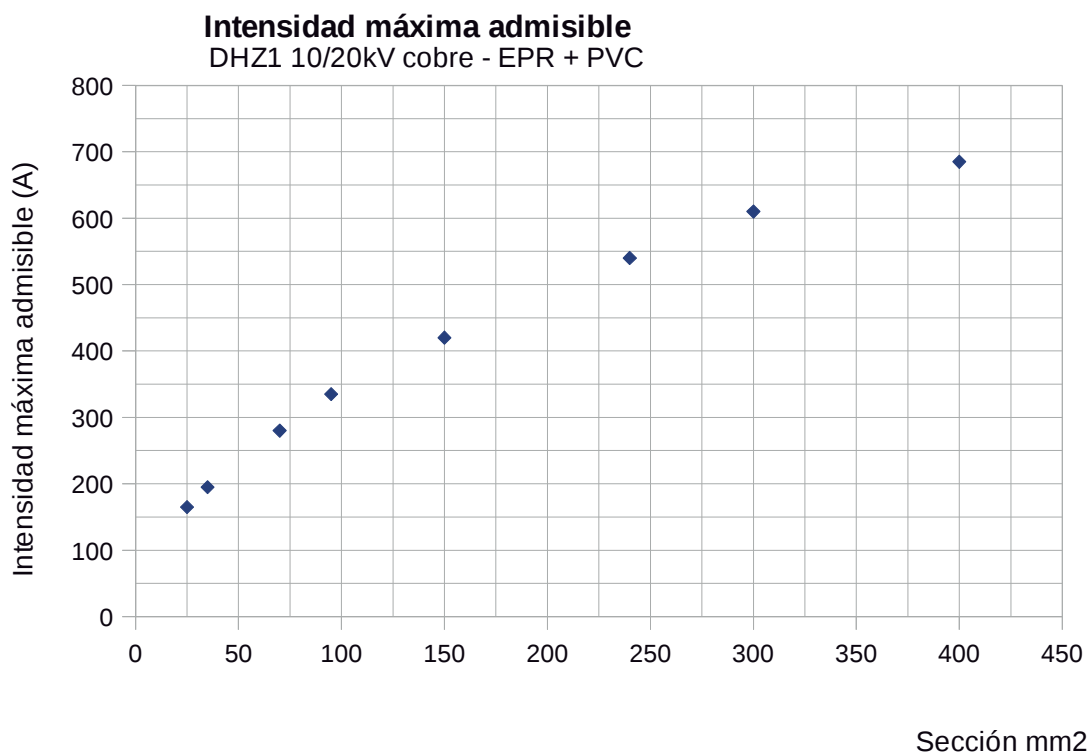


Incremento del coste del conductor en función de la sección



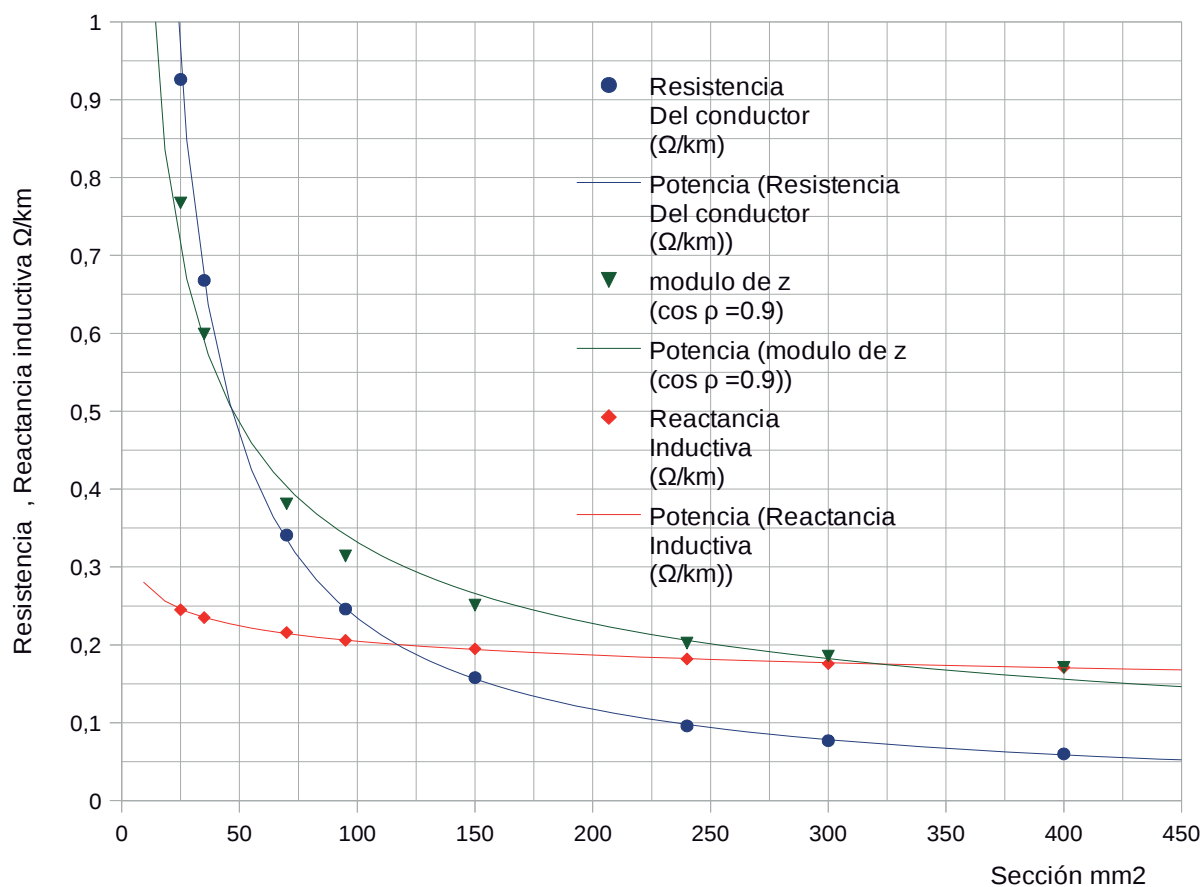
A.2.2 Parámetros eléctricos de las líneas.

Sección (mm ²)	Resistencia Del conductor (Ω/km)	Reactancia Inductiva (Ω/km)	modulo de z (cos ρ =0.9)	Intensidad Máxima(A)
25	0,926	0,245	0,768	165
35	0,668	0,235	0,599	195
70	0,341	0,216	0,381	280
95	0,246	0,206	0,314	335
150	0,158	0,195	0,251	420
240	0,096	0,182	0,202	540
300	0,077	0,176	0,186	610
400	0,06	0,171	0,171	685



Reactancia y resistencia de conductores unipolares

DHZ1 10/20kV cobre - EPR + PVC

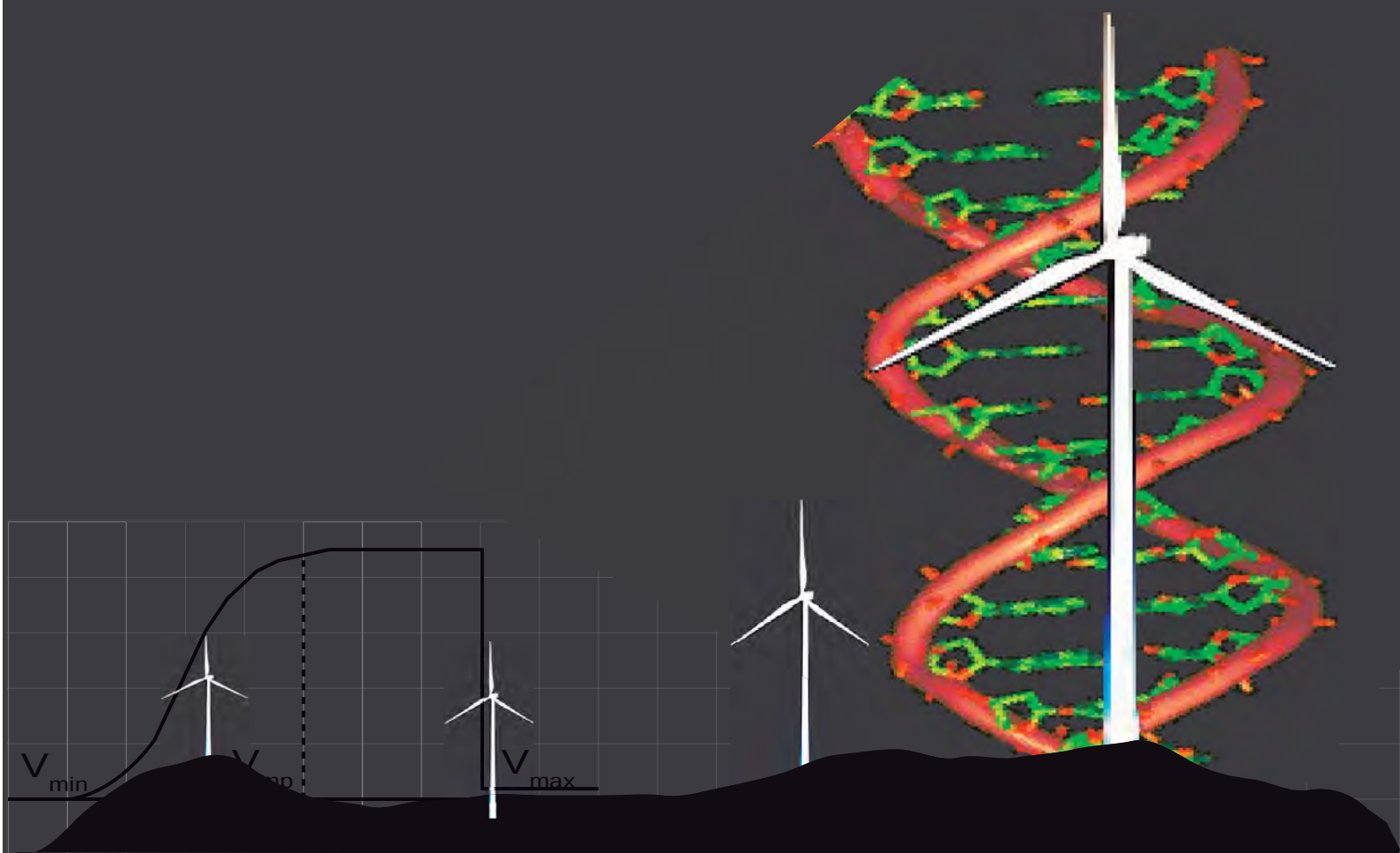


$f(x) = 23,1492539865 x^{-0,9972765962}$

$f(x) = 0,3759476181 x^{-0,1319394908}$

$f(x) = 4,0819690488 x^{-0,5449771447}$

Planificación de Parques Eólicos mediante Sistemas de Información Geográfica y Algoritmos Genéticos



Autor:

Alberto Falces de Andrés

Director de tesis:

Dr. Luis Alfredo Fernández Jiménez

Logroño, julio 2015

