



Universidad de Sevilla
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Tesis Doctoral

Optimización Global de Parques Eólicos Mediante Algoritmos Evolutivos

José Castro Mora

Sevilla, 22 de septiembre de 2008



Universidad de Sevilla
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Tesis Doctoral

Optimización Global de Parques Eólicos Mediante Algoritmos Evolutivos

Autor:

José Castro Mora

VºBº Directores de la Tesis

Fdo.: Jesús Riquelme Santos

Fdo.: Ángel Gaspar González Rodríguez

VºBº Tutor

Fdo.: Manuel Burgos Payán

Sevilla, 22 de septiembre de 2008



Universidad de Sevilla
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Tesis Doctoral

Optimización Global de Parques Eólicos Mediante Algoritmos Evolutivos

José Castro Mora

Directores:

Jesús Manuel Riquelme Santos
Ángel Gaspar González Rodríguez

Tutor:

Manuel Burgos Payán

Sevilla, 22 de septiembre de 2008

Agradecimientos

Sería injusto por mi parte, una vez finalizado este trabajo, no dedicar unas palabras de reconocimiento a todas las personas que me han ayudado en su elaboración y sin las cuales no hubiera llegado a su fin.

Deseo empezar expresando mi agradecimiento a mis directores, el Dr. Jesús Manuel Riquelme Santos y el Dr. Ángel Gaspar González Rodríguez, así como a mi Tutor, el Dr. Manuel Burgos Payán. Con el primero compartí las fatigas de la Teoría de Circuitos durante una temporada y con los últimos, repito, ya que antes fueron directores de mi Proyecto Fin de Carrera. Han sabido prender en mí la llama de la curiosidad investigadora y el espíritu por mejorar y seguir adelante en todo momento, aprendizajes que me han servido, no sólo en el plano de la investigación, sino también en el resto de aspectos de la vida. Han sabido guiarme en el duro camino que ha supuesto llegar hasta aquí; y lo ha sido, especialmente cuando uno ejerce en la empresa privada e, irremediabilmente, queda a una cierta distancia del ambiente científico y técnico de la Escuela. Han sido, en definitiva, verdaderos referentes en conocimiento, exigencia y meticulosidad en el trabajo.

Quiero dejar constancia también de mi agradecimiento colectivo a todo el personal del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Sevilla, donde me formé y empecé a dar mis primeros pasos profesionales, porque siempre me han acogido como si jamás me hubiera alejado de ellos. ¡Cuántos papeles han tenido que rellenar por mí y cuántos formularios no habría sabido rellenar sin ellos!

A mis padres, Manuel y María del Carmen, porque a pesar de las dificultades, siempre han tenido claro que los estudios ocupaban un lugar prioritario en las ocupaciones de sus hijos y no han escatimado en esfuerzos ni renunciado en pro de este cometido.

Y muy especialmente a mi mujer, Eli, porque el destino ha querido que vivamos juntos los momentos más duros de toda nuestra vida y porque me maravilla cada día con su bondad y coraje. Porque ha sabido animarme en todo momento sacando de mí lo mejor de mí mismo y porque juntos hemos conseguido alcanzar lo que nos hace olvidar todo lo malo y nos llena con su luz cada día, nuestra hija Marina.

Sevilla, Septiembre de 2008.

Contenido

Preámbulo	1
CAPÍTULO 1. Introducción	5
1.1 Energía eólica	6
1.2 Diseño de un parque eólico.....	8
1.3 Estructura de costes de un parque eólico	15
1.4 Objetivos.....	16
1.5 Enfoque y contenido	18
CAPÍTULO 2. Revisión de la bibliografía.....	21
2.1 Introducción.....	21
2.2 Planificación y técnicas de optimización.....	24
2.2.1 Técnicas matemáticas de optimización.....	27
2.2.2 Técnicas heurísticas de optimización	29
2.3 Resumen del trabajo de Mosetti, Poloni y Diviacco.....	33
2.3.1 Modelo de parque eólico.....	33
2.3.2 Algoritmo de optimización	36
2.3.3 Aplicación de los algoritmos genéticos a los parques eólicos.....	37
2.3.4 Resultados	39
2.3.5 Caso de viento con velocidad y dirección constantes.....	40
2.3.6 Caso de viento de intensidad constante y dirección uniformemente variable.....	41

2.3.7 Caso de viento variable multidireccional.....	42
2.3.8 Tiempo de computación.....	45
2.4 Resumen del trabajo de Ozturk y Norman.....	45
2.4.1 Descripción del problema	46
2.4.2 Dirección y velocidad del viento	46
2.4.3 Descripción discreta o continua del terreno.....	47
2.4.4 Función objetivo y restricciones	48
2.4.5 Potencia media generada y efecto de las estelas.....	48
2.4.6 Metodología - Programación no lineal	49
2.4.7 Metodología - Método heurístico codicioso (<i>greedy</i>).....	50
2.4.8 Inicialización aleatoria o heurística	51
2.4.9 Ajuste de parámetros	52
2.4.10 Resultados.....	53
2.5 Resumen del trabajo de Grady, Hussaini y Abdullah.....	55
2.5.1 Modelos de estelas y costes	56
2.5.2 Optimización.....	57
2.5.3 Procedimiento numérico	57
2.5.4 Resultados y discusión.....	60
2.6 Resumen de la revisión	65
CAPÍTULO 3. Emplazamiento de las turbinas eólicas.....	71
3.1 Introducción.....	71
3.2 Inversión inicial en un parque eólico	75
3.2.1 Inversión en aerogeneradores	75
3.2.2 Inversión en obra civil	78
3.3 Flujo neto anual de caja	80
3.3.1 Energía anual generada por un aerogenerador.....	80
3.3.2 Modelo de estelas.....	86
3.3.3 Rosa de los vientos	91
3.3.4 Energía anual generada por el parque eólico	92
3.3.5 Gastos de operación y mantenimiento	93
3.4 Método propuesto	93

3.4.1 Codificación.....	94
3.4.2 Evaluación de la población.....	95
3.4.3 Operador selección.....	97
3.4.4 Operadores de cruce.....	97
3.4.5 Operador mutación.....	101
3.4.6 Operador corrige y recorta individuo.....	102
3.4.7 Restricciones y evolución generacional.....	102
3.5 Resultados.....	103
3.5.1 Capacidad del algoritmo.....	104
3.5.2 Comparación con los trabajos previos.....	144
3.5.3 Análisis de sensibilidad.....	150
3.5.4 Robustez del algoritmo.....	153
CAPÍTULO 4. Infraestructura eléctrica del parque eólico.....	157
4.1 Introducción.....	157
4.2 Planteamiento del problema y método propuesto.....	158
4.2.1 Codificación.....	161
4.2.2 Cálculo de los costes de la red eléctrica del parque.....	162
4.2.3 Evaluación de la población.....	169
4.2.4 Operador eliminación-repetición.....	172
4.2.5 Operador cruce.....	175
4.2.6 Operador mutación.....	176
4.2.7 Rodeo de las zonas prohibidas.....	178
4.2.8 Cálculo de la posición exacta de las subestaciones.....	186
4.3 Resultados.....	190
4.3.1 Capacidad del algoritmo.....	190
4.3.2 Análisis de sensibilidad.....	206
4.3.3 Robustez del algoritmo.....	212
CAPÍTULO 5. Planificación global de un parque eólico.....	215
5.1 Introducción.....	215
5.2 Metodología propuesta.....	216

5.3 Resultados.....	218
5.3.1 Capacidad del algoritmo	218
5.3.2 Análisis de sensibilidad	235
CAPÍTULO 6. Conclusiones.....	241
6.1 Recapitulación	241
6.2 Conclusiones.....	244
6.3 Líneas futuras de investigación.....	247
Referencias	249

Índice de figuras

Figura 1.1 Campo de velocidades (elementos finitos) con una disposición espacial periódica de turbinas con $x_{dist} = 6D$ e $y_{dist} = 4D$ para viento incidente con velocidad $u = 8$ m/s y con ángulos de incidencia: a) $\psi = 90^\circ$, b) $\psi = 75^\circ$ y c) $\psi = 15^\circ$	10
Figura 1.2 Estructura reticular óptima de un parque eólico a) distribución uniforme de dirección del viento y b) dirección predominante del viento	12
Figura 1.3 Rosa de los vientos de Nordermey y List/Sylt (Alemania) correspondientes a los años 1969 y 1972.....	13
Figura 1.4 Eficiencia teórica de algunas configuraciones rectangulares básicas ..	14
Figura 1.5 Estructura del modelo de costes del parque eólico gestionado por el algoritmo genético	17
Figura 2.1 Función de coste de una red eléctrica para cada método.	31
Figura 2.2 a) Desviación estándar y b) Tiempo de cómputo.	32
Figura 2.3 Esquema del modelo de estela.....	34
Figura 2.4 Función de coste total anual de un parque eólico.....	36
Figura 2.5 Curva de potencia-velocidad de viento de la turbina eólica considerada.	39
Figura 2.6 Evolución de la bondad mínima, media y máxima para una población de 200 individuos - Viento con velocidad y dirección constantes.....	40
Figura 2.7 Evolución de la bondad máxima para poblaciones de 100, 200 y 300 individuos – Viento con velocidad y dirección constantes.....	41
Figura 2.8 Posición de las turbinas para viento uniforme, a) unidireccional, y b) multidireccional.	41

Figura 2.9 Curva de máxima bondad para poblaciones de 100, 200 y 300 individuos - Caso de viento multidireccional.	42
Figura 2.10 Distribución para el caso de viento multidireccional variable.	43
Figura 2.11 Evolución de la bondad mínima, media y máxima para una población de 200 individuos - Viento multidireccional variable.	43
Figura 2.12 Evolución del número de turbinas a lo largo del proceso de convergencia.	44
Figura 2.13 Posición de las turbinas para el caso de viento multidireccional variable.	44
Figura 2.14 Ejemplo de emplazamiento de las turbinas en un parque eólico.	47
Figura 2.15 Zonas de viento en dirección predominante y transversal consideradas en [29].	49
Figura 2.16 Ejemplo de posible empaquetamiento [3].	52
Figura 2.17 Esquemas de procreación (cruce y mutación) en algoritmos genéticos.	57
Figura 2.18 Caso a) viento unidireccional con velocidad uniforme.	59
Figura 2.19 Caso c) Viento multidireccional con velocidad variable.	59
Figura 2.20 Una columna simple de 10 celdas extraída del dominio.	60
Figura 2.21 Caso a) configuraciones óptimas - i) trabajo de Mosetti et al., y ii) solución heurística (intuitiva) propuesta por Grady et al.	61
Figura 2.22 Evolución de la bondad para una población de 600 individuos - Caso a).	62
Figura 2.23 Caso b) configuraciones óptimas - i) trabajo de Mosetti et al., y ii) solución propuesta por Grady et al.	62
Figura 2.24 Evolución de la bondad para una población de 600 individuos - Caso b).	63
Figura 2.25 Caso c) configuraciones óptimas - i) trabajo de Mosetti et al., y ii) solución propuesta por Grady et al.	64
Figura 2.26 Evolución de la bondad para una población de 600 individuos - Caso c).	65
Figura 2.27 Estructura del modelo de costes gestionado por el algoritmo genético/evolutivo de optimización global.	68
Figura 3.1 Curva de potencia de un aerogenerador de paso fijo.	77
Figura 3.2 Curva de potencia de un aerogenerador de paso variable.	77
Figura 3.3 Perfil de velocidad del viento frente a altura sobre el terreno para distintas longitudes de rugosidad.	82

Figura 3.4 Variación en p.u. de la densidad de probabilidad de Weibull con el factor de escala C	83
Figura 3.5 Variación en p.u. de la densidad de probabilidad de Weibull con el factor de forma K	83
Figura 3.6 Variación de la distribución de probabilidad de Weibull con el factor de forma K	84
Figura 3.7 Variación de la distribución de probabilidad de Weibull con el factor de escala C	84
Figura 3.8 Evolución de la velocidad del viento a través del rotor.	87
Figura 3.9 Esquema para la obtención de la porción de área rotórica de una turbina afectada por una estela.....	90
Figura 3.10 Frecuencia y velocidad media del viento en ocho sectores a la altura de referencia.....	92
Figura 3.11 Representación matricial de un individuo.	95
Figura 3.12 Método de la ruleta.....	97
Figura 3.13 Cruce simple.....	98
Figura 3.14 Cruce media.....	99
Figura 3.15 Cruce unión.	99
Figura 3.16 Cruce unión mixto	100
Figura 3.17 Cruce unión intercambio.	100
Figura 3.18 Mutación.....	101
Figura 3.19 Cotas del terreno para la implantación del parque eólico	105
Figura 3.20 Caso 3-1. Disposición óptima.	109
Figura 3.21 Caso 3-1. Cuadro interactivo final.	110
Figura 3.22 Caso 3-1. Nueve mejores soluciones.....	111
Figura 3.23 Caso 3-1. Datos económicos asociados a la segunda mejor solución.	112
Figura 3.24 Caso 3-1. Análisis de la configuración del parque con máquinas en la zona de baja velocidad de viento.	112
Figura 3.25 Caso 3-1. Análisis de la configuración del parque con una mayor separación entre aerogeneradores.	113
Figura 3.26 Caso 3-2. Solución óptima alcanzada.....	115
Figura 3.27 Caso 3-2. Gráfica interactiva final.	116
Figura 3.28 Caso 3-2. Evolución del tamaño de la población.	117

Figura 3.29 Caso 3-2. Solución óptima reduciendo el tamaño de la población a 10 individuos.....	118
Figura 3.30 Caso 3-2. Tamaño de población con probabilidades de cruce y mutación 100%.....	118
Figura 3.31 Caso 3-2. Solución óptima alcanzada con la nueva configuración del algoritmo.....	119
Figura 3.32 Caso 3-3. Solución óptima alcanzada.....	121
Figura 3.33 Caso 3-3. Último gráfico interactivo.....	122
Figura 3.34 Caso 3-3. Nueve mejores soluciones.....	123
Figura 3.35 Caso 3-3. Análisis de solución alternativa.....	124
Figura 3.36 Caso 3-4. Solución óptima alcanzada.....	127
Figura 3.37 Caso 3-4. Datos interactivos finales.....	127
Figura 3.38 Caso 3-4. Solución con un coste de 3800 €/m para los caminos auxiliares.....	128
Figura 3.39 Caso 3-4. Análisis de la solución con un coste de 3800 €/m para los caminos.....	129
Figura 3.40 Caso 3-5. Solución óptima alcanzada.....	134
Figura 3.41 Caso 3-5. Datos interactivos finales.....	134
Figura 3.42 Caso 3-6. Solución óptima.....	136
Figura 3.43 Caso 3-6. Datos interactivos finales.....	137
Figura 3.44 Caso 3-6. Solución alternativa estudiada.....	138
Figura 3.45 Caso 3-7. Solución óptima.....	141
Figura 3.46 Caso 3-7. Datos interactivos finales.....	142
Figura 3.47 Caso 3-7. Nueve mejores soluciones.....	143
Figura 3.48 Curva de potencia-velocidad de viento de la turbina eólica considerada por Grady, Hussaini y Abdullah.....	145
Figura 3.49 Caso 3-8. Solución óptima.....	146
Figura 3.50 Caso 3-9. Soluciones alcanzadas.....	147
Figura 3.51 Soluciones alcanzadas para el Caso 3-10.....	149
Figura 3.52 Evolución del VAN en función del tiempo de vida de la instalación.....	151
Figura 3.53 Evolución del VAN de la inversión con la tasa de interés anual.....	152
Figura 3.54 Evolución del VAN con el precio de la energía.....	153
Figura 3.55 VAN de la solución obtenida en 50 ejecuciones consecutivas del algoritmo.....	154

Figura 3.56 VAN de las soluciones obtenidas en cincuenta ejecuciones consecutivas del algoritmo, configurado con un tamaño de población de 10 individuos.....	155
Figura 4.1 Representación esquemática de un parque eólico tipo.....	159
Figura 4.2 Curva de coste total actualizado para una línea de alta tensión.	166
Figura 4.3 Curvas de costes totales actualizados para cinco líneas de alta tensión de diferente sección (capacidad de transmisión).	166
Figura 4.4 Aproximación de la curva de la curva de costes mínimos de una línea de A.T. mediante una recta de regresión por mínimos cuadrados.....	167
Figura 4.5 Disposición y potencia de los puntos del Ejemplo 1.....	170
Figura 4.6 Situación del centro de gravedad de los puntos del Ejemplo 1.....	170
Figura 4.7 Subestación sobre la línea en el Ejemplo 1.....	171
Figura 4.8 Subestación sobre el centro de gravedad en el Ejemplo 1.	171
Figura 4.9 Subestación sobre un punto intermedio en el Ejemplo 1.	172
Figura 4.10 Disposición de la mejor solución obtenida.....	173
Figura 4.11 Disposición de la solución óptima.....	174
Figura 4.12 Funcionamiento del operador cruce.	176
Figura 4.13 Ejemplo de mutación cuando el gen a mutar está dentro de la permutación de los puntos de generación.	177
Figura 4.14 Ejemplo de situación de puntos de origen y destino de la red y zonas prohibidas.....	180
Figura 4.15 Punto de la recta más cercano a ZP1.....	181
Figura 4.16 Punto de la recta más cercano a ZP2.....	181
Figura 4.17 Caso en el que el procedimiento falla.	182
Figura 4.18 Método 1 para el cálculo del trazado alternativo.	183
Figura 4.19 Método 2 para el cálculo del trazado alternativo.	184
Figura 4.20 División en intervalos de la paralela a la línea AT.....	185
Figura 4.21 Trazado alternativo óptimo según Método 2.....	185
Figura 4.22 Comprobación final en caso de conexión Subestación - Línea AT.	186
Figura 4.23 Distribución de aerogeneradores y líneas AT en los casos evaluados.	191
Figura 4.24 Curvas de costes totales actualizados de la red de MT para cinco tipos de conductor diferentes y aproximación lineal de la envolvente de coste mínimos.	192

Figura 4.25 Curvas de costes de AT y recta con los coeficientes de costes.	193
Figura 4.26 Costes de las subestaciones y coeficientes de costes asociados.	193
Figura 4.27 Solución óptima propuesta por el algoritmo para el Caso 4-1.	195
Figura 4.28 Solución óptima alcanzada para el Caso 4-2.	197
Figura 4.29 Solución óptima para el Caso 4-3.	201
Figura 4.30 Solución óptima para el Caso 4-4.	204
Figura 4.31 Infraestructura eléctrica óptima modificando los costes de los conductores de alta tensión como se indica en la Tabla 4.28.	210
Figura 4.32 Evolución del coste total actualizado en las 50 ejecuciones del algoritmo.	213
Figura 4.33 Configuración de la segunda mejor solución para el Caso 4-4.	213
Figura 4.34 Peor de las soluciones encontradas al Caso 4-4.	214
Figura 5.1 Caso 5-1. Disposición óptima intermedia alcanzada mediante el procedimiento secuencial.	223
Figura 5.2 Caso 5-1. Instalación eléctrica óptima para el emplazamiento óptimo según el procedimiento secuencial.	224
Figura 5.3 Caso 5-1. Solución óptima global según el procedimiento global completo.	226
Figura 5.4 Caso 5-1. Evolución del VAN (bondad) asociado al mejor individuo frente a la media de la población en el método global acelerado.	229
Figura 5.5 Caso 5-2. Disposición subóptima de emplazamiento obtenida mediante el procedimiento secuencial.	232
Figura 5.6 Caso 5-2. Instalación eléctrica óptima para el emplazamiento óptimo según el procedimiento secuencial.	232
Figura 5.7 Caso 5-2. Solución óptima global acelerada.	234
Figura 5.8 Evolución de la función objetivo (VAN) con la vida de la inversión.	236
Figura 5.9 Evolución del VAN de la inversión con la tasa de interés anual.	237
Figura 5.10 Evolución del valor actualizado neto de la inversión con el precio de la energía.	239

Indice de tablas

Tabla 1.1 Potencia eólica instalada (MW). Distribución geográfica y evolución temporal.	7
Tabla 1.2 Eficiencia teórica de algunas configuraciones rectangulares básicas....	13
Tabla 1.3 Distribución típica de costes de implantación de un parque eólico.....	15
Tabla 2.1 Comparación de algoritmos de programación entera en una red de cinco nudos.....	28
Tabla 2.2 Comparación de algoritmos de programación entera en una red de 32 nudos.....	29
Tabla 2.3 Características de los distintos métodos heurísticos de optimización utilizados en problemas de planificación de redes eléctricas.	32
Tabla 2.4 Correspondencia entre las características del algoritmo genético y la solución.....	37
Tabla 2.5 Ejemplo de cruce de dos padres para procrear dos hijos.....	38
Tabla 2.6 Parámetros de la solución óptima comparados con otra solución no optimizada para los tres casos considerados.....	45
Tabla 2.7 Tamaño de los emplazamientos analizados (dimensiones en términos de D).	53
Tabla 2.8 Vectores binarios de dirección de viento (rosa de los vientos).	53
Tabla 2.9 Vectores de intensidad (direccional) del viento.....	53
Tabla 2.10 Resultados de los casos analizados.....	55
Tabla 2.11 Características de la turbina eólica.	58
Tabla 2.12 Comparación de las soluciones - Caso a).	61
Tabla 2.13 Comparación de las soluciones - Caso b).	63
Tabla 2.14 Comparación de las soluciones - Caso c).	65

Tabla 3.1 Datos característicos de un aerogenerador.	78
Tabla 3.2 Valores de longitudes de rugosidad para distintos tipos de terrenos.	81
Tabla 3.3 Energía anual producida por una máquina de 1300 kW.	86
Tabla 3.4 Caracterización de los datos en función de la rosa de los vientos y rugosidad.	92
Tabla 3.5 Resumen de las características de los casos.	104
Tabla 3.6 Valores del factor de escala, C , de la función de Weibull en los Casos 3-1 a 3-7.	105
Tabla 3.7 Características de la máquina usada en los casos 3-1 a 3-4.	106
Tabla 3.8 Datos generales usados en los casos.	106
Tabla 3.9 Resto de datos y configuración del algoritmo.	106
Tabla 3.10 Caso 3-2. Valores del factor de escala, C , de la función de Weibull y zona con menor capacidad portante.	114
Tabla 3.11 Tabla comparativa de los tiempos de cálculo en los Casos 3-1 y 3-2.	119
Tabla 3.12 Caso 3-3. Valores del factor de escala, C , de la función de Weibull e incorporación de una zona prohibida (en rojo).	120
Tabla 3.13 Caso 3-4. Incorporación de zonas con distintos factores de forma. ...	125
Tabla 3.14 Caso 3-4. Comparación de la energía anual extraída del viento en las posiciones con igual factor de escala C y factores de forma $K = 2$ y $K = 3$	126
Tabla 3.15 Catálogo de turbinas disponibles para el Caso 3-5.	130
Tabla 3.16 Energía obtenida por las máquinas 2 y 3 en ubicaciones con velocidades de viento con factor de escala $C = 12$ m/s a 50 m de altura y factores de forma $K = 2$ y $K = 3$	131
Tabla 3.17 Energía obtenida por las máquinas 2 y 3 en ubicaciones con velocidades de viento con factor de escala $C = 18$ m/s a 50 m de altura y factores de forma $K = 2$ y $K = 3$	132
Tabla 3.18 Reducción de la inversión en el Caso 3-7.	142
Tabla 3.19 Cuadro comparativo de las soluciones a los casos 3-6 y 3-7.	143
Tabla 3.20 Número de iteraciones y tiempo de cálculo empleados en obtener la solución óptima de los casos 3-1 a 3-7.	144
Tabla 3.21 Comparativa del número de generaciones e individuos del Caso 3-8.	147
Tabla 3.22 Comparación de resultados para el Caso 3-9.	148
Tabla 3.23 Comparación de resultados para el Caso 3-10.	150
Tabla 3.24 Valores de base para el análisis de sensibilidad.	151

Tabla 4.1 Mejor solución obtenida por el algoritmo.	174
Tabla 4.2 Solución óptima para el ejemplo.	174
Tabla 4.3 Repeticiones especiales generadas por el algoritmo.	175
Tabla 4.4 Resumen de las características de los casos.	190
Tabla 4.5 Parámetros generales empleados en los casos.	191
Tabla 4.6 Costes de las instalaciones eléctricas.	192
Tabla 4.7 Coeficientes de costes para la red de media tensión, red de alta tensión y subestaciones en los casos.	194
Tabla 4.8 Parámetros de configuración del algoritmo para todos los casos.	194
Tabla 4.9 Descripción de la red de media tensión de la solución al Caso 4-1.	196
Tabla 4.10 Descripción de la red de alta tensión de la solución al Caso 4-1.	196
Tabla 4.11 Descripción de las subestaciones de la solución al Caso 4-1.	196
Tabla 4.12 Distribución de los costes totales actualizados de la solución óptima del Caso 4-1.	197
Tabla 4.13 Descripción de la red de media tensión de la solución al Caso 4-2.	198
Tabla 4.14 Descripción de la red de alta tensión de la solución al Caso 4-2.	199
Tabla 4.15 Descripción de las subestaciones de la solución al Caso 4-2.	199
Tabla 4.16 Distribución de los costes totales actualizados de la solución óptima del Caso 4-2.	199
Tabla 4.17 Descripción de la red de media tensión de la solución al Caso 4-3.	201
Tabla 4.18 Descripción de la red de alta tensión de la solución al Caso 4-3.	202
Tabla 4.19 Descripción de las subestaciones de la solución al Caso 4-3.	202
Tabla 4.20 Distribución de los costes totales actualizados de la solución óptima del Caso 4-3.	203
Tabla 4.21 Descripción de la red de media tensión de la solución al Caso 4-4.	205
Tabla 4.22 Descripción de la red de alta tensión de la solución al Caso 4-4.	205
Tabla 4.23 Descripción de las subestaciones de la solución al Caso 4-4.	205
Tabla 4.24 Distribución de los costes totales actualizados de la solución óptima del Caso 4-4.	206
Tabla 4.25 Número de iteraciones totales y tiempo de cálculo con diferentes valores del criterio de convergencia y tamaño de población 200 individuos con evolución basada en el cruzamiento.	208
Tabla 4.26 Número de iteraciones totales y tiempo de cálculo con diferentes valores del tamaño de población y criterio de convergencia 200 iteraciones con evolución basada en el cruzamiento.	208

Tabla 4.27 Número de iteraciones totales y tiempo de cálculo con diferentes valores del tamaño de población y criterio de convergencia 200 iteraciones con evolución basada en la mutación.	209
Tabla 4.28 Costes de las instalaciones eléctricas.....	210
Tabla 4.29 Distribución de los costes totales actualizados de la solución óptima del Caso 4-2 tomando un precio de la energía de 2.00 €/kWh.	211
Tabla 4.30 Descripción de la red de media tensión de la solución al Caso 4-2 con un precio de la energía de 2.00 €/kWh.	211
Tabla 4.31 Descripción de la red de alta tensión de la solución al Caso 4-2 con un precio de la energía de 2.00 €/kWh.	212
Tabla 4.32 Descripción de las subestaciones de la solución al Caso 4-2 con un precio de la energía de 2.00 €/kWh.	212
Tabla 5.1 Camino principal, línea de alta tensión y valores del factor de escala, C , de la función de Weibull en el Caso 5-1.....	220
Tabla 5.2 Datos económicos usados en los Casos 5-1 y 5-2.	221
Tabla 5.3 Parámetros que controlan la entrada en consideración del cálculo eléctrico.....	222
Tabla 5.4 Resumen económico de la solución óptima secuencial del Caso 5-1..	225
Tabla 5.5 Resumen económico de la solución óptima global completa del Caso 5-1 y su comparación con la solución óptima secuencial.	227
Tabla 5.6 Resumen económico de la solución óptima global acelerada del Caso 5-1 y su comparación con la solución óptima secuencial y la global completa.....	229
Tabla 5.7 Tiempos de cálculo empleados en la resolución global del Caso 5-1.	230
Tabla 5.8 Camino principal, línea de alta tensión y valores del factor de escala, C , de la función de Weibull en el Caso 5-2.....	231
Tabla 5.9 Resumen económico de la solución óptima secuencial del Caso 5-2..	233
Tabla 5.10 Resumen económico de la solución óptima global acelerada del Caso 5-2 y su comparación con la solución óptima secuencial.....	234
Tabla 5.11 Valores de base para el análisis de sensibilidad.	235
Tabla 5.12 Desglose de la inversión y costes de explotación con la vida útil de la instalación.....	236
Tabla 5.13 Desglose de la inversión y gastos de explotación con la tasa de interés anual.....	238
Tabla 5.14 Desglose de la inversión y gastos de explotación con el precio de la energía.....	239

Preámbulo

AUNQUE no se conserven pruebas documentales fehacientes puede afirmarse, sin mucho riesgo de equivocarse, que los seres humanos han sabido sacar provecho de la energía procedente de los vientos desde casi el mismo amanecer de la humanidad. Basta pensar en el uso de velas rudimentarias para aprovechar el impulso del viento en pequeñas embarcaciones que les permitiera a los primeros humanos nómadas moverse de una zona a otra, a la búsqueda de nuevos recursos durante las primeras migraciones o, posteriormente, una vez desarrolladas las primitivas técnicas agrícolas, el uso del viento para separar el grano de la paja, tras la cosecha estival. Ambas aplicaciones prácticas del uso de la energía del viento, han acompañado a la humanidad a lo largo del tiempo de forma tan arraigada que aún subsisten en la actualidad, si bien con técnicas más sofisticadas, en el caso de las velas o en regiones deprimidas con economías de subsistencia, en el caso de la agricultura.

El registro más antiguo del aprovechamiento del viento que se conserva es un dibujo de una embarcación con velas que debió navegar por el río Nilo hace unos 6500 años. Del uso de las velas debieron derivarse los primitivos molinos de eje vertical que se han venido usando para moler grano en las altiplanicies afganas desde hace 2700 años. Las primeras noticias de molinos de viento de eje horizontal aparecen en documentos persas, tibetanos y chinos de hace unos 1000 años. Desde Persia y Oriente Medio, los molinos de eje horizontal se difundieron por todos los países mediterráneos y de Europa central. En 1150 aparece el primer molino de eje horizontal en Inglaterra, en 1180 en Francia, en 1190 en Flandes, en 1222 en Alemania y en 1259 en Dinamarca. Esta rápida colonización fue debida, principalmente, a los cruzados que, en su camino de vuelta a casa, trajeron la tecnología de los molinos persas de eje horizontal y la difundieron por toda Europa.

Así pues, en Europa, la energía del viento se ha venido utilizando ampliamente, en sentido tanto geográfico como temporal, desde el siglo XII para la molienda de grano y el bombeo de agua, mediante los clásicos molinos de viento. La pintura holandesa nos ha legado un amplio registro de la popularidad de estos molinos y el propio Miguel de Cervantes los hace co-protagonistas de uno de los más conocidos y celebrados pasajes de El Quijote, aquel en el que el caballero don Quijote entra en singular batalla con los "gigantes" manchegos, que ha devenido en icono de la lucha utópica.

No obstante, el uso de la energía del viento para generar electricidad es mucho más reciente, ya que no se produce hasta finales del siglo XIX y comienzos del XX.

Charles F. Brush (1849-1929), durante el invierno de 1887-88, construyó en EE.UU. la que se considera hoy como la primera turbina eólica de funcionamiento automático para generación de electricidad. Era un molino gigante para su época, con un diámetro de rotor de 17 m y 144 palas fabricadas en madera de cedro. La turbina funcionó durante 20 años, cargando baterías de plomo-ácido. A pesar del tamaño de la turbina, la potencia del generador eléctrico tan solo era de 12 kW. Esto se debe al hecho de que las turbinas eólicas de giro lento, del tipo americano de rosa de los vientos, tienen una eficiencia media más bien moderada. Fue Poul la Cour quien más tarde descubrió que las turbinas eólicas de giro rápido, con pocas palas de rotor, son más eficientes para la producción de electricidad que las de giro lento utilizadas por Brush.

El danés Poul la Cour (1846-1908), que tuvo originalmente una formación como meteorólogo, fue el pionero de las modernas turbinas eólicas generadoras de electricidad. De hecho, fue uno de los pioneros de la moderna aerodinámica, llegando a construir su propio túnel de viento para realizar experimentos. En 1891 construyó su primera turbina eólica para generar electricidad destinada a la producción de hidrógeno, por electrólisis, que usaba como combustible en su escuela. La Cour impartía cada año diversos cursos para "Electricistas Eólicos" en el instituto Folk de Askov (Dinamarca). En 1904 fundó la "Sociedad de Electricistas Eólicos", también publicó la primera revista de electricidad eólica del mundo. Ya en 1918, unas 120 empresas públicas danesas disponían de un aerogenerador, generalmente de entre 20 y 35 kW, haciendo un total de 3 MW de potencia instalada. Estas turbinas cubrían alrededor de un 3 % del consumo danés de electricidad de la época.

Años más tarde hubo varios intentos de construcción de grandes molinos de viento para generar electricidad. En el año 1931, ingenieros rusos construyeron un gran molino de viento de 100 kW, con un rotor de 30.5 m de diámetro, pero fue abandonado por su baja producción (rendimiento). En 1945 una compañía distribuidora de energía eléctrica norteamericana construyó otro gran molino de viento con un rotor de diámetro 53 m y una potencia eléctrica de salida de 1.25 MW. Esta gran unidad tuvo una vida muy corta, ya que al vigésimo tercer día de servicio se produjo la rotura de una de las palas por fatiga y el proyecto fue también finalmente abandonado.

El ingeniero Johannes Juul fue uno de los primeros alumnos de Poul la Cour en sus cursos para "Electricistas Eólicos" en 1904. En los años 50 de la pasada centuria, J. Juul llegó a ser un pionero en el desarrollo de los primeros aerogeneradores de corriente alterna en el mundo, en Vester Egesborg, Dinamarca. El innovador aerogenerador de Gedser (extremo sur de la isla danesa de Falster) de 200 kW fue construido en 1956-57 por J. Juul para la compañía eléctrica SEAS en la costa de Gedser, en la parte sur de Dinamarca. La turbina tripala con rotor a barlovento, orientación electromecánica y un generador asíncrono fue un diseño precursor de los modernos aerogeneradores. La turbina disponía de regulación por pérdida aerodinámica y frenos aerodinámicos de emergencia en punta de pala, que se sueltan por la fuerza centrífuga en caso de sobrevelocidad. Esta invención del propio Juul es, básicamente, el mismo sistema

utilizado hoy en día en las modernas turbinas de regulación por pérdida aerodinámica. La turbina, que durante muchos años fue la más grande del mundo, fue increíblemente longeva, ya que llegó a funcionar durante 11 años sin mantenimiento especial.

Tras de la primera crisis energética derivada del embargo del petróleo por parte de los países miembros de la OPEP en 1973, muchos países despertaron su interés por la energía eólica. En Dinamarca, las compañías del sector de la energía eléctrica dirigieron inmediatamente su atención a la construcción de grandes aerogeneradores, al igual que sus homólogos de Alemania, Suecia, Reino Unido y EE.UU. En 1979 construyeron dos aerogeneradores de 630 kW, uno con regulación por cambio del ángulo de paso de pala, y el otro de regulación por pérdida aerodinámica. Todos estos primeros intentos fracasaron. Las turbinas resultaron todas extremadamente caras, por lo que el precio de la energía eléctrica generada no resultaba competitivo.

Sin embargo, los trabajos continuaron. Christian Riisager construyó un pequeño aerogenerador de 22 kW en el propio jardín de su casa, utilizando como base el diseño del aerogenerador de Gedser. A fin de reducir costes, trató de utilizar componentes industriales convencionales donde le fue posible (un motor eléctrico como generador y componentes de un vehículo como multiplicador y freno mecánico). La turbina de Riisager resultó ser un éxito en muchos hogares daneses y su experiencia proporcionó la inspiración necesaria para que los actuales fabricantes daneses de aerogeneradores empezasen a diseñar sus propios aerogeneradores a partir de los 80.

Algunos diseños, incluido el de Riisager, están en parte basados en la sólida experiencia del aerogenerador de Gedser o en las clásicas y lentas "rosas de los vientos" multipala americanas. Otras eran más revolucionarias, como las máquinas Darrieus de eje vertical. La mayoría de estas máquinas eran muy pequeñas para los estándares actuales, normalmente de entre 5 y 11 kW de potencia. Una importante excepción fue la revolucionaria máquina Tvind de 2 MW. Disponía de un rotor a barlovento, de velocidad variable, con un diámetro de 54 m. Estaba equipada con un generador síncrono con conexión a red eléctrica mediante convertidores electrónicos de potencia.

Pero todo esto no es más que lo podría considerarse como los antecedentes históricos. El comienzo del periodo de desarrollo actual de los aerogeneradores debe situarse en el comienzo de la década de los 80 del pasado siglo XX. La nueva generación de aerogeneradores de 55 kW desarrollados por la industria danesa en 1980-81 supuso el punto de ruptura industrial y tecnológica para la concepción de los actuales aerogeneradores. Con la aparición de esta nueva generación de aerogeneradores, la industria eólica se hizo mucho más profesional y el coste del kWh de electricidad de origen eólico se redujo prácticamente a la mitad. Miles de estas máquinas fueron instaladas en el programa eólico de California, a principios de los 80. Casi la mitad de los aerogeneradores instalados en California fueron de origen danés. Pero el mercado de energía eólica en EE.UU. desapareció de la noche a la mañana con la desaparición de los esquemas de apoyo californianos,

alrededor de 1985. Desde entonces, y hasta muy recientemente, sólo unas pocas nuevas instalaciones se han puesto en servicio, aunque finalmente el mercado norteamericano se ha recuperado en los últimos años. Alemania es, a lo largo de las dos últimas décadas, el principal mercado mundial y el país con la mayor potencia eólica instalada.

A principios de los noventa, concretamente en 1991, se ponen en marcha las instalaciones de Nogersund, Suecia, con una turbina de 220 kW (desmantelada en 1998) y Vindeby, Dinamarca, con 11 turbinas de 450 kW, en el mar Báltico. Fueron las primeras instalaciones marítimo-costeras, pero estos fueron proyectos de carácter más bien demostrativo, situados cerca de la costa (0.25 y 1.5 km, respectivamente) y en zonas de aguas poco profundas (6 y 2-5 m, respectivamente).

A mediados de los noventa entran en servicio las primeras grandes unidades multimegavatio. En septiembre de 1995 fue puesto en funcionamiento el primer prototipo de una turbina de 1.5 MW. El modelo original tenía un diámetro de rotor de 60 metros, con palas de paso fijo y regulación pasiva por pérdida aerodinámica. La turbina eólica estaba dotada con dos generadores de 750 kW que funcionaban en paralelo. Posteriormente se modificó el diseño y la versión más reciente es un modelo 1.500/750 kW, con dos generadores de 750 kW y un diámetro de rotor de 64 m.

El mercado de las grandes unidades multimegavatios despegó a finales de los noventa. En agosto de 1999 se puso en funcionamiento el primer prototipo de una turbina de 2 MW. El aerogenerador posee un rotor de 72 m de diámetro con palas de paso variable. En 2001 se pusieron en funcionamiento las primeras turbinas de 4.5 MW, con 112 m de diámetro, y en 2005 las de 5 MW, con 120 m de diámetro.

Las grandes máquinas multimegavatios son ideales para las áreas donde escasea el espacio para su emplazamiento y para las aplicaciones marinas, pues una gran máquina multimegavatio aprovecha mejor los recursos eólicos disponibles, especialmente en el mar. Esto es debido a que en el mar, la velocidad del viento es mayor y un incremento de la velocidad del viento del 10 % se traduce en un aumento de la producción energética del 30%. Además, dado que la distancia a la costa suele ser importante, no suelen presentarse problemas de impacto acústico, lo que permite utilizar turbinas cuyas palas giren un poco más rápido.

Con el comienzo del tercer milenio y de la mano de estos grandes gigantes, la industria eólica se dispone a librar la que, por el momento, es su última gran aventura: la conquista del mar de la mano de los parques eólicos marítimo-costeros.

Introducción

La fuerza del viento ha acompañado a la humanidad en su desarrollo desde los albores de los tiempos. No obstante, el interés actual por este recurso energético se produce a partir de la crisis energética mundial que se derivó del embargo del petróleo decretado por países miembros de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) en octubre de 1973 [1]. Hoy día, el interés por un recurso energético renovable, como es el caso de la energía eólica, tiene fundamentalmente un doble soporte. Por un lado, están los aspectos puramente económicos y, por otro, los sociales y medioambientales, de entre los que podrían incluirse los de corte político, aunque ambos están realmente interrelacionados.

El alto y creciente coste de los tradicionales combustibles fósiles sirve de estímulo a las compañías suministradoras de energía eléctrica para explorar la viabilidad de nuevos recursos energéticos, especialmente aquellos recursos energéticos autóctonos y ampliamente distribuidos geográficamente, como es el caso de la energía eólica. El alto coste de los combustibles fósiles suele verse agravado con escaladas y repuntes puntuales, durante periodos de tiempo más o menos prolongados, por problemas de desabastecimiento en los mercados internacionales, lo que dificulta a las compañías poder disponer de un cierto nivel de aprovisionamiento garantizado. La inseguridad de suministro en los mercados internacionales suele estar asociada a la crónica inestabilidad política de los países de origen de este tipo de recursos, a conflictos bélicos en la zona, cuando no a políticas de estado. A todo ello hay que añadir la presión alcista en los precios que introducen la mayor demanda de países emergentes como China e India, el progresivo agotamiento de los yacimientos fósiles o el incorrecto funcionamiento de los mercados, relacionados con la concentración de la oferta y la especulación. Todo este cúmulo de factores también han servido de estímulo a los gobernantes de la mayor parte de los países desarrollados, como es el caso de España o la Unión Europea, en su conjunto, para impulsar políticas de investigación, diversificación e incentivo de las energías renovables (como incentivos económicos en las tarifas eléctricas), de entre las que cabe destacar la de origen eólico, que tratan de asegurar un abastecimiento energético más seguro, sostenible y respetuoso con el medioambiente.

El segundo factor, en el tiempo que no en relevancia, que estimula la utilización de recursos energéticos renovables, como la energía eólica, es el elevado y creciente grado de concienciación y preocupación social por las cuestiones relacionadas con el medioambiente, especialmente por el deterioro del medio ambiente natural (residuos contaminantes o radiactivos, emisiones de SO_x y NO_x) y el calentamiento global del planeta (emisiones de vapor de agua y CO₂), sobre todo por sus potenciales consecuencias negativas en cuanto a problemas de salud humana, aumento de la incidencia de catástrofes "naturales", inundaciones de zonas costeras por la elevación del nivel del mar, reducción de la biodiversidad (extinción de especies), movimientos migratorios, etcétera. Esta concienciación de las sociedades avanzadas por los temas medioambientales, como los de la emisión de residuos y de gases contaminantes o de efecto invernadero que resultan de la utilización de los recursos fósiles, está impulsando a los gobiernos de la mayor parte de los países desarrollados a la firma de acuerdos tendentes a reducir la dependencia de este tipo de combustibles y su sustitución por otros renovables. En este sentido, el Libro Blanco de la Energía [2], en el ámbito de la Unión Europea, y el protocolo de Kioto impulsado por Naciones Unidas [3], son dos claros ejemplos de regulación internacional a nivel continental y mundial, respectivamente.

1.1 Energía eólica

De entre todas las energías renovables, la energía eólica es la que ha alcanzado un más rápido y mayor grado de desarrollo y madurez tecnológica. Como muestra, baste indicar que la potencia eólica instalada en el mundo a principios de 2008 asciende a un total de 93.88 GW, de los que 57.13 GW corresponden a Europa y, de estos, 15.10 GW, a España. La Tabla 1.1 muestra la distribución de la potencia eólica instalada a nivel mundial y su distribución regional y por países, así como su evolución a lo largo de los dos últimos años [4].

Como puede verse, a nivel mundial, Europa concentra algo más del 60 % del total, mientras que a nivel de países, Alemania lidera, desde hace décadas, la lista con casi el 24 % del total. Los EE.UU., con el 18 %, y España, con el 16 %, ocupan la segunda y tercera posición mundial. No obstante, atendiendo a las tasas de crecimiento anual de los últimos años, se espera que EE.UU. sustituya a Alemania en su papel hegemónico, en cuanto a potencia eólica instalada, a lo largo de 2009.

Tan revelador como la potencia instalada misma es la elevada velocidad de implantación de este tipo de recurso energético, lo que da una idea de su pujanza. Si se tiene en cuenta que la potencia eólica instalada en el mundo a principios de 2006 era de 59.25 GW, alcanzar los 74.32 GW a principios de 2007 ha supuesto una tasa de crecimiento del 25.40 % anual (período 2006-2007), tasa que creció hasta el 26.32 % en el período 2007-2008, valores muy superiores al crecimiento de la economía. Estas tasas de crecimiento, que se mantiene en las últimas décadas e incluso puede verse cómo aún está en fase creciente, ha hecho que la potencia total instalada se venga duplicando cada tres-cuatro años y que el coste

de la energía eléctrica producida se haya reducido a finales del siglo XX a la sexta parte de lo que costaba a principios de los ochenta. Y la tendencia continúa en los comienzos de este siglo XXI.

Tabla 1.1 Potencia eólica instalada (MW). Distribución geográfica y evolución temporal.

Región/País	Principio 2007	Principio 2008	Región/País	Principio 2007	Principio 2008
Europa	48.530	57.126	Asia	9.231	14.191
Alemania	20.622	22.247	India	6.270	7.844
España	11.615	15.145	China	2.594	5.906
Dinamarca	3.136	3.124	Taiwán	188	224
Italia	2.123	2.726	Corea del Sur	175	213
Reino Unido	1.958	2.425	Sri Lanka	3	3
Francia	1.469	2.370	Bangladesh	1	1
Portugal	1.716	2.150			
Holanda	1.559	1.747	Iberoamérica	530	547
Austria	965	982	Brasil	256	247
Grecia	746	871	México	88	88
Irlanda	756	806	Costa Rica	74	74
Suecia	572	788	Caribe	57	57
Noruega	325	386	Argentina	27	30
Bélgica	188	287	Colombia	20	20
Polonia	204	280	Chile	2	20
Turquía	84	192	Cuba	5	7
Finlandia	86	110	Ecuador	0	2
Ucrania	86	86	Perú	1	1
Hungría	37	65	Pacífico	2.431	2.733
Bulgaria	30	62	Japón	1394	1.538
Estonia	35	58	Australia	817	824
R. Checa	56	56	Nueva Zelanda	171	322
Lituania	56	52	Filipinas	25	25
Luxemburgo	35	35	Islas Pacífico	24	24
Letonia	27	27			
Croacia	17	17	O. Medio-África	448	467
Suiza	12	12	Egipto	230	230
Rumania	3	8	Marruecos	124	124
Rusia	7	7	Irán	48	67
Eslovaquia	5	5	Túnez	20	20
			Reunión (Francia)	10	10
N. América	13.149	18.817	Israel	8	8
EE.UU.	11.698	16.971	Cabo Verde	3	3
Canadá	1451	1.846	R. Sudáfrica	3	3
			Jordán	2	2

Como se puede ver en la Tabla 1.1, la tasa de crecimiento anual de la energía eólica, por regiones, está comprendida entre el 3.21 % de la zona de Iberoamérica

y el 53.73 % de Asia, pasando por el 4.24 % de la región de Oriente Medio-África, el 12.42 % de la zona del Pacífico, el 17.71 % de Europa o el 43.11 % de América del Norte. En el caso concreto de España la tasa crecimiento anual fue del 30.39 % (casi doblando al promedio europeo). También puede añadirse que durante 2007 la potencia eólica instalada superó, por primera vez, a la del conjunto de las instalaciones nucleares existentes, que la energía eólica permitió cubrir el 9 % de la demanda eléctrica anual durante 2006 y que el pasado viernes 18 de abril de 2008 marcó un nuevo récord de producción con 10.88 GW, superando en más de 800 MW el anterior récord alcanzado el día anterior y que supuso la cobertura del 30 % del total de la demanda eléctrica peninsular. Ese mismo día también se alcanzó el máximo de producción diaria con 213.17 GWh (el 28 % de la demanda de ese día), siendo la segunda tecnología, tan sólo superada por el ciclo combinado (217.71 GWh), pero muy por delante de la energía nuclear, el carbón y la hidráulica con 110.99 GWh, 90.82 GWh y 82.70 GWh, respectivamente.

A pesar de que el desarrollo de la energía eólica puede encontrar escollos puntuales (generalmente grupos locales que se oponen a instalaciones concretas en su ámbito geográfico), relacionados con el impacto sobre la avifauna, los niveles de ruido o el impacto paisajístico o visual, la opinión pública tiene una percepción favorable de este tipo de recurso y apoya la utilización de este tipo de instalaciones, como confirman numerosos estudios.

Esta panorámica de la situación actual de desarrollo de los parques eólicos, el tamaño de las actuales instalaciones eólicas y sus elevadas tasas de crecimiento anual hacen que el desarrollo de una herramienta sistemática de implantación y diseño optimizado de parques eólicos sea una línea de trabajo de gran actualidad y de especial relevancia, tanto desde un punto de vista técnico como económico.

1.2 Diseño de un parque eólico

El diseño de una instalación eólica destinada a la generación de energía eléctrica y su correcta explotación a lo largo del tiempo, durante la vida útil de la instalación, es una tarea extraordinariamente compleja y multidisciplinar en la que intervienen desde las ingenierías eléctrica, electrónica, automática, telecomunicaciones, civil, mecánica y aeronáutica, a la topografía, la meteorología o las ciencias medioambientales, así como la economía o el derecho, sin que la relación de áreas de conocimiento se agote aquí.

Una panorámica de los principales factores que inciden en el proyecto y explotación de una instalación eólica y que, por tanto, hay que considerar en su diseño, puede verse en [5-9]. Lo que sigue es un breve resumen con propósitos meramente ilustrativos.

En la tarea inicial de identificación de un lugar adecuado para instalar una central eólica o parque eólico hay que considerar tres factores clave:

- *Disponibilidad de viento.* Promedio anual de velocidad de viento elevado, que garantice una cierta cantidad de energía generada y un bajo nivel de turbulencias, que atenuará la incidencia de problemas graves de rotura asociados a mayor fatiga mecánica de los componentes.
- *Disponibilidad y acceso a la red de transporte y distribución de energía eléctrica.* Es necesario disponer de una línea eléctrica próxima, con suficiente capacidad de transporte disponible para la evacuación de la energía producida.
- *Disponibilidad y acceso al terreno.* Debe haber espacio suficiente para instalar los aerogeneradores y buen acceso por carretera para los vehículos de transporte pesado que deberán transportar al lugar los componentes de las turbinas (palas, secciones de las torres, etcétera). No debe haber impedimentos de tipo social, de protección ecológica o de cualquier tipo, ya que podrían dificultar, demorar o incluso impedir la obtención de los permisos administrativos pertinentes.

Estos tres factores son los más importantes, pero no los únicos. Conviene que el terreno tenga una elevada capacidad portante y que no sea zona de huracanes o de otras catástrofes naturales. También conviene que tenga una reducida incidencia keraúmica (número de descargas atmosféricas anuales por unidad de superficie), ya que, al ser las turbinas eólicas estructuras muy altas y estar en zonas despejadas, están muy expuestas a las descargas eléctricas de origen atmosférico (lo que puede resultar en daño para las palas de la turbina o el equipo eléctrico y, sobre todo, electrónico del aerogenerador). Estos daños conducirían a un aumento de los costes de operación y mantenimiento y a una reducción de los ingresos por la energía no suministrada. También hay que considerar factores de tipo administrativos, como la consecución de autorizaciones y permisos o los relativos a la aceptación o rechazo social (impacto visual y ruido, afección a la agricultura, la flora y la fauna, zonas naturales protegidas, presencia de restos arqueológicos, etcétera).

Tradicionalmente, una vez que ha sido localizada una zona con potencial suficiente para instalar un parque eólico, se proyecta la ubicación geográfica individual de cada una de las turbinas, que se realiza de forma heurística por procedimientos de prueba y error. Usualmente, esta ubicación preliminar tiene en cuenta las principales restricciones de orden técnico, social, medioambiental o de cualquier otra índole. A partir de esta implantación preliminar, el proyectista del parque suele utilizar algún paquete comercial de micro-emplazamiento [10-12] a fin de evaluar la cantidad de energía potencialmente generable con esa distribución geográfica de los aerogeneradores, teniendo en cuenta las características topográficas del terreno y del viento disponible en la zona. De esta forma y tras unas cuantas iteraciones de prueba y error [5,6], el proyectista llega a una implantación de la que se espera una cierta cantidad de energía potencialmente capturable [7].

La utilización de la energía eólica a gran escala en un terreno determinado se obtiene instalando varias turbinas agrupadas, formando una central o parque

eólico. Esta disposición agrupada, más o menos compacta de las turbinas, ofrece ventajas económicas relacionadas con los costes de inversión y con los de operación y mantenimiento de la planta.

Cualquier proyecto de parque eólico implica incurrir en unos costes de instalación, como pueden ser los de adecuación del terreno, realización de caminos y acondicionamiento de los accesos disponibles o las infraestructuras eléctricas de distribución interior del parque y de conexión a la red de transporte y distribución de energía eléctrica, así como otros costes relacionados con la explotación, como pueden ser los alquileres de los terrenos o los asociados a las pérdidas por efecto Joule en la propia instalación interior eléctrica del parque, entre otros. Todos ellos dependen, en mayor o menor medida, de la extensión (superficie) de terreno ocupada por el parque eólico. Por tanto, al tratar de reducir estos costes se impulsa el diseño de la instalación hacia una mayor densidad superficial o mayor grado de empaquetamiento de las turbinas en el parque.

Pero instalar una agrupación de turbinas muy próximas entre sí hace que se interfieran unas con otras por el efecto de apantallamiento o de sombra que se produce en la estela que genera cada una de ellas. Cuando una turbina eólica captura una parte de la energía cinética del viento que atraviesa su rotor, extrae una cierta cantidad de energía de esa corriente de aire, lo que produce una estela de aire más lento y turbulento en su parte posterior. Si una segunda turbina opera en esa estela con un campo de velocidades de viento debilitado, producirá menos potencia y capturará menos energía que si estuviese expuesta a la corriente de viento libre (sin obstáculos) y, además, experimentará cargas más fluctuantes. Este aumento de la fluctuación de la carga eólica de la turbina aumenta el daño de sus componentes mecánicos por fatiga, lo que se traduce en una ulterior reducción del promedio de energía anual generada, asociada a un aumento de la indisponibilidad de la máquina, difícil de cuantificar.

La Figura 1.1 muestra el campo de velocidades (resultado de simulación por elementos finitos) a la altura del buje de las turbinas con una disposición superficial periódica de turbinas dispuestas en dos hileras al tresbolillo con una distancia $x_{dist.} = 6D$ e $y_{dist.} = 4D$, para viento incidente con velocidad $u = 8$ m/s y con ángulos de 90° , 75° y 15° con respecto a la hilera [13]. En esta ella puede verse claramente la interferencia que produce cada turbina en el campo de velocidades de las que la rodea. En particular puede apreciarse cómo se reduce el campo de velocidades que incide en la hilera de turbinas situadas en la parte posterior. También puede verse el efecto reductor que se produce entre turbinas contiguas de una misma hilera.

En un parque eólico con N_t turbinas dispuestas sobre el terreno con una determinada disposición, la influencia debilitadora del campo velocidades del viento sobre la producción total de energía podría cuantificarse con lo que suele denominarse el rendimiento o eficiencia de la implantación o disposición considerada, η_D , que no es más que el cociente entre el total de energía capturada anualmente en el parque, $E(N_t)$, y N_t veces la energía capturada por una única turbina expuesta a la corriente de viento libre (sin obstáculos), E_t [14].

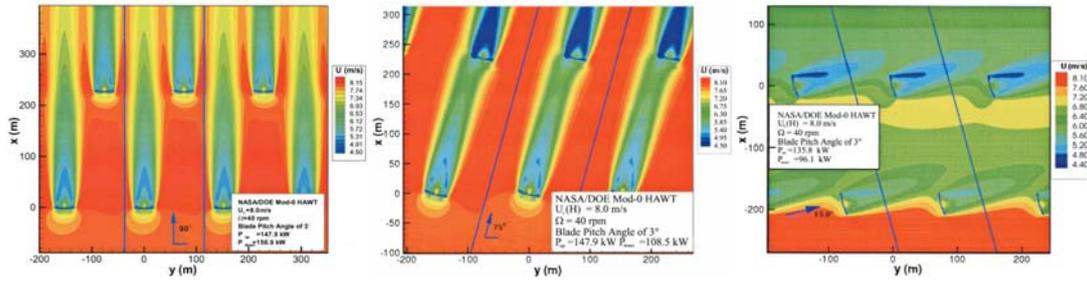


Figura 1.1 Campo de velocidades (elementos finitos) con una disposición espacial periódica de turbinas con $x_{dist} = 6D$ e $y_{dist} = 4D$ para viento incidente con velocidad $u = 8$ m/s y con ángulos de incidencia: a) $\psi = 90^\circ$, b) $\psi = 75^\circ$ y c) $\psi = 15^\circ$.

Esto indica que, además de la estructura de velocidad y frecuencia del viento, su dirección desempeña un papel importante a la hora de evaluar las posibilidades prácticas del aprovechamiento de la potencia eólica potencialmente disponible.

La distribución estadística de direcciones de viento desempeña un papel importante en el emplazamiento óptimo de un determinado número de turbinas en un área de terreno preestablecida ya que determina la intensidad de la interferencia mutua y su duración, lo que incidirá sobre la producción anual de energía.

La interferencia mutua entre las turbinas de un parque eólico puede reducirse a valores admisibles o casi anularse, a efectos prácticos, si se mantiene una distancia mínima entre turbinas de entre 6 y 18 veces del diámetro rotórico ($6-18D$). Por tanto, los parques eólicos optimizados (en cuanto a mínima ocupación de terreno) para zonas con vientos con probabilidad uniforme en todas las direcciones deben diseñarse de forma que la distancia mínima entre turbinas sea $6-18D$, en todas las direcciones, a fin de evitar pérdida de eficiencia asociada a las estelas en todas las direcciones del viento. Esto conduce, en un terreno llano, a una óptima estructura reticular a base de triángulos equiláteros, con una longitud de lado de $k \cdot D$, como se muestra en la Figura 1.2a [14]. Esto significa que un parque eólico, con turbinas de 100 m de diámetro, requiere una superficie de terreno de $1-4 \text{ km}^2$ (área de exclusión que puede seguir dedicándose a uso agrícola-ganadero u otros, casi en su integridad).

Con esta configuración triangular, el área de terreno, A , necesaria para colocar N_t turbinas con un espaciamiento mínimo, $k \cdot D$, es:

$$A(N_t, kD) = \frac{\sqrt{3}}{4} N_t (kD)^2$$

En caso de que el viento mostrase una dirección claramente predominante, el parque eólico podría optimizarse con una configuración en hileras de turbinas próximas (contiguas), perpendiculares a la dirección predominante del viento. Esto conduce a una estructura óptima basada en una retícula rectangular de tamaño $D \times kD$, como se muestra en la Figura 1.2b. Esta disposición permite reducir las necesidades de terreno de una forma importante (hasta la décima parte,

considerando distancias mínimas de $12D$). Con esta configuración, el área de terreno, A , necesaria para colocar N_t turbinas es:

$$A(N_t, kD) = (\sqrt{N_t} - 1)^2 kD^2$$

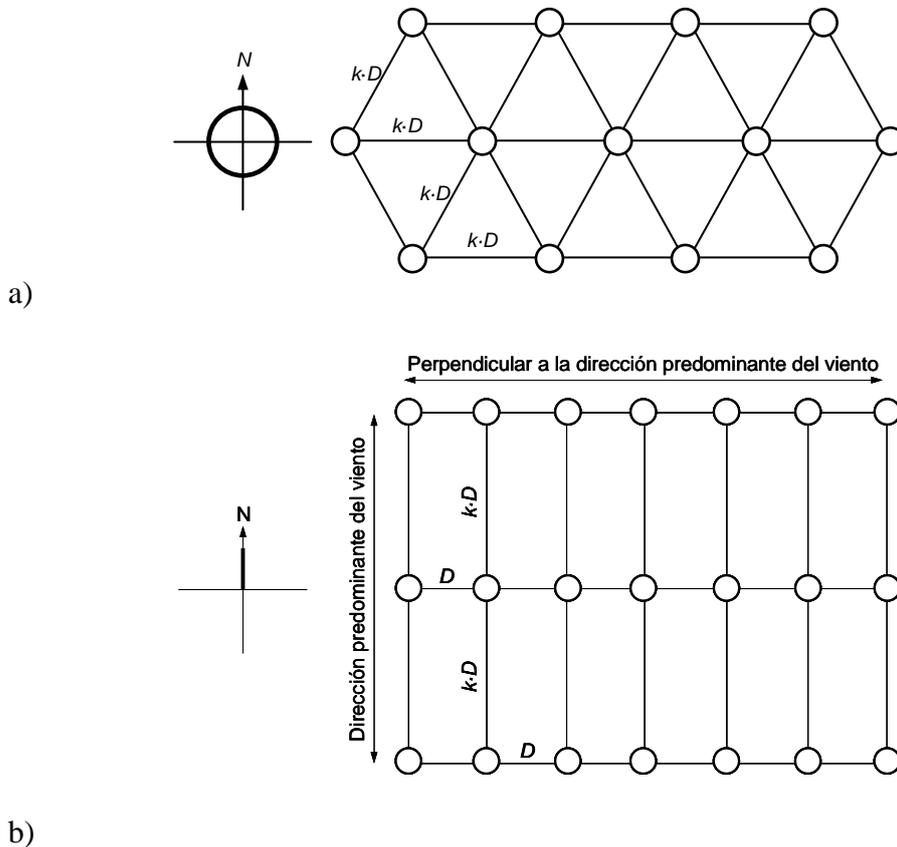


Figura 1.2 Estructura reticular óptima de un parque eólico a) distribución uniforme de dirección del viento y b) dirección predominante del viento.

La información relativa a la estructura direccional del viento en un punto determinado suele mostrarse en forma de rosa de los vientos de entre ocho y 36 direcciones, habitualmente. A modo de ejemplo, la Figura 1.3 muestra las rosas de los vientos de Nordermey y List/Sylt (norte de Alemania), con 12 direcciones [14]. Como puede verse, sólo hay una dirección débilmente predominante. Esta misma figura ilustra otro factor importante que dificulta la posibilidad de considerar con precisión los efectos derivados de la direccionalidad del viento, como es el hecho de que las direcciones predominantes de viento de un emplazamiento dado pueden cambiar de un año a otro de forma considerable.

Para un área de terreno disponible dada, doblar la distancia mínima de separación significa una reducción del número de turbinas y, por tanto, de energía producida, a la cuarta parte. Por el contrario, reducir la distancia mínima a la mitad, supondría cuadruplicar el número de máquinas instalables, aunque, en este caso,

la energía generada aumentaría pero en un factor algo inferior a cuatro, debido al efecto de las estelas (apantallamiento entre turbinas).

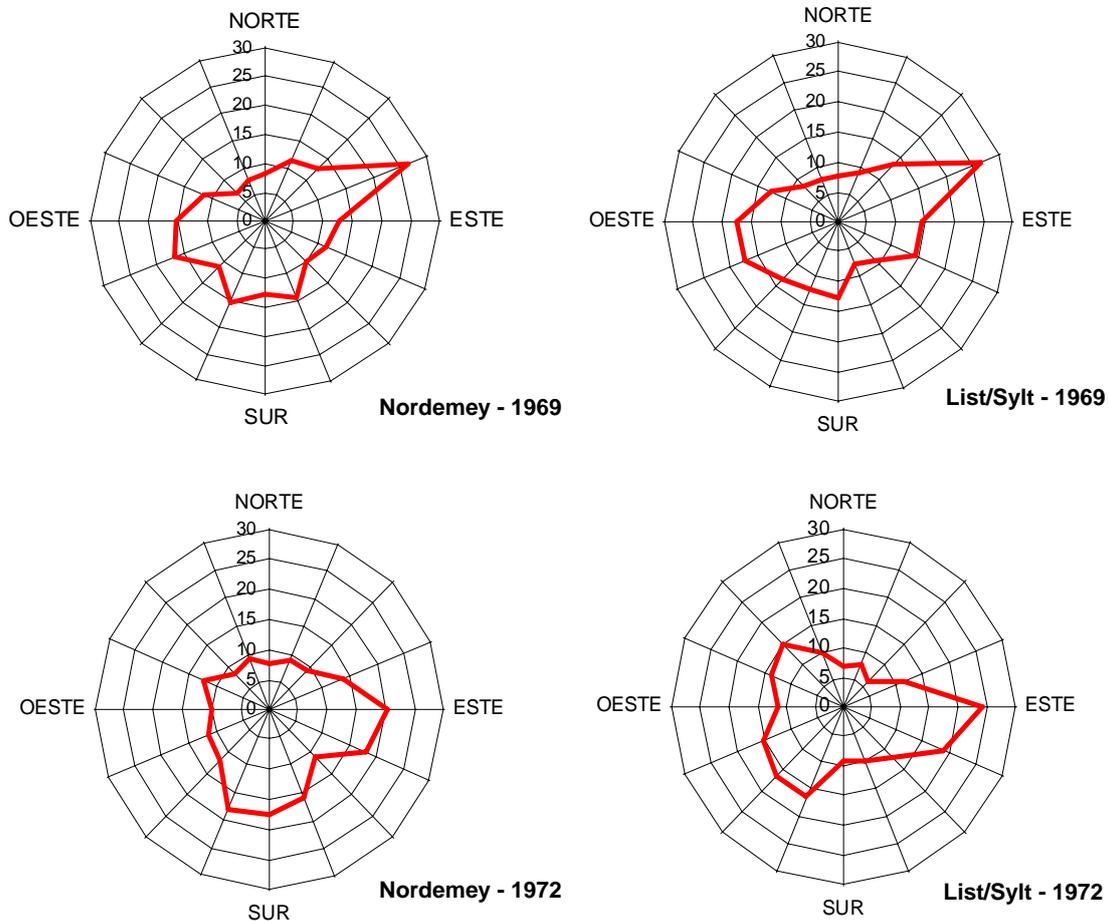


Figura 1.3 Rosa de los vientos de Norderney y List/Sylt (Alemania) correspondientes a los años 1969 y 1972.

Así pues, cuanto más denso es un parque eólico menores son los costes de la instalación eléctrica, tanto de inversión inicial (menores longitudes y secciones) como los asociados a las pérdidas eléctricas durante la operación, y los de la infraestructura viaria interna, pero menor será la energía total producida por el debilitamiento del campo de velocidades y por un aumento de la indisponibilidad de las turbinas por fallos por fatiga (turbulencia). Los actuales programas de microemplazamiento permiten estimar este factor. La Tabla 1.2 [7] y la Figura 1.4 [15] muestra la eficiencia teórica de algunas disposiciones o configuraciones rectangulares básicas.

Como puede verse, cuanto mayor es el número de turbinas y su densidad superficial, menor es el rendimiento de la disposición. La Figura 1.4 muestra que la interferencia se produce incluso con espaciamiento entre turbinas de hasta $9D$, para todas estas disposiciones cuadradas consideradas. Como se observa, en las

disposiciones con pocas turbinas la degradación es pequeña (menor del 20 % en la configuración 4x4 y una separación de $6D$).

Tabla 1.2 Eficiencia teórica de algunas configuraciones rectangulares básicas.

Número de filas	Distancia entre turbinas ($D =$ diámetro del rotor)		Eficiencia (%)
	A lo largo de la fila	Entre filas	
1	$3D$	-	91
2	$3D$	$3D$	79
3	$3D$	$7D$	84
4	$3D$	$7D$	93
5	$3D$	$5D$	84

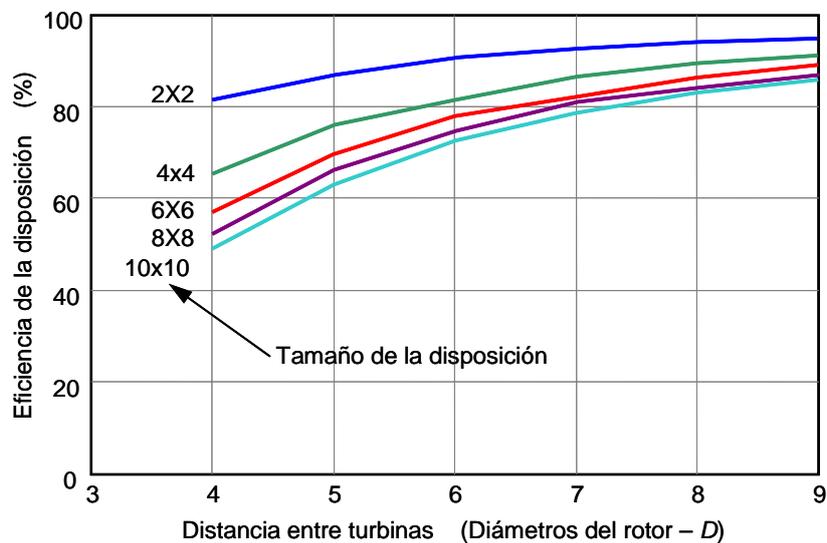


Figura 1.4 Eficiencia teórica de algunas configuraciones rectangulares básicas.

De forma intuitiva podría decirse, no obstante, que la disposición óptima no tendría que ser cuadrada, sino que en casos de vientos con una dirección predominante, debería ser rectangular, con unas pocas filas de turbinas perpendiculares a la dirección predominante del viento.

La experiencia recomienda distancias entre turbinas de una misma fila de $3-5D$ y de $5-9D$ entre filas de turbinas, disponiéndose las filas de turbinas al tresbolillo (lo que aumenta la distancia mutua y reduce el efecto debilitador de las estelas). De igual forma, en sitios donde no haya una única dirección de viento predominante, suelen emplearse distancias mínimas de entre $5-7D$, en ambas direcciones.

A estas pérdidas en la energía capturada (o producida) en el parque debidas a la disposición de las turbinas, hay que añadir las pérdidas por efecto Joule en la

instalación interior de distribución del parque (generadores, transformadores, cables y líneas) y el consumo de los propios servicios auxiliares, ya que esta energía eléctrica generada no estará disponible para su inyección en la red. Por último, la indisponibilidad de las turbinas, ya sea por avería u operaciones de mantenimiento, supone otro capítulo de energía no suministrada, que hay que detraer de la potencialmente generable (una vez considerados los efectos de las estelas), ya que esta energía que podría haberse generado, tampoco estará disponible para su inyección en la red. Jenkins [6] da los siguientes valores orientativos de pérdidas anuales de energía en un parque eólico:

- Efecto estela o apantallamiento entre turbinas: 5-10 % del potencial teórico
- Indisponibilidad de las turbinas: ~ 5 % del potencial teórico
- Pérdidas Joule en instalación eléctrica del parque: 3-5 % del potencial teórico

1.3 Estructura de costes de un parque eólico

Conforme la potencia nominal de las turbinas eólicas ha ido incrementándose año tras año, los correspondientes costes de implantación por unidad de potencia instalada (€/kW) han ido reduciéndose continua y sostenidamente. Así, los costes unitarios de implantación en Dinamarca han pasado de 1500 USA\$/kW en 1989 para turbinas de 150 kW, a 800 USA\$/kW en 2000, con parques basados en grandes turbinas de 1.65 MW.

El impacto de la economía de escala en estos costes es evidente: la mano de obra necesaria para fabricar una gran turbina no es mucho mayor que la necesaria para construir una pequeña, los costes de los equipos electrónicos tampoco son muy diferentes, el coste material de un rotor es proporcional a su diámetro mientras que su potencia suministrada es proporcional a su cuadrado y la energía capturada crece más rápidamente con la altura del buje que los costes (efecto de cizalladura).

Tabla 1.3 Distribución típica de costes de implantación de un parque eólico.

Partida		%
Turbinas eólicas		65-75
Subestación e instalación eléctrica de distribución		10-15
	Instalación eléctrica de distribución interior	6-9
	Subestación y línea eléctrica de evacuación de energía	4-6
Obra civil		5-10
Instalación de componentes		0-5
Otros		5
Coste de las turbinas (€/kW)		800-1100

La Tabla 1.3, adaptada de [16], muestra la distribución media de costes de implantación de un parque eólico. Como puede verse, casi las tres cuartas partes del coste se debe a las turbinas y el resto corresponde a los costes de la instalación eléctrica de distribución interior y a la subestación y a la línea de evacuación de energía, a la obra civil (cimentaciones, infraestructura viaria y edificios), a la erección de las turbinas e instalación de los componentes del parque y una partida final del resto de los costes.

Además de estos costes de implantación hay que considerar los costes de operación y mantenimiento, que suelen ser del orden del 3 % anual. Estos costes incluyen el mantenimiento regular, la reparación y el mantenimiento del inventario de piezas de repuesto, así como el alquiler de terrenos, seguros y gastos administrativos. Algunos de estos gastos anuales, como los seguros o los administrativos, no dependen del número de horas de utilización del parque, mientras que otros, como relacionados con el uso y desgaste de los componentes, sí que dependen directamente de la producción anual del parque.

1.4 Objetivos

La rentabilidad económica de la inversión necesaria para la construcción y la operación de un parque eólico depende de tres principales factores:

- La inversión inicial
- Los costes de operación
- El retorno por la venta del producto (la energía eléctrica generada)

En el caso de un parque eólico, estos tres componentes son difíciles de evaluar, incluso simplificando el problema, porque cada termino depende de múltiples variables interrelacionadas entre sí. Así, elegir entre un tipo de aerogenerador u otro conduce a una inversión inicial diferente, pero cada uno de ellos generará también una cantidad de energía diferente, con lo que el retorno económico por la venta de la energía producida se ve condicionada por esta partida de los propios costes iniciales. Una vez decidido el tipo de turbina a utilizar, la localización individual de cada una de ellas influye en la parte de inversión inicial asociada a la obra civil (cimentación) y a la red eléctrica interna de distribución. Pero la configuración y extensión de la red interna de distribución afecta, por ejemplo, a los costes anuales de operación (mantenimiento o pérdidas por efecto joule, lo cual incide también sobre el retorno por venta de energía, por ejemplo), mientras que la localización individual de los aerogeneradores también afecta a la máxima cantidad de energía eléctrica que puede obtenerse (debilitamiento del campo de velocidades asociado al efecto de las estelas). Y así un largo etcétera de interrelaciones cruzadas.

En este trabajo se presenta el desarrollo de una nueva herramienta de ayuda a la optimización global del diseño de un parque eólico basada en los algoritmos genéticos [17-19]. El criterio de optimización elegido ha sido el de la máxima rentabilidad económica de la inversión en el parque, como es común en el análisis

de inversiones. El método propuesto combina un modelo de costes del parque basado en el coste del ciclo de la vida de la instalación y un método de búsqueda del óptimo basado en los algoritmos genéticos.

A diferencia de los trabajos anteriores, el modelo de costes propuesto tiene una estructura mucho más realista y compleja, ya que se ha diseñado con un enfoque similar al del estudio económico de un "proyecto" o de un "anteproyecto", para ser más precisos en cuanto al grado de errores admisibles o esperables en las soluciones.

Se consideran tanto los costes iniciales de instalación, como los costes anuales actualizados de operación y mantenimiento (alquileres de terrenos o costes de las pérdidas, por ejemplo), así como los ingresos o retornos anuales, también actualizados, por venta de la energía eléctrica producida en el parque. Es decir, se incorporan los efectos temporales en los costes y en los retornos de la inversión mediante la evaluación de los flujos de caja actualizados.



Figura 1.5 Estructura del modelo de costes del parque eólico gestionado por el algoritmo genético.

La Figura 1.5 muestra, de forma simplificada, la estructura del modelo de costes que gestiona el algoritmo evolutivo, a fin de obtener la máxima rentabilidad económica de la inversión en el parque. Como puede verse, el modelo de costes se compone de cuatro módulos principales:

- **Modelo de coste inicial.** Calcula el coste inicial del parque eólico: turbinas, obra civil (cimentaciones, caminos auxiliares, etcétera), así como de la infraestructura eléctrica (red de distribución interior, la o las subestaciones y la o las líneas necesarias para la evacuación de energía generada).
- **Modelo de producción.** Calcula el retorno anual actualizado por venta de la energía eléctrica generada. Para ello utiliza las estadísticas de velocidad (distribución de Weibull) y dirección (rosa de los vientos) del viento junto a las curvas de generación (potencia-velocidad) de cada turbina, considerando el efecto de las estelas a fin de estimar la eficiencia de la configuración del parque, así como su disponibilidad.

- Modelo de costes de operación y mantenimiento. Calcula los costes anuales actualizados asociados a la operación (alquileres de terrenos, seguros e impuestos, costes de las pérdidas, etcétera) y a las tareas de mantenimiento necesarias para el correcto funcionamiento del parque.
- Modelo de costes de desmantelamiento. Calcula los costes asociados al desmantelamiento del parque (desmontaje de turbinas e infraestructura de obra civil, reposición del terreno a su estado previo, etcétera), una vez agotada su vida útil en producción, así como el retorno asociado al valor residual de los componentes de la instalación.

A su vez, cada uno de estos bloques principales utiliza entre dos y seis submodelos de coste. Así, por ejemplo, el bloque de costes de implantación de las turbinas utiliza un submodelo de costes que permite considerar diversas alturas de buje para cada una de las turbinas que desee considerarse. O el bloque de costes de la instalación eléctrica, utiliza un modelo de costes para las líneas de la instalación de distribución interna del parque que depende de la potencia a transportar y de su longitud.

Como en los trabajos previos, y por su importancia, hay que indicar que el modelo de costes incorpora también un bloque específico para evaluar la eficiencia de la disposición de las turbinas basado en el cálculo del campo de velocidades con el modelo de estela inicialmente propuesto por Jensen [20,21] y Frandsen [22-24].

El algoritmo también contempla la posibilidad de gestionar restricciones o limitaciones espaciales en cuanto a impedimento para el emplazamiento de las turbinas o para el paso de líneas eléctricas, como pueden ser la presencia de obstáculos físicos en la parcela, o la presencia de edificios o zonas naturales protegidas, entre otras.

El problema no es sólo complejo desde un punto de vista técnico, tanto de ingeniería como en sus aspectos económicos. El problema de la optimización también es muy complejo desde un punto de vista puramente matemático. En el problema aparecen variables tanto discretas (el número de turbinas o la potencia nominal de las turbinas disponibles) como continuas (la velocidad del viento o la longitud de los caminos auxiliares) siendo, por tanto, un problema de tipo enteromixto. El espacio de soluciones presenta múltiples óptimos (convexidad) y no es describible de forma analítica, lo que junto a la consideración de rango de valores no permitidos en algunas variables (espacio de soluciones no simplemente conexo), lo hace no derivable, lo que impide el uso de las técnicas analíticas de optimización clásicas.

Los algoritmos genéticos/evolutivos constituyen una herramienta de optimización que no precisa del cálculo de derivadas, sino de una función objetivo que permita cuantificar la bondad de cada posible solución. Tratan de imitar a la Naturaleza en tanto que operan en busca del óptimo, produciendo como resultado individuos mejor adaptados a su entorno (mejores soluciones para la función objetivo). Estos algoritmos se basan en la evolución de una población inicial donde los individuos que la componen son posibles soluciones del problema. A partir de esta población

y mediante un conjunto de operadores genéticos (selección, cruce y mutación) la población va evolucionando hacia el óptimo definido por la función objetivo. Dadas sus características intrínsecas, los algoritmos genéticos se perfilan como una herramienta bien adaptada a la solución de este tipo de problemas.

1.5 Enfoque y contenido

Dada la complejidad estructural del problema, tanto desde el punto de vista técnico-económico como desde el puramente matemático, y como una primera aproximación a su solución, el problema de la optimización global del parque eólico se ha dividido en dos subproblemas [25-27]:

- Optimización de la localización (o emplazamiento) individual de las turbinas eólicas
- Optimización de la configuración de la instalación eléctrica del parque

Esta subdivisión conduce a una simplificación que se deriva del desacoplamiento de los problemas, y puede justificarse en base a la repercusión económica de cada uno de ellos.

Desde un punto de vista puramente económico, el primero de los problemas, el de la localización individual de los aerogeneradores en el parque, es el más significativo, ya que es responsable de entre los dos tercios y las tres cuartas partes de la inversión total necesaria y es el que más directamente afecta a la producción anual de energía eléctrica, es decir, al posterior retorno de la inversión [16].

El segundo problema, el del diseño de la infraestructura eléctrica del parque eólico, es muy similar al del diseño de una nueva red radial [28-31] y tiene menor significación económica, en cuanto a inversión inicial se refiere, aunque también incide en la producción neta anual del parque ya que las pérdidas que se produzcan en la instalación interior del parque será energía eléctrica producida que no estará disponible para su inyección en la red.

Ambos problemas se analizan por medio de funciones económicas que permiten el análisis y la comparación de los diferentes componentes de costes relacionados con el diseño y la operación de un parque eólico. Como es lógico, esta división del problema conduce a soluciones subóptimas, pero bastante próximas al óptimo global, como habrá ocasión de comprobar más adelante.

Posteriormente se aborda el problema de la optimización global del parque, analizando de forma conjunta e integrada los problemas de emplazamiento individual de las turbinas y de diseño de la infraestructura eléctrica del parque y su interacción, utilizando el mismo tipo de funciones económicas.

Tras este breve capítulo introductorio, el resto del trabajo se ha estructurado en cinco capítulos. En el que sigue se hace una revisión de la bibliografía relativa al problema y se formula el objetivo y alcance del trabajo. En el capítulo tercero se plantea el subproblema de la optimización de la localización individual de los

aerogeneradores en el parque y se analizan y critican las soluciones obtenidas en una serie de casos con diferentes configuraciones geográficas, estructuras de viento, etcétera. El cuarto capítulo estudia el subproblema de la optimización de la configuración de la instalación eléctrica del parque. En el capítulo siguiente se aborda el problema de la optimización global del parque eólico y se analizan y critican las soluciones obtenidas en una serie de casos. El sexto y último capítulo recoge las principales conclusiones del trabajo así como algunas orientaciones de mejora para trabajos futuros. El trabajo concluye con las referencias bibliográficas relevantes sobre el tema.

Revisión de la bibliografía

2.1 Introducción

La utilización de aerogeneradores para producir energía eléctrica es hoy en día una tecnología ya madura. En aquellas zonas geográficas con grandes recursos eólicos, la energía eléctrica producida a partir de la energía cinética del viento se está haciendo económicamente competitiva comparada con la energía producida a partir de otras fuentes convencionales.

Sin embargo, para que una planta eólica pueda llegar a cotas de potencia en el rango de los centrales convencionales hay que instalar un elevado número de turbinas eólicas, con lo que la eficacia global de la planta, en su labor de extraer la energía cinética del viento, se ve condicionada por la posición individual que ocupe cada una de las turbinas dentro de la instalación.

Debido a la limitación de la potencia individual de las turbinas eólicas actualmente disponibles, la utilización de la energía eólica a gran escala en un terreno determinado y limitado se obtiene, en la práctica, instalando un número más o menos importante de turbinas agrupadas, formando lo que podría denominarse una central o parque eólico. De una forma bastante simplificada, esta disposición agrupada y más o menos compacta de las turbinas en la parcela de terreno disponible se deriva, básicamente, del equilibrio que hace el equipo proyectista entre dos factores económicos contrapuestos:

- *Reducción de costes (instalación y operación)*, tanto de instalación, tales como adecuación terrenos y accesos, infraestructura viaria, infraestructura eléctrica de distribución interior del parque y de conexión a la red de transporte y distribución de energía eléctrica, como de operación o explotación, tales como alquileres de terrenos, amortización de pérdidas en la propia instalación interior eléctrica del parque, mantenimiento de las instalaciones, etcétera, que favorecen la proximidad, la densidad superficial o el empaquetamiento de las turbinas en el parque.

- *Aumento del retorno de la inversión* a través de la venta de la energía producida, que favorece la separación o dispersión de las turbinas, ya que de esta forma se reduce el indeseable efecto debilitador del campo de velocidades en el parque debido a las estelas (apantallamiento entre turbinas próximas o efecto sombra).

A pesar de su relevancia técnica y económica, son escasísimas las publicaciones realizadas del problema de la configuración óptima de los parques eólicos, probablemente debido a la complejidad que plantea.

Hasta la fecha sólo se han publicado tres artículos que utilicen un modelo matemático para resolver el problema del emplazamiento, posicionamiento o microemplazamiento de los aerogeneradores de un parque eólico, de forma óptima [32-34]. Sin embargo, sí hay trabajos de investigación en otros problemas de localización o emplazamiento que presentan ciertas características similares.

El problema del posicionamiento o emplazamiento de los aerogeneradores de un parque eólico presenta algunas características similares al problema de emplazamiento de servicios o instalaciones indeseables. Un servicio o una instalación indeseable es aquella que produce alguna clase de afección negativa a su ambiente (en sentido amplio) o a sus usuarios o clientes [35]. Virtualmente no hubo ningún trabajo relevante sobre esta clase de problemas hasta finales de los 80 del pasado siglo. Uno de los objetivos en los problemas de localización de instalaciones indeseables es el de localizar varias de estas instalaciones indeseables, de forma que queden tan distantes unas de otras como sea posible (criterio de optimización). En este caso, la versión más simple del problema del emplazamiento de múltiples instalaciones indeseables supone simplemente la maximización de la distancia entre las instalaciones proyectadas. Sin embargo, incluso esta versión simplificada del problema se reconoce como *NP-completo* [36,37].

En el problema del emplazamiento de los aerogeneradores de un parque eólico, los aerogeneradores se interfieren unos a otros (estela), por lo que no deben emplazarse demasiado cerca unos de otros, lo que sería deseable desde un punto de vista de minimización de los costes de la infraestructura (eléctrica, obra civil, ocupación de terreno, etcétera).

Esta es la diferencia entre el problema de emplazamiento de instalaciones indeseables y el de emplazamiento de los aerogeneradores de un parque eólico. En este último caso, hay dos factores contrapuestos. Por un lado, desde el punto de vista de minimización de los costes de infraestructura, sería deseable emplazar los aerogeneradores minimizando la distancia entre ellos pero, por otro, desde el punto de vista de limitar (minimizar) la interferencia (reducción de potencia generada) entre los aerogeneradores, sería deseable maximizar la distancia entre ellos.

Por otro lado, el problema del emplazamiento de los aerogeneradores está sujeto a ciertas fuentes de incertidumbre. La principal fuente de incertidumbre es el propio viento que, por su naturaleza eminentemente aleatoria, cambia de intensidad y

dirección con el tiempo, lo que se traduce en variaciones en la cantidad de energía producida en un parque eólico y sus estimaciones.

El primer trabajo que aborda el problema de la optimización de la disposición o emplazamiento de las turbinas en un parque eólico se debe a G. Mosetti, C. Poloni, y B. Diviacco [32] y data de 1994. En su trabajo presentan un novedoso enfoque del problema de la optimización de grandes parque eólicos en el que se optimiza la distribución de las turbinas eólicas en un emplazamiento dado para conseguir la máxima extracción de energía con los mínimos costes de instalación posibles. La optimización se realiza asociando un modelo muy simplificado de simulación de costes de un parque eólico (basado en la economía de escala y la superposición de estelas) a un código de búsqueda del óptimo (adaptado de una biblioteca de programas disponibles en FORTRAN), basado en los algoritmos genéticos. El propósito que declaran los autores del trabajo era simplemente el de "probar" la viabilidad del método, analizando los resultados obtenidos en algunos casos simples.

Como caso de prueba se considera un emplazamiento cuadrado, subdividido en 100 celdas cuadradas como posibles localizaciones de turbina, aplicándose la optimización al número y a la posición de las turbinas considerando tres casos de viento: dirección e intensidad constantes, intensidad constante con dirección uniforme en todas direcciones, e intensidad variable con dirección igualmente variable.

Una década más tarde, en 2004, U.A. Ozturk y B.A. Norman publican el segundo de trabajo sobre optimización del emplazamiento de las turbinas en un parque eólico [33]. Utilizan el mismo modelo de coste del parque eólico que Mosetti et al., aunque su función objetivo es ligeramente diferente. También coincide con Mosetti et al. en la conveniencia de discretizar el terreno. Aunque primero utilizan métodos de programación no lineal para resolver casos muy simples, Ozturk y Norman proponen en su trabajo el uso de una metodología heurística de mejora codiciosa (*greedy*) que someten a un conjunto de casos de prueba.

Un año más tarde, en 2005, S.A. Grady, M.Y. Hussaini y M.M. Abdullah publicaron el que, hasta la fecha, es el último trabajo relevante publicado sobre la optimización del emplazamiento de las turbinas de un parque eólico [34].

Los tres trabajos están claramente emparentados y coinciden en sus aspectos básicos, como son la utilización de métodos heurísticos de optimización (algoritmos genéticos codificados en FORTRAN en los casos de Mosetti et al. y Grady et al.) con funciones objetivo muy similares así como los modelos de debilitamiento del viento debido al efecto de las estelas (apantallamiento) y de costes del parque eólico. Los autores igualmente coinciden en que sólo pretenden mostrar la aplicabilidad del método propuesto, lo que les permite justificar algunas de las simplificaciones que introducen en los modelos.

Como ya se ha indicado, en el diseño de una planta eólica intervienen innumerables aspectos tecnológicos y áreas del saber, por lo que una revisión global de la bibliografía resultaría prolija y poco eficiente. De ahí que en este trabajo se haya optado por orientar la revisión bibliográfica hacia los aspectos

centrales del problema: las técnicas y métodos de optimización utilizados en el problema de la planificación de redes eléctricas y los trabajos de Mosetti, Ozturk y Grady, los únicos que han abordado el problema de la optimización de las instalaciones eólicas, hasta el momento. No obstante en [7,9,14,15,38-45] puede verse una revisión global de las instalaciones eólicas, en [46-48] los algoritmos genéticos, en [49] puede consultarse la legislación vigente que regula el sector, en [50-54] se revisan los aspectos relativos al equipo generador, desde el diseño de las turbinas hasta los equipos electrónicos de potencia. Los modelos de estela pueden verse en [20-23,55,56], en [57-64] pueden verse aspectos relativos a la integración de parques eólicos en la red de transporte y distribución de energía eléctrica. Finalmente, en [65-75] pueden encontrarse otros aspectos tales como modelos de coste, estimación de parámetros o aplicaciones de los algoritmos genéticos relacionados con la tecnología eólica, entre otros.

2.2 Planificación y técnicas de optimización

A la vez que se aborda el problema de la planificación de la red eléctrica de distribución y evacuación de energía es conveniente analizar qué técnicas de optimización existen en la actualidad para resolver el problema de planificación óptima de un sistema de distribución de energía eléctrica, problema aún no totalmente resuelto y que viene siendo objeto de investigación durante las últimas cuatro décadas [76].

Este problema, de difícil resolución, incluso de manera simplificada, consiste esencialmente en establecer la configuración óptima de la red eléctrica que permita atender las necesidades de una serie de consumidores, con una determinada ubicación especial, a partir de un conjunto de generadores, emplazados en otra serie de puntos geográficos.

La planificación de un sistema de distribución de energía eléctrica es uno de los problemas más importantes a los que se enfrenta las empresas suministradoras; por ello se ha prestado considerable atención a encontrar soluciones algorítmicas robustas. Sin embargo, ante la dificultad de realizar esta planificación de manera integral se suele optar por una planificación escalonada. Así por ejemplo, al planificar el transporte, se considera que es conocida la ubicación de los grandes grupos de generación, y al planificar la red de baja se parte de la posición de la subestación y se considera que la red diseñada es radial. En este mismo sentido, los cálculos de fiabilidad en baja tensión se hacen a posteriori y si la red no es fiable se intenta mejorarla añadiendo seccionadores, interruptores, etcétera. Por tanto, los algoritmos de optimización, aunque pueden ser los mismos, tienen que estar adaptados al tipo de red y al problema que se intente resolver.

En resumen, si sólo se aborda el problema del conexionado, que es el que concierne a este trabajo, los algoritmos de optimización tienen la tarea de seleccionar una alternativa, de entre un conjunto muy grande de posibles conexiones entre cargas y tamaños de conductores, usando métodos computacionales para encontrar la mejor alternativa dentro de un proceso

iterativo. Un algoritmo debe generar y examinar de manera automática, al menos implícitamente, todas las alternativas posibles, no sólo una porción de ellas, respetando las restricciones propias del problema. Evidentemente en este problema se está obviando el problema inicial de cuánto va a crecer el consumo. Además, considerando las distintas tipologías de red existentes, la planificación de una red eléctrica de distribución rural es el problema más parecido al diseño de la red de distribución y evacuación de energía de un parque eólico. Sin embargo, el diseño óptimo de una red rural conlleva un proceso de resolución compleja, comúnmente formulado como un problema de optimización entero no-lineal cuyo objetivo es:

- Minimizar el coste total:
 - Coste de la nueva instalación o redimensionamiento
 - Coste de pérdidas (líneas y subestaciones)
 - Coste de fiabilidad
- Sujeto a las siguientes restricciones:
 - Red radial
 - No superar capacidad de elementos eléctricos
 - No superar caídas de tensión máximas
 - Ecuaciones de red (Leyes de Kirchhoff)

Por tanto, en este problema hay que considerar los costes de instalación de nuevos equipos, la fiabilidad del sistema de distribución que se desea obtener, los costes de operación (pérdidas eléctricas), y el crecimiento vegetativo de los consumidores, tanto el de los ya existentes como el de los nuevos consumidores.

En la literatura puede verse una gran variedad de algoritmos eficaces e innovadores que pueden utilizarse para resolver el problema de la planificación óptima del sistema de distribución. Una posible clasificación, teniendo en cuenta el punto de partida de la red a diseñar, sería:

- Planificación de un nuevo sistema
- Expansión de un sistema ya existente

La planificación de un nuevo sistema requiere de una fuerte inversión inicial, pero en contra de lo que pueda parecer, es la planificación más fácil. El planificador empieza desde cero y planifica un nuevo sistema en una región dada. El principal reto de esta planificación es escoger el mejor diseño dentro del elevado número de soluciones posibles. Desafortunadamente este tipo de planificación es la menos habitual. Mucho más común es la necesidad de expandir una red ya existente donde lentamente ha ido creciendo la carga o aparecen nuevos consumidores y se puede esperar una sobrecarga en un horizonte temporal más o menos cercano. Este tipo de planificación es más complicado debido, principalmente, a dos razones:

- Las nuevas rutas (trazado), las nuevas ubicaciones de equipo y las actualizaciones del equipo están limitados por razones prácticas, operacionales, ambientales y sociales.
- Al partir de un sistema ya existente, las opciones de actualización son muy variadas.

Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado, el problema de la planificación óptima de la red de distribución y evacuación de un parque eólico, que es uno de los objetivos de este trabajo, se podría asimilar al de la planificación de una red rural de nuevo diseño.

Otra consideración que hay que tener en cuenta a la hora de plantear el problema de planificación de una red eléctrica es su horizonte temporal. En este sentido, los problemas de planificación pueden clasificarse en dos grandes categorías:

- Planificación dinámica, cuando se considera que la red se va ampliando en varios periodos temporales sucesivos, acompañando el crecimiento temporal de la demanda.
- Planificación estática, cuando sólo se considera un único estado de carga del sistema y la red se planifica para un único periodo de tiempo.

En los problemas de planificación lo lógico es considerar varios estados sucesivos del sistema para poder modelar el crecimiento y la evolución temporal de las cargas. Este problema es muy complejo ya que, por ejemplo, el óptimo de cada etapa temporal no conduce al óptimo global y las decisiones tomadas en una fase afectan a las siguientes. Sin embargo, el problema objeto de esta tesis se puede modelar como un problema de planificación estática ya que, habitualmente, los parques eólicos se diseñan de manera integral, partiendo de cero y no se van a considerar futuras ampliaciones.

Para resolver estos problemas no-lineales se han desarrollado varios algoritmos de optimización que, según la técnica de resolución, se pueden clasificar en dos grandes categorías:

- Técnicas matemáticas de optimización. Utilizan un procedimiento de cálculo para resolver la formulación matemática exacta del problema. Estos métodos deben abordar las dificultades del problema, como la fuerte no-linealidad, el uso de variables discretas o la incertidumbre de la carga demandada y la generación dispersa.
- Métodos heurísticos de optimización. Constituyen la alternativa actual a los métodos matemáticos. Los métodos heurísticos generan, evalúan y seleccionan las posibles opciones de expansión de la red. Para ello hacen búsquedas locales siguiendo reglas empíricas o basadas en sensibilidades a fin de generar y clasificar las posibles opciones durante la búsqueda. El proceso se detiene cuando el algoritmo ya no es capaz de encontrar una solución mejor. Los métodos heurísticos pueden considerar los costes de inversión, sobrecargas y energía no suministrada. El único inconveniente

es que estos modelos no pueden garantizar que se alcance el óptimo absoluto.

En esta clase de grandes problemas combinatorios, el dominio factible en el que puede encontrarse la solución óptima del problema es extremadamente grande. Esto hace que el esfuerzo necesario para encontrarla podría exigir el tener que visitar cada solución posible, un proceso normalmente prohibitivo desde el punto de vista de coste computacional.

Si cambia ligeramente el objetivo y se orienta el esfuerzo a la búsqueda de una buena solución en vez de a la mejor solución, los algoritmos heurísticos pueden reducir el esfuerzo de cómputo de forma muy notable.

2.2.1 Técnicas matemáticas de optimización

De entre las distintas técnicas de optimización matemáticas, para resolver los problemas de planificación suelen utilizarse el algoritmo de *branch & bound* y las técnicas de punto interior, preferentemente.

Algoritmo de *Branch & Bound*

El algoritmo de *Branch and bound* emplea básicamente dos estrategias: relajación y separación, para resolver un problema complejo. Se utiliza principalmente para los problemas de tipo entero-mixtos que presentan grandes espacios de búsqueda. Básicamente, el método explora un árbol de búsqueda binario, comenzando con un solo nudo raíz (nudo-0). La idea principal es relajar las variables enteras y solucionar el que se denomina problema candidato actual, lo que significa la resolución de un problema lineal o no de optimización pero con variables continuas. Si la solución del problema candidato actual es entera, también es la solución óptima global. Si no, el problema es separado en dos subproblemas (operación de ramificación) seleccionando una variable de número entero con valores actuales no enteros. Los subproblemas creados se agregan a una lista de problemas "vivos".

El siguiente paso en el proceso es definir el siguiente problema a solucionar de la lista "vivos". Hay varios enfoques posibles. Uno de ellos consiste en seleccionar el problema por la estimación más baja de la función objetivo de los candidatos en la lista, cuando las variables se hacen enteras. Otra estrategia es la selección del último subproblema creado. Cuando el problema candidato se selecciona y se soluciona, se explora el árbol entero para verificar qué problema candidato no puede proporcionar soluciones mejores que la mejor, en la iteración actual. Este paso se llama poda del árbol y cada solución no prometedoras se "cae" de la lista. Nótese que este proceso elimina partes del espacio de búsqueda. La búsqueda termina cuando la lista "vivos" esta vacía, siendo la solución bajo análisis la solución óptima global.

En [77] se propone esta metodología para resolver el problema de expansión del sistema de distribución, formulado como un modelo de programación no lineal entera mixta. La metodología completa se ha probado en una red real de una

población brasileña con una población de 300000, caracterizada por una demanda rápida de crecimiento. Primero se utiliza el proceso de optimización para alcanzar la solución estática para cubrir la demanda requerida en el año 2000. Después, se aplica el modelo mono-etapa sucesivamente a 1993 (considerado como año actual) y 1996, escogiendo elementos del conjunto de equipo que pertenece al plan del año 2000. En este artículo sólo se muestran los resultados para la planificación de un año horizonte. La planificación completa en el tiempo se encuentra en [78].

Método del Punto Interior

Los métodos de punto interior constituyen una familia de técnicas no-simplex para programación lineal. El método del punto interior hace que el progreso de las soluciones se hace a través del interior de la región factible (soluciones posibles) y no a través de los vértices de la misma. Por su parte, el algoritmo simplex se mueve de un vértice del politopo de soluciones posibles hacia otro, buscando un mejor valor para la función objetivo. Se denominan métodos de punto interior precisamente porque los puntos generados por estos algoritmos se hallan en el interior de la región factible. Esta es una clara diferencia respecto el método simplex, el cual avanza por la frontera de dicha región moviéndose de un punto extremo a otro.

Otra de las diferencias fundamentales respecto al método del simplex es que existen algoritmos de punto interior polinómicos. Esto significa que obtienen el punto óptimo en un número de iteraciones que es función polinómica del tamaño del problema. El método simplex, en el peor de los casos, tiene un coste exponencial.

En [79] se presenta una metodología de punto interior para la resolución del problema reconfiguración óptima de una red de distribución. En este trabajo se comparan las soluciones obtenidas con punto interior frente a las obtenidas con los métodos de *branch & bound* y simplex, observándose que el algoritmo de punto interior presenta una mayor velocidad de convergencia y es menos sensible al tamaño del problema (Tabla 2.1 y Tabla 2.2).

Tabla 2.1 Comparación de algoritmos de programación entera en una red de cinco nudos.

Método de optimización	Tolerancia	Número medio de iteraciones por subproblema	Tiempo total de solución (ms)
<i>Branch & bound</i> y simplex	Ninguna	6	729
Punto interior entero	0.0001	5	914

Otros autores utilizan la descomposición de Benders para resolver el problema de planificación [80], descomponiendo el problema de optimización entero en una serie de subproblemas lineales continuos.

Tabla 2.2 Comparación de algoritmos de programación entera en una red de 32 nudos.

Método de optimización	Tolerancia	Número medio de iteraciones por subproblema	Tiempo total de solución (s)
<i>Branch & bound</i> y simplex	Ninguna	3.5	24.33
Punto interior entero	0.0001	7	8.25

2.2.2 Técnicas heurísticas de optimización

Las técnicas heurísticas de optimización más frecuentemente utilizadas en la resolución de los problemas de planificación son los algoritmos genéticos, el recocido simulado, los sistemas de las colonias de hormigas y la búsqueda tabú.

Algoritmos Genéticos

Los algoritmos evolutivos son una familia de técnicas heurísticas de optimización, usados con éxito en muchas aplicaciones de gran complejidad. Los más populares son los algoritmos genéticos [81-85]. La característica más importante de los algoritmos genéticos es que trabajan con una población de soluciones posibles, mientras que otros métodos heurísticos utilizan una sola solución en sus iteraciones. Otra diferencia importante es que son estocásticos, no deterministas.

Los algoritmos genéticos reciben este nombre porque su funcionamiento se inspira en la evolución biológica natural. Estos algoritmos hacen evolucionar una población de individuos (posibles soluciones del problema) sometiéndola a acciones aleatorias, semejantes a las que actúan en la evolución biológica natural (recombinaciones genéticas y mutaciones). Posteriormente se realiza una selección de acuerdo a un criterio previamente establecido que permite decidir cuáles son los individuos más adaptados (las mejores soluciones del problema), que son los que sobreviven. Los menos aptos (las soluciones peores) son descartados.

En [81] se presenta un enfoque multiobjetivo para la optimización del diseño de las redes eléctricas de distribución. Se emplea un algoritmo genético multiobjetivo con operadores específicos de cruce y mutación, en conjunción con un esquema de codificación variable eficiente para encontrar las soluciones óptimas. Con el algoritmo propuesto se analiza tanto el diseño de nuevas redes como la expansión de redes existentes.

El problema de optimización multiobjetivo, en lugar de buscar una sola solución óptima, se orienta a la búsqueda de un conjunto de soluciones óptimas (conjunto Pareto-óptimo) para un problema con más de una función objetivo.

Recocido Simulado

El algoritmo de recocido simulado es un algoritmo meta-heurístico para determinar una solución óptima o subóptima de los problemas de optimización

[85]. Como los algoritmos genéticos, ésta técnica realiza una búsqueda al azar sobre el espacio de la solución. Los algoritmos de recocido simulado se han utilizado con ventaja frente a los algoritmos genéticos en problemas de gran dimensión. Esto es debido a que el algoritmo de recocido simulado requiere menos memoria en cada iteración, lo que hace disminuir el tiempo de solución [86].

Sistema Colonia de Hormigas

El algoritmo de sistema de colonia de hormigas se deriva de los algoritmos de sistema de hormigas o de colonia de hormigas, que son una clase de algoritmos de optimización con enfoque de tipo "caja negra" cuyo objetivo es maximizar una función objetivo, satisfaciendo un sistema de restricciones no lineales [87]. Los algoritmos de colonia de hormigas se basan en el comportamiento de estos insectos, que muestran una capacidad excepcional a la hora de encontrar las trayectorias más cortas a sus fuentes de alimento, sin ayuda visual, usando una sustancia química llamada feromona que depositan mientras caminan, para marcar sus caminos. Inicialmente, un grupo de individuos explora la superficie sin una dirección predeterminada. Después de que se encuentra el alimento, los individuos regresan a la colonia.

Dado que todos los individuos viajan aproximadamente a la misma velocidad, las trayectorias más cortas tienen una tendencia a contener un nivel más alto de feromona, ya que habrán sido utilizadas por más individuos. Después de un corto plazo de tiempo, las diferencias entre los depósitos de feromona en las rutas son lo suficientemente importantes como para influenciar la decisión de los nuevos individuos, que se decidirán por las trayectorias más cortas, produciendo una regeneración al sistema que contribuye y promueve el uso de las mejores trayectorias.

El uso del algoritmo de sistema de colonia de hormigas en la planificación de los sistemas de distribución [87-90] requiere la definición de la función objetivo a ser maximizada, así como una función heurística que le sirva de guía.

En [88] se propone una nueva metodología basada en el algoritmo de sistema de colonia de hormigas para la planificación de los sistemas de distribución de energía eléctrica. La metodología es muy flexible y calcula la localización y las características de los circuitos que permite reducir al mínimo los costes de inversión y de operación, garantizando al mismo tiempo el cumplimiento de las restricciones técnicas tales como las capacidades de transmisión y los límites de tensión, permitiendo por tanto la consideración de un modelo bastante completo y detallado del sistema eléctrico.

Búsqueda Tabú

La búsqueda tabú, a diferencia de otros algoritmos basados en técnicas aleatorias de búsqueda de soluciones cercanas, se caracteriza porque utiliza una estrategia basada en el uso de estructuras de memoria para escapar de los óptimos locales, en los que se puede caer al "moverse" de una solución a otra por el espacio de soluciones. Este algoritmo se dota, por tanto, de una "memoria" donde se

almacenan los últimos movimientos realizados, y que puede ser utilizada para "recordar" aquellos movimientos que hacen caer de nuevo en soluciones ya exploradas. Esta "memoria" serviría para impedir la evolución hacia esas soluciones.

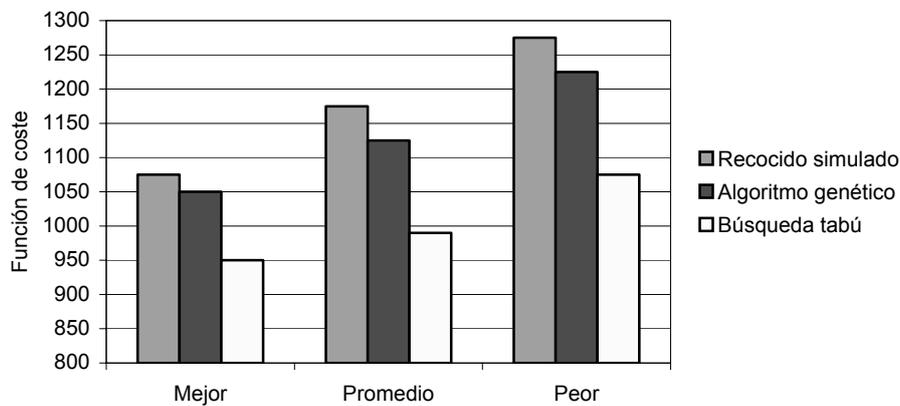


Figura 2.1 Función de coste de una red eléctrica para cada método.

Esta técnica de optimización ha sido aplicada a la planificación del sistema de distribución en diversos trabajos [91-95]. Incluso, se ha comparado la búsqueda tabú con el recocido simulado y los algoritmos genéticos, para lo que se ha ejecutado cincuenta veces estos algoritmos sobre la misma red. La Figura 2.1 muestra los resultados de cada método, haciendo una indicación expresa de la mejor función de coste, la función de coste promedio y la peor. Como puede verse, el método de búsqueda tabú da mejores resultados (menor función de coste) que el recocido simulado y los algoritmos genéticos. En la mejor función de coste, el método de búsqueda tabú mejoró un 10 % y 9.1 % respecto de las mejores funciones de coste del recocido simulado y los algoritmos genéticos. En lo que respecta a la función de coste promedio, el método de búsqueda tabú mejora un 15.2 % y 9.1 % respecto de la mejor función de coste del recocido simulado y los algoritmos genéticos.

La Figura 2.2a) muestra la desviación estándar de las funciones de coste para cada método. Como puede verse, de nuevo el método de búsqueda tabú resulta ventajoso, ya que consigue reducir en un 74.4 % y 56.5 % la desviación estándar respecto del recocido simulado y los algoritmos genéticos. La Figura 2.2b) muestra el tiempo de cómputo promedio de cada método. Como puede verse, el método de búsqueda tabú es 1.22 veces más rápido que el recocido simulado y 1.11 que los algoritmos genéticos.

Esto hace que los resultados de la simulación sean concluyentes en cuanto a que el método Tabú es mejor que el recocido simulado o los algoritmos genéticos en términos de calidad de solución y tiempo de cómputo.

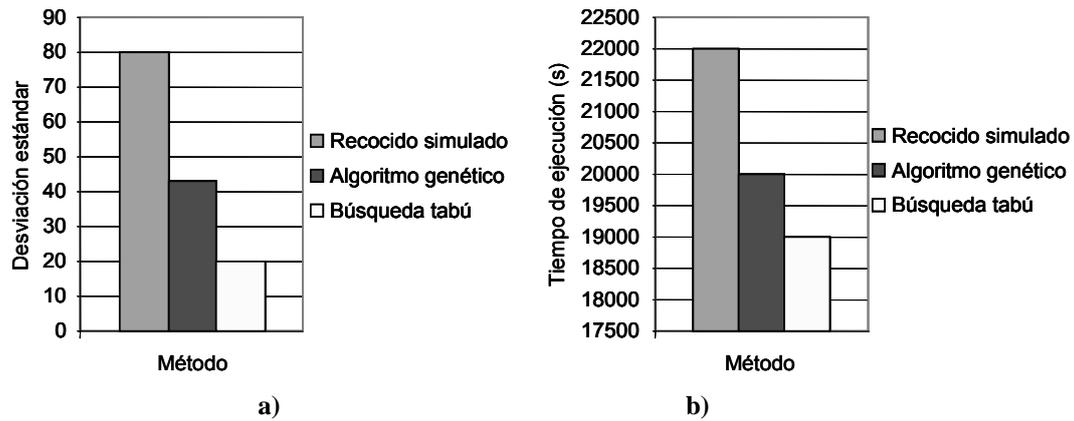


Figura 2.2 a) Desviación estándar y b) Tiempo de cómputo.

En resumen, la planificación y operación de sistemas de distribución involucran resolver problemas de optimización. Se aplican varias técnicas de programación matemática pero los enfoques más recientes se orientan hacia las técnicas heurísticas modernas. Las ventajas de los métodos heurísticos son:

- Pueden encontrar la solución óptima
- Pueden producir un número de soluciones alternativas
- No hay restricciones matemáticas en la formulación del problema
- Relativamente fáciles de programar y numéricamente robustos

Por último, y a modo de resumen, en la Tabla 2.3 se muestra una comparación de las características de las distintas técnicas de optimización utilizadas en problemas de planificación de redes eléctricas, incluyendo las condiciones de comparación.

Tabla 2.3 Características de los distintos métodos heurísticos de optimización utilizados en problemas de planificación de redes eléctricas.

Metodología	Pérdidas en Líneas Exact./Aprox.	Caídas de Tensión Exact./Aprox.	Pérdidas Transformador Subestación en Carga	Matemático/ Heurístico	Dominio Temporal Monoetapa/ Multietapa	Fiabilidad	Red Real/ Simulada
Algoritmos genéticos [10]	Aproximadas Cuadráticas	Aproximadas Ec. de Blondel	Exactas Cuadráticas	Heurístico	Multietapa	Sí	Simulada 100 nudos
Recocido simulado [15]	Exactas Flujo de carga	Exactas Flujo de carga	Exactas Cuadráticas	Heurístico	Monoetapa	No	Simulada 55 nudos
Sistemas de colonias de hormigas [17]	Aproximadas Cuadráticas	Exactas Flujo de carga	Exactas Cuadráticas	Heurístico	Monoetapa	No	Real 201 nudos
Búsqueda tabú [8]	Exactas Flujo de carga	Exactas Flujo de carga	Exactas Cuadráticas	Heurístico	Multietapa	Sí	Simulada 69 nudos
Branch & bound [7]	Aproximadas Cuadráticas	No	Aproximadas Lineales	Matemático y Heurístico	Multietapa	No	Real 301 nudos

2.3 Resumen del trabajo de Mosetti, Poloni y Diviacco

En este trabajo [32] se discute un novedoso enfoque del problema del emplazamiento de las turbinas en un parque eólico. El método adoptado se basa en los principios de la genética y la evolución natural, lo que hace que el procedimiento de optimización sea independiente de óptimos locales o funciones de gradiente.

El problema de la optimización de la distribución de las turbinas en un emplazamiento dado considera los siguientes aspectos:

- Influencia de unas turbinas sobre otras (debilitamiento del campo de velocidades debido a formación de estelas).
- Variabilidad de la dirección e intensidad del viento.
- Extracción de la máxima cantidad de energía con un coste mínimo de instalación del parque eólico.

Entre los requisitos del algoritmo que permita obtener "la mejor solución" están:

- Conocer los límites del problema (es decir, la extensión de terreno disponible, distribución del viento, el tipo de turbinas disponibles y su coste, etcétera).
- Poder modelar el comportamiento de una configuración cualquiera del parque eólico, en cuanto a cantidad de energía extraíble.
- Poder evaluar la bondad de la configuración.
- Poder encontrar la configuración óptima explorando una pequeña cantidad de configuraciones posibles.

Con este objetivo, Mosetti et al. utilizan dos algoritmos distintos, uno para la evaluación de parques eólicos y otro para el proceso de optimización. El parque eólico se ha modelado utilizando el método del RISO Laboratoy [21,22], mientras que el procedimiento de optimización se basa en un algoritmo genético [38].

En este trabajo se optimizan la energía total extraída y el coste de inversión, asumiendo una relación simple entre el coste de una sola turbina y el número de máquinas instaladas en el parque (los propios autores sugieren que "*...podría considerarse un modelo más sofisticado de parque eólico, con un número mayor de objetivos y restricciones así como un modelo económico más realista a fin de obtener resultados de optimización más prácticos*").

2.3.1 Modelo de parque eólico

Los autores indican que el propósito del trabajo es demostrar la aplicabilidad del método y, por tanto, se han hecho algunas simplificaciones para modelar el parque eólico.

El modelo usado es similar al modelo de decaimiento de la estela desarrollado por N.O. Jensen [21,22]. Este análisis del campo de velocidades en la estela se basa en la hipótesis de conservación del momento dentro de la estela. En el caso de una estela simple, se desprecia el campo de velocidades cercano en la parte posterior de la turbina (ideal), lo que hace posible modelar la estela como una turbulencia o chorro negativo. En la turbina, la estela tiene un radio, r_r , igual al de la turbina. Conforme se va propagando la estela, el radio de la estela, r_l , va incrementándose linealmente con la distancia corriente abajo, x , como se muestra en la Figura 2.3 ($r_l = r_r + \alpha x$).

Con esta hipótesis simplificadora, el balance de momento permite relacionar la velocidad media del viento en la zona no perturbada, u_0 , la velocidad media del viento tras la primera turbina, u_T , y la velocidad media del viento a una distancia x , en la parte posterior (corriente abajo) de la primera turbina, u :

$$\pi r_r^2 u_T + \pi (r_l^2 - r_r^2) u_0 = \pi r_l^2 u$$

Tras realizar el balance de momento, admitiendo un crecimiento lineal de la estela ($r_l = r_r + \alpha x$) y utilizando la teoría clásica de Betz para estimar la velocidad del viento inmediatamente detrás del rotor ($u_T = u_0/3$), resulta [20]:

$$u = u_0 \left[1 - \frac{2/3}{(1 + \alpha(x/r_r))^2} \right]$$

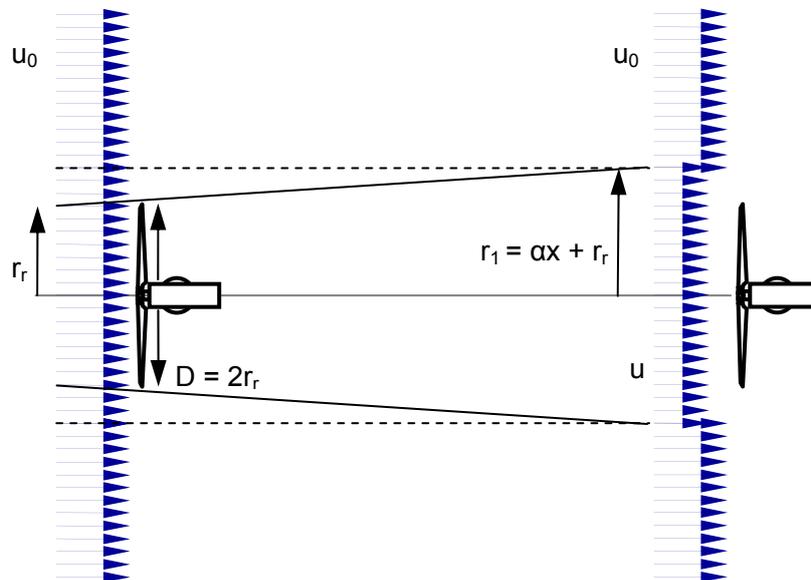


Figura 2.3 Esquema del modelo de estela.

La constante de arrastre, α , se obtiene de forma empírica como:

$$\alpha = \frac{1}{2 \ln(z/z_0)}$$

donde z es la altura del buje de la turbina eólica y z_0 es el coeficiente de rugosidad superficial del terreno.

Mosetti et al. utilizan una expresión ligeramente modificada para calcular la velocidad del viento, u , en la parte posterior (corriente abajo) de la turbina:

$$u = u_0 \left[1 - \frac{2a}{(1 + \alpha(x/r_1))^2} \right]$$

En esta expresión, la constante a es el factor de inducción axial.

El coeficiente de sustentación de la turbina, C_T , se relaciona con el factor de inducción axial mediante la expresión:

$$C_T = 4a(1 - a)$$

En caso de que una turbina se encuentre en el seno de una estela múltiple, la energía cinética de la estela múltiple puede suponerse igual a la suma de los déficits de energía cinética. Esto resulta en la siguiente expresión para la velocidad corriente abajo (parte posterior) de N turbinas:

$$\left(1 - \frac{\bar{u}}{u_0} \right)^2 = \sum_{i=1}^N \left(1 - \frac{u_i}{u_0} \right)^2 \Rightarrow u = u_0 \left[1 - \sqrt{\sum_{i=1}^N \left(1 - \frac{u_i}{u_0} \right)^2} \right]$$

El coeficiente de sustentación y la potencia eléctrica producida por una única turbina se calculan en función de la velocidad del viento local disponible. Las características principales que definen el campo local de viento son la intensidad, la dirección y su probabilidad. Por parte de la turbina, los principales parámetros que afectan la potencia extraíble del viento son el diámetro del rotor, la altura del buje, el coeficiente de sustentación y la curva de potencia eléctrica extraída en función de la velocidad del viento.

Para optimizar el parque eólico, desde un punto de vista económico, es necesario modelar los costes. En este trabajo se utiliza un modelo sencillo que sólo considera relevante el número total de turbinas instaladas, N_t , para determinar el coste anual del parque. Se ha supuesto que el coste anual adimensional de una turbina es 1 y que la máxima reducción por cada turbina adicional instalada que puede conseguirse (reducción por economía de escala), siempre que se instale un cierto número mínimo de turbinas, es de hasta 1/3. De esta forma se considera que el coste anual de todo el parque eólico puede expresarse como:

$$Coste_{tot}(N_t) = \frac{N_t}{3} \left\{ 2 + \exp \left[- \left(\frac{N_t}{24} \right)^2 \right] \right\}$$

La Figura 2.4 muestra cómo evoluciona el coste total anual de la planta en función del número de turbinas instaladas. Como puede verse, a partir de 48 turbinas, ya se consigue una reducción de un tercio en el coste total del parque, como consecuencia de la economía de escala.

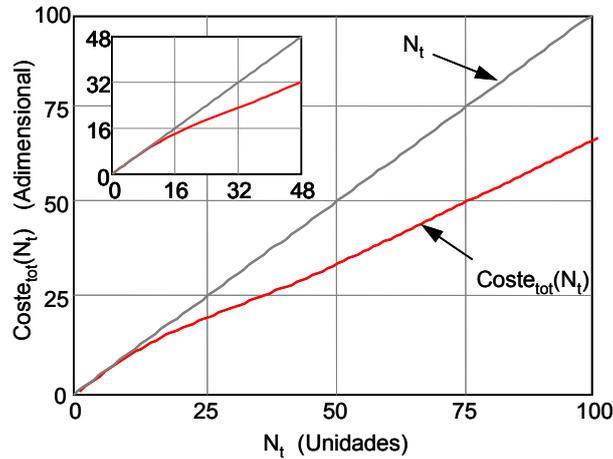


Figura 2.4 Función de coste total anual de un parque eólico.

El objetivo de la optimización es producir la mayor cantidad de energía posible con el mínimo coste y se formula como la minimización de la siguiente expresión:

$$F_{\text{Objetivo}} = w_1 \frac{1}{P_{\text{tot}}} + w_2 \frac{\text{Coste}_{\text{tot}}}{P_{\text{tot}}} \quad \text{Min} \left(w_1 \frac{1}{P_{\text{tot}}} + w_2 \frac{\text{Coste}_{\text{tot}}}{P_{\text{tot}}} \right)$$

siendo P_{tot} la potencia total extraída por el total de turbinas eólicas del parque en un año y w_1 y w_2 , factores de ponderación arbitrariamente elegidos. En los casos analizados al factor w_1 se le ha dado un valor pequeño, ya que los autores han querido dirigir la optimización hacia la minimización del coste por unidad de energía eléctrica producida.

2.3.2 Algoritmo de optimización

Los problemas de optimización se han venido resolviendo tradicionalmente por medio de "procedimientos de escalada", que se basan en los gradientes de una cierta "función de costes" preestablecida. Un inconveniente típico de este tipo de enfoque del problema es el riesgo de encontrar un simple óptimo local. Otro es la imposibilidad de hallar el óptimo global, partiendo de un mismo punto inicial, si el espacio de configuración no es simplemente conexo.

El problema del posicionamiento de los aerogeneradores de un parque eólico es un típico problema discreto que, como ocurre con el problema del vendedor ambulante, es imposible resolver exactamente y en el que un simple método de gradiente no es fácilmente aplicable.

Una simple rejilla de 10x10 posibles ubicaciones, aun cuando para cada ubicación se restringiese las posibilidades a tener o no una turbina, significa 2^{100} posibilidades a explorar, lo que excede de lejos la capacidad de cualquier ordenador.

Sin embargo, un algoritmo genético de búsqueda, del tipo de los desarrollados originariamente por Holland [39], podría aplicarse a este problema de forma directa y sencilla.

En lo que sigue, se presenta sólo un breve resumen del método de los algoritmos genéticos. Una discusión más extensa puede encontrarse en [40]. La idea básica del método es la misma de la evolución biológica mediante la simple transformación una configuración codificada. Como en el proceso natural de reproducción, la información genética almacenada en las cadenas cromosómicas de dos individuos se utiliza para crear el código genético de un nuevo individuo. La evolución y adaptación de la especie está garantizada por la mayor probabilidad de supervivencia y reproducción de los individuos más adaptados. Los procesos básicos que puede tener lugar en la construcción de una nueva cadena cromosómica son el intercambio de información genética entre los padres reproductores, la mutación aleatoria de un gen individual y una inversión de la cadena cromosómica. En este trabajo sólo se consideran las dos primeras, denominadas cruce y mutación. La elección de los individuos sujetos a los procesos de reproducción, denominado cruce, y al de mutación, se hace de forma aleatoria, asignando cada individuo una probabilidad proporcional a su bondad. Puede hacerse la correspondencia que se muestra en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4 Correspondencia entre las características del algoritmo genético y la solución.

Gen	⇒	Parámetro de diseño
Individuo	⇒	Configuración de diseño
Generación	⇒	Estado evolutivo del diseño
Función de bondad	⇒	Calidad del diseño
Éxito social	⇒	Bondad del diseño

Debe notarse que, al simular la evolución biológica de una especie, el proceso de optimización debe empezar la búsqueda a partir de diferentes puntos del espacio de configuración, mientras que en los métodos tradicionales basados en el gradiente, o incluso los basados en la búsqueda adaptativa, esencialmente arrancan desde un único punto del espacio de configuración.

2.3.3 Aplicación de los algoritmos genéticos a los parques eólicos

El objetivo de la evolución es hallar la mejor configuración de un parque eólico para un cierto emplazamiento preestablecido.

Por simplicidad, en el trabajo de Mosetti et al. sólo se considera como variable de diseño la posición de un conjunto de aerogeneradores de un cierto tipo prefijado. La parcela disponible se divide en celdas en cuyo centro podría instalarse una turbina. De esta forma se consigue una fácil representación del parque eólico mediante cadenas binarias, en las que un 1 en la celda considerada indica que hay una turbina y un 0, que no.

La configuración del parque en un emplazamiento dividido en 10 columnas de 10 celdas cada columna puede representarse mediante número binarios comprendidos entre $A = 0000000000$ y $B = 1111111111$. Una mutación cambia un bit de información, mientras que el cruce de dos padres conduce a la transformación que se muestra en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5 Ejemplo de cruce de dos padres para procrear dos hijos.

Padre 1	0010110011
Padre 2	1110001010
Hijo 1	0010001011
Hijo 2	1110110010

En el ejemplo precedente, la localización de los puntos de cruce que se han intercambiado entre los dos padres para procrear los hijos son los que van del cuarto al octavo bit. La bondad de cada individuo se define mediante la función de bondad, que deberá ser maximizada y que puede ser fácilmente definida como la inversa de la función objetivo, previamente definida.

A partir de una cierta población inicial, se evalúa la bondad de cada individuo de la población utilizando el modelo previamente descrito y se construye la siguiente generación sobre las bases de los resultados obtenidos. La nueva población resultante se obtiene por cruce y mutación de los individuos mejor adaptados utilizando localizaciones aleatorias. Ambas operaciones se producen con probabilidades $0.6 < P_c < 0.9$ para el cruce y, $0.01 < P_m < 0.1$ para la mutación. El cruce tiene mayor probabilidad por ser el principal responsable de la "evolución local" de la población, mientras que la mutación se produce más raramente, al ser la responsable de la introducción aleatoria de nuevos caracteres en la población.

Si sólo se utilizase el cruce, la población rápidamente resultaría "estéril", con gran probabilidad de converger hacia un mínimo local, mientras que si sólo se utilizase la mutación, el algoritmo solo realizaría una especie de búsqueda aleatoria. Un cierto grado de mutación permite eludir el riesgo de convergencia en un mínimo local.

Debe notarse que, al final, el método busca las mejores poblaciones (conjuntos de individuos) y no los mejores individuos. Por tanto, la mejor solución podría hallarse incluso en los primeros estadios de la evolución. Sin embargo, conforme crece la bondad media de la población, el mejor individuo probablemente formará parte de la población más evolucionada.

2.3.4 Resultados

A continuación se presentan los ejemplos que utilizan Mosetti et al. "para demostrar la capacidad del método", insistiendo en que no son la solución de ningún problema práctico, con lo que tratan de justificar que se hayan hecho algunas suposiciones, en algún caso algo simplistas (sobre los costes, viento y características de las turbinas). Se estudia la optimización de un parque eólico en un terreno cuadrado subdividido en 100 posibles ubicaciones (celdas) para las turbinas en tres escenarios de viento diferentes: viento con dirección e intensidad constantes, viento con intensidad constante y dirección uniforme a lo largo de los 360° y una distribución más realista con viento de intensidad y dirección variables. La posible ubicación permitida para una turbina es el centro de cada una de las celdas cuadradas, con una longitud de lado fija, preestablecida, de cinco veces el diámetro de la turbina.

El uso de celdas cuadradas de tamaño $5D$ garantiza la exactitud del modelo de estela, que a distancias inferiores podría ser inapropiado. El tamaño total del emplazamiento del parque eólico será, por tanto, de $50D \times 50D$.

Todos los procedimientos de optimización parten de una configuración aleatoria, aun cuando en casos prácticos, una mejor inicialización de la búsqueda genética podría reducir sensiblemente el tiempo de computación requerido.

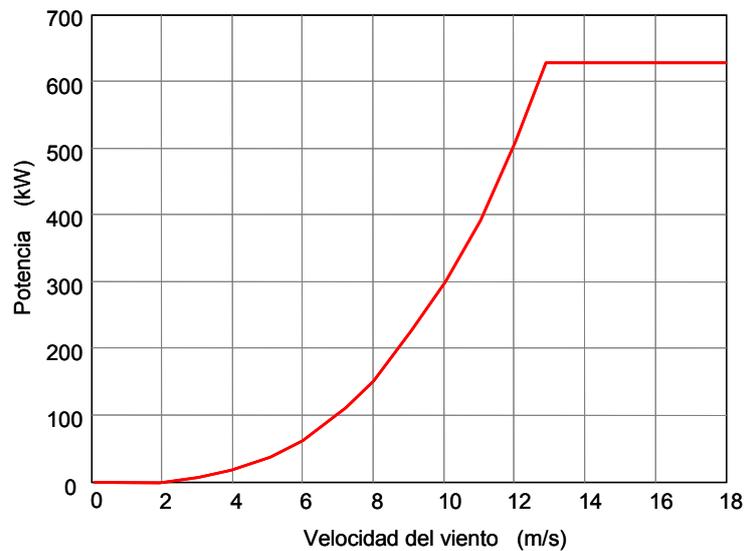


Figura 2.5 Curva de potencia-velocidad de viento de la turbina eólica considerada.

Los autores sólo consideran un modelo de turbina con una altura de buje $h = 60$ m, un diámetro $D = 40$ m, un coeficiente de sustentación $C_T = 0.88$, constante para el rango de velocidades considerado, y una curva de potencia como la que se muestra en la Figura 2.5. El coeficiente de rugosidad del terreno considerado es $z_0 = 0.3$ m.

2.3.5 Caso de viento con velocidad y dirección constantes

Mosetti et al. inician su estudio con un caso en el que se considera viento uniforme y constante, tanto en velocidad como en dirección (Norte-Sur). En este caso sencillo, el óptimo puede hallarse de forma puramente intuitiva. La función objetivo a maximizar considerará el inverso de los costes de inversión por kW instalado (que alcanzará un mínimo práctico con unas 30 turbinas) y la máxima potencia extraída, que alcanzaría su máximo al instalar 100 máquinas.

De forma intuitiva puede decirse que la solución óptima contendrá menos de 30 turbinas, situadas a la mayor distancia posible entre ellas, a fin de minimizar las pérdidas de las turbinas situadas en la estela de otras máquinas.

La Figura 2.6 muestra el comportamiento de la bondad mínima, máxima y media, a lo largo de las generaciones, para un tamaño de población de 200 individuos.

Como puede verse, la diferencia entre la bondad máxima y mínima se va reduciendo conforme va produciendo la convergencia.

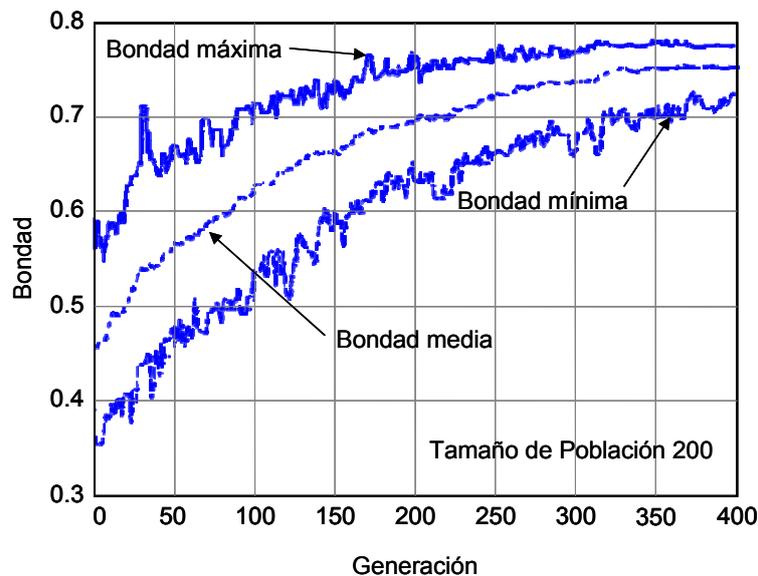


Figura 2.6 Evolución de la bondad mínima, media y máxima para una población de 200 individuos - Viento con velocidad y dirección constantes.

La Figura 2.7 muestra que poblaciones de 200 y 300 individuos convergen hacia el mismo valor de bondad, mientras que una población de 100 individuos no tiene variabilidad suficiente y converge en un valor de bondad inferior (óptimo local).

Una configuración aleatoria de entre 40 y 50 turbinas podría tener una eficiencia típica de utilización de la potencia de las turbinas de 0.5, definida esta eficiencia como el cociente entre la energía total extraída por una cierta configuración del parque con N_t turbinas y N_t veces la energía que podría extraer una única turbina, aislada, con la misma distribución de viento sin perturbar (por las estelas debidas a la presencia de otras máquinas). Una configuración optimizada podría alcanzar

una eficiencia de 0.95 con unas 25 máquinas. Como podría predecirse, para una única dirección de viento, la configuración presenta dos o tres turbinas por columna, a unas distancias superiores a $15D$, como se muestra en la Figura 2.8a.

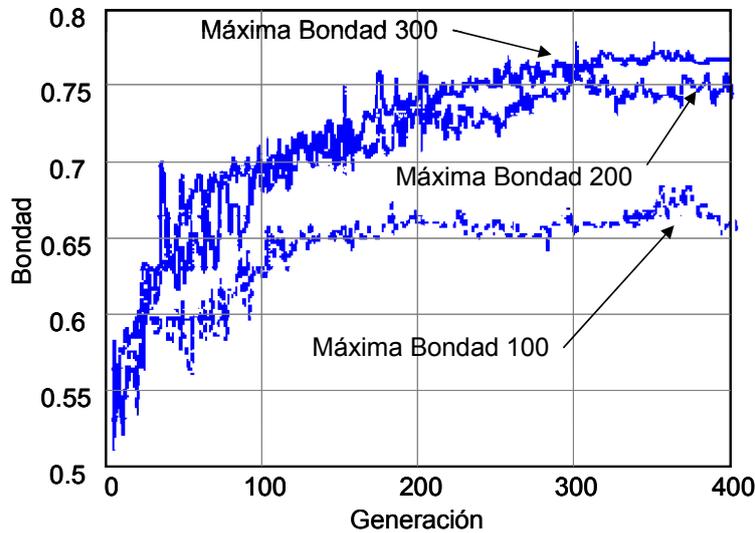


Figura 2.7 Evolución de la bondad máxima para poblaciones de 100, 200 y 300 individuos – Viento con velocidad y dirección constantes.

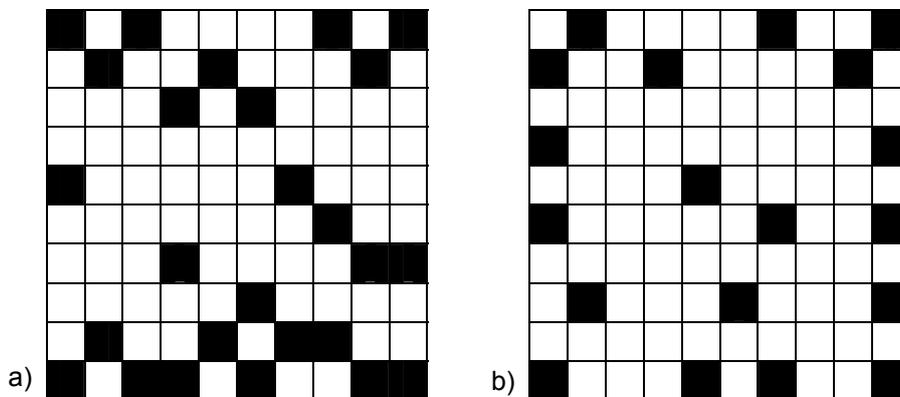


Figura 2.8 Posición de las turbinas para viento uniforme, a) unidireccional, y b) multidireccional.

2.3.6 Caso de viento de intensidad constante y dirección uniformemente variable

En este caso, el viento no tiene ninguna dirección predominante. De hecho, se considera que tiene la misma probabilidad de soplar en cualquier dirección por lo que la eficiencia de cada turbina está condicionada principalmente por la distancia entre ellas. La configuración óptima tendrá, por tanto, la mayor parte de las turbinas repartidas en las celdas perimetrales del emplazamiento, como puede

confirmarse en la Figura 2.8b. En este caso, se consigue una eficiencia de 0.88 para una configuración con 19 turbinas.

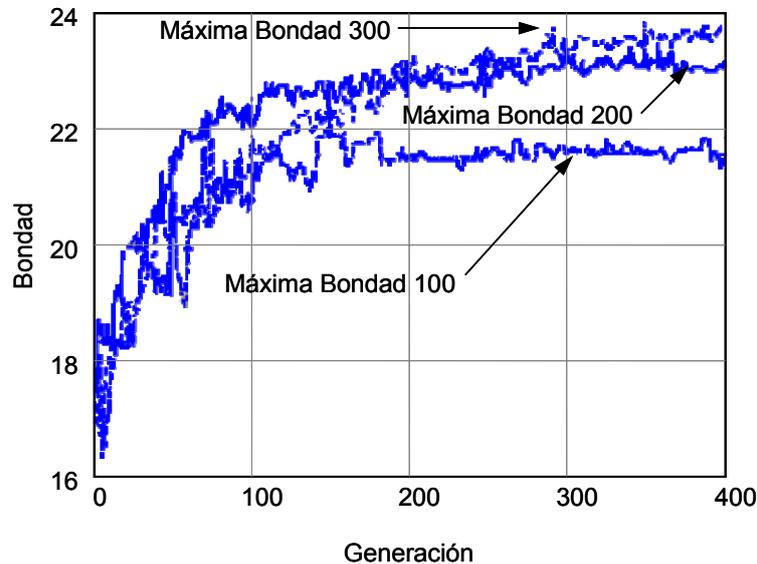


Figura 2.9 Curva de máxima bondad para poblaciones de 100, 200 y 300 individuos - Caso de viento multidireccional.

La Figura 2.9 muestra la evolución de la bondad para poblaciones de diferente tamaño. Como puede verse, incluso en este caso, una población de 200 individuos con 350 iteraciones puede ser suficiente para alcanzar una configuración bien optimizada, aunque se inicie con una distribución aleatoria.

2.3.7 Caso de viento variable multidireccional

En este caso, la solución óptima no puede obtenerse de forma intuitiva ya que la dirección del viento y su frecuencia juegan un papel fundamental en la influencia mutua entre turbinas.

En la distribución de viento recogida en la Figura 2.10 se consideran tres intensidades y 36 diferentes direcciones (cada 10°) de viento. La frecuencia se da como una fracción de tiempo en el que se presenta viento en la dirección de cada sector. En este caso, sólo se ha realizado un cálculo con 200 configuraciones y 400 iteraciones.

La Figura 2.11 muestra el máximo, el mínimo y el promedio de la bondad de la población en función del número de iteraciones y la Figura 2.12 muestra el número de turbinas de la mejor configuración hallada en cada iteración. Como puede verse, el número óptimo se sitúa entre 15 y 18 turbinas.

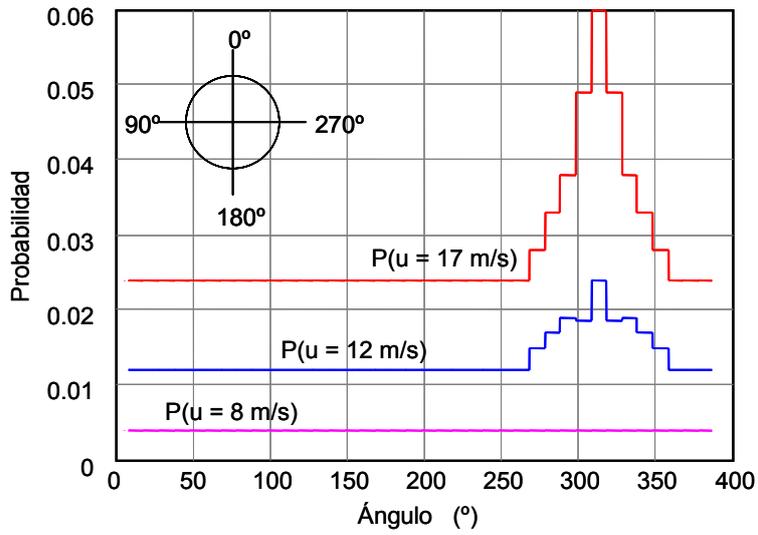


Figura 2.10 Distribución para el caso de viento multidireccional variable.

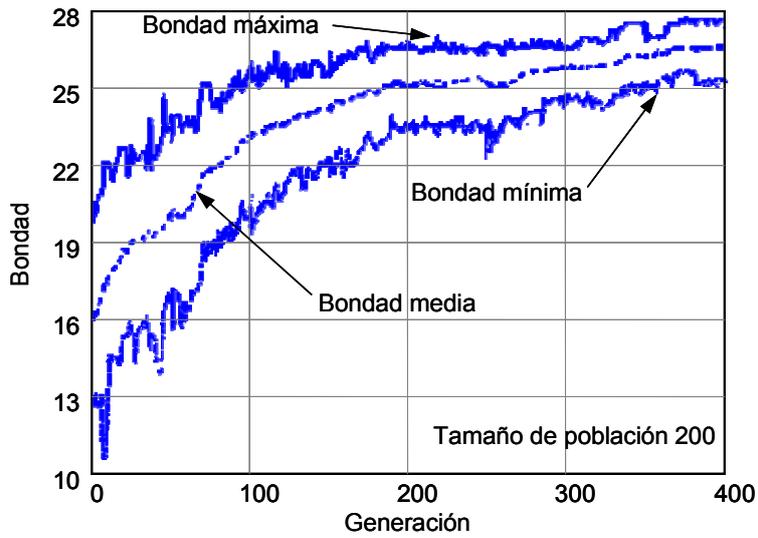


Figura 2.11 Evolución de la bondad mínima, media y máxima para una población de 200 individuos - Viento multidireccional variable.

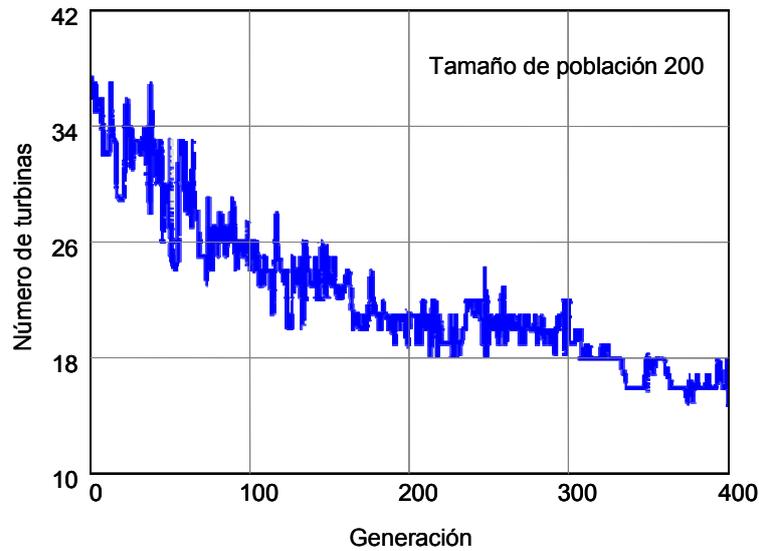


Figura 2.12 Evolución del número de turbinas a lo largo del proceso de convergencia.

La Figura 2.13 muestra la posición de las turbinas para el caso de viento multidireccional de intensidad variable. Los resultados obtenidos para la solución óptima se muestran en la Tabla 2.6, donde se comparan los resultados de una configuración aleatoria de 42 turbinas con la solución optimizada con 15 turbinas mostrada en la Figura 2.13.

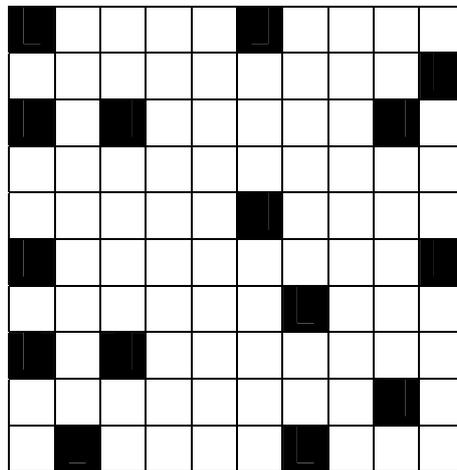


Figura 2.13 Posición de las turbinas para el caso de viento multidireccional variable.

Tabla 2.6 Parámetros de la solución óptima comparados con otra solución no optimizada para los tres casos considerados.

Tipo de viento	Semilla inicial	Número turbinas N_t	Eficiencia %	P_{tot} kWaño	Coste unitario Coste/kWaño
Velocidad y dirección constantes	Aleatoria	50	50	13025	$2.57 \cdot 10^{-3}$
	Optimizada	25	95	12375	$1.57 \cdot 10^{-3}$
Velocidad constantes y dirección uniformemente variable	Aleatoria	50	35	9117	$3.68 \cdot 10^{-3}$
	Optimizada	19	88	8711	$1.84 \cdot 10^{-3}$
Velocidad dirección variables	Aleatoria	42	34	4767	$7.04 \cdot 10^{-3}$
	Optimizada	15	84	3695	$3.61 \cdot 10^{-3}$

La eficiencia del parque, que depende de la propia ubicación individual de las turbinas y de la dirección del viento, y no sólo de la integral de energía producida, va de 0.34 a 0.84. La energía producida se reduce un 29% pero los costes de instalación se reducen al 50%.

2.3.8 Tiempo de computación

Mosetti et al. indican que el tiempo de computación requerido para la optimización está condicionado por el módulo de simulación del parque, principalmente. Más del 90% del tiempo de C.P.U. se emplea en las rutinas de evaluación de la bondad de cada configuración.

El tiempo de computación es, por tanto, proporcional al número de llamadas a la rutina de simulación del parque. El tiempo necesario para la optimización es del orden de 1.25 ms por configuración y viento considerado en un CRAY XMP 14, lo que supone que para el último caso considerado se emplearon unos 16000 s (unas 4.5 horas) de C.P.U.

Sin embargo, no se ha hecho ningún intento de refinar el paquete de optimización y, por tanto, el funcionamiento podría mejorarse con una rutina de evaluación del parque más depurada.

2.4 Resumen del trabajo de Ozturk y Norman

Ozturk y Norman se plantean el problema de determinar la localización de los aerogeneradores en un parque eólico con un elevado número de turbinas [33]. Su objetivo es hallar el emplazamiento de cada uno de los aerogeneradores que maximiza el beneficio de la inversión realizada en el parque eólico, considerada como el producto de la eficiencia del coste de los aerogeneradores multiplicada por la potencia total generada en el parque.

Aunque primero utilizan métodos de programación no lineal para resolver casos muy simples, Ozturk y Norman, en su trabajo, proponen el uso de una

metodología heurística de mejora codiciosa (*greedy*) cuya eficiencia demuestran mediante un conjunto de casos de prueba.

2.4.1 Descripción del problema

Ozturk y Norman se plantean dos cuestiones fundamentales en el problema del emplazamiento óptimo de las turbinas de un parque eólico: el número de aerogeneradores a colocar en el parque y dónde emplazar geográficamente cada uno de los aerogeneradores, de forma que se minimicen las pérdidas de potencia (energía generada) por el efecto de las estelas.

La respuesta a estas dos cuestiones están claramente interrelacionadas (acopladas) y, por tanto, un enfoque efectivo de la solución del problema debe considerar ambos aspectos simultáneamente.

Los tres principales factores que inciden en la solución del problema son:

1. El modelado de la intensidad y dirección del viento.
2. Representación o descripción del terreno de forma discreta o continua.
3. Formulación matemática de una versión simplificada del problema de posicionamiento de las turbinas.

2.4.2 Dirección y velocidad del viento

Tanto la dirección como la velocidad del viento varían a lo largo del tiempo. Sin embargo, la dirección predominante del viento y su velocidad (intensidad) puede estimarse en base a datos estadísticos históricos. Considerar una única dirección predominante del viento simplifica el problema pero a costa hacerlo menos realista.

Ozturk y Norman utilizan en su trabajo un modelo discreto de rosa de los vientos con ocho posiciones. Para ello, el algoritmo incluye un vector binario de tamaño ocho (uno para cada una de las ocho direcciones consideradas). En este vector hay un 1 en la posición de una determinada dirección cuando la intensidad del viento procedente de esa dirección es suficiente para producir potencia y un 0 en caso contrario. También modelan la frecuencia de la intensidad y dirección con la que sopla el viento.

Por ejemplo, en un determinado emplazamiento puede soplar viento con tres posibles direcciones a lo largo del año, pero la frecuencia e intensidad del viento puede ser diferente en cada una de las direcciones. Este aspecto se modela utilizando factores de peso diferentes para cada una de las direcciones consideradas, con la restricción de que sumen la unidad.

2.4.3 Descripción discreta o continua del terreno

El terreno puede describirse de forma continua, permitiendo que una turbina pueda colocarse en el emplazamiento de coordenadas (x,y) , siempre que esté dentro de la parcela disponible, o bien de forma discreta, restringiendo la posición de las turbinas al centro de las celdas rectangulares en las que previamente se ha dividido el terreno. En cualquiera de los dos casos el espacio de soluciones es muy grande. Infinito, en el caso continuo.

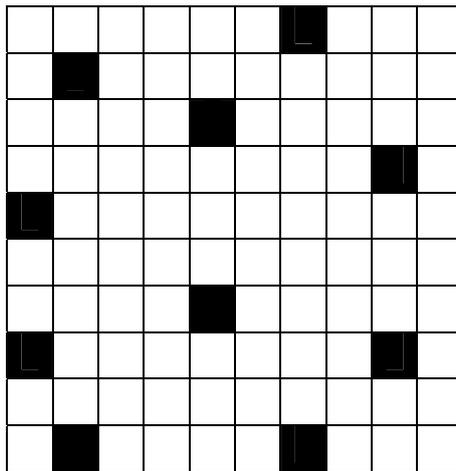


Figura 2.14 Ejemplo de emplazamiento de las turbinas en un parque eólico.

Considérese un área disponible rectangular, de tamaño $40D \times 40D$. Un enfoque discretizado del problema de la descripción del terreno consistiría en dividirlo en 100 celdas cuadradas, con un área de tamaño $16D^2$ cada una. En este caso, el espacio de soluciones para el problema del emplazamiento de los aerogeneradores tendría un tamaño de 2^{100} , ya que en cada celda de terreno podría colocarse un aerogenerador o no.

La Figura 2.14 muestra una de las soluciones posibles. Incluso en este problema, relativamente pequeño, presenta un enorme espacio de búsqueda, lo que dificulta el problema de la optimización.

La estructura reticular plantea una primera dificultad y es su tamaño. También podría achacársele que reduce el número de turbinas a colocar en el espacio disponible.

No obstante la utilización de criterios heurísticos para dimensionar la cuadrícula en base al diámetro de las turbinas, tratando de evitar pérdidas excesivas por el efecto de las estelas, hace que estas dificultades carezcan de relevancia práctica alguna y, sin embargo, se consigue una reducción importante del esfuerzo computacional necesario.

2.4.4 Función objetivo y restricciones

La función objetivo utilizada por Ozturk y Norman es algo diferente de la previamente utilizada por Mosetti. Ozturk y Norman tratan de maximizar los beneficios de la de inversión, considerando un precio de venta del kWh de energía eléctrica generada, k :

$$\text{Max. Beneficio} \left[k - \left(\frac{\text{Coste}_{tot}}{P_{tot}} \right) \right] P_{tot}$$

El término, kP_{tot} , es una cierta medida de los ingresos conseguidos por la venta de energía eléctrica. La segunda parte es el coste total de la instalación, Coste_{tot} . Por tanto, el término entre corchetes representa los beneficios netos esperados por kWh generado por los aerogeneradores del parque eólico. Al multiplicar este beneficio esperado por la potencia total esperada del parque se obtiene el beneficio neto total esperado.

Los autores justifican la elección de esta función objetivo porque tiene la ventaja de no depender de una estimación razonable de los coeficientes de ponderación, w_1 y w_2 , utilizados por Mosetti et al.

Ozturk y Norman, a efectos de ilustración, utilizan en sus casos de prueba los mismos valores numéricos para la potencia generada y el coste. Por tanto, cuando no hubiera pérdidas de potencia asociadas al efecto de las estelas, el cociente $\text{Coste}_{tot}/P_{tot}$, valdría la unidad. También consideran un valor unidad para el precio de venta de la energía, k .

2.4.5 Potencia media generada y efecto de las estelas

El efecto de sombra o de reducción de la velocidad del viento se produce cuando un aerogenerador está situado en las proximidades de otro (en la dirección del viento predominante o en su perpendicular).

La Figura 2.15 muestra las zonas de viento en dirección predominante y transversal consideradas. El efecto de sombra o estela se considera que se produce en el intervalo de distancias 0-12D en la dirección del viento dominante y de 0-4D en dirección perpendicular al viento dominante (distancias definidas con métrica euclidiana).

La distancia entre generadores en la dirección del viento predominante debe ser superior a 8D para evitar la posibilidad de daños por fatiga derivados de las turbulencias de la estela que podrían producirse a distancias menores a 8D. Si la distancia entre generadores en la dirección del viento predominante es de entre 8D y 12D, debe reducirse la potencia del generador situado corriente abajo. Si la distancia es superior a 12D, los generadores no se ven afectados.

Estas distancias deben cambiarse a 2D y 4D, respectivamente, en la dirección perpendicular al viento predominante [41].

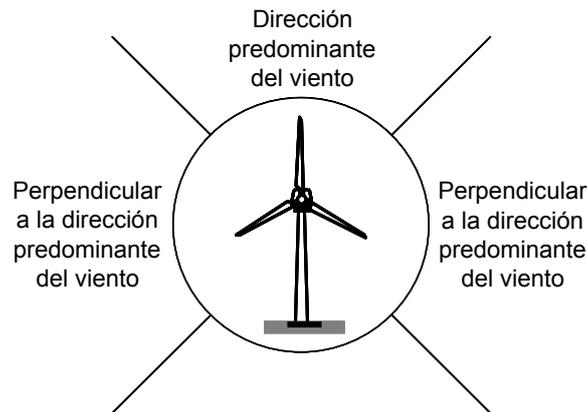


Figura 2.15 Zonas de viento en dirección predominante y trasversal consideradas en [29].

La reducción de la potencia debida al efecto de sombra o estela se calcula de forma diferente según el tipo de interferencia que se produzca.

Si la interferencia se produce en la dirección del viento predominante, a una distancia entre generadores, d , en diámetros del rotor ($d = \text{distancia}/D$), la reducción de potencia se considera que puede calcularse mediante la expresión cuadrática:

$$FR_v = 1.7289 - 0.2836d + 0.0116d^2 = 0.012(12 - d)^2$$

$$\{d = \text{distancia}/D, d \in (4D, 12D)\}$$

Sin embargo, cuando la interferencia es en dirección perpendicular al viento predominante, la reducción se calcula conforme a la relación lineal:

$$FR_{pv} = 0.5 - 0.25(d - 2) = 1 - 0.25d$$

$$\{d = \text{distancia}/D, d \in (0, 4D)\}$$

Estas funciones son aproximaciones obtenidas por interpolación. Las funciones reales pueden conducir a valores de reducción diferentes dependiendo de la vegetación y topografía de cada emplazamiento. Podrían incorporarse al algoritmo otras expresiones más detalladas de reducción de la potencia para considerar el efecto de la sombra o estela sin, que esto suponga ningún cambio significativo en su estructura o funcionamiento.

2.4.6 Metodología - Programación no lineal

Ozturk y Norman analizan primero una versión simplificada del problema que consiste en estudiar una región rectangular con viento predominante en una única dirección y una función objetivo consistente en la maximización del número de aerogeneradores a emplazar en la parcela, sin permitir que se produzca ninguna reducción de potencia por efecto de las estelas.

En este caso, el problema se reduce a colocar tantos generadores como sea posible en la parcela rectangular, con la condición de que ningún generador se coloque en la zona de interferencia (estela) de ningún otro.

Este problema simplificado puede modelarse como un problema de programación no lineal sujeto a las siguientes restricciones:

$$\left(\frac{Y_i - Y_j}{12D}\right)^2 + \left(\frac{X_i - X_j}{4D}\right)^2 \geq 1 \quad \forall i \neq j$$

$$0 \leq X_i \leq 40D \quad \forall i \in N$$

$$0 \leq Y_i \leq 40D \quad \forall i \in N$$

En esta formulación (X_i, Y_i) representa las coordenadas del generador i , N representa el conjunto de localizaciones de los generadores y el objetivo consiste simplemente en hallar una solución que coloque los generadores en la parcela rectangular disponible.

La primera restricción asegura que el generador i no se coloca en la zona de interferencia del j , mientras que las dos desigualdades últimas aseguran que los generadores se colocan dentro de la parcela disponible.

En esta formulación se supone prefijado y conocido el número de aerogeneradores a colocar, lo que permite utilizar cualquier paquete comercial de resolución no lineal como LINGO para obtener la solución del problema.

En caso de que fuese necesario considerar más de una dirección predominante de viento, el problema se hace más complicado, pero aún puede modelarse y resolverse de la misma forma. En casos con ocho direcciones predominantes de viento, la zona de interferencia podría aproximarse mediante un círculo. Sin embargo, en problemas más complejos con reducciones de potencia inducidas por efecto de las estelas, el modelo anterior ya no podría aplicarse de forma tan directa.

2.4.7 Metodología - Método heurístico codicioso (*greedy*)

En casos de vientos complejos, la utilización de la programación no lineal se hace más complicada, por lo que Ozturk y Norman sugieren la utilización de un enfoque heurístico para resolver esta clase de problemas.

El algoritmo heurístico de búsqueda utilizado empieza con una solución inicial y utiliza tres tipos de operaciones para modificar esta solución:

1. *Añadir* un nuevo aerogenerador a la solución.
2. *Eliminar* un aerogenerador de la solución.
3. *Mover* un aerogenerador de la solución a otra posición diferente.

En la operación *añadir*, se genera aleatoriamente un número de emplazamientos, $num_añadir$, investigándose cada uno de ellos, de uno en uno, para determinar la

variación que se produciría en la función objetivo, F , si un aerogenerador se colocase en el emplazamiento analizado.

En la operación *eliminar*, se evalúa la variación neta en la función objetivo que resultaría de eliminar cada uno de los aerogeneradores individualmente.

En la operación *mover*, cada aerogenerador se desplaza hasta $4D$ en cada una de las ocho direcciones de viento consideradas, utilizando incrementos variables, evaluándose el efecto correspondiente en la función objetivo.

El algoritmo realiza todas las operaciones en cada iteración y selecciona la que maximiza la mejora en la función objetivo. Esto permite al algoritmo ir añadiendo, quitando y moviendo aerogeneradores en iteraciones sucesivas. Si no se consigue ninguna mejora moviendo aerogeneradores, el algoritmo mantiene el conjunto solución S y, en la siguiente iteración sólo utilizará la operación *añadir*, ya que las operaciones mover y eliminar seguirán sin producir mejora alguna. Si no se observan mejoras durante *limite_sin_mejora* iteraciones consecutivas, el algoritmo finaliza su tarea.

Las pruebas iniciales de Ozturk y Norman con el algoritmo de mejora codicioso (*Greedy*-considera la mejora máxima en cada iteración) indican que suele encontrar buenas soluciones pero que a menudo converge prematuramente hacia soluciones asociadas a óptimos locales.

Esto impulsa a los autores a añadir una nueva operación básica de diversificación que ayude al algoritmo a escapar de esos máximos locales y encontrar la solución óptima. Una vez realizadas *limite_sin_mejora* iteraciones consecutivas sin mejora, se detiene la búsqueda y se perturba la posición de una *frac_perturb* de los aerogeneradores mediante una variable aleatoria, tras lo que se prosigue la búsqueda con el algoritmo. Esto da al algoritmo la posibilidad de cambiar de una posición a otra y proseguir con el proceso de mejora. Si no se producen mejoras tras *num_perturb* iteraciones consecutivas, se detiene el algoritmo.

2.4.8 Inicialización aleatoria o heurística

Como el algoritmo de búsqueda es codicioso (*greedy*), la solución final se ve afectada por la elección de la solución inicial de partida. Ozturk y Norman investigan tres métodos diferentes de generar la semilla (solución) inicial del algoritmo.

El primer método consiste en empezar con L aerogeneradores ubicados aleatoriamente. El segundo consiste en empezar con una solución de tipo reticular, en la que los aerogeneradores se empaquetan en el emplazamiento disponible. Para calcular el máximo número de aerogeneradores que podrían colocarse en el emplazamiento disponible podría utilizarse un simple empaquetamiento circular. El empaquetamiento está restringido a la mínima separación admisible en la dirección del viento predominante y en la correspondiente a su perpendicular. Una vez determinado el número de aerogeneradores, se distribuyen uniformemente por la parcela disponible.

La Figura 2.16 muestra un ejemplo de empaquetamiento para un problema con un número máximo de 16 aerogeneradores. Como puede verse, hay un cierto espacio libre (en blanco) alrededor (derecha e izquierda) de cada generador que representa el espacio adicional que se ha distribuido uniformemente en ambas direcciones X e Y .

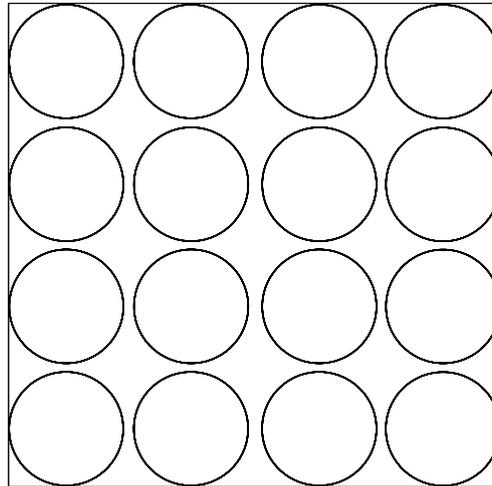


Figura 2.16 Ejemplo de posible empaquetamiento [3].

El tercer método de inicialización consiste en construir una solución heurística. El algoritmo empieza con cero aerogeneradores y va ajustando el número y localización de los aerogeneradores utilizando las tres operaciones *añadir*, *eliminar* y *mover*.

Los resultados de las pruebas preliminares realizadas por Ozturk et al. muestran que el método heurístico-constructivo conduce a mejores resultados que el aleatorio. No obstante, los mejores resultados se obtienen con una semilla del tipo reticular, por lo que se limitan a este último.

2.4.9 Ajuste de parámetros

El funcionamiento del algoritmo propuesto por Ozturk y Norman depende de varios parámetros y ajustes iniciales:

1. Estrategia de inicialización.
2. Número de iteraciones consecutivas sin mejora antes de perturbar: *limite_sin_mejora*.
3. Número de iteraciones con perturbaciones consecutivas sin mejora: *num_perturb*.
4. Fracción de generadores a perturbar en cada iteración con perturbación: *frac_perturb*.
5. Número de generadores a añadir en una operación *añadir*: *num_añadir*.

6. Tamaño del desplazamiento en una operación *mover*: *desplazamiento*.

Esto hace que sea conveniente realizar una serie de ensayos preliminares que permitan la estimación de los mejores valores para estos parámetros (ajuste). El algoritmo es relativamente insensible a los valores de *limite_sin_mejora*, *num_perturb* y *frac_perturb*.

Los resultados de los ensayos preliminares indican que valores de 25, 25 y 15%, respectivamente, producen valores satisfactorios. Otro factor importante en el algoritmo es el valor de *desplazamiento*. Tras probar con valores D , $0.5D$ y $0.1D$ pudo observarse que, aunque los resultados no fueron drásticamente diferentes, cuanto menor sea este valor, mejor solución se obtiene. Este hecho tiene como contrapartida que cuanto menor sea el valor utilizado, mayor es el tiempo de ejecución del algoritmo. A partir de estos ensayos se ha seleccionado un valor de $0.1D$.

2.4.10 Resultados

Para evaluar la metodología propuesta, Ozturk y Norman analizan seis casos de prueba con áreas de emplazamiento de diferente tamaño, todas ellas cuadradas, dimensionadas en términos del diámetro rotórico de la turbina eólica, como se recoge en la Tabla 2.7.

Tabla 2.7 Tamaño de los emplazamientos analizados (dimensiones en términos de D).

Problema	Dimensiones	Problema	Dimensiones
Problema 1	$31D \times 31D$	Problema 4	$40D \times 40D$
Problema 2	$32D \times 32D$	Problema 5	$41D \times 41D$
Problema 3	$38D \times 38D$	Problema 6	$46D \times 46D$

Debe observarse que los problemas 2 y 4, al ser múltiplos de 8 en ambas direcciones, permiten una máxima utilización de la parcela disponible (máximo empaquetamiento). Ozturk y Norman utilizan los dos escenarios de dirección e intensidad de viento descritos en la Tabla 2.8 y Tabla 2.9, para cada uno de los tamaños de parcela.

Tabla 2.8 Vectores binarios de dirección de viento (rosa de los vientos).

Caso 1	1	1	0	1	0	1	1	0
Caso 2	0	1	0	1	1	0	1	0

Tabla 2.9 Vectores de intensidad (direccional) del viento.

Caso 1	0.30	0.10	0.00	0.30	0.00	0.20	0.10	0.00
Caso 2	0.00	0.25	0.00	0.25	0.40	0.00	0.10	0.00

Para determinar la calidad de las soluciones encontradas por el método o algoritmo heurístico propuesto, Ozturk y Norman estudian los límites superiores de la función objetivo.

Un límite superior consiste en determinar el número máximo de aerogeneradores que puede colocarse en el emplazamiento disponible y obtener los correspondientes valores de la función objetivo suponiendo que no se produjera reducción de potencia alguna por la interferencia debidas al efecto sombra o estela.

Desgraciadamente, debido a la forma irregular de las zonas de interferencia de cada aerogenerador, es difícil determinar el número máximo de generadores que podrían colocarse en una determinada parcela. Sería posible ignorar la geometría de las zonas de interferencia y simplemente considerar el número total de áreas de interferencia a considerar y establecer un límite superior para el de máximo de aerogeneradores. Sin embargo, este límite superior no está muy bien ajustado, ya que da lugar a valores considerablemente superiores, entre tres y cuatro veces mayor que la mejor solución conocida para los casos probados. Además, este límite superior da lugar a valores que son hasta 10 veces superiores a las soluciones óptimas conocidas en los casos de problemas de pequeñas dimensiones.

Debido a la gran separación entre este límite superior y la solución óptima, los autores no muestran los resultados correspondientes en su trabajo.

Ozturk y Norman comparan los resultados del algoritmo con una solución factible que contenga el máximo número de generadores. Esta solución factible se usa también como semilla inicial en la mejora heurística.

Por tanto, la diferencia entre estos dos valores muestra la mejora que resulta de aplicar la mejora heurística. Los autores ejecutan el algoritmo heurístico con 10 soluciones iniciales (semillas) aleatorias para cada combinación de tamaño y escenario. Esta decisión la justifican porque tanto la operación *añadir* como el tamaño de *desplazamiento* son estocásticas.

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 2.10. Debe notarse que en 10 de los casos analizados, la mejora heurística conduce a una mejor solución. No se produce mejora en los problemas de tamaño 32x32 y 40x40, con el segundo escenario dado que la solución derivada del máximo empaquetamiento provee un espaciado óptimo entre los aerogeneradores y, por tanto, un máximo en la función objetivo.

Los resultados de los 12 problemas indican que la mejora heurística conduce a una mejora media del 4.3%. Dado que el algoritmo solo tarda 1-3 minutos por ejecución, y considerando que se está analizando un problema que no tiene restricciones temporales, los autores repiten 10 veces cada uno de los casos y retienen la mejor solución en la serie. Considerando esta nueva estrategia analizan de nuevo los resultados de la mejor solución de entre las 10 iteraciones consecutivas en relación a la solución inicial, resultando que la mejora promedio es, este caso, del 8.5%.

Tabla 2.10 Resultados de los casos analizados.

Tamaño del problema	Promedio de 10 pruebas resultados	Desviación típica de 10 pruebas	Máximo de 10 pruebas	Máxima densidad superficial	Mejora para la media de pruebas (%)	Mejora para la mejor prueba (%)
Caso 1						
31Dx31D	16734.9	706.8	17860.8	15175.1	10.3	17.7
32Dx32D	20639.5	1706.0	23967.3	18702.2	10.4	28.2
38Dx38D	43604.3	2289.4	45929.2	40545.3	7.5	13.3
40Dx40D	52865.5	448.3	53898.7	52596.7	0.5	2.5
41Dx41D	64164.4	1319.1	65079.7	57885.7	10.8	12.4
46Dx46D	83473.1	2410.4	86903.7	79949.7	4.4	8.7
Caso 2						
31Dx31D	16740.6	886.0	17874.8	16502.1	1.4	8.3
32Dx32D	30604.2	0.0	30604.2	30604.2	0.0	0.0
38Dx38D	46586.5	503.4	47150.2	45445.2	2.5	3.8
40Dx40D	70434.7	0.0	70434.7	70434.7	0.0	0.0
41Dx41D	76185.2	1714.0	77795.7	74384.7	2.4	4.6
46Dx46D	89737.4	1050.1	91.354.7	89085.7	0.7	2.5

Así pues, los autores, apoyándose en los resultados estadísticos, concluyen que la estrategia de mejora heurística es significativamente mejor.

2.5 Resumen del trabajo de Grady, Hussaini y Abdullah

Grady, Hussaini y Abdullah retoman la utilización de un algoritmo genético para determinar el óptimo emplazamiento de los aerogeneradores de un parque eólico que permita obtener la máxima capacidad de producción de energía eléctrica con un limitado número de turbinas y una máxima ocupación superficial del emplazamiento disponible para el parque [34].

Grady et al. sostienen que, como orientación, hay que considerar que un parque eólico supone una ocupación de terreno de unas 10 ha/MW, incluyendo infraestructuras. La separación entre cada una de las turbinas de un parque eólico depende del propio tamaño de la turbina, de la dirección y velocidad del viento, así como del terreno. La separación óptima [41] es de 8-12 veces el diámetro rotórico de la turbina, en la dirección del viento predominante y de 1.5-3 el diámetro en sentido transversal. Ammara et al. [13] objetan que este intuitivo esquema de emplazamiento conduce a parques eólicos con poca densidad superficial de turbinas, que hacen un uso ineficiente del potencial eólico del terreno disponible.

Grady et al. proponen un esquema de emplazamiento más denso, pero con una producción eléctrica similar al esquema disperso y una menor ocupación de

terreno. El enfoque propuesto reduce el terreno necesario para colocar un cierto número de turbinas, con un esquema de emplazamiento aun intuitivo.

Como Mosetti et al. proponen un esquema de emplazamiento basado en algoritmos genéticos y consideran como variables a optimizar el coste de inversión y la potencia total generada. Utilizan sencillos modelos de viento y de coste para demostrar la eficiencia del algoritmo de optimización.

Grady et al. achacan al trabajo de Mosetti et al. que, aunque los cálculos de potencia y eficiencia del emplazamiento óptimo de las turbinas que obtienen pueden compararse favorablemente con los correspondientes a un número mayor de turbinas con emplazamiento aleatorio, las configuraciones óptimas presentadas no dan con los esquemas óptimos de emplazamiento empíricos más simples.

Grady et al. pretenden determinar la eficiencia de los procedimientos basados en los algoritmos genéticos en la identificación de las configuraciones óptimas. Para ello analizan tres casos:

- a) Viento uniforme y unidireccional: distribuyen 600 individuos, inicialmente repartidos en 20 subpoblaciones, que evolucionan durante 3000 generaciones.
- b) Viento uniforme con dirección variable: consideran 600 individuos repartidos en 20 subpoblaciones que evolucionan durante 3000 generaciones.
- c) Viento no uniforme y dirección variable: arranca con 600 individuos, inicialmente distribuidos en 20 subpoblaciones, que evolucionan durante 2500 generaciones.

Además de la configuración óptima, los resultados incluyen la bondad (*fitness*), la potencia total de salida (potencia media anual generada), la eficiencia de la disposición de las turbinas en el parque (potencia de salida) y el número de turbinas de cada configuración.

2.5.1 Modelos de estelas y costes

Grady et al. utiliza los modelos de Mosetti et al., tanto para el modelo de cálculo del campo de velocidades en la estela como para los costes del parque eólico. Sin embargo, a diferencia de Mosetti et al. guían el proceso de optimización con la siguiente función objetivo:

$$F_{\text{Objetivo}} = \frac{\text{Coste}_{\text{tot}}}{P_{\text{tot}}} \quad \text{Min} \left(\frac{\text{Coste}_{\text{tot}}}{P_{\text{tot}}} \right)$$

En la expresión anterior, P_{tot} es la energía extraída por el total de turbinas eólicas del parque anualmente. Con esta función objetivo los autores pretenden minimizar el coste por unidad de energía eléctrica producida. Conviene indicar aquí que esta función objetivo no es más que un caso particular de la utilizada por Mosetti et al. con factores de ponderación $w_1 = 0$ y $w_2 = 1$.

2.5.2 Optimización

Como ya se ha indicado previamente, los algoritmos genéticos son métodos probabilísticos de búsqueda que combinan la mecánica de la selección natural y la supervivencia de los más aptos o mejor dotados. Operan con un conjunto codificado de parámetros y sólo requieren información de la función objetivo (no dependen de la existencia de la derivada de ninguna función). Las reglas de transición en los algoritmos genéticos son probabilísticas, no deterministas [17]. En un algoritmo genético con codificación binaria, los individuos son vectores de unos y ceros. Un conjunto de varios individuos constituyen una población y, dentro de esa población, se reproducen los individuos más aptos (los que obtienen una mejor calificación con la función objetivo), los padres. En una operación de cruce uniforme, cualquier punto del vector o cadena puede ser considerado potencialmente como punto de cruce. Los puntos de cruce se eligen aleatoriamente, de forma que cada padre tenga la misma probabilidad de contribución de variables a sus vástagos [42]. La mutación consiste en el cambio aleatorio de un bit en el vector o cadena de un individuo a su valor opuesto y trata de evitar que el algoritmo genético localice un falso mínimo local como solución. La Figura 2.17 muestra ejemplos del proceso de procreación en un algoritmo genético.

Cruce	Padres										Hijos									
	0	0	1	0	1	1	0	0	1	1	0	0	1	0	0	0	1	0	1	1
Punto de cruce	↓					↓														
	1	1	1	0	0	0	1	0	1	0	1	1	1	0	1	1	0	0	1	0
Mutación	1	0	0	0	1	1	1	1	1	0	1	0	1	0	1	1	1	1	0	0

Figura 2.17 Esquemas de procreación (cruce y mutación) en algoritmos genéticos.

Al realizar un algoritmo genético para optimización es preciso elegir el tamaño de la población, el número de subpoblaciones y el número máximo de generaciones por evolución. Todas estas magnitudes se determinan en función del número de variables independientes, n , del sistema a optimizar. La población debe contener un número suficiente de individuos como para extenderse sobre todo el espacio computacional. El tamaño de la población debería contener un mínimo de \sqrt{n} individuos, distribuidos en $2\sqrt{n}$ subpoblaciones, siendo $200\sqrt{n}$ el número mínimo de generaciones.

2.5.3 Procedimiento numérico

Grady et al. utilizan como dominio computacional una rejilla cuadrada dividida en 100 celdas cuadradas, que son posibles emplazamientos para las turbinas. El lado de cada celda cuadrada, en cuyo centro podría colocarse una turbina, es igual a

cinco veces el diámetro del rotor, $5D$, o 200 m, por lo que las dimensiones de la parcela sobre la que debe asentarse el parque eólico son $50D \times 50D$.

Partiendo de las dimensiones del dominio computacional, el radio máximo de la estela simple, correspondiente a una turbina situada en la posición $(x,y) = (100 \text{ m}, 100 \text{ m})$, es de 189.9 m. Como el lado de cada celda cuadrada, en cuyo centro podría colocarse una turbina, es igual a cinco veces el diámetro del rotor, $5D$, o 200 m, la estela de una columna de turbinas no podrá afectar a ninguna turbina de la columna adyacente.

Además, el tamaño de la retícula cuadrada, $5D$, ya satisface los requerimientos de espaciado mínimo, tanto en dirección vertical como horizontal. El coeficiente de rugosidad del terreno del emplazamiento considerado es $z_0 = 0.3 \text{ m}$. Las turbinas consideradas en este trabajo son las mismas utilizadas por Mosetti y tienen las características que se resumen en la Tabla 2.11. El coeficiente de sustentación de la turbina, C_T , puede considerarse constante en el rango de velocidades de viento utilizado y la curva de potencia de la turbina puede expresarse en función de la velocidad del viento, u , como:

$$P = \sum_i^N 0.3u_i^3$$

Tabla 2.11 Características de la turbina eólica.

Característica	Valor
Altura de buje (z)	60 m
Radio del rotor (r_r)	40 m
Coficiente de sustentación (C_T)	0.88

Grady et al. prueban los tres casos cuyas características principales se describen a continuación:

- Viento de dirección fija (Norte), con una velocidad constante de 12 m/s, como se muestra en la Figura 2.18. Al ser fija la dirección del viento, los únicos cambios en el campo de velocidades serán los debidos a los efectos de las estelas.
- Viento multidireccional con una velocidad media de 12 m/s, con la misma frecuencia en cada dirección. Es decir, cada uno de los 36 sectores considerados (rosa de los vientos) representa un incremento de 10° , desde 0 a 360° , con la misma probabilidad de producirse, $p = 1/36$.
- Viento multidireccional con velocidades variables de 8, 12 y 17 m/s, con una probabilidad y velocidad de viento en cada sector angular como se muestra en la Figura 2.19 (suma de probabilidades unidad).

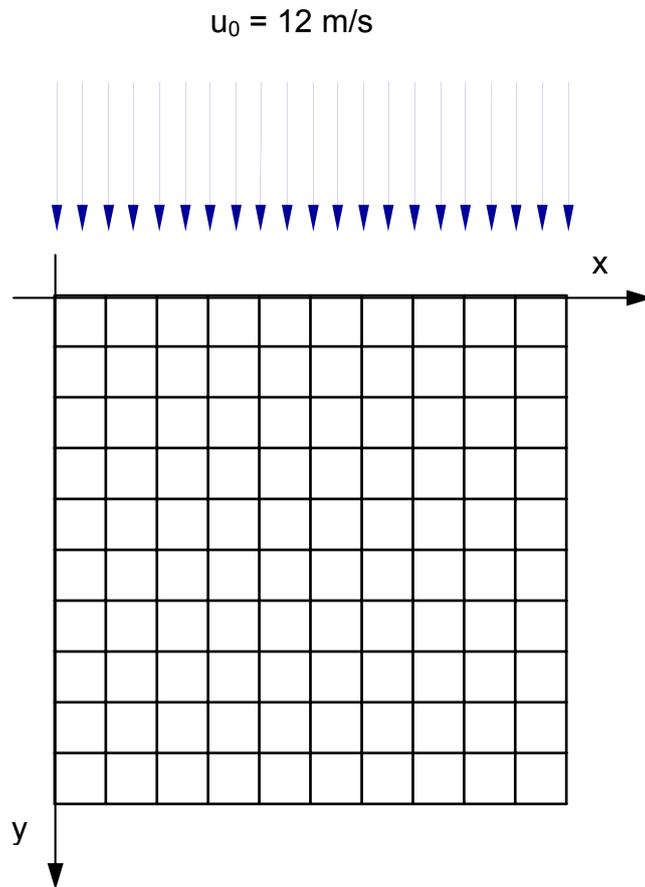


Figura 2.18 Caso a) viento unidireccional con velocidad uniforme.

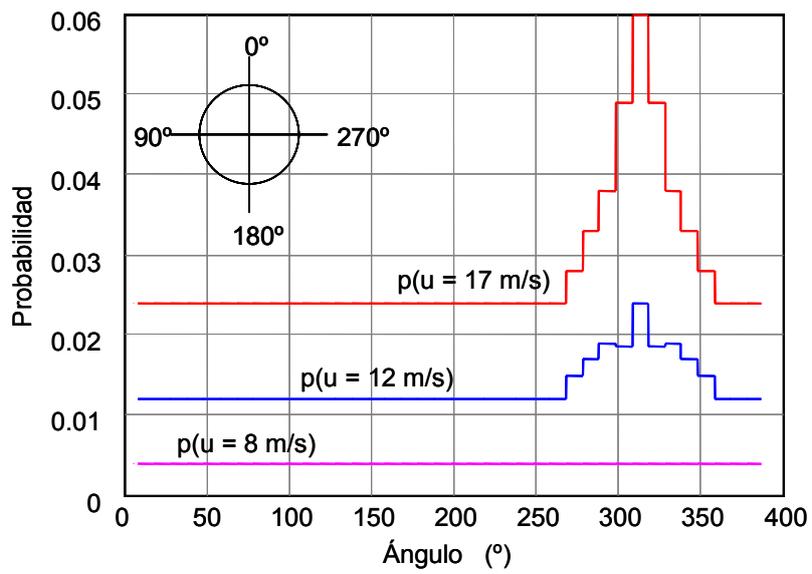


Figura 2.19 Caso c) Viento multidireccional con velocidad variable.

2.5.4 Resultados y discusión

Caso a)

La solución óptima en el caso (a) puede obtenerse de forma heurística o intuitiva, dada su sencillez. El dominio a considerar para este trabajo utiliza un modelo de estela que aumenta su diámetro, solo en función de la distancia corriente abajo. Por tanto, para este escenario de viento tan simple, la optimización de una simple columna de 10 celdas puede proyectarse sobre la totalidad del dominio. Esta optimización produce una configuración óptima con tres turbinas por columna en las posiciones 1, 6 y 10, como se muestra en la Figura 2.20.

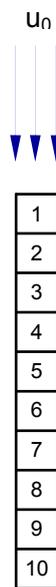


Figura 2.20 Una columna simple de 10 celdas extraída del dominio.

Esta configuración permite extraer una potencia media anual de 1431 kW, con una bondad de 0.0020972. Colocando la turbina central en la posición 5 en vez de la 6, la potencia se reduce a 1430 kW y la bondad a 0.0020943. La diferencia es pequeña, pero cuando esta columna se repite a lo largo del dominio computacional, las diferencias se hacen más significativas, al multiplicarse por el número de columnas.

La Figura 2.21 muestra soluciones óptimas para este caso. La solución propuesta por Mosetti et al., para este caso, se muestra en la Figura 2.21(i). La solución intuitiva y la obtenida por el algoritmo propuesto aquí se muestran en la Figura 2.21(ii).

La Tabla 2.12 muestra una comparación de las bondades, la producción anual de salida, la eficiencia de utilización de la potencia de las turbinas (eficiencia de la configuración) y el número de turbinas de cada configuración.

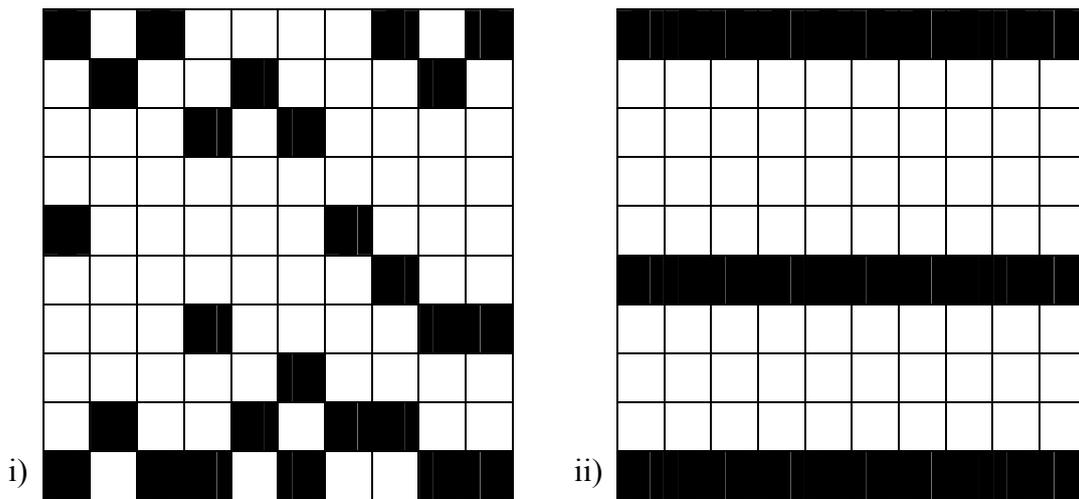


Figura 2.21 Caso a) configuraciones óptimas - i) trabajo de Mosetti et al., y ii) solución heurística (intuitiva) propuesta por Grady et al.

Tabla 2.12 Comparación de las soluciones - Caso a).

Característica	i) Mosetti et al.	ii) Grady et al.
Bondad	0.0016197	0.0015436
Producción anual (kW año)	12352	14310
Eficiencia de la disposición (%)	91.64	92.01
Número de turbinas	26	30

Si bien la eficiencia de utilización de la potencia de las turbinas correspondiente a la configuración del trabajo previo de Mosetti et al. es comparable con la del algoritmo propuesto, la potencia total de salida es claramente superior en el caso del algoritmo propuesto heurístico de Grady et al.

Los autores tratan de justificar la discrepancia por diferencias en el código utilizado, así como por la posibilidad de que el algoritmo de Mosetti et al. no fuese ejecutado con suficiente número de individuos o no se le permitiera evolucionar durante un número suficiente de generaciones.

En el trabajo de Mosetti et al. utilizan una población de 200 individuos a la que permiten evolucionar durante 400 generaciones, tras lo que consideran alcanzada la convergencia. Por el contrario, Grady et al. utilizan una población de 600 individuos distribuidos en 20 subpoblaciones, a las que se les permite evolucionar durante 3000 generaciones. Aunque el número de generaciones es elevado, la solución se alcanzó tras 1203 generaciones y se mantuvo constante durante el resto de la ejecución. La Figura 2.22 muestra la evolución de la bondad durante este periodo.

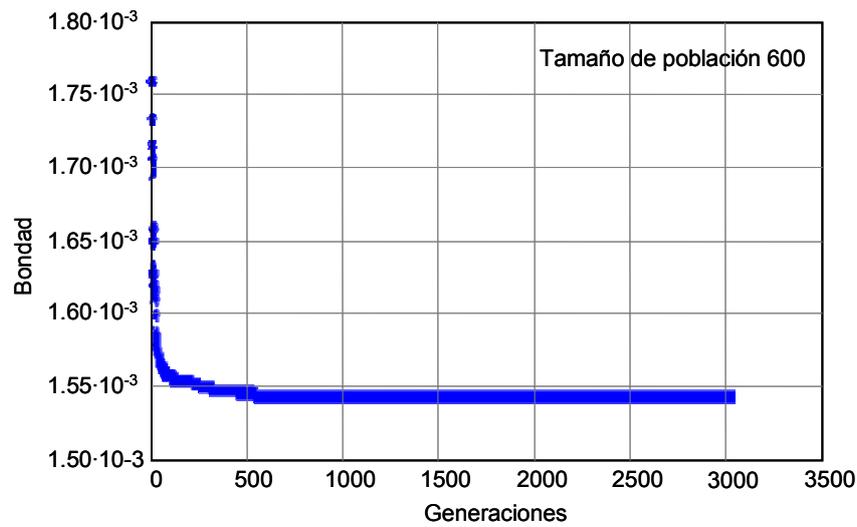


Figura 2.22 Evolución de la bondad para una población de 600 individuos - Caso a).

Caso b)

En este caso de mayor complejidad, con viento multidireccional de velocidad constante, la solución óptima ya no es tan intuitiva. Sin embargo, se supone que puede obtenerse una solución con una ordenación similar para este caso. Como cada sector de dirección de viento tiene la misma probabilidad, puede presuponerse que no existirá una dirección preferente en la solución.

En el ejemplo de Mosetti et al., esto se traduce en una solución con turbinas esparcidas alrededor del perímetro del dominio y con unas pocas situadas en la zona central. La Figura 2.23(i) muestra las configuraciones optimizadas obtenidas por Mosetti et al. y en la Figura 2.23(ii) se muestra la propuesta por Grady et al. La Tabla 2.13 muestra una comparación de ambas soluciones.

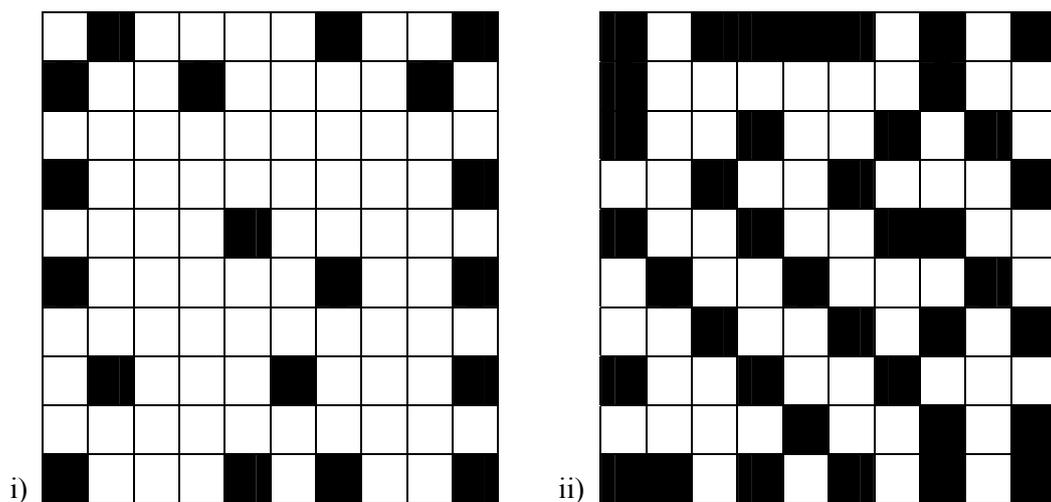


Figura 2.23 Caso b) configuraciones óptimas - i) trabajo de Mosetti et al., y ii) solución propuesta por Grady et al.

Tabla 2.13 Comparación de las soluciones - Caso b).

Característica	i) Mosetti et al.	ii) Grady et al.
Bondad	0.0017371	0.0015666
Producción anual (kW año)	9244.7	17220
Eficiencia de la disposición (%)	93.859	85.174
Número de turbinas	19	39

El mayor número de turbinas incluidas en la solución óptima obtenida por el algoritmo propuesto por Grady et al. incrementa la producción anual. Tanto el número de turbinas como el nivel de producción anual de salida se han optimizado en función del coste por unidad de potencia producida, lo que conduce a una bondad inferior a la de la configuración de Mosetti et al., que incluye 20 turbinas menos que la solución propuesta por Grady et al.

La parte negativa de este mayor número de turbinas es que la eficiencia de utilización (disposición) de las turbinas se reduce del 93 % al 85 %. Grady et al. argumentan que aunque sería deseable tener un parque eólico más eficiente, su algoritmo no incluye la eficiencia de la disposición en la función objetivo que guía la optimización del problema.

Los autores sugieren que esta mejora podría incluirse como una restricción adicional del problema en futuros trabajos. El Caso (b) se ha ejecutado con una población de 600 individuos distribuidos en 20 subpoblaciones, a las que se les ha permitido evolucionar durante 3000 generaciones. La Figura 2.24 muestra la evolución de la bondad durante este periodo.

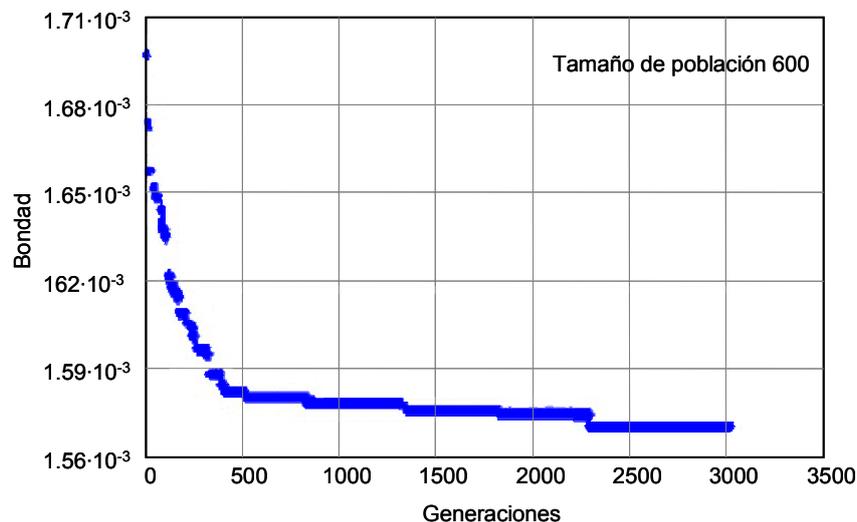


Figura 2.24 Evolución de la bondad para una población de 600 individuos - Caso b).

Caso c)

La rosa de los vientos de la Figura 2.19 muestra que prevalecen las velocidades de un viento más fuerte, particularmente entre los sectores procedentes de 270° a 350° .

En el trabajo de Mosetti et al. se predice un número óptimo de turbinas entre 15 y 18 para este caso. La Figura 2.25(a) muestra la configuración optimizada obtenida por Mosetti et al. y la Figura 2.25(b) muestra la configuración optimizada obtenida en este estudio. La muestra una comparación de la aptitud, de la potencia de salida total, de la eficacia de utilización de las turbinas y del número de las turbinas instaladas para cada configuración.

La bondad de la configuración obtenida en este trabajo es mucho más baja que la de la configuración de Mosetti et al. Como puede verse en Caso (b), la potencia total de salida es más del doble, al igual que el número de turbinas. Una vez más el aumento en el número de turbinas, como en Caso (b), produce una reducción en la eficacia de uso de los aerogeneradores instalados en el parque eólico. La gran discrepancia en la potencia total de salidas, sin embargo, junto a la reducción en el coste por la unidad de la energía producida, justifica el sacrificio de la eficacia en el uso de los aerogeneradores instalados. El Caso (c) fue ejecutado con 600 individuos distribuidos en 20 subpoblaciones a las que se les permitió desarrollarse durante 1000 generaciones. La Figura 2.26 muestra la evolución de la bondad en este período.

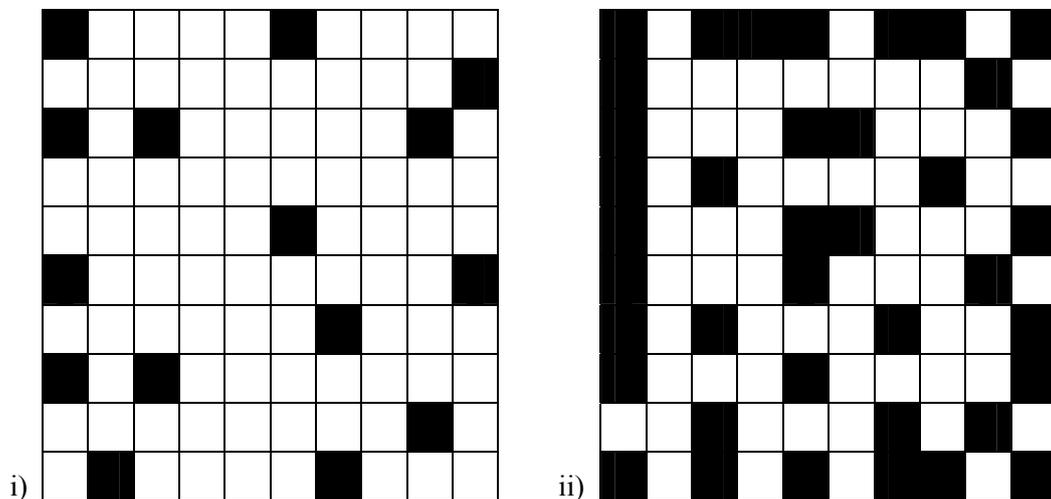


Figura 2.25 Caso c) configuraciones óptimas - i) trabajo de Mosetti et al., y ii) solución propuesta por Grady et al.

Tabla 2.14 Comparación de las soluciones - Caso c).

Característica	i) Mosetti et al.	ii) Grady et al.
Bondad	0.00099405	0.00080314
Producción anual (kWaño)	13460	32038
Eficiencia de la disposición (%)	94.62	86.62
Número de turbinas	15	39

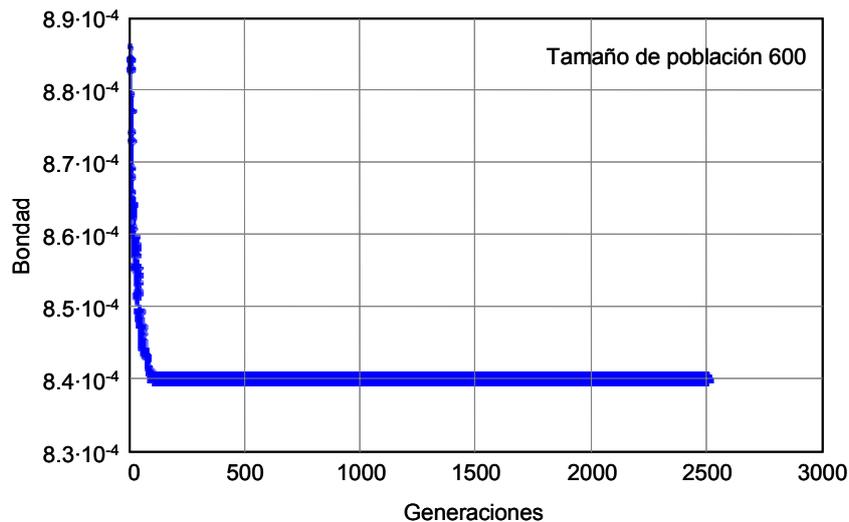


Figura 2.26 Evolución de la bondad para una población de 600 individuos - Caso c).

2.6 Resumen de la revisión

A modo de resumen y como conclusión de la revisión bibliográfica puede afirmarse que los tres trabajos previamente descritos están claramente vinculados y coinciden en sus aspectos básicos:

- La utilización de métodos heurísticos de optimización:
 - Algoritmos genéticos (FORTRAN) en los casos de Mosetti et al. y Grady et al.
- La discretización del terreno:
 - Parcelas cuadradas de 10x10 celdas, en los casos de Mosetti et al. y Grady et al.
 - Celdas cuadradas de 4-5D de lado
- Definición previa del (único) tipo de turbina a utilizar en el parque
- El modelo de costes del parque eólico, que sólo depende del número de turbinas a emplazar, de un único tipo prefijado

- El modelo de debilitamiento del viento debido al efecto de las estelas (apantallamiento), basado en el método inicialmente propuesto por Jensen [20-22]:
 - Ozturk y Norman utilizan una aproximación cuadrático-lineal
- La utilización de funciones objetivo muy similares:
 - Grady et al. utilizan una particularización de la función de Mosetti et al.
- Casos de prueba casi idénticos:
 - La misma turbina eólica
 - Tres escenarios de viento: velocidad y dirección constantes, velocidad constante y multidireccional con igual frecuencia en cada sector y, por último, velocidad y dirección variables
- Solo se pretende mostrar la aplicabilidad del método propuesto, lo que les permite utilizar modelos de costes extremadamente simples, eludiendo los aspectos temporales tanto de los ingresos por venta de la energía generada como de los costos de operación y mantenimiento, a pesar de que una instalación eólica tenga una vida útil típica de entre 20 y 30 años

Como consecuencia de este análisis, puede concluirse que los trabajos publicados hasta la fecha adolecen de una serie de carencia y limitaciones, de entre las que cabe destacar:

- Utilización de un único modelo de costes agregados del parque extremadamente simplificado que impide una explotación mínimamente realista de los resultados obtenidos
- Utilización de un único tipo predefinido de turbina eólica
- Carecen de un modelo de costes para la infraestructura viaria del parque (vías de acceso y caminos auxiliares)
- Carecen de un modelo de costes de la infraestructura eléctrica (instalación eléctrica de distribución interior del parque y subestación y línea de evacuación de energía)
- Utilizan una caracterización algo simplificada de la distribución estadística de frecuencia de velocidades de viento
- Orografía del terreno limitada a casos planos
- Incapacidad para gestionar restricciones como la presencia de zonas en las que no pueden emplazarse turbinas o ser atravesada por líneas eléctricas, ya sea por presencia de obstáculos físicos, o por cuestiones de tipo regulatorio, medioambiental o de cualquier otro tipo

En este trabajo se presenta un algoritmo evolutivo para la optimización global de un parque eólico que permite superar las carencias y limitaciones de los trabajos

previamente publicados. Utiliza un modelo de costes con una estructura mucho más realista y compleja, que se ha diseñado con un enfoque similar al del estudio económico de un proyecto, como se muestra en la Figura 2.27. Como puede verse, el modelo de costes se compone de cuatro módulos principales que integran, a su vez, varios submodelos de costes:

- Modelo de coste inicial. Calcular el coste inicial del parque eólico: turbinas, obra civil (cimentaciones, caminos auxiliares, etcétera), así como de la infraestructura eléctrica (red de interna de distribución, la o las subestaciones y la o las líneas necesarias para la evacuación de energía generada)
- Modelo de producción. Calcula el retorno anual actualizado por venta de la energía eléctrica generada. Para ello utiliza las estadísticas de velocidad (distribución de Weibull) y dirección (rosa de los vientos) del viento junto a las curvas de generación (potencia-velocidad) de cada turbina, considerando el efecto de las estelas a fin de estimar la eficiencia de la configuración del parque, así como su disponibilidad
- Modelo de costes de operación y mantenimiento. Calcula los costes anuales actualizados asociados a la operación (alquileres de terrenos, seguros e impuestos, costes de las pérdidas, etcétera) y a las tareas de mantenimiento necesarias para el correcto funcionamiento del parque
- Modelo de costes desmantelamiento. Calcula los costes asociados al desmantelamiento del parque, una vez agotada su vida útil en producción (desmontaje de turbinas e infraestructura de obra civil, reposición del terreno a su estado previo, etcétera), así como el retorno asociado a al valor residual de los componentes de la instalación

Para cumplir su cometido el algoritmo necesita disponer de una información de entrada mucho más amplia y detallada:

- Caracterización detallada de la distribución de frecuencias de velocidades de viento mediante distribuciones de Weibull, así como de su dirección mediante la rosa de los vientos
- Descripción detallada del terreno en cuanto a altitud y rugosidad, así como a la situación de las posibles vías de acceso y de las posibles líneas de la red de transporte y distribución de energía mediante las que evacuar la energía eléctrica generada
- Utilización de una base de datos con las características técnicas y económicas de las posibles turbinas eólicas a utilizar en cada emplazamiento del parque
- Utilización de una base de datos con las características técnicas y económicas de los cables de M.T., de las subestaciones y de las líneas de A.T. a utilizar en la instalación interna de distribución y evacuación de energía

- Utilización de un cuadro de información económica y financiera que incluye el precio final de venta de la energía, el interés del dinero y sus respectivas tasas de crecimiento anual, entre otros

El algoritmo de optimización propuesto es también capaz de gestionar restricciones tales como:

- Presencia de más de una línea de evacuación de la energía con capacidad de evacuación limitada
- Presencia de zonas en las que no pueda emplazarse una turbina o ser atravesada por una línea eléctrica, ya sea por la presencia de obstáculos físicos o por cuestiones de tipo regulatorio, medioambiental o de cualquier otra índole

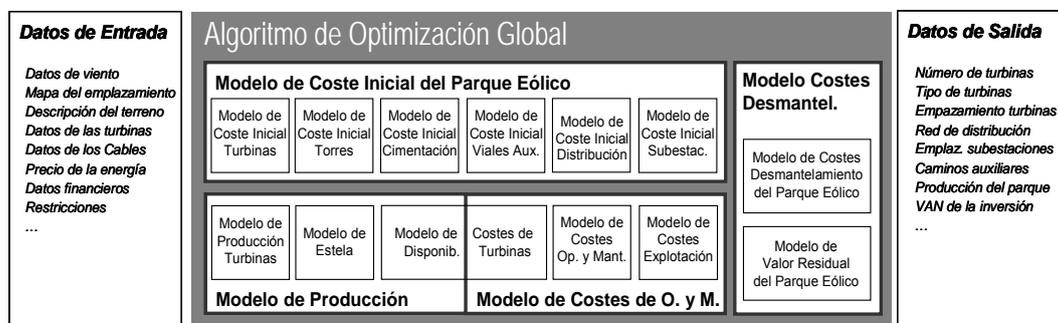


Figura 2.27 Estructura del modelo de costes gestionado por el algoritmo genético/evolutivo de optimización global.

La información de salida generada por el algoritmo de optimización es también mucho más amplia y detallada que la de los trabajos previamente descritos en la literatura, ya que incluye aspectos tales como:

- El emplazamiento geográfico individual de cada una de las turbinas del parque, precisando, para cada una de ellas, el modelo, su potencia y altura de buje
- La configuración de la infraestructura viaria interior del parque (mapa con las vías de acceso y caminos auxiliares)
- La configuración de la infraestructura eléctrica, tanto en lo que se refiere a la instalación eléctrica de distribución interior del parque como a las subestaciones (incluyendo su emplazamiento) y líneas de evacuación de energía
- Evolución económica temporal de la inversión basada en los flujos de caja actualizados netos, que dan información desagregada del valor de la inversión inicial, de los costes totales actualizados de explotación anuales,

así como de los retornos anuales actualizados por venta de la energía eléctrica generada

En resumen, el algoritmo propuesto en este trabajo supera ampliamente las rigideces, limitaciones y carencias de los trabajos previamente publicados. Utiliza un algoritmo evolutivo junto a un modelo de costes con una estructura mucho más realista y compleja, diseñada con un enfoque similar al del estudio económico de un proyecto, lo que permite conducir la configuración del parque hacia su óptimo global.

Emplazamiento de las turbinas eólicas

3.1 Introducción

En este capítulo se aborda el problema de la disposición óptima de los aerogeneradores sobre el terreno de una central o parque eólico, proponiéndose un algoritmo genético específicamente desarrollado para su determinación.

Existen varios enfoques para el planteamiento del diseño optimizado de un parque eólico como pueden ser el atender al máximo aprovechamiento de la energía obtenida del viento, o tratar de buscar la solución económicamente más rentable. Con el objetivo de desarrollar una herramienta que vaya más allá de los planteamientos puramente teóricos y pueda servir a la aplicación extensiva en el análisis y comparación de diversos emplazamientos posibles o estudios de viabilidad en la implantación de parques eólicos, se ha optado por aplicar este segundo enfoque, el de la rentabilidad económica, en el planteamiento del diseño. Por tanto, el criterio de optimización de la configuración de los aerogeneradores del parque eólico será el de la máxima rentabilidad de la inversión, satisfechas las restricciones de tipo técnicas o de cualquier otra índole que fuesen de aplicación.

Como medida de la rentabilidad económica de la inversión necesaria para instalar un parque eólico y ponerlo en operación se utilizará el valor actualizado neto (VAN) a lo largo del ciclo de vida de la planta, como suele ser habitual en el análisis de decisiones que involucran alternativas de inversión.

Para evaluar la rentabilidad económica de un parque con una determinada configuración de aerogeneradores, es preciso tener en cuenta un gran número de factores como pueden ser la inversión inicial necesaria, los costes anuales de operación y mantenimiento, el potencial de energía eólica del emplazamiento, la eficiencia de la disposición de las turbinas, los ingresos anuales actualizados por venta de la energía eléctrica generada, la tasa de actualización del dinero, la vida

útil del parque eólico y un largo etcétera. Es importante resaltar, además, el elevado grado de incertidumbre intrínsecamente asociado a alguna información básica para el análisis de la inversión, como puede ser el interés del dinero o los precios de venta de la energía eléctrica en los 25 años futuros (vida típica de una instalación eólica), que siguen a la decisión de invertir en la construcción del parque. Esta larga relación, que no es ni mucho menos exhaustiva, únicamente pretende poner de manifiesto la complejidad y la diversidad de factores que inciden en el diseño de un parque eólico. A la par, explica que para diseñar este tipo de instalaciones se recurra a soluciones heurísticas basadas en las experiencias previas del equipo proyectista. Finalmente, pone de manifiesto la oportunidad y conveniencia del diseño de una herramienta de apoyo que pudiera servir de ayuda a la hora de obtener una configuración óptima o, cuando menos, lo suficientemente próxima al óptimo.

La construcción y puesta en servicio de un parque eólico con una cierta configuración de turbinas (potencia nominal, tipo, altura y localización geográfica), x , requiere de una cierta inversión inicial, $I_{PE}(x)$, y produce año tras año, a lo largo de la vida útil en servicio del parque, T , unos flujos netos de caja, $N_k(x)$, en el que el subíndice k , $k \in (1, T)$, hace referencia a cada uno de los años de funcionamiento de la instalación. El flujo neto de caja correspondiente al k -ésimo año de explotación no es más que la diferencia entre los beneficios o ingresos por la venta de la energía eléctrica producida, $B_{VE}(x)$, y los costes asociados a los gastos ordinarios de operación y mantenimiento, $C_{OM}(x)$. En el análisis de la inversión hay que considerar también el coste actualizado asociado a los gastos de desmantelamiento del parque eólico y restitución del terreno, una vez agotada su vida útil en producción, $C_D(x)$, así como el valor residual actualizado asociado a los ingresos por la venta de los activos del parque al final de su vida útil, $V_R(x)$. Tanto el coste actualizado de desmantelamiento de un parque eólico como su valor residual suelen ser pequeños y representar el 1-3 % de la inversión total. Con todo ello, el valor actualizado neto de la inversión inicial necesaria para instalación y puesta en servicio del parque eólico, $VAN(I_{PE}(x))$, considerando una tasa de interés (depreciación anual del dinero), i , puede describirse, de una forma sintética, mediante las expresiones (3.1-2).

$$VAN(I_{PE}(x)) = -I_{PE}(x) - C_D(x) + V_R(x) + \sum_{k=1}^T \frac{Q_k(x)}{(1+i)^k} \quad (3.1)$$

$$VAN(I_{PE}(x)) = -I_{PE}(x) - C_D(x) + V_R(x) + \sum_{k=1}^T \frac{B_{VEk}(x) - C_{OMk}(x)}{(1+i)^k} \quad (3.2)$$

Para obtener una estimación del valor neto actualizado de la instalación lo más realista posible es preciso considerar tanto la evolución temporal de los precios de venta de la energía producida como los de los costes de operación y mantenimiento del parque. Considerando que, por un lado, $E(x)$ es la cantidad neta anual de energía eléctrica producida y vendida, p_{kWh} es su precio de venta, Δp_{kWh} es su incremento anual, y por otro, $C_{OM}(x)$ representa los costes anuales de

operación y mantenimiento, e , ΔC_{OM} es su incremento anual, el valor actualizado neto resulta:

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

Para evaluar correctamente la producción neta de una turbina colocada en un parque eólico es necesario combinar la información de la distribución velocidades del viento con la curva potencia-velocidad de la turbina y, posteriormente, descontar todas las pérdidas de producción. La energía eléctrica potencialmente generada por una determinada turbina eólica situada (sola) en un determinado emplazamiento, E_j , puede obtenerse a partir de la información de velocidades de viento del lugar y de la característica potencia-velocidad de la turbina en cuestión.

La energía eléctrica potencialmente generable por la misma turbina, situada en el mismo emplazamiento, pero formando parte un parque eólico con N_t turbinas, debe reducirse debido al efecto estela (apantallamiento entre turbinas). Al tener en cuenta este efecto, la energía eléctrica potencialmente generada por el conjunto de N_t turbinas del parque eólico, $\sum E_{jPE}(x)$, siempre resulta inferior a la que podrían generar cada una de las turbinas si estuvieran solas, en el mismo emplazamiento, pero expuestas a la corriente de aire libre (no perturbada por la presencia de otras turbinas), $\sum E_j$, $\sum E_{jPE}(x) \leq \sum E_j$.

$$\sum_{j=1}^{N_t} E_{jPE}(x) = \eta_{PE} \sum_{j=1}^{N_t} E_j \leq \sum_{j=1}^{N_t} E_j$$

Ahora puede evaluarse la cantidad neta de energía eléctrica producida por la instalación eólica y vendida a la distribuidora en un año de producción, $E(x) = \sum E_{jPENeta}(x)$. Para ello hay que tener en cuenta el conjunto de pérdidas eléctricas en la instalación del parque así como las pérdidas de producción por indisponibilidad de las turbinas. Dado que tanto las pérdidas eléctricas como las pérdidas de producción por indisponibilidad suelen ser pequeñas, su efecto conjunto podría considerarse, en primera aproximación, mediante un factor global (menor que la unidad), η_{ED-PE} , $E(x) = \sum E_{jPENeta}(x) = \eta_{ED-PE} \sum E_{jPE}(x) \leq \sum E_{jPE}(x)$.

$$E(x) = \sum_{j=1}^{N_t} E_{jPENeta}(x) = \eta_{ED-PE} \sum_{j=1}^{N_t} E_{jPE}(x) = \eta_{ED-PE} \eta_{PE} \sum_{j=1}^{N_t} E_j \leq \sum_{j=1}^{N_t} E_{jPE}(x) \leq \sum_{j=1}^{N_t} E_j$$

En resumen y simplificando, una vez decidida la configuración de un parque eólico, x , integrado por un conjunto de N_t turbinas, queda fijada la inversión total necesaria para su construcción y puesta en servicio –principalmente para atender los costes iniciales de adquisición de las turbinas y ejecución de la obra civil e infraestructura necesaria para su puesta en servicio. La inversión realizada para la construcción y puesta en servicio del parque produce un retorno, que está asociado a la propia configuración del parque. El retorno neto de la inversión no es más que la diferencia entre los ingresos procedentes de la venta de energía producida y los costes de operación y mantenimiento –principalmente los costes

ordinarios de reparación y mantenimiento de los equipos, alquiler de terrenos, seguros, impuestos y pérdidas.

Como puede verse, el papel del equipo de diseño de un parque eólico es el de conseguir el punto donde se optimiza la relación entre la inversión inicial necesaria para la construcción y puesta en servicio del parque y el retorno neto esperado por la venta de la energía eléctrica generada, una vez descontados los costes ordinarios de operación y mantenimiento. Por un lado, desde el punto de vista de minimización de los costes de infraestructura sería deseable disminuir la distancia entre turbinas (parque eólico compacto) y seleccionar las turbinas con un menor coste de adquisición, menos eficientes. La contrapartida sería que al inclinar la solución hacia un parque compacto, integrado por turbinas poco eficientes, se reducen los costes de inversión a costa de una doble reducción (estelas y rendimiento) del retorno por venta de la energía eléctrica generada. Por otro lado, una disposición más espaciada de las turbinas (parque eólico disperso) reduciría las pérdidas por efecto de las estelas, lo que incrementaría la energía eléctrica generada, lo que junto al uso de turbinas más eficientes (con mayor coste de adquisición), permitiría incrementar aún más la producción de energía eléctrica. En este caso, al inclinar la solución hacia un parque disperso con turbinas eficientes, se incrementa el retorno por venta de la energía eléctrica generada a costa de un incremento de la inversión inicial.

Como la única vía de retorno de la inversión es la venta de la energía eléctrica producida, la configuración óptima del parque será aquella que incremente al máximo la producción de energía eléctrica, seleccionando los tipos de turbina y alturas de torre más adecuados para cada emplazamiento, a la par que reduce al mínimo las pérdidas por efecto de las estelas (incrementa la eficiencia de la disposición de las turbinas en el parque).

Los tres principales factores económicos que inciden en los resultados de explotación de un parque eólico –la inversión inicial, los costes totales de operación y el retorno por venta de energía eléctrica– son difíciles de evaluar, incluso simplificando el problema, ya que hay muchas variables interrelacionadas que afectan unas a otras. Por ejemplo, el emplazamiento individual de las turbinas determina los costes de cimentación, los caminos y la red eléctrica interna de distribución, cuya configuración, a su vez, incide en los costes de operación (pérdidas) y mantenimiento. Por otra parte, el tipo de turbina, su altura de buje y localización determinan la cantidad neta de energía eléctrica generable, para cuyo cálculo es preciso considerar la reducción en el campo de velocidad de viento debida a la presencia de otras turbinas situadas en las proximidades.

Tras esta introducción del modelo de costes de una instalación eólica, el resto del capítulo se ha organizado como sigue:

- Análisis de la inversión necesaria para la puesta en funcionamiento de un parque eólico, donde se intentará abordar todas las partes que intervienen en su cálculo y se explicará la forma en la que se ha modelado.

- Análisis de los flujos de caja, donde se profundizará en el cálculo de la energía producida por el parque a partir de las curvas de distribución de Weibull que definen el comportamiento del viento, la variación de velocidad del viento con la altura y la curva de potencia del aerogenerador. Será también analizado el efecto de las estelas y el conjunto de direcciones de incidencia, rosa de los vientos, sobre la productividad de la instalación.
- Metodología, donde se analizará el algoritmo genético de optimización propuesto, haciendo especial hincapié en los operadores genéticos específicamente desarrollados para este trabajo.
- Resultados y conclusiones parciales, donde se plantearán unos escenarios, si no reales, al menos verosímiles, estudiando los resultados obtenidos y el beneficio de usar una herramienta de optimización como la propuesta.

3.2 Inversión inicial en un parque eólico

A grandes rasgos, la inversión necesaria para la puesta en funcionamiento de un parque eólico puede dividirse en tres partidas: la inversión en aerogeneradores, la inversión en obra civil y la inversión en la instalación eléctrica, tanto de distribución interna como subestaciones y líneas eléctricas de evacuación de energía. Como se indicó en el Capítulo 1, la distribución típica de los costes de instalación de un parque eólico corresponde de manera aproximada a un 70% para los aerogeneradores, 15% para la instalación eléctrica y el 15% restante en la obra civil y resto de conceptos.

Dado que el diseño de la red eléctrica del parque eólico atiende a otro tipo de consideraciones y su resolución tiene en sí mismo entidad suficiente para ello, se ha preferido separar inicialmente esta partida para tratarla de modo exclusivo en el capítulo siguiente, retomándola de nuevo y de manera conjunta, con el posicionamiento de las turbinas, en el Capítulo 5. De esta forma, los costes asociados a la instalación eléctrica serán aproximados considerando que son de la misma magnitud que los asociados a los costes de la obra civil, como se desprende de la distribución de costes anteriormente citada. Esto permitirá obtener soluciones comparables con las que se obtengan en el Capítulo 5 en el que se considere el diseño óptimo de la instalación eléctrica del parque en el diseño óptimo global del parque eólico.

3.2.1 Inversión en aerogeneradores

La inversión total en los aerogeneradores de un parque corresponde a la suma de los costes de adquisición de las turbinas, C_{TE} , y a los de las torres, C_T , los cuales dependen de la altura a la que se vaya a instalar el eje de cada máquina y que, en este trabajo, se ha discretizado en módulos de una determinada longitud. Con ello, el coste de adquisición de cada torre puede calcularse mediante el producto de número de módulos de torre necesarios para obtener la altura de buje deseada, N_{MT} , por el coste unitario de cada módulo de torre, C_{MT} . De esta forma, la

inversión en total en las turbinas de un parque eólico, I_{TE} , integrado por N_t turbinas puede expresarse como:

$$I_{TE} = \sum_{j=1}^{N_t} (C_{TEj} + C_{Tj}) = \sum_{j=1}^{N_t} (C_{TEj} + C_{MTj} N_{MTj})$$

La característica más importante de un aerogenerador, en cuanto a caracterización de la eficiencia en la conversión de la energía cinética del viento en eléctrica, es su curva de potencia. Ésta curva describe cómo evoluciona la potencia eléctrica neta generada por el aerogenerador en función de la velocidad del viento. A pesar de existir todo un desarrollo analítico que sirve de base para el diseño y construcción de los álabes de las turbinas, siempre es más recomendable contar con la curva característica experimental, que proporciona la potencia de salida usando valores medidos de viento, y que cubre el rango desde 0 a 25 m/s en intervalos de 1 m/s.

Una curva de potencia tipo de un aerogenerador comienza, en primer lugar, por un tramo en el que no se obtiene potencia hasta una determinada velocidad de viento, denominada velocidad mínima de arranque (hace falta una mínima cantidad de potencia eólica para vencer las pérdidas mecánicas y acelerar la inercia de la turbina hasta llevarla a su velocidad de rotación). A partir de la velocidad mínima de arranque, conforme crece la velocidad del viento, la potencia eléctrica generada va aumentando hasta llegar a la potencia nominal. Finalmente, a partir de esta velocidad, y dependiendo del tipo de turbina, la potencia puede mantenerse constante o disminuir un poco, hasta alcanzar la velocidad de corte, velocidad a partir de la cual se hace que la máquina deje de funcionar para la protección de su integridad mecánica.

Sin entrar en el análisis y clasificación de los tipos de aerogeneradores se pueden considerar dos grandes grupos de turbinas en función de la tecnología utilizada para la limitación de la potencia: las de paso fijo y las de paso variable. Las primeras tienen los álabes colocados con un ángulo de ataque fijo y están diseñados para entrar automáticamente en pérdida aerodinámica al sobrepasar la velocidad nominal de diseño, como se muestra en la Figura 3.1. De esta forma, las máquinas de paso fijo resultan especialmente indicadas para zonas con niveles de viento estables porque obtienen un gran rendimiento con un coste de adquisición moderado.

Las turbinas de paso variable disponen de un mecanismo adicional que adapta constantemente el ángulo de ataque del álabes en función de la velocidad del viento, con objeto de extraer la máxima cantidad de energía del viento, al mantener las mejores condiciones aerodinámicas. Al sobrepasar la velocidad nominal de diseño se modifica el ángulo de ataque para hacer entrar la máquina en pérdidas, como se muestra en la Figura 3.2. Con ello se consigue una potencia eléctrica de salida constante y, simultáneamente, una protección frente a sobreesfuerzos tanto de los propios álabes como del rotor. Lógicamente, el coste de dichas máquinas es mayor que las de paso fijo y sólo un estudio pormenorizado

que permita evaluar el incremento de energía que aporta frente al empleo de una máquina de paso fijo, determinará la conveniencia económica de su elección.

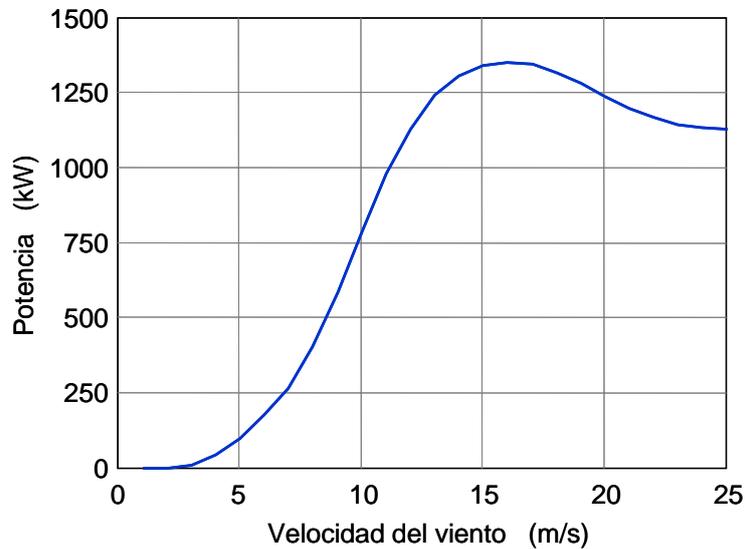


Figura 3.1 Curva de potencia de un aerogenerador de paso fijo.

Además de la inversión en la adquisición de la turbina, es necesaria la inversión en la adquisición de la torre de montaje. Aunque la relación final entre el diámetro de máquina y la potencia de la misma depende del diseño específico, puede establecerse una relación, siquiera aproximada, de proporcionalidad entre potencia de salida y el cuadrado del diámetro del rotor. De aquí se deduce que cada máquina tenga asociado una altura mínima de torre (radio del rotor) así como unas determinadas características de la cimentación, que les serán propias.

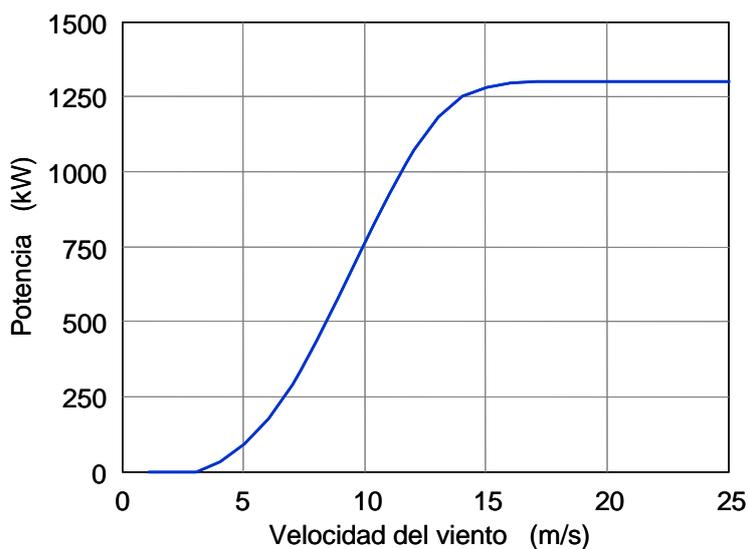


Figura 3.2 Curva de potencia de un aerogenerador de paso variable.

Dado que la velocidad del viento aumenta considerablemente con la altura sobre el nivel del suelo (efecto de cizalladura), cuanto mayor sea la altura del buje mayor será la cantidad de energía extraíble, aunque también sea mayor el coste de la torre. Así pues, para poder evaluar correctamente si el aumento de la inversión asociada a la mayor altura de la torre se verá compensado por el incremento en la producción de energía eléctrica es necesario conocer el coste por unidad de longitud de la torre.

La Tabla 3.1 muestra una relación con los principales datos necesarios para poder hacer una evaluación económica y de rendimiento de cada tipo de turbina que desee considerarse.

Tabla 3.1 Datos característicos de un aerogenerador.

Marca	Bazán Bonus
Modelo	BB-1300 Paso Variable
Potencia (kW)	1300
Altura mínima de montaje (m)	50
Altura máxima de montaje (m)	70
Coste de la turbina (€)	1300000
Coste de la torre (€/m)	1500
Coste de la cimentación para altura de montaje inferior a 50 m (€)	80000
Curva característica de potencia-velocidad (kW)	0 0 0 32.1 91.6 172.5 291.2 439.3 604.3 770.6 928.7 1072 1183 1250 1282 1294 1298 1300 1300 1300 1300 1300 1300 1300 1300

Como se puede observar, los costes están desglosados para poder ser calculados a cualquier altura de buje que desee considerarse. Los costes de cimentación se contemplan para una altura de torre de 50 m y deberán incrementarse en un cierto porcentaje cuando se empleen alturas de buje superiores. La curva de potencia-velocidad se indica discretizada mediante los valores de potencia de salida correspondientes a velocidades de viento el rango habitual de 0 a 25 m/s, a intervalos de 1 m/s.

3.2.2 Inversión en obra civil

Como ya se ha indicado, el capítulo de costes de obra civil representa en torno al 15% de la inversión total y está compuesto, de manera mayoritaria, por los costes de desbroce, preparación y acondicionamiento del terreno y ejecución de la cimentación de cada máquina, los costes de transporte de las turbinas y secciones de torre y, finalmente, los de ejecución de los caminos auxiliares que comunican desde el camino principal hasta las ubicaciones finales de los aerogeneradores.

Resulta fundamental la consideración de las características del terreno no sólo en cuanto a las cotas del terreno y sus características portantes sino también en cuanto a la existencia de zonas donde sea muy dificultosa la implantación de los aerogeneradores o incluso no sea factible (por la presencia de ríos, pantanos, zonas protegidas ecológicamente, cercanía a zonas habitadas, etcétera).

Por tanto, la estructuración de esta partida de modo que sea válida para cualquier tipo de configuración de parque eólico entraña una dificultad considerable. El modelo que se propone realiza una aproximación lineal de cada uno de los componentes en base de la variable más determinante en cada caso y un tratamiento discreto para la consideración de las zonas prohibidas (ubicaciones no factibles).

Los costes de cimentación de cada máquina dependen principalmente de la altura de la torre empleada, del diámetro de la máquina (relacionado con su potencia) y de la capacidad portante del terreno. Aunque para la implantación real de la máquina se necesitaría realizar un cálculo exhaustivo y particularizado de cada cimentación, para la evaluación previa y estimación aproximada de los costes se considera suficiente tomar unos costes medios estimados por cada tipo y potencia de máquina, correspondientes a una altura de torre de 50 m y alta capacidad portante del terreno. Este coste medio será afectado por un coeficiente de encarecimiento asociado a alturas de torre superiores a 50 m y otro coeficiente asociado a una baja capacidad portante del terreno, de modo que, si se dan ambas circunstancias, se repercutirá en doble medida los costes asociados a la cimentación de dicha máquina.

Los costes de transporte de la góndola, los álabes y tramos de torre, así como la parte correspondiente a su montaje para un aerogenerador determinado no diferirán significativamente (a menos que la extensión del terreno considerado no sea despreciable) de lo que costaría si la máquina estuviese situada en las cercanías de los márgenes de los caminos o carreteras principales de acceso, ya que su importe vendrá determinado por la distancia del parque a la ciudad del proveedor/es de la máquina. Por tanto, se puede dar por válida la consideración de estos costes como fijos para cada máquina, independientemente de la posición que ésta ocupe en el parque.

Los costes de realización de los caminos auxiliares de acceso, que deben interconectar o comunicar las posiciones de las turbinas con los caminos principales o carreteras de acceso, se componen de las actividades de desbroce, relleno y compactación de los viales, las cuales son directamente proporcionales a la longitud total de los mismos. Pero dicha longitud es, a priori, una incógnita ya que el trazado óptimo que comunica cada aerogenerador y subestación con el camino principal es un problema de similares características que el de la optimización de la instalación eléctrica del parque hasta las líneas de alta tensión de evacuación de energía.

Por ello, para el cálculo de la longitud de los caminos auxiliares se utilizará la aproximación que proporciona el siguiente procedimiento:

1. Se calculan las distancias desde cada posición de cada aerogenerador hasta el/los caminos principales.
2. Se calculan las distancias desde cada posición de los aerogeneradores que aún no están conectados mediante un camino auxiliar hasta las posiciones que sí lo están (que al principio sólo contendrá el aerogenerador más cercano a un camino principal).
3. La turbina que se encuentre a menor distancia de un camino principal o de otra que esté interconectada mediante un camino auxiliar, se incorporará al camino auxiliar y se procederá de nuevo al cálculo de las distancias hasta los puntos del camino.
4. El procedimiento terminará cuando ya no exista ningún punto por conectar.

Este procedimiento permite tener una buena aproximación de la longitud total de los caminos auxiliares y, en consecuencia, de los costes asociados a su realización.

3.3 Flujo neto anual de caja

La mayor dificultad en el cálculo de los flujos netos de caja radica principalmente en el cálculo de la energía generada por el conjunto de aerogeneradores que conforman el parque eólico para cada año de vida útil de la instalación.

Para ello, no sólo es necesario tener suficiente información del viento en cuanto a velocidad y frecuencia, sino que también es necesario tener información sobre su dirección para el cálculo de las influencias en las productividades de cada aerogenerador por efecto de las estelas. Este efecto es de los más importantes a tener en cuenta por cuanto incide directamente sobre la productividad, lo cual tiene incidencia en la rentabilidad, año tras año, durante toda la vida de la instalación y no sólo al inicio, como podría deberse a algo que afectara al término de inversión.

Por otro lado, los gastos de operación y mantenimiento son los que quizás sean más fáciles de estimar por cuanto suelen ser partidas acordadas desde el principio y pactadas a largo plazo, como pueden ser los alquileres de los terrenos, los salarios del personal de mantenimiento y operación, etcétera.

3.3.1 Energía anual generada por un aerogenerador

Como ya se indicó anteriormente, no se pretende en esta tesis realizar un desarrollo analítico de la energía que un aerogenerador podría extraer del viento. Desde el punto de vista práctico con el que se enfoca el problema, es mucho más productivo partir de las curvas empíricas de potencia de cada tipo de máquina que se quiera tener en consideración en el diseño del parque eólico.

Lo que no es eludible es disponer de un modelo de comportamiento del viento para cada punto de la zona de estudio o, al menos, para un suficiente número de puntos que permitan realizar una extrapolación válida a cada uno de ellos. El comportamiento del viento no sigue un modelo matemático fijo y, año a año, se obtienen valores de intensidad y dirección diferentes para una misma zona. Como es lógico, las zonas más indicadas para la implantación de un parque eólico corresponden a aquellas en las que, a pesar de las variaciones, los niveles de viento se mantienen en niveles aceptablemente altos durante un número importante de horas anuales.

Conocida la velocidad del viento, $v(z_{ref})$, medida a una cierta altura de referencia, z_{ref} , la correspondiente velocidad del viento a otra altura, z , puede calcularse mediante una función exponencial como la de la ecuación (3.3), en la que z_0 es la longitud de rugosidad del terreno (Tabla 3.2).

$$v(z) = v(z_{ref}) \cdot \frac{\text{Ln} \frac{z}{z_0}}{\text{Ln} \frac{z_{ref}}{z_0}} \quad (3.3)$$

La velocidad del viento a ras de suelo es cero, debido a la fricción entre el aire y la superficie del suelo. Con la altura, la velocidad del viento incrementa, tanto más lentamente cuanto mayor es la altura, hasta que a una altura de aproximadamente 2 km, el cambio de velocidad es nulo. Esto es lo que se conoce como cizallamiento del viento y es un efecto muy importante a considerar en la instalación de aerogeneradores para determinar la altura más indicada del buje y para tener una idea de los esfuerzos que se generan sobre los álabes entre sus posiciones más alta y más baja.

Los valores de longitud de rugosidad del terreno (z_0) se corresponden con la altura en metros sobre la superficie a la que la velocidad del viento es cero. Ello depende de la orografía del terreno y de sus usos. La Tabla 3.2 muestra el valor que toma dicho parámetro para distintos tipos de terreno.

Tabla 3.2 Valores de longitudes de rugosidad para distintos tipos de terrenos.

Tipo de Terreno	Longitud rugosidad z_0 (m)
Áreas de agua	0.0002
Campo abierto con superficie lisa (p.ej. pistas aeropuertos)	0.0024
Tierra de cultivo con edificios y setos resguardantes	0.2
Ciudades grandes con edificios altos	0.8

Como muestra la Figura 3.3, cuanto mayor es la longitud de rugosidad del terreno menores velocidades de viento se tiene a una determinada altura, con lo que, menor es la cantidad de energía que puede obtenerse. No se tiene en cuenta, en

este perfil general de comportamiento, la existencia de efectos aerodinámicos debidos a singularidades del terreno como el efecto túnel o el efecto colina.

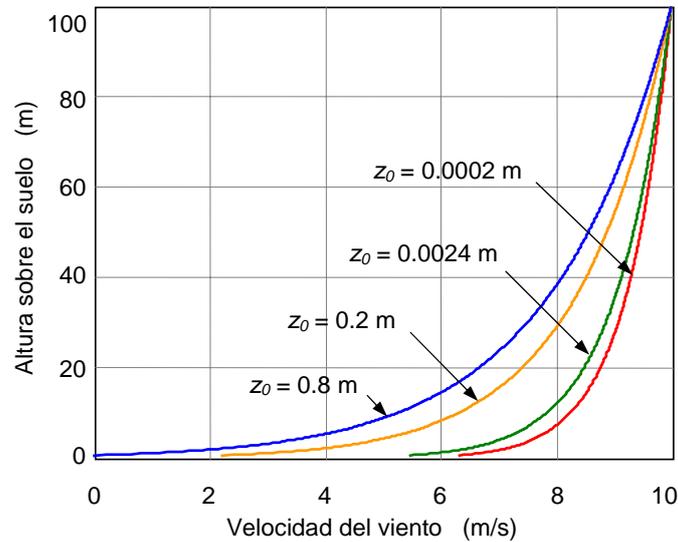


Figura 3.3 Perfil de velocidad del viento frente a altura sobre el terreno para distintas longitudes de rugosidad.

El comportamiento del viento a una determinada altura se aproximará mediante la función de distribución de Weibull (3.4), la cual proporciona la densidad de probabilidad con la que aparece una determinada velocidad de viento. La frecuencia, $p(v)$, con la que aparece una velocidad de viento, v , se describe mediante dos constantes conocidas como parámetro de forma, K , y parámetro de escala, C , respectivamente, mediante la expresión:

$$p(v) = \frac{K}{C} \cdot \left(\frac{v}{C}\right)^{K-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^K} \quad (3.4)$$

El parámetro de escala, C , al igual que la velocidad media del viento, indica cómo de ventoso es en promedio el emplazamiento (Figura 3.4). El parámetro de forma, K , indica cómo de puntiaguda es la distribución. Es decir, que si las velocidades del viento tienden a estar próximas a un cierto valor, la distribución tendrá un alto valor de K y será muy puntiaguda, como se muestra en la Figura 3.5.

La función de distribución de probabilidad indica la probabilidad de que la velocidad del viento exceda un valor v , y toma la forma de la expresión (3.5).

$$P(v) = e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^K} \quad (3.5)$$

De este modo, cuanto mayor sea el factor de escala, C , de la función de Weibull, mayor probabilidad habrá de tener un viento con una velocidad determinada, como se muestra en la Figura 3.7.

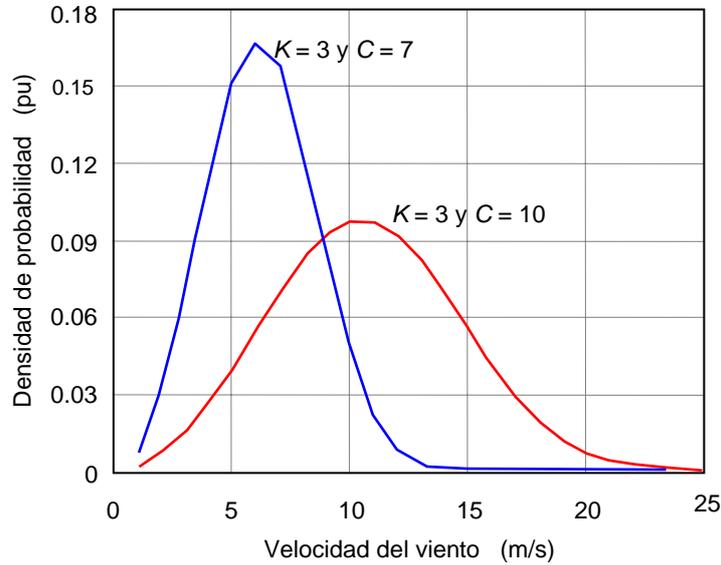


Figura 3.4 Variación en p.u. de la densidad de probabilidad de Weibull con el factor de escala C .

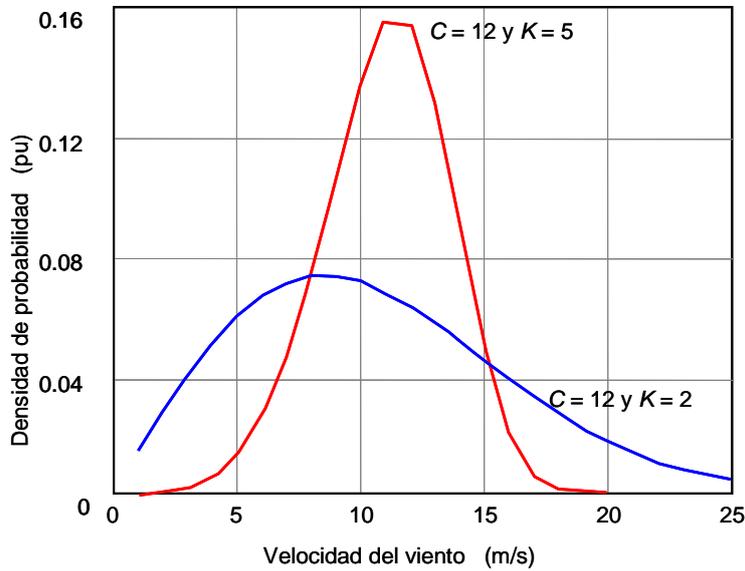


Figura 3.5 Variación en p.u. de la densidad de probabilidad de Weibull con el factor de forma K .

Por otra parte, cuanto mayor sea el factor de forma, K , mayor verticalidad se tendrá en la representación de la función de distribución en torno a la velocidad

indicada como parámetro C , lo cual indica una mayor probabilidad de encontrar vientos comprendidos en un pequeño rango de velocidades en torno a la del factor de escala, como se muestra en la Figura 3.6

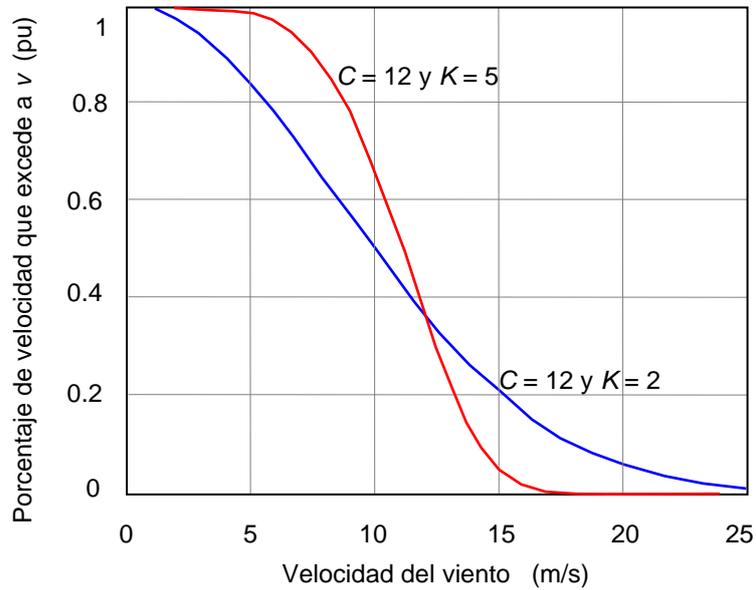


Figura 3.6 Variación de la distribución de probabilidad de Weibull con el factor de forma K .

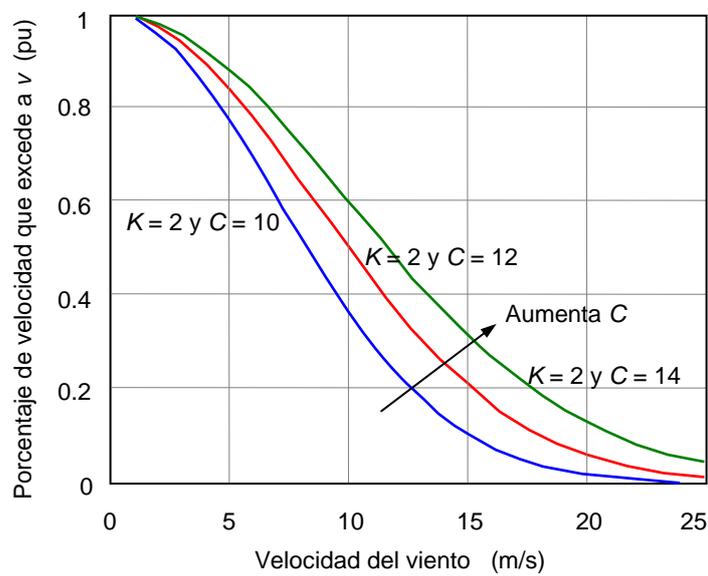


Figura 3.7 Variación de la distribución de probabilidad de Weibull con el factor de escala C .

Así pues, una vez modelado el comportamiento del viento a una determinada altura de referencia, para realizar el cálculo de la energía producida por un aerogenerador es necesario conocer el comportamiento del viento a la altura del buje.

Como indica la ecuación (3.3), el campo de velocidades a una altura z es proporcional al campo de velocidades conocido a una altura z_{ref} .

Por tanto, la probabilidad de encontrar un viento a velocidad v_1 o mayor a la altura de referencia (z_{ref}), es la misma que con la que se encuentra un viento de velocidad $cte \cdot v_1$ o mayor a la altura del buje z (siendo cte la constante de proporcionalidad que relaciona ambos campos de velocidades).

Esto permite plantear la igualdad de las funciones de distribución de probabilidad de ambas distribuciones de Weibull a cada altura y obtener la relación existente entre las constantes de Weibull.

$$P(v_1)|_{z_{ref}} = e^{-\left(\frac{v_1}{C_1}\right)^{K_1}} = P(cte \cdot v_1)|_z = e^{-\left(\frac{cte \cdot v_1}{C_2}\right)^{K_2}} \Rightarrow \left(\frac{v_1}{C_1}\right)^{K_1} = \left(\frac{cte \cdot v_1}{C_2}\right)^{K_2}$$

Como esto ocurre para cualquier velocidad v_1 , se tiene que:

$$K_1 = K_2 \quad C_2 = cte \cdot C_1$$

Es decir, que el factor de forma, K , de la distribución de Weibull no varía con la altura pero el parámetro de escala, C , lo hace como el campo de velocidades (3.6). Concretamente, si $C(z_{ref})$ es factor de escala de la función de Weibull a la altura de referencia, z_{ref} , el correspondiente factor de escala, $C(z)$, a la altura del buje, z , puede calcularse mediante (3.6) en la que z_0 es la longitud de rugosidad del terreno (Tabla 3.2).

$$C(z) = C(z_{ref}) \cdot \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)} \quad (3.5)$$

A partir de la función de Weibull para la altura de la máquina se puede conocer el número de horas anuales en las que la velocidad del viento es de 0, 1, 2, ..., 25 m/s, de modo que coincida con la discretización de la curva de potencia de la máquina considerada, con lo que se obtendrá la energía que produce la máquina a lo largo del año para cada salto discreto de velocidad. El sumatorio corresponderá a la energía total generada por la máquina.

A modo de ejemplo, la Tabla 3.3 muestra la energía generada por la turbina de 600 kW cuyas características se resumen en la Tabla 3.1, considerando un altura de buje de 100 m y con un viento conocido y caracterizado por una función de Weibull con un parámetro de escala, $C = 8$ m/s, y un factor de forma, $K = 2$, a una altura de referencia de 50 m y considerando una longitud de rugosidad del terreno de $z_0 = 0.0055$ m.

En este planteamiento se ha hecho la simplificación de considerar una única longitud de rugosidad y función de Weibull para cualquier dirección de procedencia del viento, lo cual se analizará con más detalle más adelante.

Tabla 3.3 Energía anual producida por una máquina de 1300 kW.

Vel. Viento (m/s)	Curva potencia (kW)	Weibull 50 m (p.u.)	Weibull 70 m (p.u.)	Horas año (h/año)	Producción (kWh/año)
1	0	1.55E-02	1.41E-02	123.42	0.00
2	0	4.51E-02	4.11E-02	359.91	0.00
3	0	7.06E-02	6.47E-02	566.84	0.00
4	32.1	9.00E-02	8.32E-02	728.95	23399.40
5	91.6	1.02E-01	9.55E-02	836.88	76658.32
6	172.5	1.07E-01	1.01E-01	887.85	153153.74
7	291.2	1.05E-01	1.01E-01	885.36	257816.04
8	439.3	9.72E-02	9.57E-02	837.92	368096.71
9	604.3	8.58E-02	8.64E-02	757.18	457562.16
10	770.6	7.25E-02	7.49E-02	655.91	505446.42
11	928.7	5.86E-02	6.24E-02	546.21	507266.30
12	1072	4.56E-02	5.00E-02	438.15	469696.61
13	1183	3.41E-02	3.87E-02	339.07	401123.26
14	1250	2.45E-02	2.89E-02	253.44	316803.44
15	1282	1.70E-02	2.09E-02	183.14	234784.74
16	1294	1.14E-02	1.46E-02	128.03	165673.18
17	1298	7.38E-03	9.89E-03	86.65	112466.16
18	1300	4.61E-03	6.48E-03	56.79	73828.88
19	1300	2.78E-03	4.12E-03	36.07	46886.32
20	1300	1.62E-03	2.53E-03	22.20	28860.22
21	1300	9.13E-04	1.51E-03	13.25	17223.21
22	1300	4.98E-04	8.75E-04	7.67	9967.78
23	1300	2.62E-04	4.91E-04	4.30	5595.60
24	1300	1.34E-04	2.68E-04	2.34	3047.47
25	1300	6.60E-05	1.41E-04	1.24	1610.46
Totales columnas		0.999942609	0.999859176	8758,77	4236966.42

3.3.2 Modelo de estelas

Para el cálculo de la energía total anual de un parque es necesario valorar la influencia que tiene la presencia de un aerogenerador sobre los que tiene aguas abajo (sotavento) en la dirección del viento, lo que es conocido como la estela.

La captación de energía del viento que realiza una turbina provoca una disminución en la velocidad del viento que lo atraviesa, lo cual se traduce en una reducción de la energía cinética disponible para las turbinas que se encuentren aguas abajo en la dirección del viento incidente.

La Figura 3.8 muestra esquemáticamente la evolución de las velocidades del viento del tubo de corriente que atraviesa el rotor. La velocidad del viento a la entrada, U_0 , que se considera en primera instancia igual a la velocidad del viento en flujo libre, disminuye en su componente axial tras pasar el área que forma el rotor en movimiento, U_a .

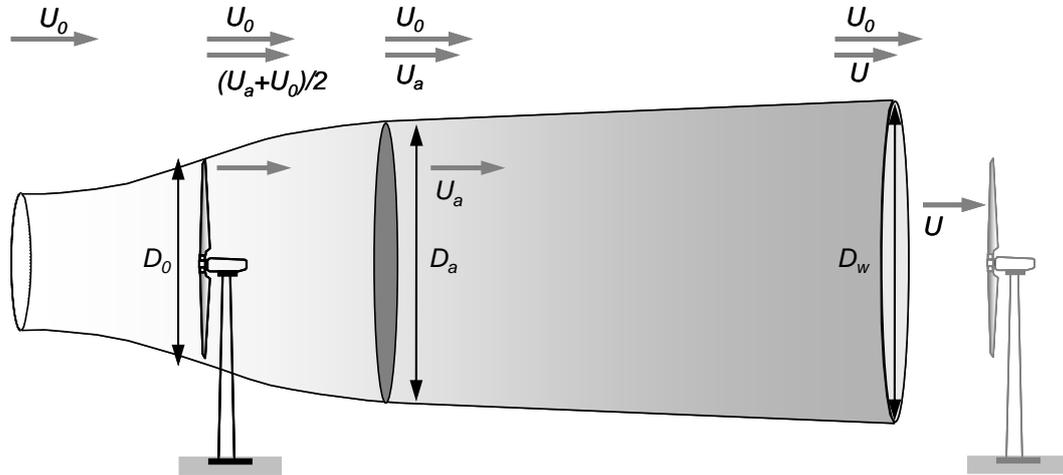


Figura 3.8 Evolución de la velocidad del viento a través del rotor.

Considerando que el aire no variará sustancialmente su densidad, la corriente deberá expandirse para mantener la continuidad del flujo másico (3.7). Esta expansión se realiza inicialmente de forma rápida hasta un punto en el que la presión alcanza la presión de flujo libre (alrededor de 2-3 diámetros del rotor aguas abajo) [23] y, posteriormente, la expansión y pérdida de velocidad son más graduales. En la expresión (3.7), ρ es la densidad del aire, A_0 , A_1 y A_a son las respectivas áreas del tubo de corriente a la entrada, en el rotor y tras la expansión inicial rápida de la corriente de aire.

$$m = \rho A_0 U_0 = \rho A_1 U_1 = \rho A_a U_a \quad (3.7)$$

Tomando la ecuación de la variación de la energía cinética (3.8) y dando por válida la consideración incluida por Betz en la demostración de su ley, la velocidad del viento en el área barrida por el rotor, U_1 , es igual a la velocidad media entre la velocidad a la entrada, U_0 , y la velocidad a la salida, U_a , (3.9), se tiene la expresión de la energía extraída del viento por unidad de área rotórica (3.10).

$$W = m \left(\frac{1}{2} U_0^2 - \frac{1}{2} U_a^2 \right) \quad (3.8)$$

$$U_1 = \frac{U_0 + U_a}{2} \quad (3.9)$$

$$\frac{W}{A_1} = \frac{1}{4} \rho U_0^3 \left(1 - \left(\frac{U_a}{U_0} \right)^2 \right) \left(1 + \frac{U_a}{U_0} \right) \quad (3.10)$$

Definiendo el coeficiente adimensional, b , como la relación entre las velocidades tras el rotor y de entrada, (3.11), se tiene la siguiente expresión de la energía por unidad de área rotórica, (3.12)

$$b = \frac{U_a}{U_0} \quad (3.11)$$

$$\frac{W}{A_1} = \frac{1}{4} \rho U_0^3 (1 - b^2)(1 + b) \quad (3.12)$$

A partir de esta expresión, se define el coeficiente de potencia del aerogenerador, C_p , como la relación entre la energía extraída del viento por unidad de área y la energía cinética del viento si no existiese el aerogenerador, (3.13), la cual tiene un máximo para $b = 1/3$ conocido como el límite de Betz ($C_p \approx 59\%$) y que indica el máximo teórico de energía que podría extraerse del viento.

$$C_p = \frac{1}{2} (1 - b^2)(1 + b) \quad (3.13)$$

Evaluando el empuje axial sobre el aerogenerador, T , se define el coeficiente de empuje adimensional, C_T , a través de la expresión (3.15), llegándose a la expresión (3.16).

$$T = m(U_0 - U_a) = \rho A_1 U_1 (U_0 - U_a) = \frac{1}{2} \rho A_1 U_0^2 (1 - b^2) \quad (3.14)$$

$$C_T = \frac{2T}{\rho A_1 U_0^2} \quad (3.15)$$

$$C_T = 1 - b^2 \quad (3.16)$$

Como C_T depende de las fuerzas aerodinámicas globales que actúan sobre la pala, su valor final es una incógnita al comienzo del cálculo. Esto introduce una no linealidad intrínseca en el sistema la cual es resuelta permitiendo un relajamiento de la estela que comienza con una aproximación de C_T .

Para cualquier punto que se encuentre en la estela de una turbina tras esta zona de expansión inicial, la reducción de la velocidad del viento puede calcularse considerando que el momento cinético de la masa de aire en la estela se conserva.

Frandsen en [24] sugiere que la relación de velocidades en un punto de la estela respecto a la velocidad del fluido libre viene dada por (3.17):

$$\frac{U}{U_0} = \frac{1}{2} + \frac{\sqrt{1 - 2C_T \frac{D_1^2}{D^2}}}{2} \quad (3.17)$$

donde D_1 y D son los diámetros de las áreas barrida por el rotor y en un punto de la estela a una distancia x respectivamente, siendo D :

$$D(x) = (\beta^{k/2} + \alpha \cdot s)^{1/k} D_1 \quad (3.18)$$

donde

$$s = \frac{x}{D_1} \quad (3.19)$$

$$\alpha = \beta^{k/2} \frac{(1 + 2\alpha_{noj} s)^k - 1}{s} \quad (3.20)$$

Frandsen propone los valores $\alpha_{noj} = 0.1$ y $k = 2$ para obtener el diámetro de la estela en función de la distancia aguas abajo, con lo que el diámetro de la estela se expresa como (3.21).

$$D(x) = (1 + 2\alpha_{noj} s) \sqrt{\beta} D_1 \quad (3.21)$$

De esta forma, sustituyendo (3.21) en (3.17), se obtiene que la relación de velocidades en un punto de la estela respecto a la velocidad del fluido libre viene dada por (3.22).

$$\frac{U}{U_0} = \frac{1}{2} + \frac{\sqrt{1 - 2C_T \frac{1}{\beta(1 + 2\alpha_{noj} s)^2}}}{2} \quad (3.22)$$

Pero considerar esta nueva velocidad en el cálculo de la energía de una turbina eólica situada aguas abajo sería considerar que la totalidad del área barrida por dicho aerogenerador está afectada por la estela. Esta consideración, en principio, sólo sería válida para las turbinas situadas en la misma dirección incidente del viento pero no lo sería para aquellas que estén levemente desviadas de esta dirección.

Para ponderar correctamente el efecto que tendría la afección parcial de una estela en el área rotórica de un aerogenerador situado aguas abajo, puede emplearse el método propuesto por Katic y Jensen en [21] según el cual el déficit de velocidad equivalente se puede calcular mediante la expresión (3.23),

$$(U - U_0)^2 = \lambda (U_i - U_0)^2 \quad (3.23)$$

En esta expresión, U , es la velocidad a considerar en la turbina aguas abajo, U_i , es la velocidad del aire debido a la estela de la turbina i y λ es el porcentaje del área rotórica afectada por la estela.

El porcentaje del área rotórica afectada por la estela se calcula geoméricamente sirviendo de apoyo el esquema mostrado en la Figura 3.9.

Considerando que R y r son los radios de las circunferencias de la estela y rotor de la turbina en estudio, respectivamente, se tiene:

$$\gamma_R = \cos^{-1} \left(\frac{R^2 + X^2 - r^2}{2XR} \right) \quad 0 \leq \gamma_R \leq \frac{\pi}{2} \quad \forall X : R-r \leq X \leq R+r$$

$$\gamma_r = \cos^{-1} \left(\frac{R^2 - X^2 - r^2}{2Xr} \right) \quad 0 \leq \gamma_r \leq \frac{\pi}{2} \quad \forall X : \sqrt{R^2 + r^2} \leq X \leq R+r$$

$$\frac{\pi}{2} \leq \gamma_r \leq \pi \quad \forall X : R-r \leq X \leq \sqrt{R^2 + r^2}$$

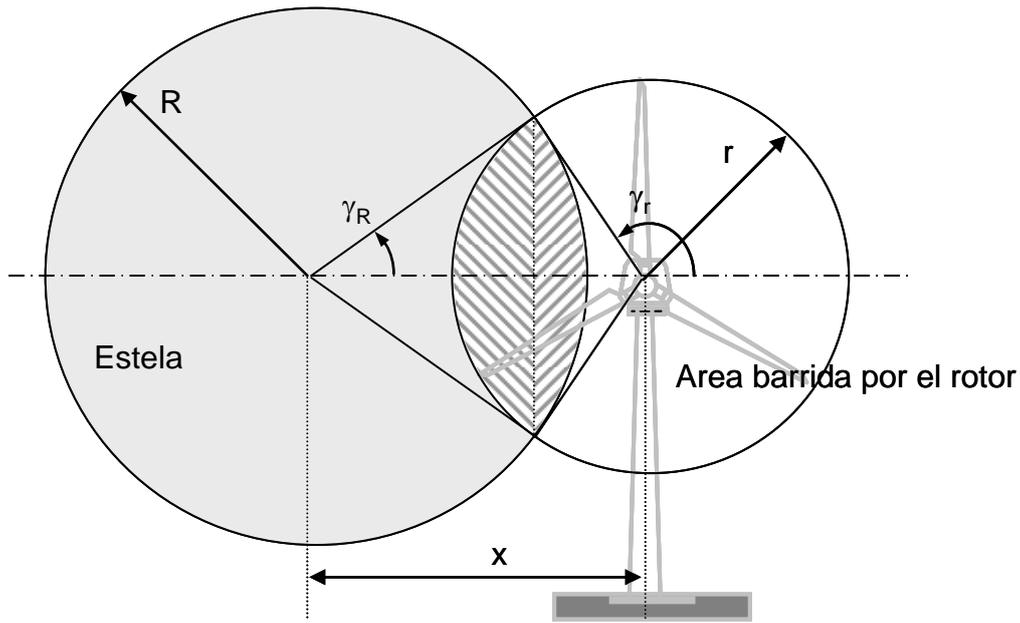


Figura 3.9 Esquema para la obtención de la porción de área rotórica de una turbina afectada por una estela.

De esta forma, el área solapada es:

$$A_{solapada} = R^2 \left(\gamma_R - \frac{\sin(2\gamma_R)}{2} \right) + r^2 \left(\gamma_r - \frac{\sin(2\gamma_r)}{2} \right) \quad \forall X : R-r \leq X \leq R+r$$

$$A_{solapada} = 0 \quad \forall X \geq R+r$$

$$A_{solapada} = \pi r^2 \quad \forall X \leq R-r$$

Con lo que la expresión (3.23) podría indicarse como (3.24)

$$(U - U_0)^2 = \frac{A_{solapada}}{\pi \cdot r^2} (U_i - U_0)^2 \quad (3.24)$$

En los parques eólicos, además, existirán en general perturbaciones producidas por más de una turbina, produciéndose interferencias entre las distintas estelas que ocasionan una reducción final de la velocidad que es necesario calcular.

Katic y Jensen en [21] proponen que el déficit de velocidad equivalente se puede calcular mediante la suma cuadrática media de los déficits provocados por cada turbina por separado, (3.25)

$$(U - U_0)^2 = \sum_i \frac{A_{solapada_i}}{\pi \cdot r^2} (U_i - U_0)^2 \quad (3.25)$$

Estas expresiones permiten realizar el cálculo de la velocidad del viento en un punto determinado cuando está afectado por las estelas de los aerogeneradores situados aguas arriba en una determinada dirección del viento. Pero este modelo debe ser completado con lo que ocurre con las turbinas situadas en la dirección transversal a la de incidencia del viento.

Este efecto transversal es debido a la creación de una zona de remanso en el campo de velocidades del viento justo delante del área barrida por el rotor y cuyo efecto es que la velocidad del viento se ve reducida de manera lineal hasta posiciones transversales situadas a cuatro veces el diámetro ($4D$). Así, el modelo de estela implementado tiene en cuenta ambos efectos, el transversal, el cual abarca sólo hasta distancias de $4D$, y el longitudinal, el cual toma el modelo propuesto por Frandsen y completado por Katic y Jensen.

3.3.3 Rosa de los vientos

Aunque los fuertes vientos suelen venir siempre de una dirección determinada, para poder hacer una valoración fiable de la energía que producirá el parque será necesario contar con la velocidad y frecuencia del viento en cada dirección en lo que se denomina rosa de los vientos. Cuando en un posible emplazamiento se realiza la toma de datos de viento mediante la instalación de anemómetros, es habitual que éste vaya acompañado de una veleta, de modo que se registre al mismo tiempo la velocidad y dirección del viento incidente (normalmente tomando medias promedio cada diez minutos). Lo más usual es emplear rosa de los vientos de 12 secciones, con lo que cada una de ellas agrupa los datos correspondientes a un sector de 30° del espacio, aunque también son usuales el empleo de 8 secciones o de 16. Al igual que la velocidad del viento y la frecuencia deben ser consideradas en función de la dirección o sector de donde provengan, sería necesario también contar con esa información referente a la longitud de rugosidad. En emplazamientos cerca del mar, el comportamiento del viento (velocidad) es diferente cuando el viento sopla desde esa dirección que cuando lo hace desde tierra adentro. De este modo, empleando los datos de velocidad, rugosidad y dirección, es posible obtener una función de Weibull recalculada para la altura del buje asociada a cada sector del espacio. Esta corrección podría evitarse si la toma de datos se realiza a la altura del buje de la futura máquina.

En la Tabla 3.4 se muestra un ejemplo de la toma de datos en función de la rosa de los vientos y rosa de rugosidad de 8 sectores. Los vientos predominantes tienen dirección Oeste y Este con participación también en las direcciones adyacentes. La aportación en las direcciones Norte o Sur son irrelevantes en frecuencia e

intensidad (Figura 3.10). El terreno cuenta con una rugosidad baja en las direcciones de viento preferente lo cual contribuirá a un mejor aprovechamiento energético y unos menores esfuerzos sobre la estructura de los aerogeneradores.

Tabla 3.4 Caracterización de los datos en función de la rosa de los vientos y rugosidad.

Código	Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad Media (m/s)	Rugosidad (m)	H ref. (25 m)		H buje (50 m)	
					C (m/s)	K	C (m/s)	K
1	Norte	1	5	0.8	5.6	2	6.73	2
2	Nordeste	5	8	0.055	9.0	2	10.02	2
3	Este	28	10	0.0024	11.3	2	12.15	2
4	Sudeste	5	8	0.0024	9.0	2	9.67	2
5	Sur	1	5	0.0024	5.6	2	6.02	2
6	Sudoeste	10	10	0.0002	11.3	2	11.97	2
7	Oeste	40	12	0.0002	13.5	2	14.30	2
8	Noroeste	10	10	0.055	11.3	2	12.58	2

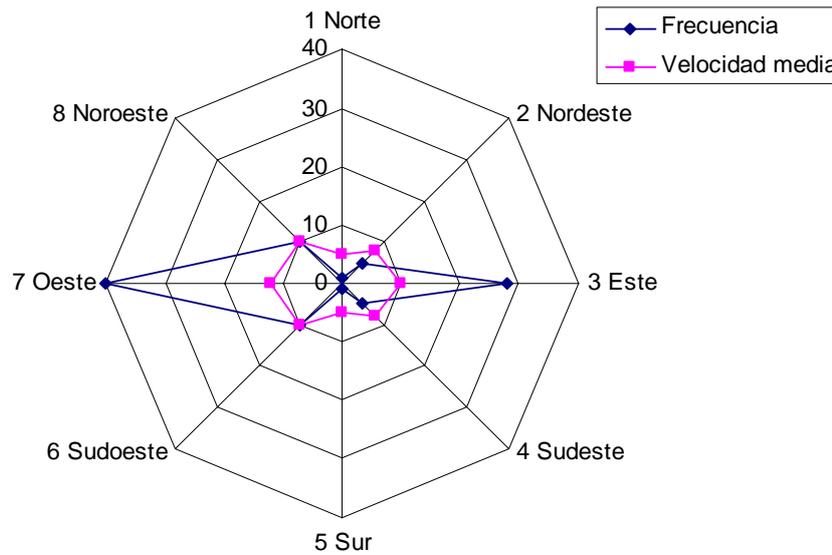


Figura 3.10 Frecuencia y velocidad media del viento en ocho sectores a la altura de referencia.

3.3.4 Energía anual generada por el parque eólico

Para la evaluación de la energía total generada por el parque se partirá de unas posiciones determinadas de los aerogeneradores, los tipos y características de las turbinas empleadas, las alturas de los bujes, los datos del viento y el terreno para cada uno de esos puntos a las alturas correspondientes y en las direcciones del

espacio que se dispongan. Con estos datos, se deberá realizar para cada dirección del espacio y para cada escalón de velocidad, una evaluación de la velocidad del viento en cada posición teniendo en cuenta el efecto de las estelas, multiplicándose el número de horas anuales en las que se da esta situación por la correspondiente potencia que cada máquina proporciona en esas condiciones.

La suma de las energías discretas obtenidas proporcionará una aproximación bastante fiable de la productividad potencia del parque propuesto. Ya solo queda considerar la pérdida de producción asociada al tiempo que están las turbinas fuera de servicio por operaciones de mantenimiento o cualquier otra causa. Dado que las turbinas suelen estar disponibles la mayor parte del tiempo, estas pérdidas pueden considerarse de una forma aproximada y mediante un coeficiente global de disponibilidad (menor que la unidad, pero próximo a ella).

Estableciendo un precio de venta de la energía generada y considerando un índice de la evolución futura del precio de la energía puede realizarse la evaluación de los ingresos de caja a lo largo de la vida útil del parque.

3.3.5 Gastos de operación y mantenimiento

Como ya se ha hecho referencia, los gastos de operación y mantenimiento corresponden a la partida presupuestaria anual asociada al pago de los alquileres de los terrenos (los cuales pueden ser cedidos para su aprovechamiento agrícola o ganadero), el pago de los salarios del personal de operaciones así como los gastos en estructura y suministros. También se incluyen aquí los gastos asociados al mantenimiento del parque eólico, tanto desde el punto de vista técnico (mantenimiento de los aerogeneradores) como los correspondientes al mantenimiento de los caminos de acceso y condiciones del terreno (un mal cuidado de la superficie del terreno podría conllevar a un aumento de la rugosidad con la correspondiente pérdida de productividad).

Tanto la cuantía como la evolución futura de dichos gastos pueden ser tenidas en consideración con cierta exactitud debido a que la mayoría de ellas son pactadas con anterioridad a la puesta en funcionamiento del parque y atienden a los convenios del sector o precios de mercado, así como su evolución en el tiempo (su correspondiente tasa de variación anual).

3.4 Método propuesto

Para la resolución del problema de la elección de las máquinas y emplazamientos óptimos, según el criterio de máxima rentabilidad expuesto, se propone el diseño y desarrollo de un algoritmo evolutivo (AE) basado en el lenguaje de programación de *MatLab*.

MatLab es un lenguaje de alto nivel para la computación técnica, originalmente orientado a la manipulación de matrices (MATrix LABoratory).

Los algoritmos evolutivos tratan de imitar a la Naturaleza en tanto que operan en busca del óptimo, produciendo como resultado individuos perfectamente adaptados a su entorno, adquiriendo así un claro símil biológico.

Este tipo de algoritmos tratan de resolver problemas cuya estructura contiene una función objetivo, $y = F(x_1, x_2, \dots, x_n)$, que se quiere maximizar o minimizar, y está sujeta a una serie de restricciones. Es decir, son algoritmos de optimización.

En un algoritmo evolutivo, la cualidad o el conjunto de ellas que se pretende mejorar, se identifica como y , las variables del problema, (x_1, x_2, \dots, x_n) , como el fenotipo de cada individuo y F , como la función objetivo, *fitness* o bondad, que proporciona el grado de excelencia de cada individuo como solución del problema. Así, se realizará una codificación del problema que permita tener en forma de vector una posible solución del problema (individuo), de forma que el conjunto de soluciones posibles (población) vaya evolucionando tras cada iteración (generación).

La estructura de funcionamiento está basada en la evolución de una población inicial, compuesta por posibles soluciones del problema generadas de manera aleatoria, mediante la aplicación de un conjunto de operadores genéticos (cruce y mutación), de modo que, tras un número de iteraciones, la población evoluciona hacia el óptimo.

3.4.1 Codificación

Cada potencial solución (individuo) será codificada de modo que queden definidos todos los parámetros de manera unívoca empleando para ello una notación decimal:

- La posición de cada aerogenerador, X_k e Y_k
- El tipo de aerogenerador, T_k
- La altura de la torre de cada aerogenerador, H_k

Como cada solución está compuesta por un número variable de aerogeneradores, el individuo que codifica a una posible solución será de longitud variable. Esto supone una complicación más por cuanto hay que tener en cuenta las diferencias de tamaño de los individuos a la hora de cruzarlos. Además, será necesario asegurar una diversidad de sus tamaños para que el algoritmo funcione correctamente. Esto último lleva a utilizar operadores de mutación y cruces específicos para esta aplicación, de manera que sean capaces de aumentar o reducir el tamaño de los individuos.

La codificación de la posición de cada aerogenerador se realizará en base a la discretización del terreno en celdas, las cuales, en función de la precisión con la que se quiera obtener los resultados, podrán tener las dimensiones que se deseen, correspondiendo la posición del aerogenerador con los índices de fila y columna de la celda correspondiente.

Las alturas de las torres se han codificado en módulos de 5 m, ya que se ha estimado que no implican una pérdida de precisión apreciable y simplifican la diversidad.

El tipo de máquina se corresponderá con el índice de la misma dentro de la base de datos de máquinas que se emplee.

Los individuos serán tratados mediante la representación vectorial $(X_1, X_2, \dots, X_n, Y_1, Y_2, \dots, Y_n, T_1, T_2, \dots, T_n, H_1, H_2, \dots, H_n)$, aunque también podrán ser tratados mediante su representación matricial, como se muestra en la Figura 3.11.

X_1	X_2	...	X_n
Y_1	Y_2	...	Y_n
T_1	T_2	...	T_n
H_1	H_2	...	H_n

Figura 3.11 Representación matricial de un individuo.

3.4.2 Evaluación de la población

La función objetivo considerada corresponde con la rentabilidad económica de cada solución potencial identificada por su VAN.

Una vez obtenida la población en cada iteración, cada individuo será evaluado mediante el cálculo de la inversión necesaria, los flujos de caja anuales durante toda la vida útil de la instalación y los costes de desmantelamiento y valor residual asociados. Todos los términos serán calculados tomando en consideración los aspectos que se han venido desarrollando en los puntos anteriores.

Si el VAN de un individuo resulta negativo, el proyecto no es viable en el plano económico y así lo interpreta el algoritmo situando dicha solución al final de la población.

Un VAN nulo significa que el proyecto precisa de toda su vida útil para compensar la inversión inicial, por lo que al no ser atractivo desde el punto de vista rentable, también es relegado a las últimas posiciones de la población.

El VAN positivo es utilizado para la ordenación de la población y es el que, como se verá más adelante, determinará la probabilidad con la que un individuo será seleccionado para generar la población de la siguiente generación.

Cuando el mejor individuo de la población se repite durante un determinado número de generaciones, el algoritmo interpreta que se ha alcanzado el óptimo y se detiene la evolución (criterio de convergencia). Para evitar que el algoritmo entre en un bucle sin final se ha impuesto una limitación en cuanto al número de generaciones de modo que cuando se alcancen se detenga y muestre tal incidencia.

El algoritmo evolutivo propuesto admite dos grandes supuestos de cálculo (formas de ejecución, cada una de ella con diversas variantes):

- La obtención de la mejor solución para un parque eólico con un número de aerogeneradores prefijados.
- La solución óptima del parque que maximice el beneficio para un límite máximo de inversión disponible.

Con objeto de disponer de un modo de cálculo con menores requerimientos de datos y una configuración más sencilla, aunque con menor precisión, que permita una evaluación inicial del problema, se han desarrollado dos modos de cálculo del VAN que, en lo sucesivo, se denominarán simplificado y exacto.

a. Modo simplificado

En el modo simplificado, la producción de energía se considera constante para todos los años y no se consideran los gastos de operación y mantenimiento. De esta forma, el flujo de caja en el año k se simplifica como muestra la expresión (3.26), donde p_{kWh} es el precio de la energía (€/kWh) y t_{kWh} es la tasa de variación anual del precio de la energía.

$$Q_k = \text{Energía_anual_producida} \cdot p_{kWh} \cdot (1 + t_{kWh})^k = Q \cdot (1 + t_{kWh})^k \quad (3.26)$$

La expresión del cálculo del VAN también se simplifica quedando la expresión (3.27).

$$VAN = -I - CD + VR + Q \cdot \frac{(r - r^{T+1})}{(1 - r)} \quad (3.27)$$

donde

$$r = \frac{1 + t_{kWh}}{1 + i}$$

que adopta la forma (3.28) en el caso que el coeficiente adimensional r tome el valor 1, es decir, cuando las tasas de variación del precio de la energía y la de depreciación del dinero sean iguales.

$$VAN = -I - CD + VR + Q \cdot T \quad (3.28)$$

b. Modo exacto

En este modo de cálculo no se realiza ninguna simplificación por lo que el grado de exactitud es el máximo que permite el planteamiento. Se consideran los gastos ordinarios de operación y mantenimiento, así como su correspondiente tasa de variación anual. En este caso se utiliza la expresión (3.29) para el cálculo del VAN:

$$VAN = -I - CD + VR + \sum_{k=1}^T \frac{Q_k}{(1 + i)^k} \quad (3.29)$$

3.4.3 Operador selección

La selección de los individuos a los que se les aplicará los operadores genéticos, cruce y mutación, se realiza de manera aleatoria pero asociando a los individuos una probabilidad de ser seleccionados proporcional a su bondad. Con ello se pretende que la población evolucione con las características de los individuos más aptos consiguiendo así acelerar la evolución hacia el objetivo. El símil empleado es el denominado método de la ruleta, en alusión a que los individuos con mayor *fitness* ocupan mayor número de sectores que los individuos con menor bondad, por lo que la probabilidad de que la ruleta se detenga en una de esas posiciones es proporcionalmente mayor (Figura 3.12).

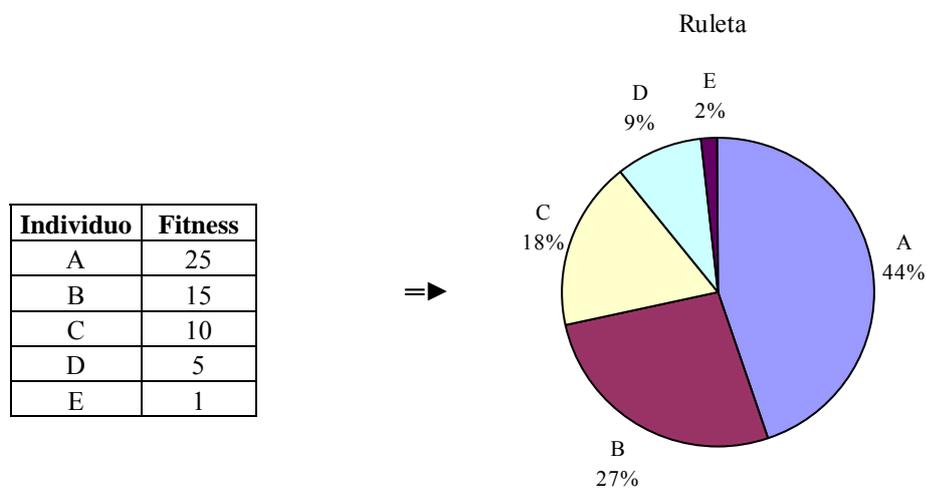


Figura 3.12 Método de la ruleta.

Para evitar que los operadores se apliquen exclusivamente a los individuos de mayor *fitness*, implicando una menor prospección de las soluciones y una mayor tendencia al estancamiento en torno a un máximo local, los individuos seleccionados pueden ser penalizados de forma que disminuyan las probabilidades de ser seleccionados de nuevo.

3.4.4 Operadores de cruce

La operación de cruce es la herramienta principal para la evolución de la población hacia la solución óptima. Permite la evolución conservando las mejores cualidades de la generación anterior con lo que consigue que la bondad media de la población vaya incrementando generación tras generación.

Para poder controlar el número de cruzamientos que se realiza a la población se ha incluido un parámetro, denominado probabilidad de cruce, de modo que una vez seleccionados los padres, la operación se llevará a cabo o no en función de que un número elegido al azar supere o no el citado parámetro.

Los individuos son seleccionados de manera aleatoria en base a su bondad, según el operador selección, y se han implementado cinco tipos de cruce diferentes, que son aplicados de manera aleatoria, al objeto de conseguir mayor diversidad en cada generación y acelerar así el proceso de convergencia.

Cualquier incongruencia obtenida en los hijos, como repeticiones o valores fuera de rango, son subsanadas por el operador *corrige* que se verá un poco más adelante.

a. Cruce simple

Se intercambian partes de los cromosomas de los padres a partir de la elección al azar de cuatro puntos de cortes, dos para la posición y otros dos para el tipo y altura, como se muestra en la Figura 3.13.

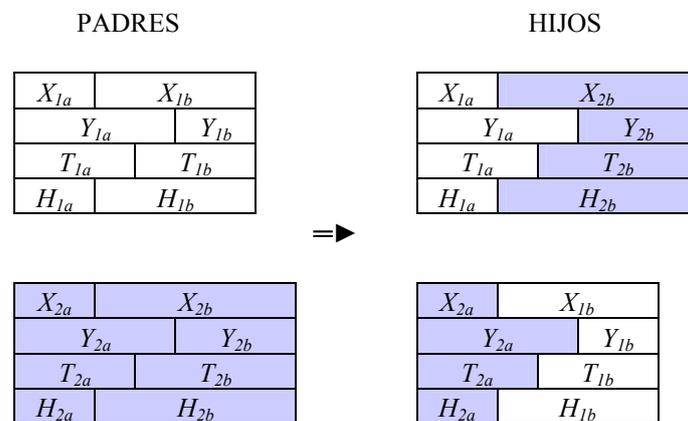


Figura 3.13 Cruce simple.

Con este cruce los hijos tienen el mismo tamaño que los padres y cada uno de ellos tiene un grupo de aerogeneradores idénticos a los de cada padre y otros con características cruzadas (la posición de un padre pero el tipo del otro, etcétera).

b. Cruce media

Los hijos se generan mediante la realización de la media aritmética de las cualidades individuales de cada padre, cantidad a la que se le suma un término aleatorio (media aritmética aleatoria). De esta forma, si la posición X de un determinado aerogenerador del primer padre es 3 y el del segundo padre es 6, dicha posición, para un hijo puede ser 4 y para el otro puede ser 5.

Los hijos tienen el tamaño del menor de los padres por lo que este cruce tiende a buscar soluciones con un menor número de aerogeneradores, como se muestra en la Figura 3.14.

Este tipo de cruce es importante por cuanto que sitúa aerogeneradores en una posición intermedia entre dos existentes y de características intermedias (si se toma la precaución de tener ordenada la base de datos de los aerogeneradores).

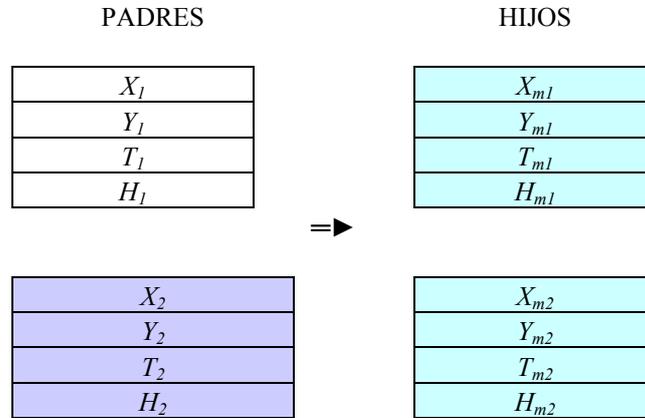


Figura 3.14 Cruce media.

c. Cruce unión

Los hijos se generan a partir de la unión de los cromosomas de los padres por lo que el número de aerogeneradores de los hijos es la suma de los contenidos en sus padres como se ilustra en la Figura 3.15. Con este cruce se contrarresta el efecto del cruce anterior, que tendía a disminuir el número de aerogeneradores en la solución, e inspecciona el espacio de soluciones empleando el mayor número de máquinas.

Los dos hijos no tienen por qué ser iguales ya que, una vez generados, se eliminan los aerogeneradores que estén en posiciones repetidas empezando por el final, por lo que al tener intercambiadas sus posiciones en los hijos, dará lugar a que el aerogenerador eliminado sea diferente en cada hijo.

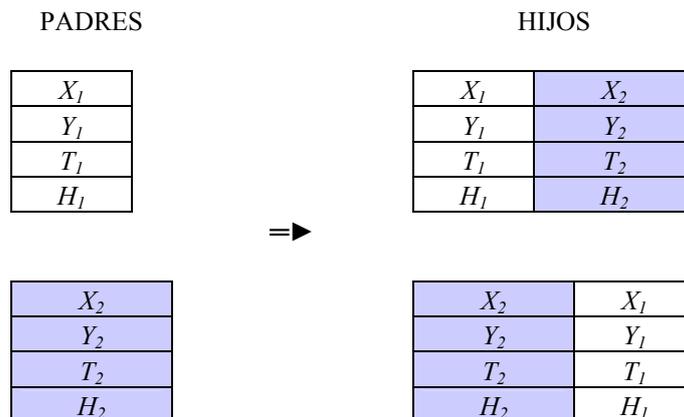


Figura 3.15 Cruce unión.

Con ello se pretende evaluar la bondad de soluciones basada en la mezcla aleatoria de muchas propiedades.

3.4.5 Operador mutación

La mutación permite la evolución cuando la población está estancada en torno a un máximo local, permitiendo continuar la prospección del espacio de soluciones en busca del máximo global.

Al igual que la operación de cruce, se ha programado un parámetro para el control del número de mutaciones que se realizan denominado probabilidad de mutación. El uso de la mutación debe ser moderado, ya que un uso intensivo del operador equivaldría a una búsqueda aleatoria.

La selección del individuo la realiza el operador selección que, como se ha visto anteriormente, asocia una mayor probabilidad de ser seleccionado a los individuos con mayor bondad. Una vez seleccionado el individuo, se genera un patrón dictado por una máscara aleatoria que determinará qué genes serán mutados, como se muestra en la Figura 3.18.

La operación consiste en la alteración del valor de cada cualidad, o gen afectado del individuo, dentro del rango permitido de dicha cualidad. Para controlar la amplitud en la variación de los genes, es decir, la "distancia" del nuevo individuo al individuo origen, se ha introducido un parámetro denominado *potencia de mutación*. Una amplitud grande permitiría la prospección del espacio de las soluciones a grandes saltos, permitiendo localizar con mayor rapidez las zonas de máximos locales. Una amplitud pequeña permite acelerar la búsqueda en las inmediaciones de la solución considerada en dicha generación.

$$e_{mutado} = e \pm e_{rango} \cdot potencia\ mutación \cdot valor_aleatorio(0,1)$$

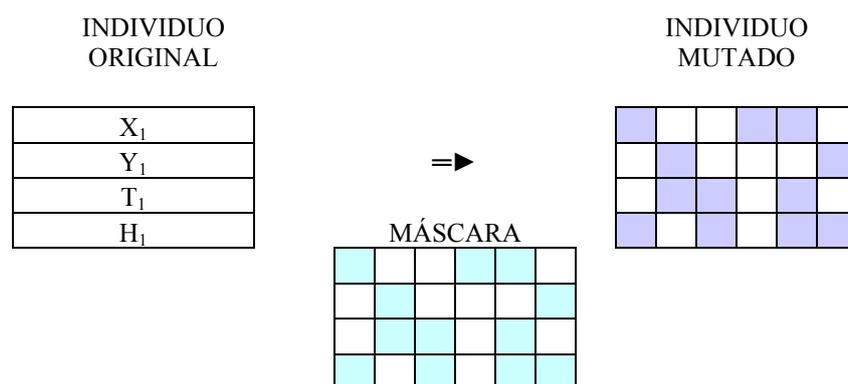


Figura 3.18 Mutación.

3.4.6 Operador corrige y recorta individuo

Los individuos obtenidos en la aplicación de los operadores cruce y mutación pueden ser individuos no válidos en cuanto que pueden contener valores de posición, tipo o altura, fuera de rango; o contengan más de una máquina ubicada en la misma posición.

El operador corrige recorre cada individuo modificando primero las variables que forman los genes: x , y , t , h , para mantenerlas dentro de los valores válidos. Esta operación se hace por sesgo, es decir, si el valor de una cualidad sobrepasa los valores límites de la misma, se le asigna el valor límite.

Posteriormente, para eliminar turbinas situadas en las mismas coordenadas se recorre el individuo desde el principio hasta el final componiendo un nuevo individuo en el que se toma la primera máquina que se encuentra por cada posición del espacio.

Una vez que los individuos no contienen valores fuera de rango ni varias máquinas en el mismo emplazamiento se comprueba que el número de máquinas que contiene cumple con la restricción del *número de máquinas máximo* si la hubiere. En este caso el operador recorta individuo realiza una evaluación del individuo ordenando de mayor a menor cada máquina en función del fitness obtenido. Posteriormente sesga el individuo quedándose con el número de máquinas máximo admitido que aportan mayores beneficios.

3.4.7 Restricciones y evolución generacional

En los puntos anteriores se han abordado los aspectos fundamentales de cómo funciona el método propuesto y el planteamiento que se ha hecho del problema del emplazamiento. Se ha realizado una descripción de la codificación empleada, de cómo se evalúa un determinado individuo o una posible solución y de cómo se evoluciona un conjunto de posibles soluciones o población a través de los operadores de cruce y mutación. Pero para terminar de comprender el funcionamiento del método propuesto es necesario abordar otro tipo de cuestiones como el tratamiento de las restricciones del problema y cómo se gestiona la evolución generacional.

En el emplazamiento de los aerogeneradores cabe la consideración de la existencia de zonas donde esté prohibida la ubicación de máquinas, debido a la existencia de obstáculos físicos, presencia de edificios o zonas naturales protegidas. En estos casos, cuando un determinado individuo contempla alguna máquina en alguna de estas posiciones, se le penaliza en su VAN asociado, de modo que pasa a ser un individuo que apenas será considerado para las operaciones de cruce y mutación y será candidato a ser eliminado de la población. De esta forma, la propia evolución del algoritmo es la que hace que las poblaciones futuras no contengan individuos que contemplen máquinas en zonas no permitidas o prohibidas. Ya se intuye con ello, que la población considerada, una vez que genera la población fruto del cruce y la población fruto de la

mutación (y después que se hayan sometido al operador *corrige y recorta individuo* si procede), se une a estas dos nuevas poblaciones constituyendo la base para la generación siguiente. Esta nueva población unión es ordenada de mayor a menor en base al VAN asociado a ellos.

La población que constituirá la generación siguiente será la compuesta por los mejores t_p individuos, siendo t_p el parámetro denominado *tamaño de población*, que puede ajustarse en función de la complejidad del caso a resolver.

Un tamaño de población alto garantizaría disponer de una gran riqueza de individuos y una gran amplitud de exploración del espacio de las soluciones, lo que proporciona una gran probabilidad de encontrar el máximo global en pocas iteraciones, aunque eso sí, cada iteración consumirá un mayor tiempo de computación. Por el contrario, un tamaño de población pequeño mejorará notablemente el tiempo de computación por generación, pero precisará de un mayor número de generaciones para alcanzar el óptimo. Si el tamaño es excesivamente pequeño es posible que no se tenga una diversidad adecuada y que el algoritmo tienda a estancarse alrededor de un máximo local.

Pudiera ocurrir que, aunque el tamaño de población sea adecuado para la complejidad del problema considerado, una vez eliminados los individuos repetidos, la población resultante no alcanzase el valor indicado. En dichos casos, se generarían nuevos individuos mediante mutación del mejor de los individuos hasta alcanzar el valor indicado de tamaño de población.

3.5 Resultados

En este apartado se pondrá a prueba la capacidad del algoritmo propuesto mediante la resolución de casos que si bien no son reales sí son verosímiles.

Se ha dividido este apartado en cuatro subapartados en función del objetivo al que están enfocados:

- Capacidad del algoritmo: en este primer subapartado se resolverá una batería de casos en los que el grado de complejidad se va incrementando y donde los resultados son previsibles al objeto de comprobar la solución alcanzada por el algoritmo.
- Comparación con trabajos previos: en este segundo subapartado se resolverán varios casos con el objetivo de comparar, en la medida de lo posible, la solución obtenida con este algoritmo con las soluciones propuestas en la bibliografía [29,31], en particular, con la propuesta por Grady.
- Análisis de sensibilidad: en este apartado se estudiará cómo afecta a la solución óptima variaciones de distintos parámetros como la tasa de interés, la vida útil o el precio de la energía.
- Análisis de robustez del algoritmo: en este último apartado se pondrá a prueba la capacidad del algoritmo para alcanzar la solución óptima

resolviendo 50 veces el mismo planteamiento y estudiando la solución alcanzada en cada uno de ellos.

3.5.1 Capacidad del algoritmo

Con objeto de comprobar el funcionamiento y la capacidad del algoritmo propuesto se han resuelto una batería de casos en los que, partiendo de un planteamiento inicial común, se van incorporando distintas limitaciones y dificultades, que permitan valorar la solución óptima alcanzada por el algoritmo y evaluar su grado de bondad (optimización). La Tabla 3.5 muestra un cuadro resumen con las características y restricciones que incorpora cada uno de los casos de prueba ensayados.

Tabla 3.5 Resumen de las características de los casos.

CARACTERÍSTICA	CASO						
	1	2	3	4	5	6	7
Minimización de los costes de los caminos auxiliares	X	X	X	X	X	X	X
Zonas con diferente capacidad portante		X	X	X	X	X	X
Existencia de zonas prohibidas			X	X	X	X	X
Zonas de viento con diferentes factores de forma				X	X	X	X
Elección entre distintos tipos de máquina					X	X	X
Viento uniformemente distribuido en todas direcciones						X	X
Limitación por capacidad de inversión							X

La Figura 3.19 muestra el terreno escogido para la realización de los casos 1 a 7 que consiste en una planicie cuadrada de 4000 m de lado y en la que, como puede verse, en la que sólo existe una pequeña zona elevada en una de las esquinas que confiere algo de singularidad a la orografía del terreno. Este terreno se ha discretizado en una matriz de 20x20 celdas cuadradas, con unas dimensiones de 200 m x 200 m.

El camino principal discurre por el lado norte de la superficie, considerándose unos costes de transporte hasta cualquier punto del mismo de 6000 €. A partir del camino principal, se consideran unos costes de ejecución de caminos auxiliares de 80 € por cada metro.

La Tabla 3.6 muestra los valores del factor de escala, C , de la función de Weibull que caracteriza el viento en cada una de las celdas en que se ha discretizado el terreno. Como puede observarse, se ha tomado un valor de $C = 5$ m/s para todas las celdas excepto para un grupo de celdas de la zona central donde $C = 12$ m/s.

En los casos 1 a 5, la dirección del viento es Norte-Sur mientras que en los casos 6 y 7 se empleará una rosa de los vientos de 8 direcciones que tomará los mismos valores de la función de Weibull para todas las direcciones.

La constante K de la función de Weibull que define la "forma" del viento, se mantendrá igual a 2 para todas las celdas en los Casos 1 a 3.

El factor de rugosidad del terreno tomará el valor $z_0 = 0.0055$ m y se considerará igual para todas las direcciones del espacio.

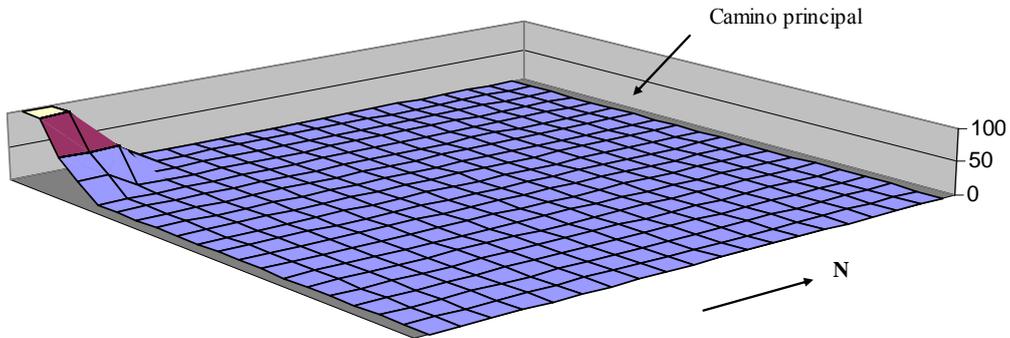


Figura 3.19 Cotas del terreno para la implantación del parque eólico.

Tabla 3.6 Valores del factor de escala, C , de la función de Weibull en los Casos 3-1 a 3-7.

5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5	5	5	5
5	5	5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5	5	5
5	5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5	5
5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5
5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5
5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5
5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5
5	5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5	5
5	5	5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5	5	5
5	5	5	5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Al objeto de mantener el máximo número de variables con valores constantes y así poder ir acometiendo planteamientos más complejos caso a caso, se trabajará en los primeros cuatro casos con un solo tipo de máquina cuyas características se resumen en la Tabla 3.7. A partir del caso 5, a este tipo de máquina se añadirán

otros, de distinta potencia y tecnología, para evaluar la capacidad del algoritmo en cuanto a la selección de la máquina que proporcione mayor rentabilidad.

Tabla 3.7 Características de la máquina usada en los casos 3-1 a 3-4.

Marca	NEG-Micon
Modelo	NM 600 (Paso Fijo)
Potencia (kW)	600
Altura mínima de montaje (m)	30
Altura máxima de montaje (m)	100
Coste de la turbina (€)	400000
Coste de la torre (€/m)	1000
Coste de la cimentación para altura de montaje inferior a 50 m (€)	70000
Curva característica de potencia (kW)	0 0 0 21.2 49.3 83.2 130.7 202.0 280.8 361.6 433.7 498.6 548.1 577.3 596.0 602.0 601.9 593.4 571.3 545.6 524.7 510.0 500.7 478.7 457.7

Tabla 3.8 Datos generales usados en los casos.

Parámetro	Valor
Vida de la inversión (años)	20
Tasa de actualización (%)	3
Precio del kWh (€/kWh)	0.08
Incremento anual del precio del kWh (%)	3
Gastos de operación y mantenimiento (€/año)	0
Tasa de incremento de los gastos de operación y manteniendo (%)	0

Tabla 3.9 Resto de datos y configuración del algoritmo.

Parámetro	Valor
Tamaño de la población	100
Máximo número de generaciones	500
Número de repeticiones de la mejor solución para finalizar algoritmo	20
Probabilidad de cruce (%)	80
Probabilidad de mutación (%)	10
Penalización por cruce (%)	0
Penalización por mutación (%)	0
Número de generadores en la población inicial	50
Número máximo de generadores en solución final	5
Sobrecoste de la cimentación al superar la torre una altura de 50 m (%)	30
Sobrecoste cimentación en zona de baja capacidad portante (%)	100
Modo de cálculo del VAN (1 = simplificado, 2 = exacto)	1
Factor de disponibilidad (%)	95
Costes de desmantelamiento (%)	3
Valor residual (%)	3

El conjunto de parámetros que configuran el algoritmo y que aportan el resto de datos necesarios se mantendrán constantes al objeto de poder comparar las soluciones del algoritmo en los diferentes casos (ver Tabla 3.8 y Tabla 3.9).

En relación con los datos y la información contenida en estas tablas cabe realizar las siguientes observaciones:

- La tasa de actualización y el incremento anual del precio del kWh se han elegido con el mismo valor, lo cual, junto con el modo simplificado del cálculo del VAN y unos gastos de operación y mantenimiento con valor cero, facilitan los cálculos del VAN cuya precisión en estos momentos no es de gran aportación.
- En los Casos 1 a 6 se acotará la solución final limitando el número máximo de máquinas a instalar a cinco unidades.
- El número de máquinas en la población inicial, que es generada de manera aleatoria, se ha configurado para que sea diez veces superior al límite máximo de máquinas permitido. De esta forma, y dado que en estos casos no se limita la inversión, se conseguirá que la mayoría de los individuos que componen la población inicial tengan cinco máquinas, ya que los individuos serán sesgados por el operador *recorta individuo*, lo que acelerará el proceso de búsqueda, dentro del espacio de soluciones.
- Los valores elegidos de tamaño de población, probabilidades de cruce y mutación, penalizaciones por cruce y mutación y criterio de convergencia son los que han permitido obtener una rápida convergencia del algoritmo en todos los casos por lo que se han mantenido constantes en todos ellos.

Caso 3-1

En el Caso 3-1 se contempla la optimización del emplazamiento de cinco turbinas (Número máximo de generadores en solución final = 5), todas ellas iguales (NM 600, de paso fijo), que constituirán un parque eólico en una parcela cuadrada de 4 km de lado, viento con dirección Norte-Sur ($K = 2$ y C según Tabla 3.6) y la presencia de un camino principal de acceso a la parcela, situado en el límite Norte de la misma, y con orientación Este-Oeste.

Dado que el único tipo de máquina disponible alcanza su máxima producción (potencia eléctrica generada) con una velocidad del viento entre 15 m/s y 16 m/s, es de esperar que la solución esté compuesta por cinco máquinas (dado que se limita el número de turbinas pero no la inversión), posicionadas dentro del área de mayor velocidad del viento y que la altura de las torres sea de 100 m (máximo permitido), ya que el viento disponible en dicha zona es de 12 m/s a 50 m de altura que implica un viento típico a 100 m de altura de valor próximo a 13 m/s (más centrado en las velocidades de máximo rendimiento de la turbina).

La potencia de la única máquina disponible es de $P_N = 600$ kW. En el caso de que no se disponga información del diámetro del rotor, su tamaño puede calcularse, de forma aproximada, mediante la expresión [55,66]:

$$D = \sqrt{\frac{P_N}{0.31}} = 1.796\sqrt{P_N}$$

Utilizando esta expresión se obtiene un rotor de $D = 44$ m de diámetro para dicha máquina.

De esta forma, dado que las celdas en las que se ha discretizado el terreno son de 200 m x 200 m, es decir, cuadradas, con una longitud de lado equivalente a $4.54D$, es de esperar que las máquinas estén dispuestas en celdas contiguas formando una línea (Este-Oeste) perpendicular a la dirección del viento (Norte-Sur) y con la máxima altura de torre admisible. La disposición en una línea perpendicular a la dirección del viento dominante garantiza que ninguna turbina quede situada en la estela de (apantallada por) ninguna otra, por lo que las turbinas extraerán la máxima cantidad posible de energía del viento (máximo retorno por venta de la energía eléctrica), al no producirse pérdidas de producción debido al efecto debilitador del campo de velocidades asociado a las estelas. Tampoco cabe esperar que se produzcan pérdidas por efecto de las estelas entre las turbinas en sentido lateral, por cuanto la distancia entre los aerogeneradores dentro de la hilera, incluso en el peor caso en el que estuviesen situados en celdas contiguas, sería de más de cuatro veces el diámetro del rotor de la turbina ($4.54D$). Como ya quedó establecido en el Capítulo 1, distancias transversales entre máquinas mayores a $4D$ son suficientes como para que no haya ninguna influencia apreciable de las estelas en sentido lateral. Finalmente, con una disposición de las turbinas formado una hilera y ocupando posiciones (celdas) contiguas, se minimiza la longitud de los caminos auxiliares de acceso y, por tanto, su coste. Este análisis preliminar del caso permite concluir que existe todo un conjunto de seis soluciones óptimas que consisten en situar las cinco turbinas, todas ellas con la máxima altura de buje admisible, en cinco posiciones (celdas) contiguas de las diez más próximas al camino principal, que resulta perpendicular a la dirección dominante del viento.

La Figura 3.20 muestra una representación de la solución óptima obtenida por el algoritmo. En dicha figura los aerogeneradores aparecen representados por un punto acompañado por una leyenda que indica el tipo de máquina (en la parte superior, que en este caso sólo es posible que sea del tipo 1) y la altura de la torre en metros (en la parte inferior, que como se observa, toma el valor de 100 m para todos ellos). También aparece representado el camino principal de acceso (acompañado de la leyenda C1) así como los caminos auxiliares que, en este caso, comunica directamente el camino principal con el aerogenerador situado en el centro de la hilera y, posteriormente, va recorriendo todas las ubicaciones de las turbinas, hacia ambos lados. Como puede verse, la solución propuesta por el algoritmo presenta todas las características de la solución esperada.

Cualquier grupo de cinco posiciones contiguas, de las diez que están a la misma distancia del camino principal, sería igualmente válido como solución óptima, ya que conllevan el mismo coste de implantación y tienen las mismas condiciones de viento, es decir, de retorno por venta de la energía eléctrica generada.

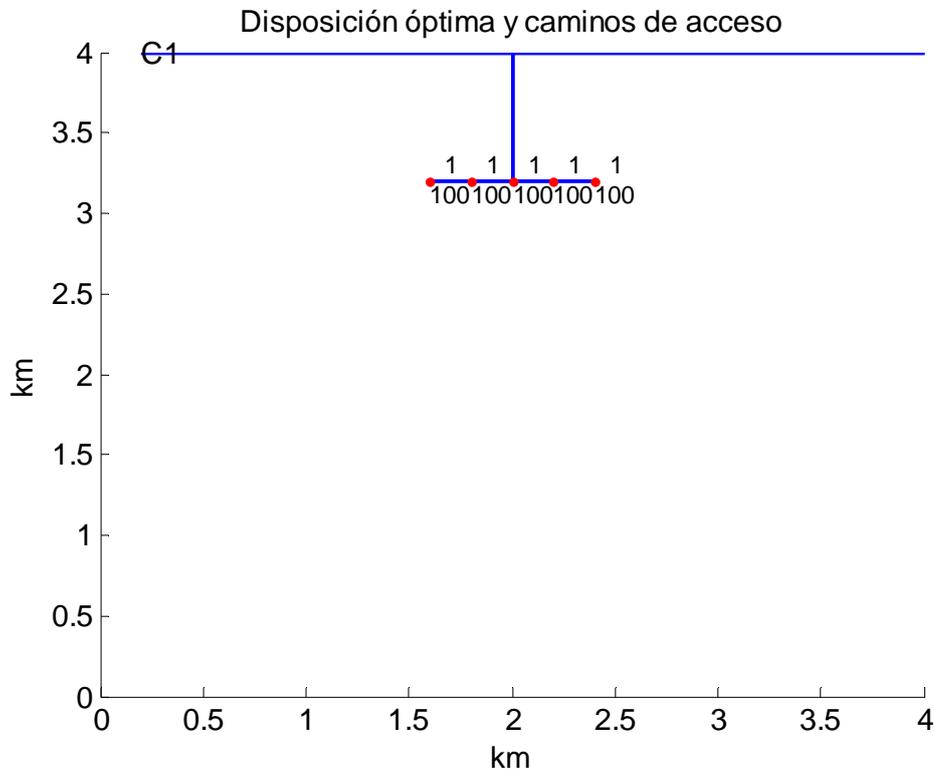


Figura 3.20 Caso 3-1. Disposición óptima.

En la Figura 3.21 se muestra en la esquina superior izquierda la mejor solución (implantación) sobre una representación del campo de velocidades de viento, descrito a modo de mapa de isolíneas. En la esquina superior derecha se muestra la "huella de posición", es decir, el conjunto de todas las posiciones que han formado parte de la mejor solución de cada generación. En la esquina inferior izquierda se representan todas las posiciones, tipos de máquina y altura de torres de la totalidad de los aerogeneradores que componen la población (conjunto de posibles soluciones) actual. En la esquina inferior derecha se muestra un cuadro resumen con los datos económicos de la inversión correspondiente a la solución óptima final. Estas gráficas se van actualizando en cada iteración con lo que, durante el funcionamiento del algoritmo, se puede ir viendo como va evolucionando la población hasta alcanzar la solución final.

Como se observa en la parte superior izquierda de la Figura 3.21, en la solución óptima de implantación, todas las turbinas están ubicadas en el conjunto de posiciones más próximas al camino principal y dentro del área de mayor velocidad de viento. La huella de posición de las mejores soluciones muestra cómo el algoritmo se ha centrado desde el principio en las posiciones más cercanas al camino principal. Sólo contiene puntos alejados de éste debido a las

soluciones óptimas de las primeras iteraciones, que presentan una configuración más bien aleatoria.

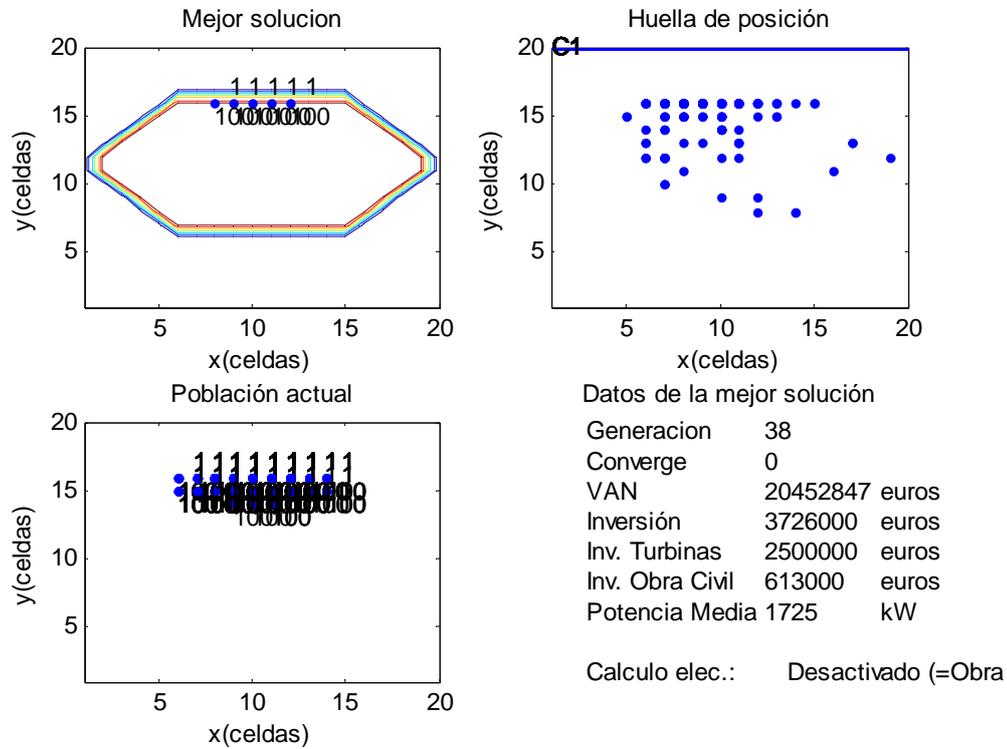


Figura 3.21 Caso 3-1. Cuadro interactivo final.

En lo referente al cuadro resumen puede observarse que han sido necesarias 38 generaciones para alcanzar el óptimo, de las que las 20 últimas corresponden al número de veces que debe repetirse la mejor solución para dar por finalizado el algoritmo (es decir, se ha empleado más tiempo de ejecución en satisfacer el criterio de convergencia que en hallar la solución óptima propiamente). La inversión total necesaria para instalación del parque eólico es de 3.726.000 €, de los que el 67% (2.5 M€) corresponden a la inversión en aerogeneradores y sus torres y el 33% (623000 €) restante se lo reparten a partes iguales los costes de la instalación eléctrica y los de obra civil (dado que se ha impuesto así al no haber calculado la instalación eléctrica). La rentabilidad de la instalación se estima mediante el VAN esperable de la inversión que, en este caso, resulta de 20.452.847 €.

En la Figura 3.22 se muestra el conjunto de las nueve mejores soluciones de la población final, ordenadas de izquierda (mejor) a derecha y de arriba hacia abajo (peor). Como puede verse, las cinco primeras (mejores), corresponden a soluciones totalmente equivalentes, al ser distintas combinaciones de cinco posiciones del grupo de diez posiciones más favorable.

Las seis restantes soluciones mostradas en la Figura 3.22, las que ocupan desde la sexta a la novena posiciones, son algo peores, pero equivalentes entre sí, puesto

que están constituidas por dos líneas de aerogeneradores situadas entre la primera y la segunda fila (cedas de la parcela disponible), dentro de las posiciones más cercanas al camino principal de acceso.

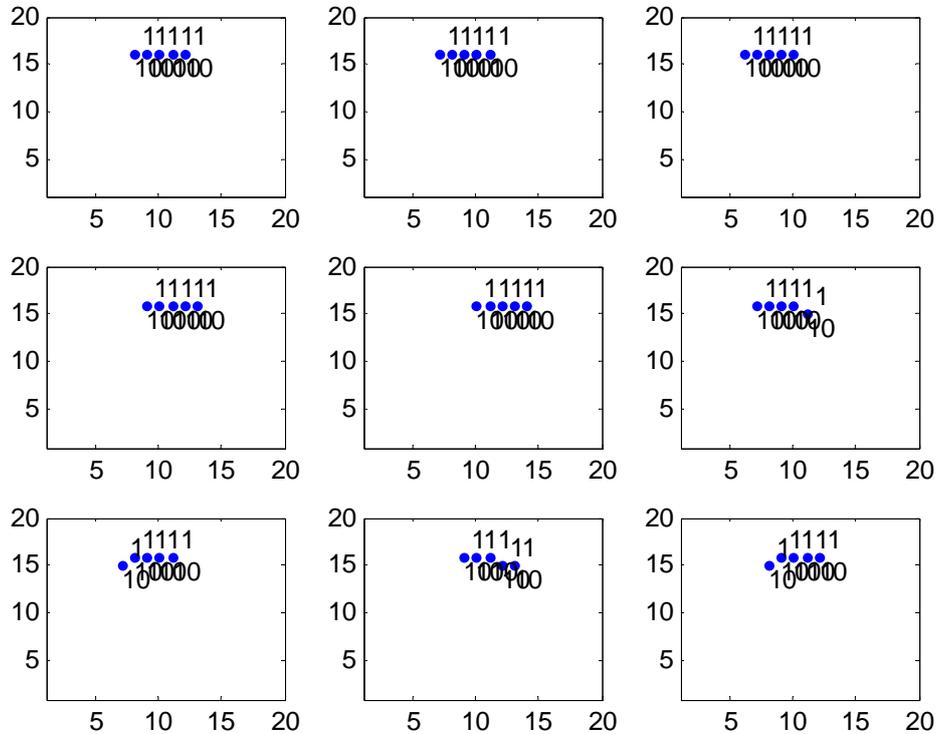


Figura 3.22 Caso 3-1. Nueve mejores soluciones.

Lo único que diferencia a estas soluciones del conjunto óptimo es un pequeñísimo incremento en la longitud de los caminos auxiliares y, por tanto, en sus costes. Este pequeño incremento de longitud corresponde únicamente a la diferencia entre la longitud de una diagonal de la celda de discretización del terreno en la solución subóptima frente a longitud de sólo el lado, en la solución óptima. Esta diferencia supone un pequeño aumento de 6.627 € en los costes de obra civil (619.627 € frente a 613.000 € de la solución óptima) que se traduce en una pequeña disminución de 13.257 € en el VAN asociado (20.439.592 € frente a los 20.452.847 € de la solución óptima).

La Figura 3.23 muestra el resumen económico de la segunda solución obtenida por el algoritmo. En este caso, la potencia media anual del parque es de 1725 kW, la misma que en la solución óptima, por lo que el retorno de la inversión por venta de la energía eléctrica generada será la misma en ambos casos.

Cabría preguntarse si una hipotética solución consistente en ubicar las cinco máquinas en posiciones contiguas junto al camino principal pudiera ser más favorable que la solución propuesta por el algoritmo ya que, aunque el viento existente sea de menor intensidad (menor retorno por venta de la energía eléctrica generada) se reducirían los costes de obra civil (menor inversión inicial).

DATOS ECONÓMICOS DE LA MEJOR SOLUCIÓN

Generacion	38	
Converge	0	
VAN	20452847	euros
Inversión	3726000	euros
Inv. Turbinas	2500000	euros
Inv. Obra Civil	613000	euros
Potencia Media	1725	kW

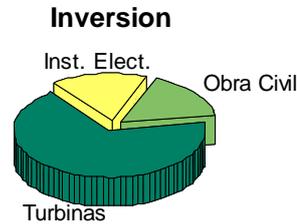


Figura 3.23 Caso 3-1. Datos económicos asociados a la segunda mejor solución.

La Figura 3.24 muestra los resultados que se obtendrían para esta solución. Hay que decir que el algoritmo se ha sido programado admitiendo una semilla inicial o solución inicial introducida manualmente a fin de poder evaluar si el algoritmo es capaz de encontrar una solución que la mejore. Esto proporciona la posibilidad de evaluar soluciones como la mostrada en la Figura 3.24, introduciéndola como semilla inicial y limitando el número de generaciones máximas a uno (cabe la posibilidad de que la semilla inicial sea superada por alguna obtenida aleatoriamente en la población inicial pero esta posibilidad suele ser remota).

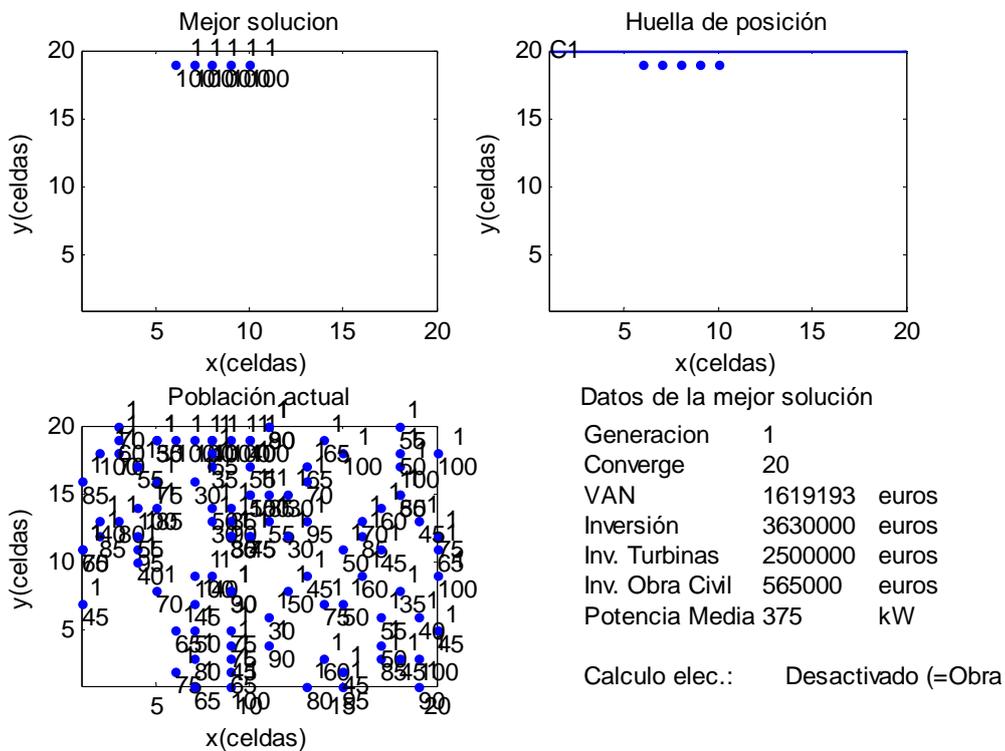


Figura 3.24 Caso 3-1. Análisis de la configuración del parque con máquinas en la zona de baja velocidad de viento.

Como puede verse en la Figura 3.24, a pesar de que la inversión en obra civil disminuye (565.000 € frente a los 613.000 €) la potencia media del parque disminuye tanto (375 kW frente a los 1725 kW de la solución óptima) que hace que el VAN obtenido a lo largo de la vida del parque sea casi 13 veces menor (1.619.193 € frente a 20.452.847 € para la solución óptima).

Cabría también plantearse si una mayor separación transversal entre máquinas, manteniéndolas en la zona de alto viento, podría contribuir a un mejor rendimiento económico, a pesar de que se incremente la inversión debido a una mayor longitud de los caminos auxiliares.

En la Figura 3.25 se pueden ver los resultados de esta hipotética solución y puede comprobarse que aunque la cantidad de energía generada coincide exactamente con la obtenida en la solución óptima (se genera el mismo retorno económico en toda la vida del parque), el VAN que se obtiene es menor. La reducción es de 128.000 €, lo que se corresponde, exactamente, con el incremento de los costes de obra civil e instalación eléctrica (64.000 € para cada una de ellas).

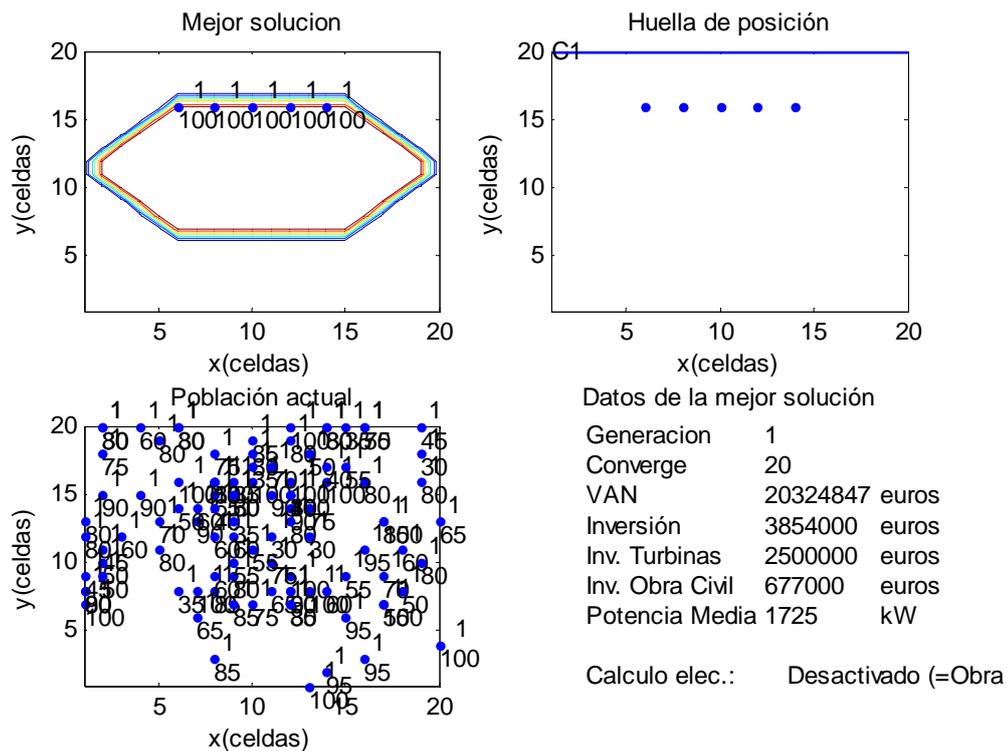


Figura 3.25 Caso 3-1. Análisis de la configuración del parque con una mayor separación entre aerogeneradores.

Por tanto, puede concluirse que el algoritmo ha sido capaz de encontrar la solución óptima del caso planteado y que no existe ninguna otra configuración

que conduzca a un mayor VAN (aunque, en este caso, haya otras soluciones con el mismo VAN).

Caso 3-2

En el Caso 3-2, a las condiciones empleadas en el Caso 3-1 se añade que una zona de terreno presenta una baja capacidad portante. Esta región con capacidad portante reducida está representada como una zona sombreada en la parte derecha de la Tabla 3.10 (columnas 13 a 20). En concreto, la zona de terreno con baja capacidad portante corresponde a todas las posiciones cuya coordenada X sea mayor o igual a 2.6 km, de los 4 km que tiene el parque en esa dirección.

Tabla 3.10 Caso 3-2. Valores del factor de escala, C , de la función de Weibull y zona con menor capacidad portante.

5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5	5	5
5	5	5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5	5	5
5	5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5
5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5
5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5
5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5
5	5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5	5
5	5	5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5	5	5
5	5	5	5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

La zona rectangular de terreno con baja capacidad portante de la derecha reduce el conjunto de posiciones óptimas de diez (en el Caso 3-1) a siete, ya que parte de ellas (las de las columnas 13 a 15) están ahora penalizadas con el incremento de los costes de la cimentación asociados a la baja capacidad portante del terreno. Por tanto, la solución óptima que cabe esperarse debería contener cinco aerogeneradores del único tipo disponible, con torres de 100 m de altura y situados en celdas contiguas, utilizando cinco de las siete posiciones más favorables.

El algoritmo ha alcanzado la solución que se muestra en la Figura 3.26. Como puede verse, los aerogeneradores se han ubicado formando una línea

perpendicular a la dirección del viento y dentro de la zona de siete celdas esperada (puesto que la coordenada X de la máquina ubicada más a la derecha es 2.4 km). Asimismo, ha tomado alturas de torre de 100 m (la máxima permitida), que son las que maximizan la energía obtenida del viento para el caso considerado.

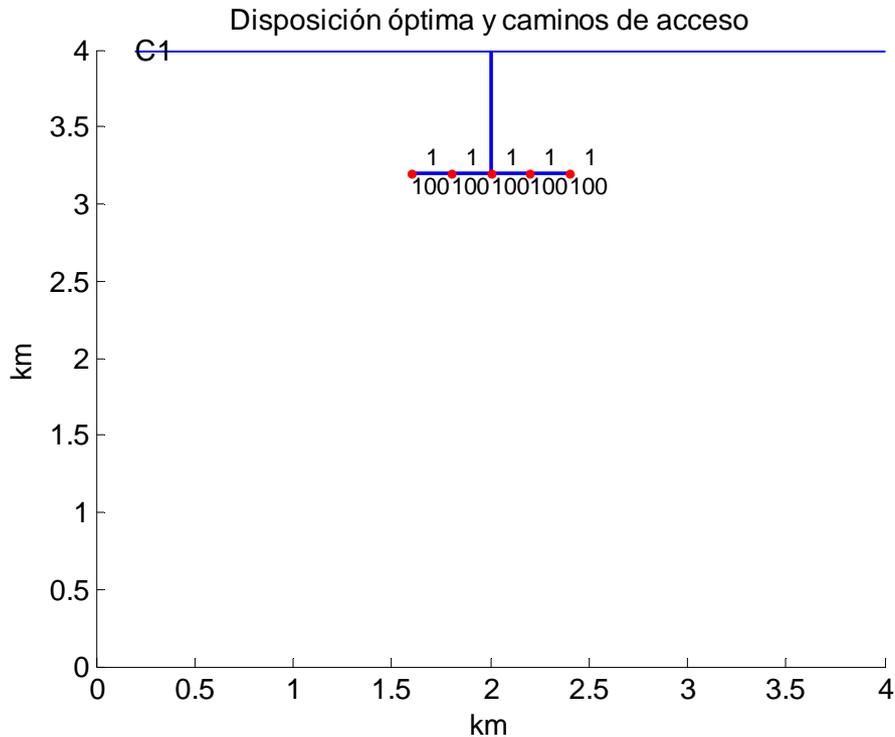


Figura 3.26 Caso 3-2. Solución óptima alcanzada.

La Figura 3.27 muestra, en su parte inferior izquierda, la representación de la población (conjunto de soluciones) correspondiente a última generación para este Caso 3-2. Aquí puede observarse cómo la totalidad de los individuos contienen puntos pertenecientes al conjunto de siete celdas con alta velocidad del viento, terreno con alta capacidad portante y mayor cercanía al camino principal. Esto pone de manifiesto la convergencia del algoritmo hacia el óptimo y cómo, la evolución genética ha ido descartando a los individuos (conjunto de soluciones) que contenían alguna máquina ubicada dentro de la zona de terreno con baja capacidad portante.

En la parte inferior derecha de esta misma Figura 3.27 se muestran los resultados económicos de la solución correspondiente al Caso 3-2. Al ser el universo de soluciones óptimas del Caso 3-2 un subconjunto del universo de soluciones óptimas del Caso 3-1, la solución óptima obtenida para este segundo caso coincide con una de las óptimas correspondientes al Caso 3-1, por lo que los resultados económicos coinciden plenamente con los mostrados en la Figura 3.21. La única diferencia es que para obtener la solución óptima del Caso 3-2 han sido necesarias de 42 generaciones, cuatro más que en el anterior Caso 3-1.

En la parte superior derecha de la Figura 3.27 se muestra la huella de posición del Caso 3-2, es decir, las posiciones de las máquinas en la solución óptima correspondientes a cada generación. Aquí puede verse cómo la práctica totalidad de estas posiciones están dentro de la zona de alta velocidad de viento, terreno con alta capacidad portante y mayor cercanía al camino principal. El análisis de las posiciones contempladas muestra que la configuración del algoritmo (lo que determina la evolución de la población desde las soluciones aleatorias iniciales hacia la óptima final) es acertada. Por un lado, el hecho de que no haya una gran dispersión en las ubicaciones consideradas indica que el mecanismo por el que se llega a la solución óptima está principalmente asociado a la operación de cruce. Por otro lado, el hecho de que se hayan analizado la práctica totalidad de los mejores emplazamientos (las primeras tres filas) indica que, una vez situada la solución dentro de esta zona de mejores emplazamientos, la aportación (aleatoria) de la mutación es suficiente como para realizar una exploración exhaustiva de toda la zona potencialmente favorable.

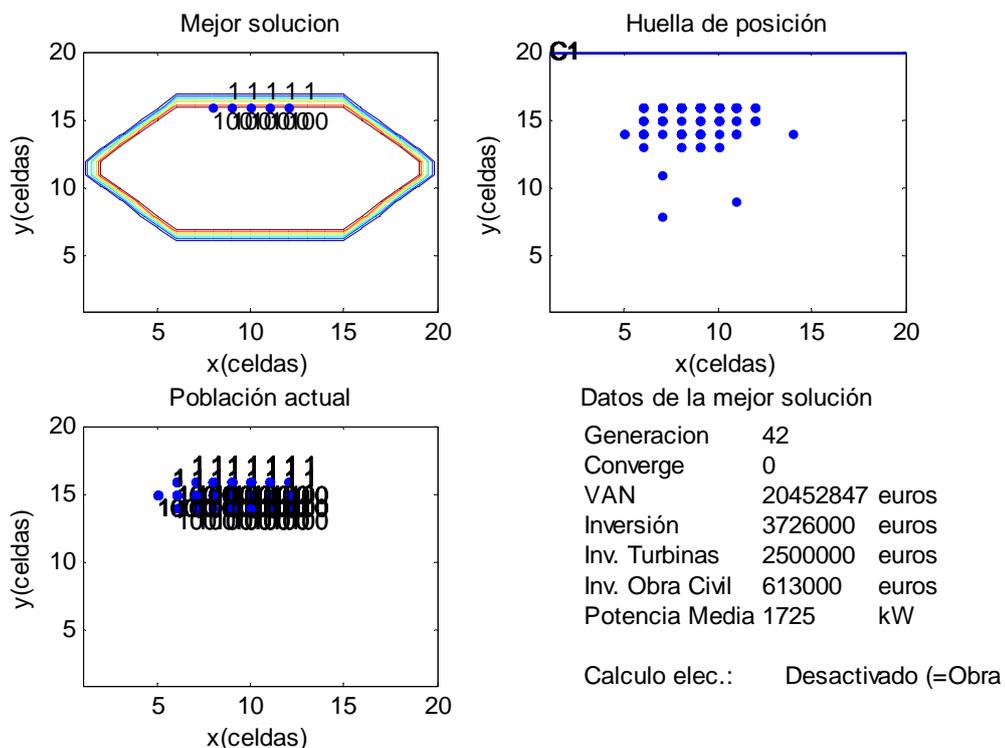


Figura 3.27 Caso 3-2. Gráfica interactiva final.

Otro dato indicativo de esta circunstancia puede verse en la Figura 3.28, que representa el tamaño de la población en cada iteración una vez que se han generado y corregido las poblaciones cruce y mutación, que se hayan unido a la población inicial (de cada iteración) y que se hayan eliminado los individuos repetidos. Como puede verse, el número de individuos válidos en cada iteración es bastante superior al tamaño de la población indicado como parámetro (en rojo en la Figura 3.28), fruto de que las poblaciones cruce y mutación se unen a la de la

generación anterior. En la generación siguiente se eligen el número de individuos indicados como parámetro (100 en este caso) que mejor VAN proporcionan.

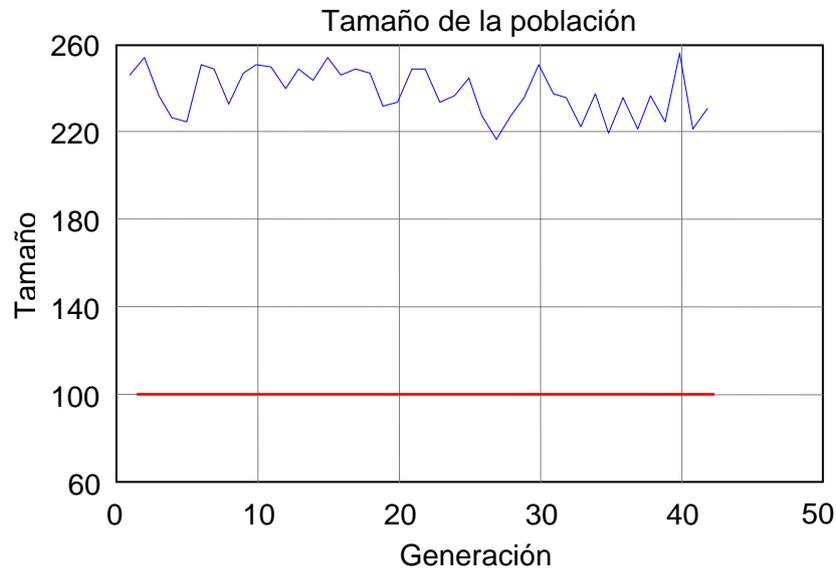


Figura 3.28 Caso 3-2. Evolución del tamaño de la población.

Si para el mismo caso y la misma configuración del algoritmo se reduce el tamaño de la población de 100 a 10 individuos, cabe esperar que al haber menor diversidad, el número de iteraciones necesaria aumente y, probablemente, si no se aumenta el criterio de convergencia (para dar lugar a que las mutaciones hagan evolucionar al algoritmo) puede que el algoritmo no encuentre el óptimo y se estanque en un máximo local.

En la Figura 3.29 se muestra este efecto. Después de 46 generaciones la evolución del algoritmo es aparentemente correcta, ya que en la representación de la población se observa cómo la totalidad de los individuos está en la zona de mayor velocidad de viento, terreno con alta capacidad portante y cercanía al camino principal, pero no se ha alcanzado la solución óptima. El algoritmo ha quedado atrapado en un máximo local. Esto es debido a que al ser la población menor, la exploración del espacio de las soluciones es menos completa, lo que aumenta la probabilidad de estancamiento en un máximo local.

La Figura 3.30 muestra cómo aumentando el criterio de convergencia de 20 a 40 (el algoritmo se detendrá tras repetir 40 veces consecutivas la misma solución) y aumentando las probabilidades de mutación y cruce al 100%, se consigue contrarrestar el efecto de tener poblaciones con pocos individuos. El mayor número de individuos mutados y cruzados produce un incremento artificial de la población, lo que introduce una mayor riqueza (variedad de soluciones posibles) a la hora de elegir los 10 mejores individuos que integrarán la generación siguiente.

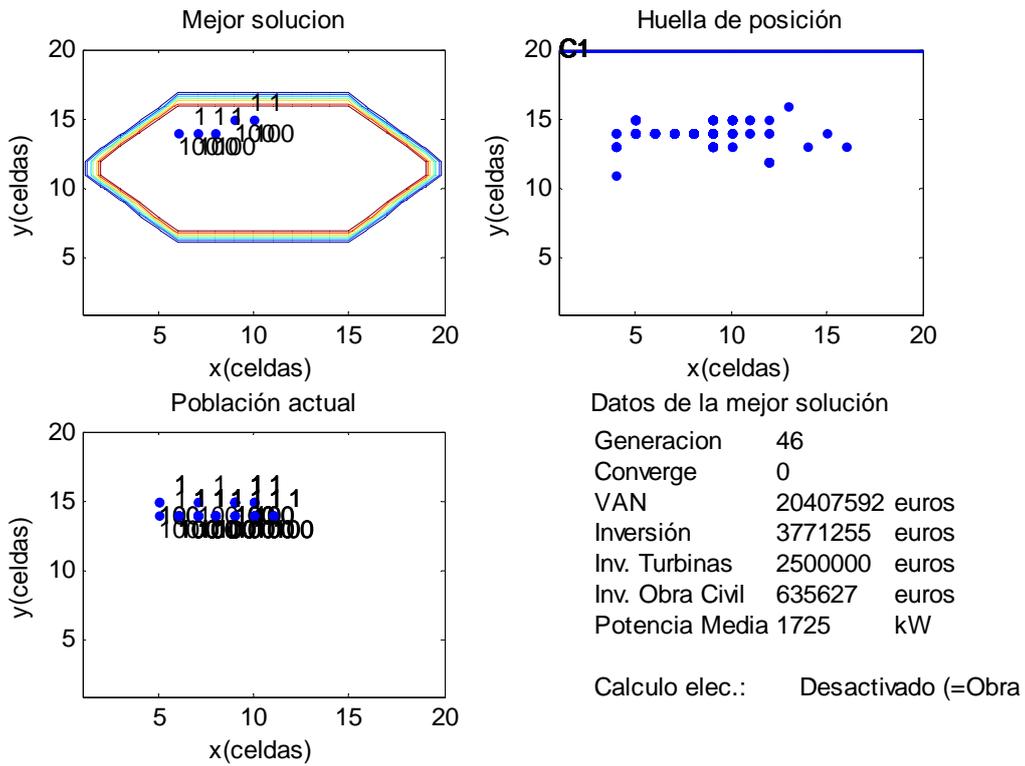


Figura 3.29 Caso 3-2. Solución óptima reduciendo el tamaño de la población a 10 individuos.

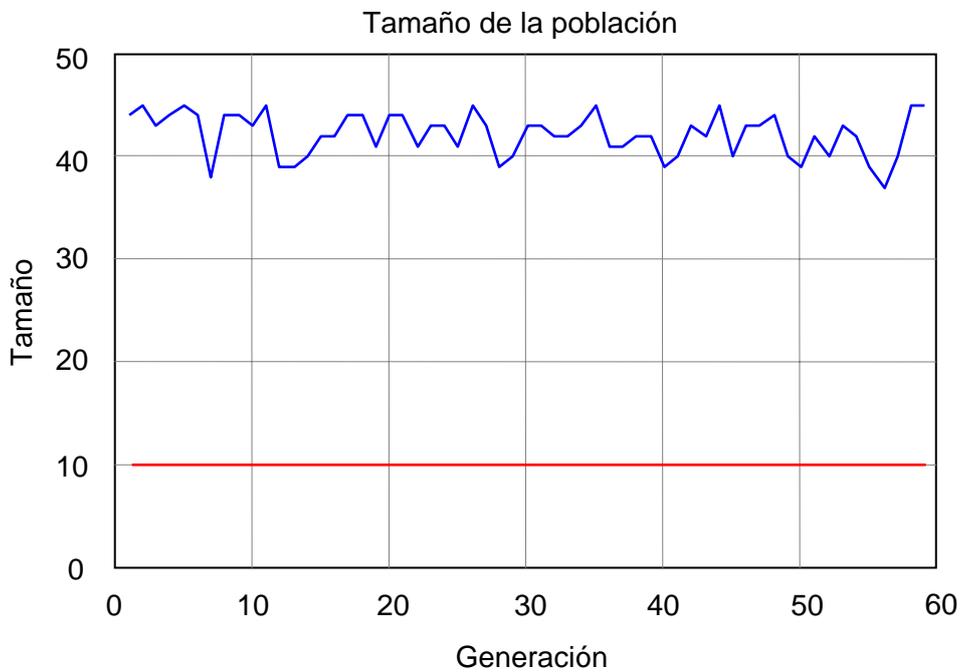


Figura 3.30 Caso 3-2. Tamaño de población con probabilidades de cruce y mutación 100%.

La Figura 3.31 muestra cómo gracias a esta nueva configuración del algoritmo, tras 95 generaciones se consigue alcanzar el óptimo. Sin embargo, al analizar la huella de posición se concluye que la exploración de la zona de mejores emplazamientos (las tres filas superiores) no ha sido exhaustiva, ya que hay bastantes puntos de la segunda fila que no han sido explorados. Esto indica que esta configuración del algoritmo no da demasiadas garantías de que pueda alcanzarse el óptimo para el diseño de parques eólicos con este nivel de complejidad

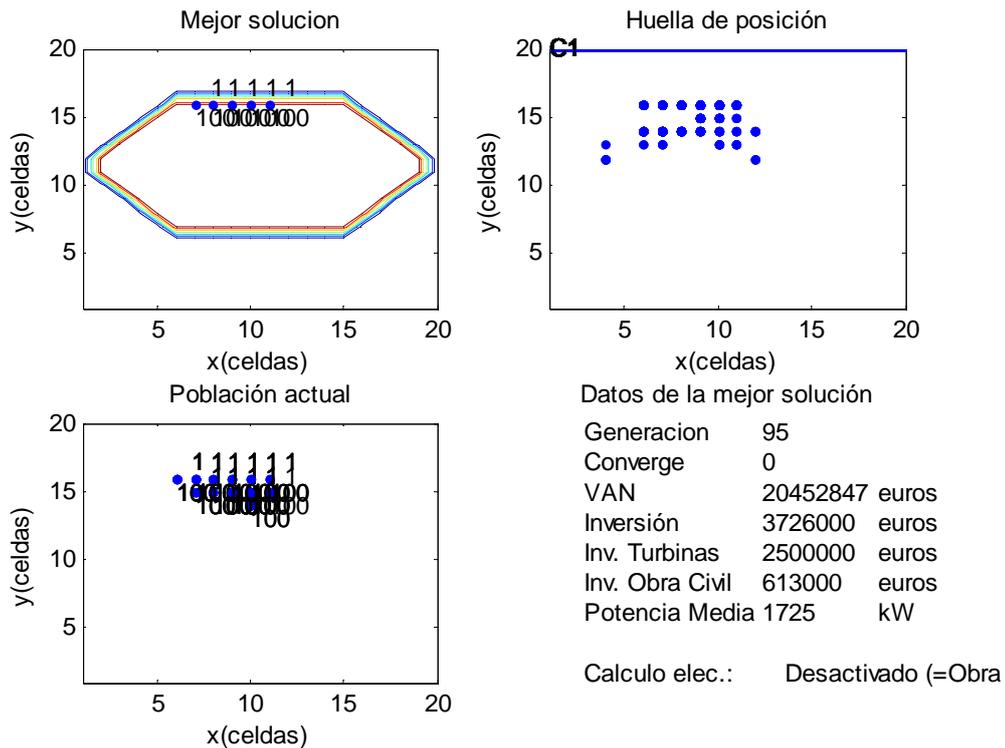


Figura 3.31 Caso 3-2. Solución óptima alcanzada con la nueva configuración del algoritmo.

Sin embargo, la Tabla 3.11 muestra que con esta configuración del algoritmo se mejora notablemente el tiempo de ejecución ya que, al haber menos individuos en la población, se reduce el tiempo de cálculo necesario por iteración.

Tabla 3.11 Tabla comparativa de los tiempos de cálculo en los Casos 3-1 y 3-2.

Caso	Configuración del Algoritmo				Número de Iteraciones	Tiempo de Cálculo (s)*
	Tamaño Población	Cruce	Mutación	Convergencia		
Caso 3-1	100	60%	30%	20	38	87.22
Caso 3-2	100	60%	30%	20	42	109.16
Caso 3-2	10	100%	100%	40	95	35.53

(*) Tiempo de cálculo utilizando un PC con procesador Intel Core Duo T2400.

Con este breve análisis únicamente se trata de poner de manifiesto que una correcta configuración del algoritmo puede proporcionar suficientes garantía de encontrar el óptimo del problema a resolver, con un coste computacional, en cuanto a tiempo de cálculo, razonable.

Caso 3-3

En el Caso 3-3 se añade una zona prohibida (zona de terreno en la que no se permite ubicar ninguna turbina ni infraestructura eléctrica) a la definición del problema correspondiente al Caso 3-2. Esta zona de exclusión para las turbinas está situada en la zona central de la parcela disponible y se ha dispuesto de forma que restrinja el conjunto de posiciones óptimas a sólo cinco (en lugar de las siete del Caso 3-2), como se muestra en la Tabla 3.12. Aquí puede verse también que la zona prohibida separa una de las posiciones óptimas de las cuatro restantes.

Tabla 3.12 Caso 3-3. Valores del factor de escala, C, de la función de Weibull e incorporación de una zona prohibida (en rojo).

5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5	5	5	5
5	5	5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5	5	5	5
5	5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5	5
5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5
5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5
5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5
5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5
5	5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5
5	5	5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5	5
5	5	5	5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

La solución óptima con estas restricciones podría consistir en una disposición de las turbinas que incluya las cuatro celdas contiguas con velocidades de viento más alta (celdas (5,6) a (5,9)) y próximas al camino principal de acceso y una quinta que podría ser la celda (5,12), en el extremo derecho (al otro lado de la zona prohibida) o bien la celda (6,5), en el extremo izquierdo. Existen otras posibilidades equivalentes a esta última utilizando cinco turbinas contiguas de las

que al menos una estará ubicada entre las celdas (5,6) a (5,9) y el resto entre las (6,5) a (6,9), de forma que no se hagan sombra (estelas). En ninguno de los casos habría pérdidas de producción de energía eléctrica por efecto de las estelas.

Las zonas prohibidas para aerogeneradores son consideradas también prohibidas para las instalaciones eléctricas, aunque no necesariamente para los caminos auxiliares. Esto permite descartar la solución que incluye la ubicación de una máquina en la posición (5,12) debido su mayor longitud (y, por tanto, coste) de los caminos auxiliares aunque se atravesase (en vez de rodear) la zona prohibida.

En la Figura 3.32 se puede observar la solución a la que ha llegado el algoritmo y puede comprobarse cómo corresponde a las características de la solución óptima prevista.

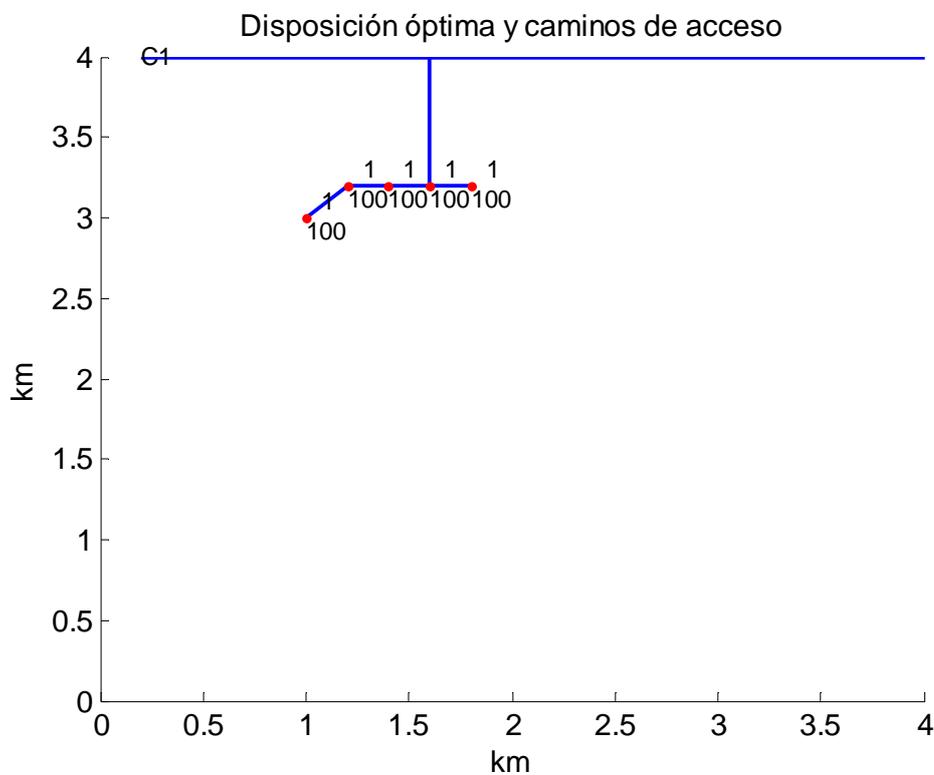


Figura 3.32 Caso 3-3. Solución óptima alcanzada.

Como puede verse, la solución óptima contiene cuatro aerogeneradores en las posiciones óptimas (5,6) a (5,9) y el quinto en la posición (6,5). Este último tampoco tiene ningún aerogenerador delante en la dirección del viento, por lo que su productividad no se ve menguada por el efecto sombra. Lógicamente, ninguna de estas posiciones pertenece al conjunto de posiciones prohibidas.

En la representación de la población del último gráfico interactivo asociado al Caso 3-3, que se muestra en la parte inferior izquierda de la Figura 3.33, puede verse cómo todas las posiciones de todos los individuos de la última población están ubicadas en la zona de elevada velocidad de viento, terreno con alta capacidad portante y cercanía al camino principal, todas ellas contiguas y a la

izquierda del área prohibida. Este caso permite ilustrar la correcta gestión que hace el algoritmo al tratar restricciones de este tipo, como pueden ser la presencia de zonas prohibidas o terreno con baja capacidad portante.

En la parte superior derecha de la Figura 3.33 muestra la huella de posición correspondiente al Caso 3-3. En ella puede observarse cómo la exploración del espacio no ha sido demasiado extensiva, si se compara con los casos anteriores. En esta ocasión, el azar ha generado una población inicial muy buena (próxima al óptimo), lo que ha permitido al algoritmo alcanzar el óptimo en tan sólo 36 generaciones.

Es conveniente observar que la presencia de zonas prohibidas también reduce el espacio de exploración del algoritmo, por lo que la gestión de esta restricción no necesariamente implica un aumento del tiempo de ejecución en la resolución del problema.

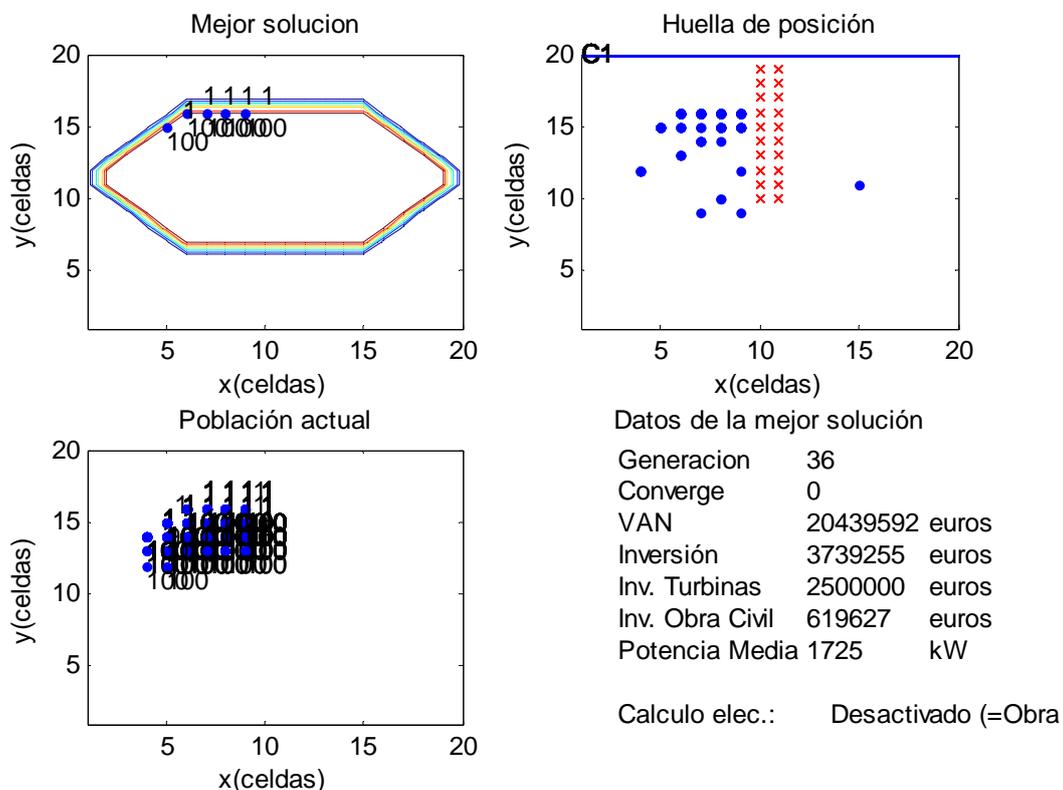


Figura 3.33 Caso 3-3. Último gráfico interactivo.

Respecto a los datos económicos asociados se observa cómo la diferencia con los obtenidos en los Casos 3-1 y 3-2 corresponden exclusivamente al incremento de costes de obra civil, derivados de la mayor longitud de los caminos auxiliares.

En la Figura 3.34 se representan las ubicaciones de los nueve mejores individuos de la última población. Puede comprobarse cómo están encabezados por un conjunto de tres soluciones óptimas, equivalentes en cuanto a VAN, al ser

distintas combinaciones de aerogeneradores contiguos dispuestos entre la primera y segunda fila, sin hacerse sombra. Las seis siguientes soluciones son también económicamente equivalentes entre sí, en cuanto a VAN y retorno de la inversión (la máxima posible, ya que no hay pérdidas por efecto de las estelas) se refiere. No obstante, aun cuando las nueve soluciones consideradas presentan el mismo retorno de la inversión por la venta de la energía eléctrica generada, el VAN de estas seis últimas soluciones es algo inferior al de las tres primeras debido a la mayor inversión inicial necesaria, derivada de una mayor longitud de caminos auxiliares.

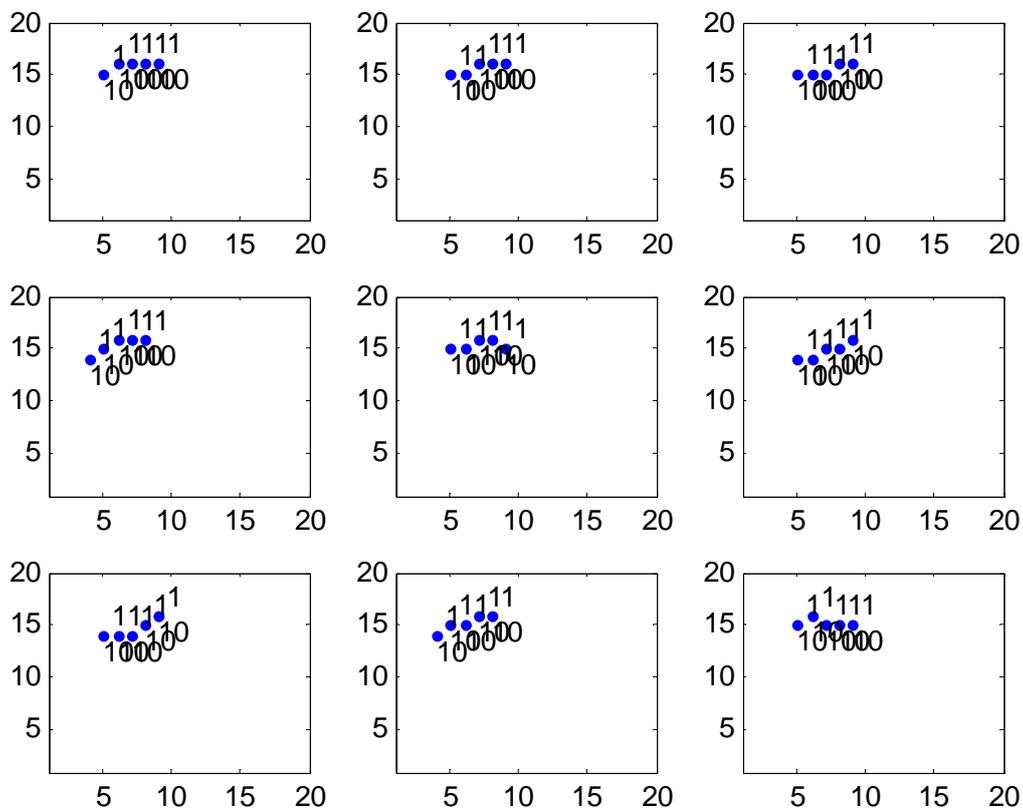


Figura 3.34 Caso 3-3. Nueve mejores soluciones.

Por último, estudiando los resultados que se obtendrían si se colocasen cuatro aerogeneradores en las cinco posiciones óptimas (5,6) a (5,9) y el quinto en la posición (5,12), al otro lado de la zona prohibida (Figura 3.35), podría comprobarse cómo el VAN asociado a esta solución es inferior a la óptima (20.388.847 € frente a 20.439.592 €) debido al aumento de la inversión, derivado de la mayor longitud de los caminos auxiliares y que también se repercuten en los costes asociados a la instalación eléctrica.

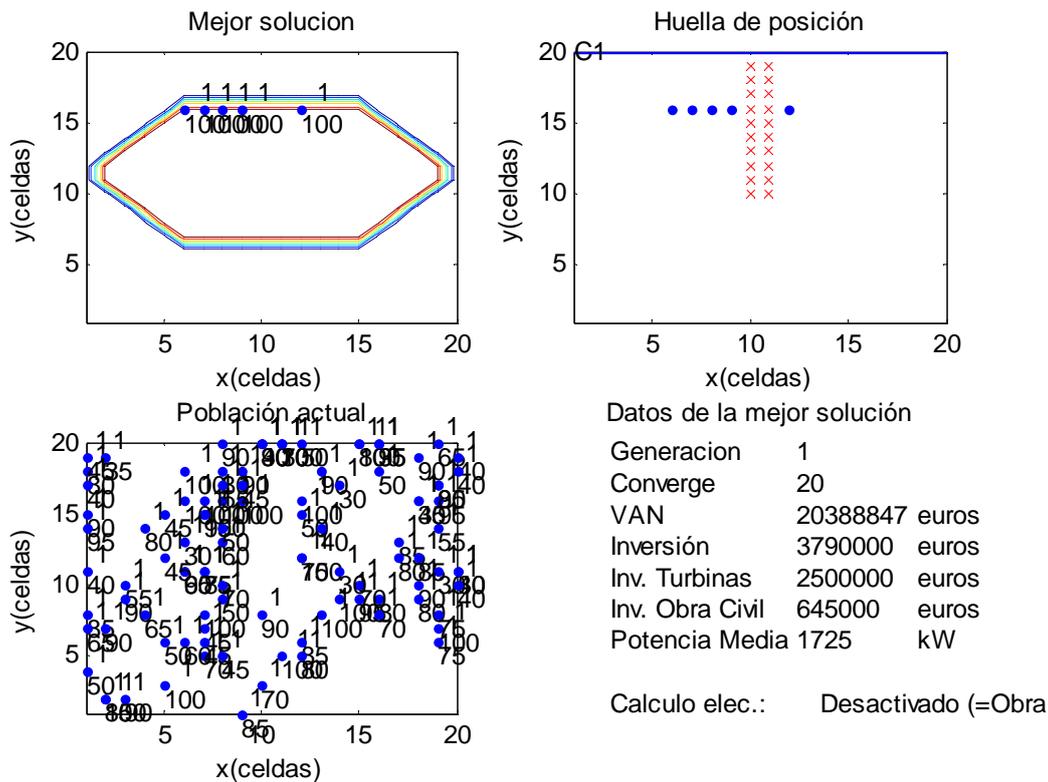


Figura 3.35 Caso 3-3. Análisis de solución alternativa.

El análisis de la solución obtenida por el algoritmo y de su comparación con las diferentes variantes consideradas permite concluir que, también en este caso, el algoritmo ha gestionado satisfactoriamente las restricciones impuestas y encontrado la solución óptima.

Caso 3-4

En este cuarto caso se va a incorporar una nueva dificultad que consiste en correspondiente en considerar dos zonas de viento diferenciadas por su factor de forma (en lugar de considerar un único factor de forma, $K = 2$ en toda la parcela disponible). En el tercio superior (filas 1 a 6) el factor de forma del viento es $K = 2$, mientras que en el resto (filas 7 a 20) el factor de forma es $K = 3$. De esta forma, en las diferentes celdas de la parcela disponible hay cuatro configuraciones de viento posibles correspondientes a las combinaciones de factores de escala, $C = 5$ m/s y $C = 12$ m/s con los factores de forma $K = 2$ y $K = 3$. En la Tabla 3.13 se muestran los valores de los factores de escala, C . En esta tabla, los valores en negrita corresponden a celdas con factor de forma $K = 3$ y el resto (tipo normal) corresponde a celdas con factor de forma $K = 2$.

Tabla 3.13 Caso 3-4. Incorporación de zonas con distintos factores de forma.

5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5	5	5	5
5	5	5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5	5	5
5	5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5	5	5
5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5	5
5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5
5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5
5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5	5
5	5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5	5	5
5	5	5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Como ya se vio en el apartado 3.3.1, cuanto mayor sea el valor que tome el factor de forma en una determinada posición más estrecho será el rango de velocidades con las que sopla el viento de manera habitual. Así, si la velocidad nominal de diseño de la máquina está situada en las cercanías de este rango de velocidades se conseguirá mayor rendimiento que si esa misma máquina está situada en posiciones donde el rango de velocidades de viento sea mayor (con menor factor de forma).

En la Tabla 3.14, se muestra la energía que obtendría el aerogenerador considerado en los casos anteriores, funcionando en dos posiciones con el mismo factor de escala y coeficiente de rugosidad ($C = 12$ m/s a 50 m de altura y $z_0 = 0.0055$ m), pero con distinto factor de forma, $K = 2$ y $K = 3$ respectivamente, a una altura de buje de 100 m. Como se puede ver, la producción anual se incrementa en 548.32 MWh (de 3117.98 MWh a 3666.30 MWh) cuando el viento presenta un factor de forma $K = 3$. Precisamente, este aumento de los ingresos asociados a la venta de esta mayor cantidad de energía eléctrica generada podría compensar el incremento de coste por situar las turbinas a mayor distancia del camino principal. Esto hace que la solución óptima esperable para el Caso 3-4 debiera estar constituida por las cinco turbinas con la máxima altura de torre, ubicadas en cinco de las seis las posiciones contiguas de mayor velocidad de viento (mayores valores de los factores de escala y forma), terreno con alta capacidad portante y más próximo están al camino principal. Es decir, en cinco de las seis posiciones contiguas de la fila 7 comprendidas entre la (7,4) y la (7,9).

Tabla 3.14 Caso 3-4. Comparación de la energía anual extraída del viento en las posiciones con igual factor de escala C y factores de forma $K = 2$ y $K = 3$.

Velocidad Viento (m/s)	Curva potencia (kWh)	Factor de forma $K = 2$		Factor de forma $K = 3$	
		Horas año (h/año)	Producción (kWh/año)	Horas año (h/año)	Producción (kWh/año)
1	0.0	52.3816898	0.0	4.06788731	0.0
2	0.0	155.273207	0.0	28.422368	0.0
3	0.0	252.660178	0.0	76.6822189	0.0
4	21.2	341.233862	7234.157874	147.400364	3124.88772
5	49.3	418.195776	20617.05173	237.548092	11711.12093
6	83.2	481.40282	40052.71461	342.097696	28462.52832
7	130.7	529.460873	69200.5361	453.895193	59324.10175
8	202.0	561.761684	113475.8601	563.939438	113915.7665
9	280.8	578.463382	162432.5177	662.133816	185927.1755
10	361.6	580.420053	209879.8912	738.4794	267034.1509
11	433.7	569.070036	246805.6745	784.549211	340258.993
12	498.6	546.295514	272382.9434	794.957551	396365.8347
13	548.1	514.267335	281869.9263	768.465836	421196.1246
14	577.3	475.288805	274384.2271	708.392804	408955.1655
15	596.0	431.650715	257263.826	622.140733	370795.8766
16	602.0	385.50726	232075.3703	519.883164	312969.6649
17	601.9	338.779374	203911.3053	412.70971	248409.9745
18	593.4	293.088632	173918.7939	310.694941	184366.3777
19	571.3	249.721716	142666.0166	221.37715	126472.7659
20	545.6	209.622841	114370.2221	148.985433	81286.45238
21	524.7	173.409549	90987.99061	94.49883	49583.53612
22	510.0	141.40622	72117.17221	56.3643227	28745.80458
23	500.7	113.689203	56924.18386	31.54075	15792.45353
24	478.7	90.1378011	43148.96539	16.5196314	7907.947549
25	457.7	70.4860734	32261.47578	8.07867669	3697.610319
Totales columnas		8553.6746	3117981	8753.82522	3666304

En el Figura 3.36 se muestra la solución óptima alcanzada por el algoritmo para el Caso 3-4. Como puede verse, la solución obtenida satisface plenamente las características de la solución esperada. Atendiendo al gráfico interactivo asociado a la última generación, mostrado en la Figura 3.37, se pone de manifiesto cómo el incremento en los ingresos anuales por venta de la energía producida es capaz, no sólo de compensar el incremento de inversión por el aumento de la longitud de los caminos auxiliares, sino de incrementar el VAN del parque eólico. El notable aumento que experimenta el VAN asociado a esta solución respecto a los casos anteriores (24.749.376 € frente a los 20.439.592 € del Caso 3-3, por ejemplo) es debido, fundamentalmente, a que la potencia media anual del parque ha pasado de 1725 kW en el Caso 3-3 (Casos 3-1 a 3-3) a 2036 kW en este cuarto caso. Ello a pesar de que la inversión necesaria se ha incrementado en 50.745 € debido a la mayor longitud de los caminos de acceso.

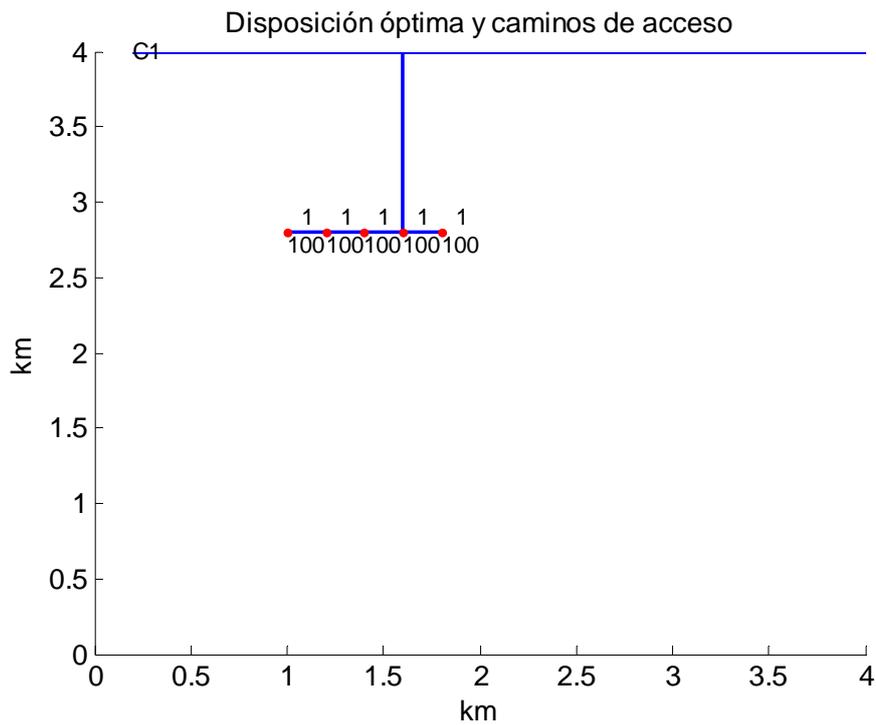


Figura 3.36 Caso 3-4. Solución óptima alcanzada.

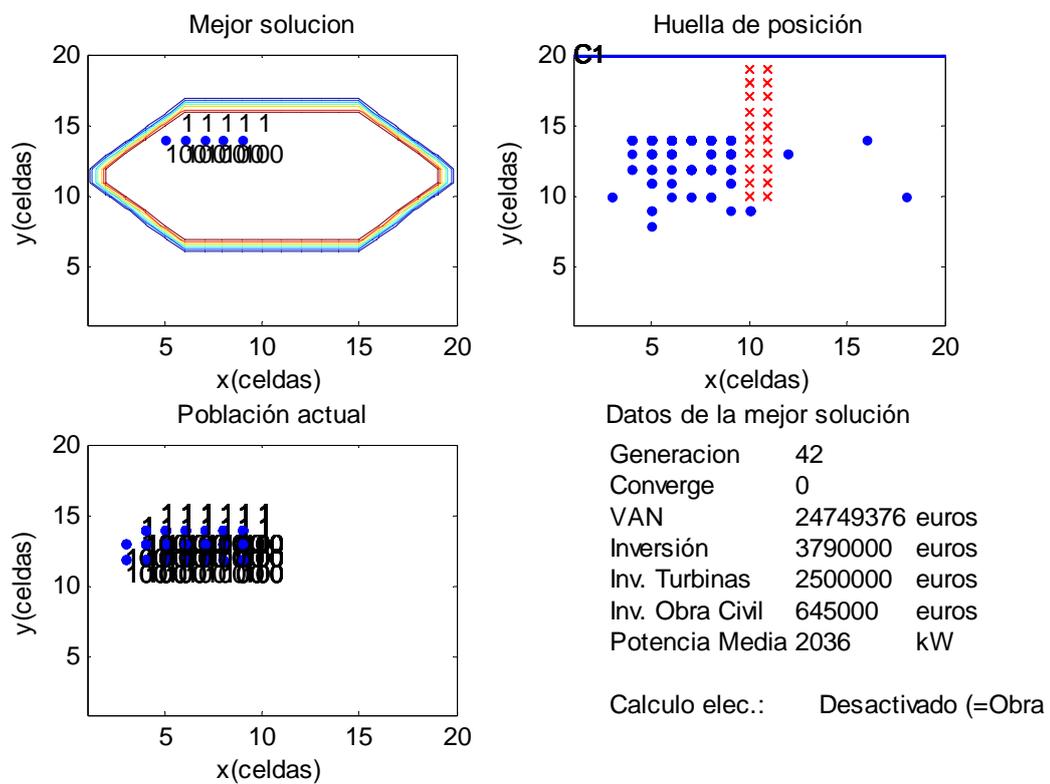


Figura 3.37 Caso 3-4. Datos interactivos finales.

Debe notarse que cualquier factor que afecte a la producción de los aerogeneradores del parque y, por tanto al retorno de la inversión realizada por venta de la energía generada, tendrá mayor incidencia en el VAN que cualquier otro, con un importe económico similar, que afecte al apartado de inversiones. Esto es debido a que, mientras el impacto en la inversión tiene lugar de una sola vez, al principio, la variación en el retorno por venta de energía se producirá cada año, a lo largo de toda la vida útil del parque.

Si, por ejemplo, los costes por unidad de longitud de realización de los caminos auxiliares se incrementaran muy fuertemente se potenciaría el impacto en el VAN del fuerte incremento de la inversión necesaria para construir los caminos auxiliares. Esto haría que el algoritmo se orientase hacia una solución óptima con la menor longitud posible de caminos auxiliares, aunque esto pudiera repercutir en una menor producción de energía.

La Figura 3.38, se muestra la solución óptima alcanzada por el algoritmo cuando se consideran unos costes para la realización de los caminos (y los mismos costes para la instalación eléctrica que, en esta opción del algoritmo, se estiman iguales a los costes de la obra civil) de 3800 €/m, en lugar de los 80 €/m que se han empleado en el resto de casos anteriores.

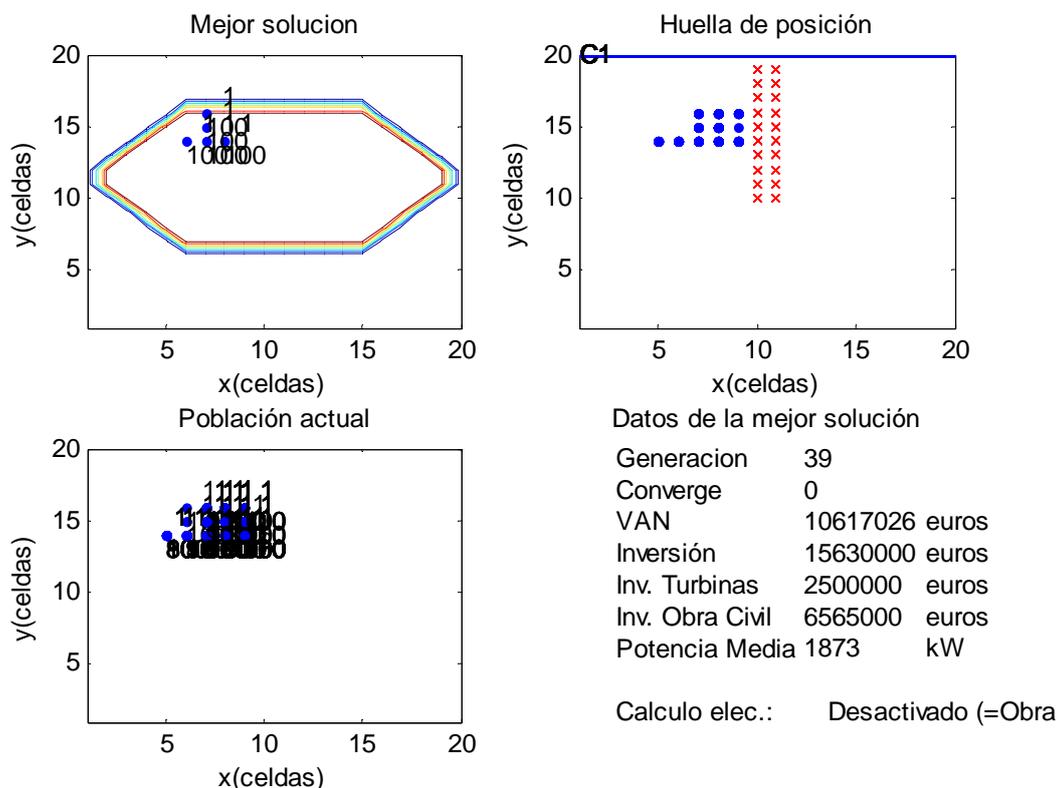


Figura 3.38 Caso 3-4. Solución con un coste de 3800 €/m para los caminos auxiliares.

Como se puede ver, la longitud de los caminos auxiliares es mínima, la misma que si se tuvieran todas las máquinas en línea, como en el Caso 3-1. Pero ahora, el emplazamiento de turbinas en la zona de viento con alto factor de forma, aporta mayor producción de energía (retorno) a la solución, ya que la potencia media anual se incrementa hasta 1873 kW frente a los 1725 kW de los tres primeros casos.

Si se emplazaran todas las turbinas en la fila 7, sin hacerse sombra (estelas), como en la solución óptima inicial para este cuarto caso (Figura 3.36), la producción anual de energía sería mayor (2036 kW frente a 1873 kW) al evitarse las pérdidas por efecto de las estelas, pero se necesitarían 400 m adicionales de caminos auxiliares, cuyos costes no llegan a compensarse con el aumento del retorno anual por el incremento de energía obtenido. En la Figura 3.39 se muestran los datos económicos de esta solución. El VAN obtenido así se reduce a 9.869.376 € frente a los 10.617.026 € obtenidos anteriormente. Por el contrario, la inversión en obra civil se incrementa desde los 6.565.000 € iniciales hasta 8.085.000 €. Es decir, la inversión en obra civil se incrementa en 1.520.000 €, lo que corresponde a los costes necesarios para la ejecución de los 400 m adicionales de caminos auxiliares, a razón de 3800 €/m.

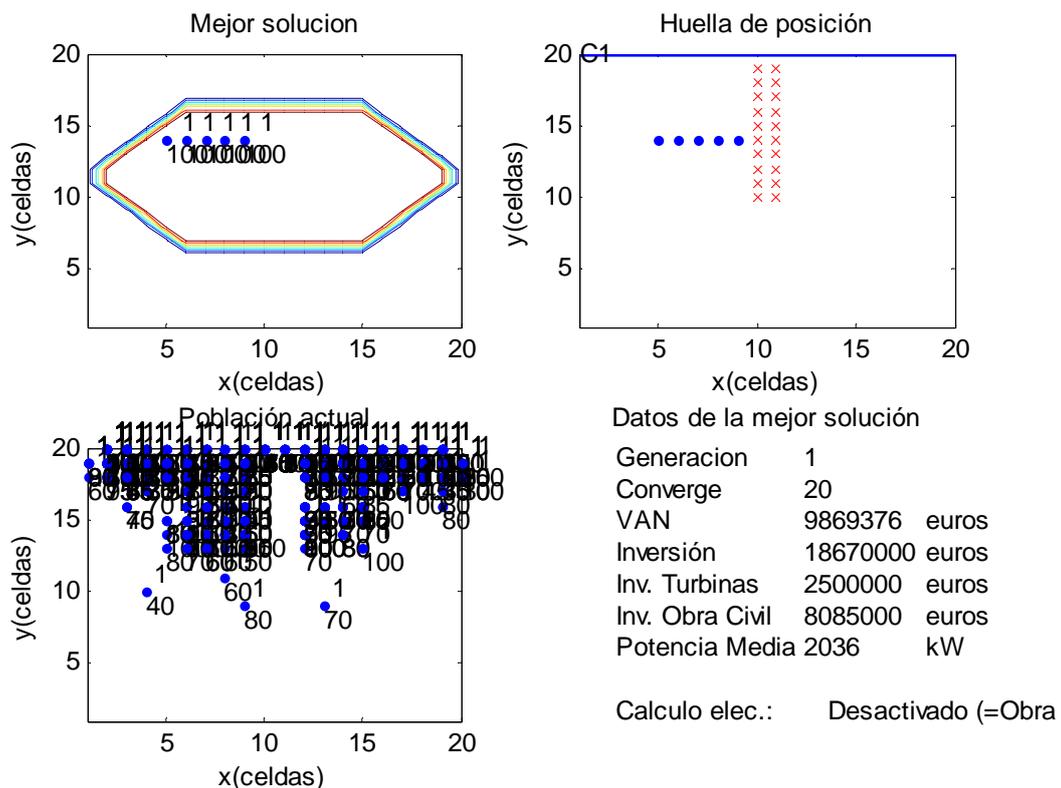


Figura 3.39 Caso 3-4. Análisis de la solución con un coste de 3800 €/m para los caminos.

Caso 3-5

En el Caso 3-5 se considera la posibilidad de utilizar varios tipos de turbinas, de forma que el algoritmo tendrá más flexibilidad a la hora de obtener la configuración óptima del parque, gestionando esta nueva posibilidad. En concreto, en este caso, además de la turbina de paso fijo de 600 kW de potencia ya considerada en los casos anteriores, se ofrece la posibilidad de utilizar otras dos de 1300 kW, una de paso fijo y otra de paso variable, cuyas características se resumen en la Tabla 3.15.

Si, como en los casos anteriores, se ejecuta el algoritmo limitando el número de turbinas del parque a cinco, pero sin limitar la inversión, sería razonable pensar que la solución óptima debería incorporar las máquinas de mayor potencia, dado que cuanto mayor es la máquina menor aunque el coste de adquisición aumenta menor es el coste por kW generado (una máquina de 1200 kW es más económica de dos de 600 kW de la misma tecnología), quedando la duda sobre el tipo de máquina (paso fijo o variable) a utilizar (función del factor de forma del viento). Por tanto, para poder hacer una estimación sobre qué opción es más rentable (paso fijo o variable), hay que cuantificar la energía que cada máquina obtiene en las posiciones de alta velocidad de viento y diferentes factores de forma. Si la mejor opción correspondiese a ubicaciones con factor de forma $K = 2$, las celdas elegidas para colocar las turbinas coincidirían con las de la solución óptima del Caso 3-3. Si, por el contrario, la mayor producción se obtuviese en ubicaciones con $K = 3$, las celdas elegidas para emplazar las turbinas coincidirían con la solución óptima del Caso 3-4.

Tabla 3.15 Catálogo de turbinas disponibles para el Caso 3-5.

Descripción	Máquina 1	Máquina 2	Máquina 3
Marca	NEG-Micon	Bazán Bonus	Ecotecnia
Modelo	NM 600 Paso Fijo	BB-1300 Paso Variable	E62 Paso Fijo
Potencia (kW)	600	1300	1300
Altura mín. de torre (m)	30	50	60
Altura máx. de torre (m)	100	70	80
Coste aerogenerador (€)	400000	1300000	997000
Coste de la torre (€/m)	1000	1500	1500
Coste cimentación (€)	70000	80000	80000
Curva de potencia (kW)	0 0 0 21.2 49.3 83.2 130.7 202 280.8 361.6 433.7 498.6 548.1 577.3 596 602 601.9 593.4 571.3 545.6 524.7 510 500.7 478.7 457.7	0 0 0 32.1 91.6 172.5 291.2 439.3 604.3 770.6 928.7 1072 1183 1250 1282 1294 1298 1300 1300 1300 1300 1300 1300 1300 1300	0 0 7 42 96 173 262 403 583 785 980 1128 1239 1306 1338 1350 1343 1317 1279 1237 1195 1166 1141 1132 1129

Tabla 3.16 Energía obtenida por las máquinas 2 y 3 en ubicaciones con velocidades de viento con factor de escala $C = 12$ m/s a 50 m de altura y factores de forma $K = 2$ y $K = 3$.

Velocidad Viento (m/s)	Curvas de potencia		Factor de forma $K = 2$		Factor de forma $K = 3$	
	Máquina 2 (kWh)	Máquina 3 (kWh)	Producción Máquina 2 (kWh/año)	Producción Máquina 3 (kWh/año)	Producción Máquina 2 (kWh/año)	Producción Máquina 3 (kWh/año)
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0
3	0	7	0	1848.537419	0	574.8103415
4	32.1	42	11728.25545	14954.09683	5274.587518	6623.332548
5	91.6	96	40865.07524	41795.55934	24192.03687	24358.26354
6	172.5	173	88181.21387	86458.88157	65338.19693	63056.02574
7	291.2	262	162818.9585	143522.7603	145478.2609	126246.7158
8	439.3	403	258937.3296	233307.4642	270487.8954	240089.9108
9	604.3	583	364092.4409	345984.6895	432309.2422	405208.5233
10	770.6	785	462015.6506	465072.4582	606741.8247	603627.8871
11	928.7	980	540914.6531	566045.8023	764241.4364	792662.4484
12	1072	1128	593352.1775	621588.3412	876374.8681	913427.9771
13	1183	1239	609630.3402	638392.5934	913176.279	956114.1213
14	1250	1306	588252.0963	617369.1792	865290.0228	913591.5564
15	1282	1338	540903.2626	569907.6293	754892.2584	806201.87
16	1294	1350	480916.1961	509224.2228	613816.0878	664754.7685
17	1298	1343	417732.1514	441181.8638	468843.0792	511846.1432
18	1300	1317	356330.0795	370720.411	337269.0667	367218.7242
19	1300	1279	298616.6099	303655.2534	227985.9487	246092.9524
20	1300	1237	246320.5338	243898.7414	144695.6543	154568.4313
21	1300	1195	200050.4879	192727.907	86008.10964	91043.56698
22	1300	1166	160007.3509	151540.357	47757.88223	50729.12656
23	1300	1141	126065.336	117754.8436	24707.50048	26483.76119
24	1300	1132	97856.27742	91431.34139	11877.45079	13062.31106
25	1300	1129	74849.78203	70349.63912	5291.041683	6019.47225
Totales columnas			6.720.436	6.838.733	7.692.049	7.983.603

En la Tabla 3.16 se muestra la cantidad de energía eléctrica producida por los aerogeneradores tipo 2 y tipo 3 a sus respectivas máximas alturas de torre (70 m para la máquina tipo 2 y 80 m para la máquina tipo 3) funcionando en un emplazamiento con coeficiente de rugosidad $z_0 = 0.0055$ m y un viento medido a 50 m de altura y caracterizado por un factor de escala $C = 12$ m/s y sendos factores de forma $K = 2$ y $K = 3$.

Como se puede observar, la máquina 2 es de tecnología de paso variable, lo que la hace más adecuada para ubicaciones donde el viento tenga un rango de variación amplio y tenga cierta probabilidad de superar valores de 18 m/s (donde la variación del paso de los álabes le permite mantener la potencia de salida constante en su valor nominal). La máquina 3 es de paso fijo y está diseñada para optimizar su rendimiento con vientos entre 15 y 17 m/s, entrando en pérdidas

cuando la velocidad del viento supera estos valores (haciendo que la potencia de salida sea inferior a la nominal).

Dado que la velocidad del viento no llega a ser de tanta intensidad, ni siquiera a las máximas alturas de torre, y dado que el factor de forma que caracteriza el viento indica su velocidad en raras ocasiones superarán los 18 m/s, resulta que los mejores resultados se obtienen con la máquina de paso fijo (máquina 3) en las ubicaciones de viento con velocidades menos variable (factor de forma $K = 3$).

Tabla 3.17 Energía obtenida por las máquinas 2 y 3 en ubicaciones con velocidades de viento con factor de escala $C = 18$ m/s a 50 m de altura y factores de forma $K = 2$ y $K = 3$.

Velocidad Viento (m/s)	Curvas de potencia		Factor de forma $K = 2$		Factor de forma $K = 3$	
	Máquina 2 (kWh)	Máquina 3 (kWh)	Producción Máquina 2 (kWh/año)	Producción Máquina 3 (kWh/año)	Producción Máquina 2 (kWh/año)	Producción Máquina 3 (kWh/año)
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0
3	0	7	0	840.3890756	0	171.3606247
4	32.1	42	5451.305726	6942.085674	1589.009824	1993.965548
5	91.6	96	19546.40119	19950.94299	7419.475868	7459.858766
6	172.5	173	43716.94525	42733.87558	20601.74486	19831.32298
7	291.2	262	84265.49642	73967.11945	47729.99606	41246.94524
8	439.3	403	140903.7008	126248.9278	93662.1232	82604.80437
9	604.3	583	209813.8581	197953.3984	160599.8272	149138.2913
10	770.6	785	283978.7321	283308.4953	246345.4483	241926.8731
11	928.7	980	357171.1284	369699.8936	346226.3362	352888.0996
12	1072	1128	423926.3986	438313.9245	453262.1338	461732.4736
13	1183	1239	474664.4077	489418.9548	552874.4802	562120.74
14	1250	1306	502733.2445	518172.4403	630186.0331	641230.4828
15	1282	1338	511045.5413	527346.5895	681066.3133	694844.6701
16	1294	1350	505926.1674	523105.0524	708012.246	725148.9776
17	1298	1343	492839.1906	506654.131	715099.4468	729905.4305
18	1300	1317	474855.2785	479270.1699	705061.4748	708519.1838
19	1300	1279	452726.6485	445021.0495	678548.8404	666287.6958
20	1300	1237	427905.5208	408038.4208	638259.3281	610312.945
21	1300	1195	401073.4615	370641.2404	586583.8717	545984.0786
22	1300	1166	372883.4866	337350.2006	526500.4196	482183.6827
23	1300	1141	343945.5329	305563.0764	461309.2419	417234.0268
24	1300	1132	314814.9299	278491.8628	394343.9293	357420.8989
25	1300	1129	285983.9655	253279.7783	328694.2667	300391.0345
Totales columnas			7.130.171	7.002.312	8.983.976	8.800.578

En la Tabla 3.17 se muestra la misma la información sobre energía generada por las turbinas tipo 2 y tipo 3, pero en el caso de que el viento viniera caracterizado por un factor de escala $C = 18$ m/s a la altura de referencia. Aquí se pone de manifiesto la mayor capacidad de producción de la máquina de paso variable

(máquina 2) frente a la máquina de paso fijo. Por otro lado, respecto a las posiciones que compondrán la solución óptima, dado que la máquina es ahora mayor, habrá que realizar el cálculo en función del diámetro típico de la máquina de esta potencia.

Aplicando la misma expresión la usada en el Caso 3-1 [55,66] ($D = 1.796\sqrt{P_N}$), resulta que una turbina de 1300 kW de potencia tiene un diámetro rotórico típico de 64.76 m. Esto hace que las dimensiones de las celdas en que se ha discretizado el terreno resulten ahora de $3.1D \times 3.1D$. Al resultar la longitud del lado de la celda inferior a $4D$, si se situasen máquinas en celda contiguas en dirección transversal al viento predominante, habría que considerar una reducción del 25 % en la velocidad del viento, por efecto transversal de la estela (el modelo transversal de estela considerado se basa en una reducción lineal de la velocidad del viento, con alcance hasta los $4D$, en dirección transversal).

Este efecto de estela transversal hace que la configuración óptima del parque consista en un conjunto de cinco turbinas de tipo 3 y altura máxima de torre (80 m), dispuestas al tresbolillo entre las filas 7 y 8. La disposición de las turbinas al tresbolillo es óptima porque permite, simultáneamente, minimizar la distancia entre máquinas (longitud de los caminos auxiliares) manteniendo nulas las pérdidas por efecto de las estelas. Es decir, es una disposición que minimiza la inversión, al minimizar la longitud de los caminos auxiliares y, a la vez, maximiza el retorno por venta de energía, al anular las pérdidas de producción por efecto de las estelas.

En la Figura 3.40 se muestra la solución óptima a la que llega al algoritmo en esta ocasión. Como se puede observar, la solución obtenida responde a todas las características de solución óptima prevista, consistente en cinco máquinas dispuestas al tresbolillo. Tres máquinas situadas en posiciones alternas en la fila 7 (a 2.8 km del origen en el eje y) y las otras dos máquinas en la fila 8 (a 2.6 km del origen en el eje y), en las posiciones intermedias.

En la Figura 3.41 se muestra en la parte inferior izquierda la representación de los individuos de la última población. Como se observa, todos los individuos consisten en máquinas del tipo 3 (paso fijo) y a la máxima altura posible (80 m), por lo que es clara la evolución de la población hacia esa configuración.

Respecto a los datos económicos, al ser la potencia de las máquinas mayor que las de los casos anteriores, aumentará la inversión necesaria para adquirir las máquinas e instalar el parque, pero tanto la producción de energía como el VAN resultarán también superiores. La inversión necesaria aumenta hasta los 7.058.019 € (frente a los 3.790.000 € del Caso 3-4) debido, principalmente, al mayor coste de los aerogeneradores por su mayor potencia nominal (1300 kW frente a 600 kW en el Caso 3-4). La potencia media anual del parque se ha incrementado hasta los 4311 kW (desde los 2036 kW del Caso 3-4) y el VAN lo ha hecho hasta 53.370.488 € (frente a los 24.749.376 € del Caso 3-4). El aumento del VAN indica que el mayor retorno por venta de energía a lo largo de la vida del parque compensa ampliamente la mayor inversión inicial de los aerogeneradores de mayor potencia.

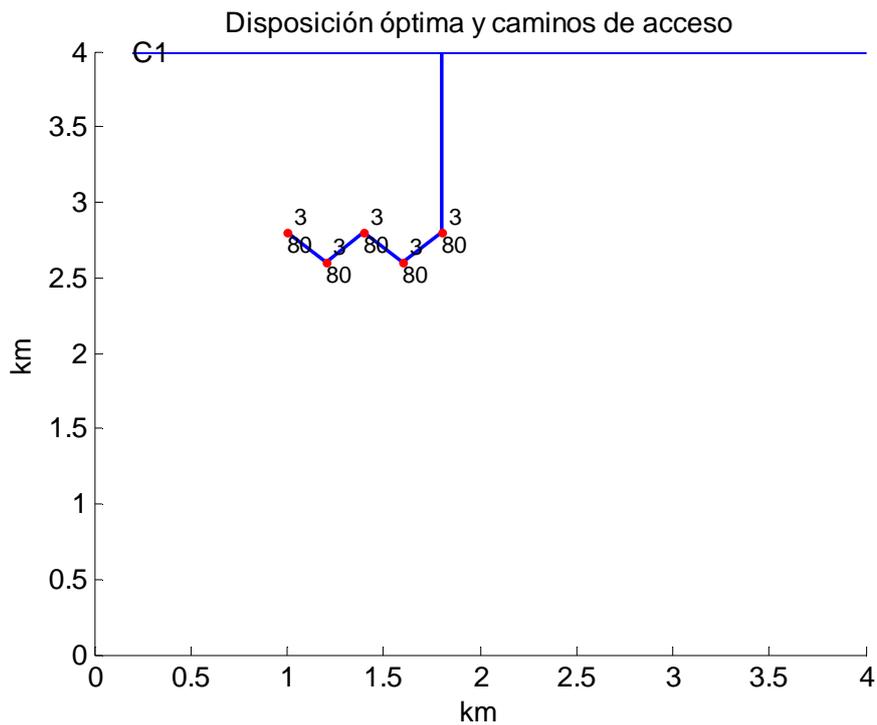


Figura 3.40 Caso 3-5. Solución óptima alcanzada.

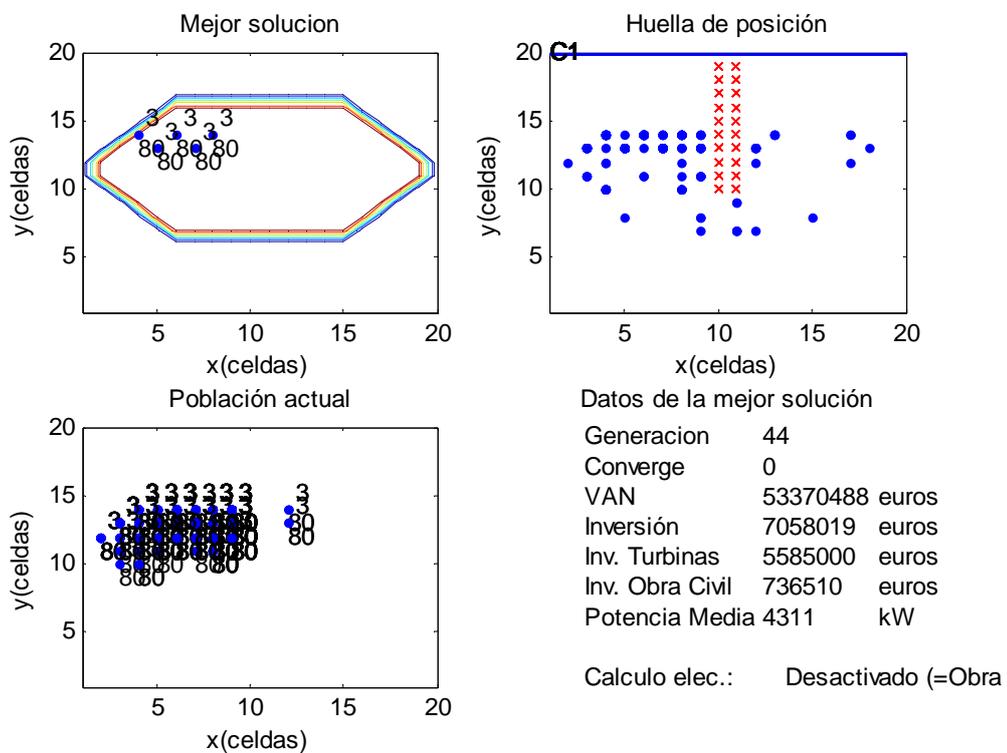


Figura 3.41 Caso 3-5. Datos interactivos finales.

Caso 3-6

El Caso 3-6 añade a las condiciones de casos anteriores, la posibilidad de que el viento pueda provenir de cualquier dirección. En este caso concreto se considera que la dirección del viento puede describirse adecuadamente mediante una rosa de los vientos de ocho direcciones y que la dirección de procedencia del viento está uniformemente distribuida en las ocho direcciones del espacio. Es decir, se considera que la probabilidad de que el viento proceda de una cualquiera de las ocho direcciones de la rosa consideradas son de $100/8 = 12.5 \%$.

Para facilitar la evaluación de la gestión de esta nueva dificultad por parte del algoritmo, se considerará que tanto el coeficiente de rugosidad del terreno como la distribución de velocidades viento son iguales para todas las direcciones. Es decir, se utilizará la misma distribución de Weibull (los mismos valores de C y K) y el mismo efecto de cizalladura (z_0) para corregir la velocidad con la altura para todas las direcciones de procedencia.

En los casos anteriores ha podido verse cómo la presencia de un viento con una dirección predominante conduce a una configuración óptima del parque con los aerogeneradores formando una hilera perpendicular a la dirección del viento dominante. Esta disposición de las turbinas es la que maximiza la producción de energía del parque (retorno) al evitar las pérdidas en la generación por el efecto de las estelas.

Cuando, como en este caso, se considera que el viento puede proceder de cualquier dirección, la disposición alineada de las turbinas en una hilera se entiende que no es muy eficiente, ya que cuando la dirección del viento se alinee con la hilera de turbinas, las pérdidas de producción del parque por efecto de las estelas serán considerables. Es fácil ver que la solución óptima, en un caso con viento multidireccional como el que se considera, obligará a disponer las turbinas separadas unas de otras en todas las direcciones. Esta dispersión de los aerogeneradores por la parcela del parque permitirá reducir (o incluso anular, si la distancia es suficiente) las pérdidas de producción (ingresos) por efecto de las estelas. Pero al aumentar la distancia entre turbinas, aumentará también la longitud de los caminos auxiliares (y la de la red eléctrica interna de distribución), lo que repercutirá en un incremento de la inversión inicial necesaria. Esto hace que la solución óptima será la que consiga el equilibrio entre la reducción de las pérdidas por efecto estela (separación) y la reducción de los costes de obra civil e instalación eléctrica (acercamiento).

De este análisis preliminar del caso se deduce que la configuración óptima del parque debería integrar cinco máquinas de tipo 3 (1300 kW), por su mayor capacidad de generación, agrupadas, pero no emplazadas en celdas contiguas. Como ya se indicó en el caso anterior, el diámetro típico del rotor de una turbina de esta potencia es de 64.8 m, por lo que las celdas en las que se ha discretizado el terreno tienen unas dimensiones de $3.1D \times 3.1D$. Por tanto, la distancia entre máquinas en cualquier dirección del espacio debería estar comprendida entre 2 ($6.2D$) y 4 celdas ($12.4D$). Esta distancia entre máquinas permitiría atenuar ($6.2D$) o eliminar ($12.4D$) las pérdidas de producción por efecto de las estelas (retorno

próximo al máximo), evitando incurrir en un incremento innecesario de la longitud de los caminos auxiliares y, por tanto, de la inversión inicial. Finalmente, las torres deberían ser de la máxima altura admisible (80 m) y las máquinas deberían ubicarse preferentemente en zonas de viento con $K = 3$, todo ello a fin de reforzar la producción anual de energía.

En la Figura 3.42 se muestra la solución óptima obtenida por el algoritmo para el Caso 3-6. Como se puede comprobar, las turbinas se ubican en las diagonales de un rectángulo de 2×1 celdas. Esto hace que la distancia mínima entre máquinas sea de 447.21 m, lo que equivale a casi $7D$, dentro del rango inicialmente previsto.

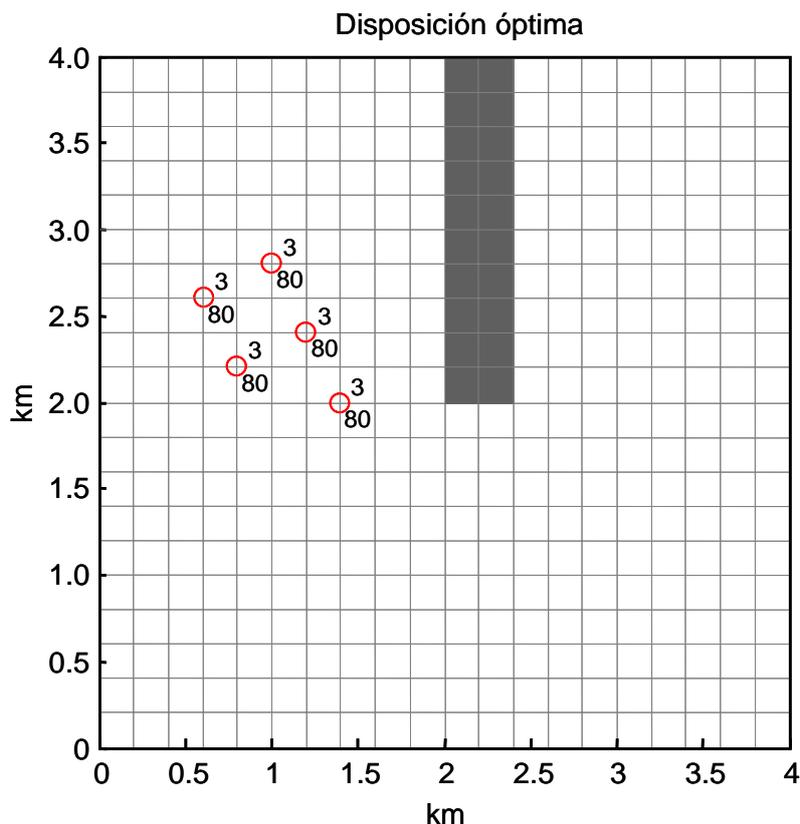


Figura 3.42 Caso 3-6. Solución óptima.

En la Figura 3.43 se muestran los datos interactivos finales asociados a la solución del Caso 3-6. En la parte inferior derecha se muestra un resumen con los datos económicos y la producción del parque. Como puede verse, la potencia media anual para este caso resulta de 4309 kW, lo que supone una pequeña disminución (2 kW) respecto de los 4311 kW del caso anterior (Caso 3-5), directamente imputable al efecto de las estelas. Atendiendo a la inversión en obra civil, se comprueba que se incrementa hasta los 789.108 €, lo que supone un incremento de 52.598 € respecto a los 736.510 € del Caso 3-5, imputable a la mayor longitud de caminos auxiliares. Como consecuencia de la menor producción y el incremento de la inversión, el VAN decrece hasta los 53.236.124 €, lo que supone 134.364 € respecto a los 53.370.488 € del Caso 3-5.

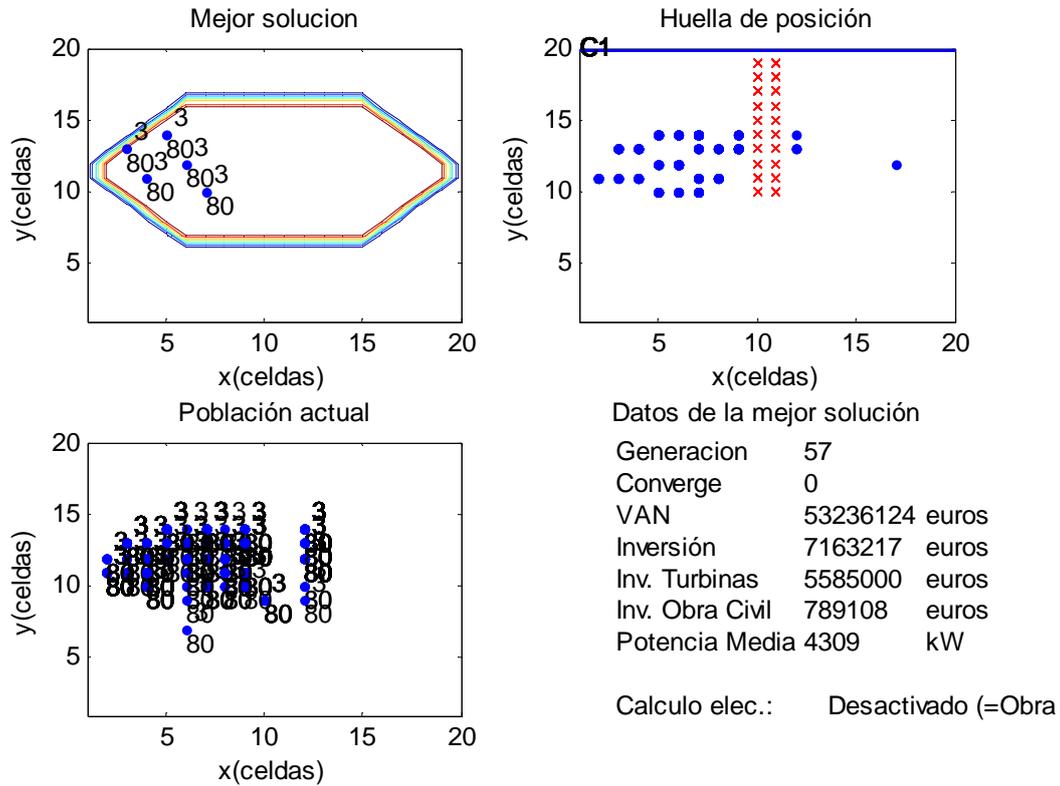


Figura 3.43 Caso 3-6. Datos interactivos finales.

Observando cómo va evolucionando la huella de posición, se pone de manifiesto cómo las ubicaciones que alguna vez han sido solución óptima en alguna generación, están ahora más separadas que en los casos anteriores, fruto de la consideración del efecto de las estelas.

Una posible solución alternativa, algo más dispersa, como la mostrada en la Figura 3.44, con turbinas situadas a una distancia mínima de 565.68 m (8.74D), unos 128 m mayor que los 447.21 m (7D) de la solución óptima, no supone ninguna mejora respecto del óptimo obtenido para este caso. Por un lado, la mayor separación hace crecer la inversión en obra civil hasta 827.019 € respecto a los 789.108 € del óptimo, debido al aumento de la longitud de caminos auxiliares. Por otro, la potencia media anual se es de 4270 kW, lo que supone una reducción desde los 4309 kW de la solución óptima. Esta reducción de la producción media anual en la solución alternativa es debida al efecto de las estelas, ya que en esta solución, las máquinas más próximas resultan alineadas con alguna de las ocho direcciones del viento consideradas, lo que intensifica el efecto de las estelas.

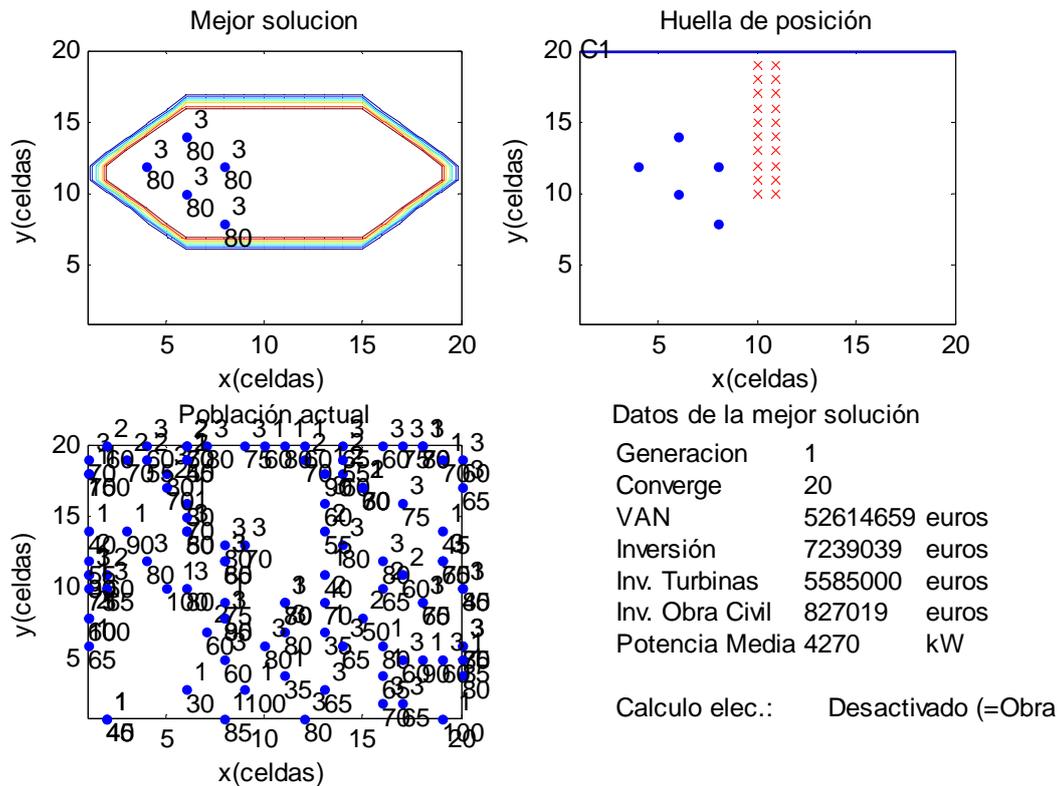


Figura 3.44 Caso 3-6. Solución alternativa estudiada.

Caso 3-7

En el Caso 3-7 se analizará un caso con un mayor grado de complejidad al contemplar la mayor parte de las restricciones gestionadas por el algoritmo, ya que a las condiciones del caso anterior se le añadirá que la solución óptima esté acotada por la capacidad de inversión en lugar de limitar el número de máquinas a incluir en la solución final. Para poder evaluar cómo afecta la restricción en la inversión inicial a la solución óptima y poderla comparar con la del Caso 3-6, se impone ahora un límite económico en la inversión inicial de 7.000.000 €, que resulta ligeramente inferior a los 7.163.217 € necesarios para el Caso 3-6. Con estas condiciones y restricciones, la solución óptima que cabe esperar ya no resulta tan intuitiva. No obstante, partiendo de la solución óptima del Caso 3-6, podrían especularse con las siguientes hipótesis alternativas:

1. Reducir la altura de las torres, concentrando el ajuste (reducción) de la inversión en el coste de las torres, asumiendo la penalización asociada a la reducción de la producción por la menor altura de buje. Dentro de esta posibilidad también cabría analizar si es mejor reducir la altura de todas las torres por igual o concentrar las disminuciones en el menor número de ellas, dejando el resto de máquinas con mayor altura de torre posible (máximo de producción).

2. Mantener el número, tipo y altura de máquinas, pero situarlas más cerca (disposición más agrupada o compacta del parque), concentrando el reajuste de la inversión en la obra civil (caminos auxiliares e instalación eléctrica), al precio de una reducción de la producción por mayor incidencia de las estelas.
3. Acercar todo el conjunto de turbinas al camino de acceso, concentrando de nuevo el reajuste de la inversión en la obra civil, a costa de ubicar las máquinas en lugares con menos producción (menor velocidad de viento o potencial eólico).
4. Reducir el número de máquinas a instalar en el parque (en una unidad), concentrando el reajuste de la inversión en el capítulo adquisición de turbinas (también se produciría una reducción en la obra civil al tener que conectarse una máquina menos). La contrapartida negativa sería una severa reducción de la producción anual al parque (la correspondiente a la unidad no instalada).
5. Cambiar, total o parcialmente, el tipo de máquinas por otras más económicas, de menor potencia, concentrando de nuevo el reajuste de la inversión en el capítulo adquisición de turbinas. La contrapartida negativa sería una reducción de la producción anual al parque (pero menos severa que la de la cuarta hipótesis).
6. Combinaciones de las opciones anteriores, en distintos grados.

Tomando como base la solución óptima correspondiente al Caso 3-6, podría hacerse una evaluación económica preliminar de cada una de estas seis hipótesis alternativas.

Atendiendo al coste por metro de torre del tipo de máquina empleada (1500 €/m) y a la altura mínima de montaje (60 m) se tiene que, aun manteniendo la misma disposición y reduciendo hasta el mínimo la altura de buje de todas las turbinas, la reducción del coste de inversión que se obtendría de las torres sería de 150.000 €. Dado que la limitación de inversión impuesta obliga a una reducción mínima de 163.217 €, se entiende que la solución óptima no puede alcanzarse únicamente por esta vía.

En la solución óptima del Caso 3-6, la longitud total de los caminos auxiliares de acceso es 2988.85 m. La longitud mínima de los mismos, con todas las máquinas ubicadas en posiciones contiguas en la zona de viento más favorable (a pesar del efecto estela), resultaría de 2000 m. Dado que en este caso se considera que el coste unitario de realización de los caminos auxiliares por metro lineal es de 80 €/m, se tiene que la reducción de la inversión que podría obtenerse con esta opción sería de 79.108 € que, al considerar los costes de la instalación eléctrica (se consideran iguales), aumentaría hasta los 158.217 €. Como puede verse, con esta medida tampoco se llega a la reducción mínima de la inversión necesaria (163.217 €), por lo que la solución óptima tampoco podrá obtenerse únicamente por esta vía.

La tercera de las opciones consideradas consiste en acercar todo el conjunto de turbinas al camino principal a pesar de ubicarlo en posiciones menos productivas. Con esta opción la longitud total de los caminos auxiliares se reduce tan sólo en 400 m, una longitud menor que en la opción anterior, por lo que tampoco podrá conseguirse la reducción de inversión impuesta, utilizando únicamente esta medida.

La siguiente alternativa consiste en reducir el número de máquinas empleadas en el parque. Eliminando una turbina, no sólo se disminuye la inversión en el importe correspondiente a la propia turbina y su torre, sino que también se disminuye la inversión en obra civil (cimentación de la turbina eliminada y realización de los caminos de acceso y la parte correspondiente de la instalación eléctrica interna de distribución hasta la máquina eliminada). La eliminación de una máquina reduciría la inversión en 1.292.554 €, lo cual supondría un desaprovechamiento excesivo de la capacidad de inversión disponible que sólo requería una disminución de 163.217 €. En este caso habría que considerar, además, la significativa reducción del retorno por venta de la energía eléctrica asociada al aerogenerador eliminado.

La quinta alternativa consistiría en cambiar parcial o totalmente el tipo de máquina empleado por otra de menor potencia o menor coste. Como se indicó en la Tabla 3.15, donde se recogían los datos de las máquinas disponibles para este caso, la disminución de la inversión que se produce al cambiar una máquina del tipo 3 con una torre de 80 m de altura a una máquina de tipo 1 con una torre de 100 m de altura es de 630.000 €, con lo que se satisface la condición del límite de inversión y, en principio, no se penaliza demasiado la potencia media obtenida por el parque. Esto hace pensar que la solución óptima tiene muchas probabilidades de asemejarse a esta configuración del parque antes que optar por otras configuraciones más peregrinas fruto de la combinación de las alternativas anteriores.

A pesar de que se trata de un pequeño parque eólico con tan sólo cinco máquinas como máximo, es fácil comprender que, realizar un análisis exhaustivo, enumerativo, que permitiese explorar el ingente abanico de posibilidades, resulte una tarea, cuando menos, hartó laboriosa. Contar con una herramienta como el algoritmo que se propone en este trabajo supondría una ayuda considerable para equipo proyectista del parque.

Resolviendo este caso con el algoritmo propuesto, se llega a la solución representada en la Figura 3.45. Como se puede observar, esta solución utiliza el mismo número de máquinas y ubicaciones que el Caso 3-6. Las diferencias consisten en la sustitución de una de una máquina de tipo 3 por otra de tipo 1, con una altura de torre de 100 m. Respecto a las posiciones, como puede verse, corresponden a las ubicaciones donde las condiciones de viento son más favorables, tanto por su intensidad media como por su distribución (factor de forma). Pero, por otro lado, son posiciones que minimizan tanto las distancias entre máquinas (caminos auxiliares) como las pérdidas por el indeseable efecto de las estelas. En lo que se refiere al tipo y altura de máquinas, se ha encontrado que

la solución óptima se obtiene con cuatro máquinas de tipo 3 (las empleadas en el Caso 3-6 que son las que consiguen mayor producción) y una máquina del tipo 1 a la máxima altura de montaje, 100 m. Esta configuración con cinco máquinas consigue un mayor aprovechamiento de la capacidad de inversión disponible, y es claramente superior en cuanto a retorno (ingresos) y por tanto a VAN, que un parque con tan sólo cuatro máquinas.

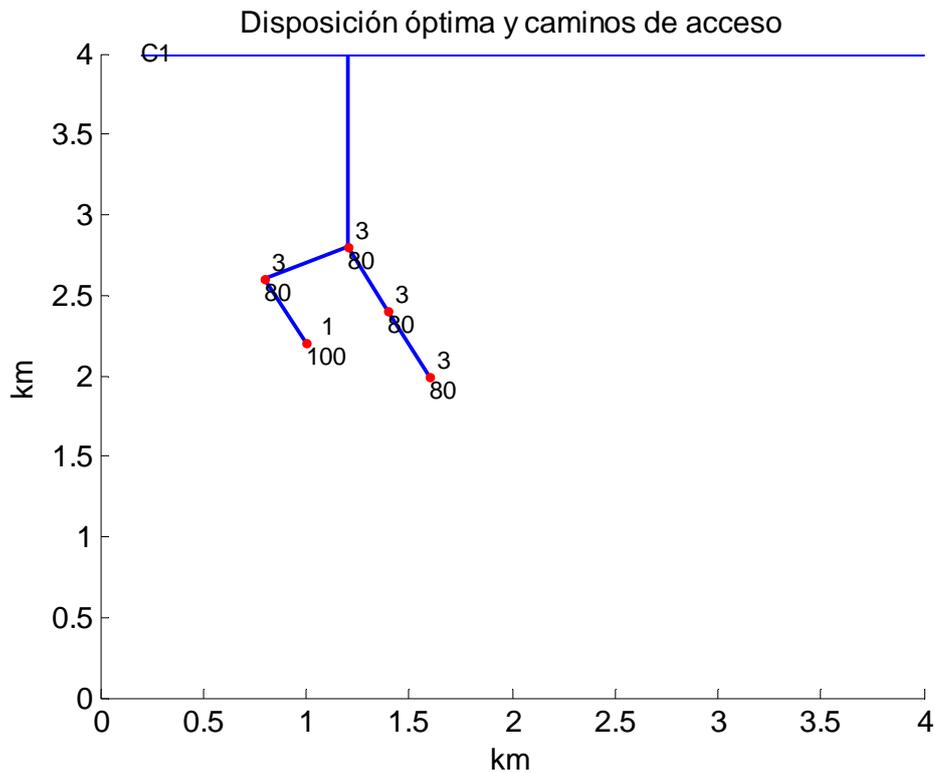


Figura 3.45 Caso 3-7. Solución óptima.

En la Figura 3.46 se representan los datos interactivos finales para el Caso 3-7. Como se puede comprobar, la solución óptima obtenida requiere una inversión de 6.520.217 €, con lo que se satisface la restricción introducida en cuanto al límite de inversión (7.000.000 €). La reducción impuesta en la inversión se consigue al sustituir una máquina de tipo 3 a 80 m de altura por otra de tipo 1, con torre de 100 m, junto a los costes de la cimentación asociados, ya que la longitud de los caminos auxiliares de acceso es la misma. La

Tabla 3.18 resume las diferencias parciales y totales en la inversión.

En la Tabla 3.19 se recogen los datos económicos asociados a las soluciones óptimas de los Casos 3-6 y 3-7. De la comparación de ambas soluciones se deduce que para cumplir con la restricción impuesta en el límite de inversión se ha tenido que renunciar a casi un 10% del VAN. Esta reducción se debe, principalmente, a la disminución de la potencia media anual (generación) ligada a la sustitución de una de las turbinas por otra más pequeña.

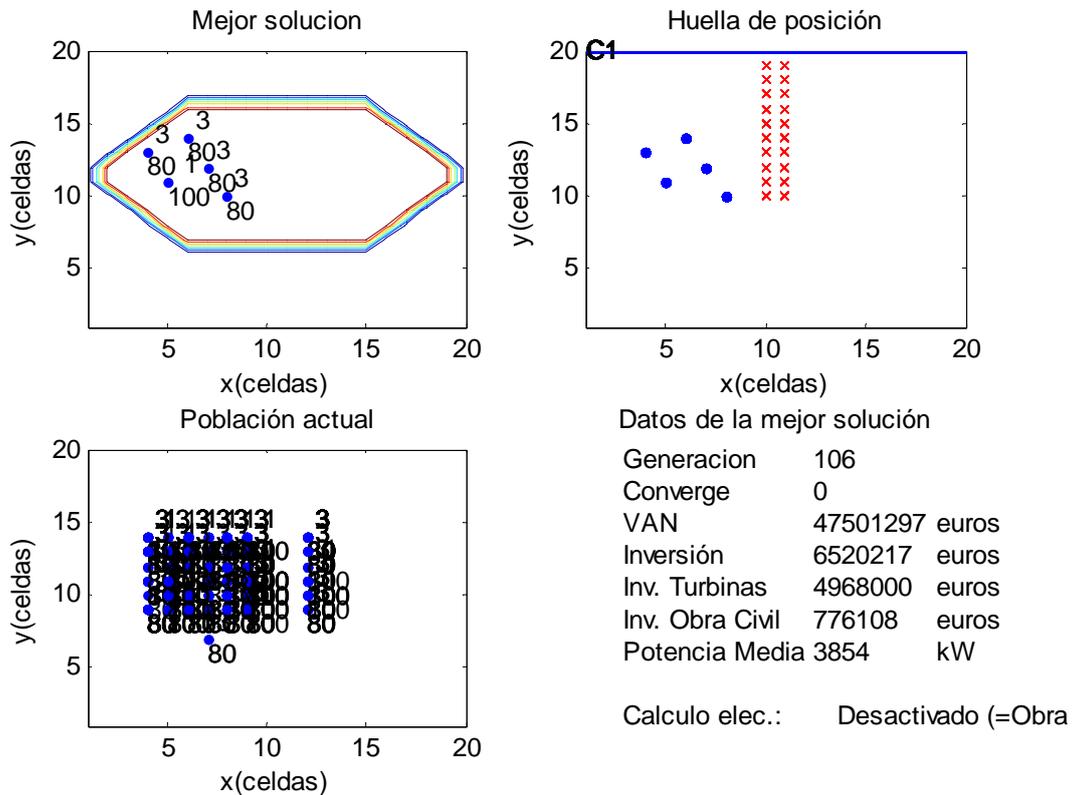


Figura 3.46 Caso 3-7. Datos interactivos finales.

Tabla 3.18 Reducción de la inversión en el Caso 3-7.

Configuración	Tipo 3 80 m	Tipo 1 100 m	Diferencia
Coste de la turbina (€)	997.000	400.000	
Coste de la torre (€)	120.000	100.000	
Total Turbinas	1.117.000	500.000	617.000
Coste de la cimentación (€)	104.000	91.000	
Total Obra civil	104.000	91.000	13.000

Atendiendo a la representación de las nueve mejores soluciones halladas que se muestra en la Figura 3.47, se tiene que la totalidad de ellas emplean la combinación de cuatro máquinas de tipo 3, con torre de 80 m de altura, más una quinta máquina del tipo 1, con torre de 100 m, y que lo único que las diferencia son las posiciones que ocupan las distintas turbinas.

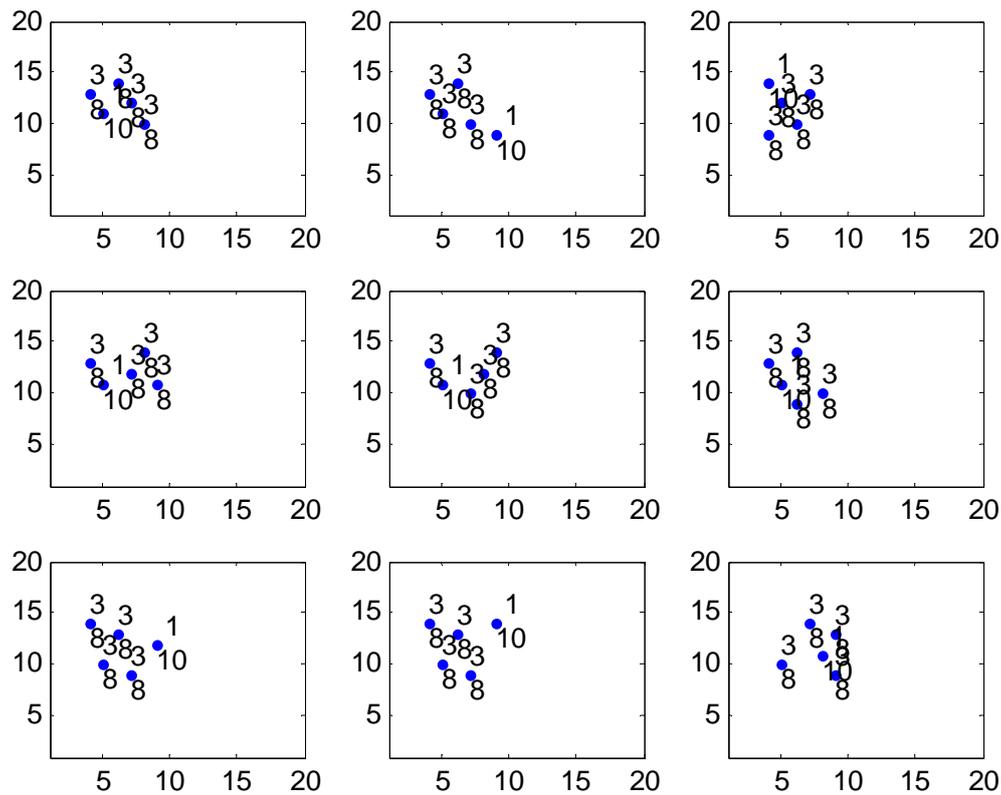


Figura 3.47 Caso 3-7. Nueve mejores soluciones.

Tabla 3.19 Cuadro comparativo de las soluciones a los casos 3-6 y 3-7.

Concepto	Solución óptima Caso 7	Solución óptima Caso 6	Diferencia
VAN (€)	47.501.297	53.236.124	-5.734.827
Inversión Total (€)	6.520.217	7.163.217	-643.000
Inversión Turbinas (€)	4.968.000	5.585.000	-617.000
Inversión Obra civil (€)	776.108	789.108	-13.000
Potencia media (kW)	3.854	4.309	-455

Para finalizar el análisis de este conjunto de casos, la Tabla 3.20 resume la información referente a tiempos de cálculo y número de iteraciones de las soluciones óptimas. Como se observa, los Casos 3-1 a 3-5 requieren un número de iteraciones similar y emplean un tiempo de cálculo también del mismo orden. Esto es debido a que las limitaciones y restricciones empleadas, si bien, por un lado, incorporan mayor amplitud en el campo de las soluciones (por ejemplo, en el empleo de distintos tipos de máquina), lo reducen por otro (por ejemplo, con la consideración de zonas prohibidas o claramente penalizadas), con lo que el grado de complejidad global de los casos se mantiene en niveles similares.

Tabla 3.20 Número de iteraciones y tiempo de cálculo empleados en obtener la solución óptima de los casos 3-1 a 3-7.

Parámetro	Caso 3-1	Caso 3-2	Caso 3-3	Caso 3-4	Caso 3-5	Caso 3-6	Caso 3-7
Número de iteraciones	38	42	36	42	44	57	106
Tiempo de cálculo (s)	87.22	109.16	87.50	106.49	102.07	380.54	666.05

Los Casos 3-6 y 3-7 suponen, cada uno de ellos, un paso más en cuanto a complejidad y eso queda de manifiesto tanto en el número de iteraciones como en el tiempo empleado para obtener la configuración óptima del parque, que sufren un incremento notable. El algoritmo propuesto tiene implementada la posibilidad de utilizar una semilla inicial en la población inicial. Esta característica permite reducir el tiempo de computación a prácticamente la mitad si la semilla introducida es cercana a la solución óptima final.

3.5.2 Comparación con los trabajos previos

En este caso, pretende compararse los resultados obtenidos con el algoritmo propuesto con los previamente obtenidos por los pocos autores que han realizado trabajos similares. La comparación se ha centrado en el trabajo de Grady, Hussaini y Abdullah [31], cuyo trabajo es una mejora del artículo presentado por Mosetti, Poloni y Diviacco [29], y en sus trabajos se analizan los mismos casos.

Ambos autores emplean una turbina con una curva potencia-velocidad en la que la potencia extraída por la turbina, P , en función de la velocidad del viento, v , viene dada por la ecuación:

$$P = 0.3v^3$$

Esta expresión cúbica tiene su fundamento teórico en la consideración de que la componente del esfuerzo en las palas de producción de par (coeficiente de sustentación), C_T , es constante para las distintas velocidades de viento incidente, lo cual no suele cumplirse en las turbinas reales. Además, los autores consideran que esta relación potencia-velocidad es válida para todo el rango de velocidades de viento entre la velocidad de arranque (*cut-in speed*) y la de corte (*cut-out speed*). Es decir, no consideran la limitación de la potencia en su valor nominal para velocidades de viento superiores a la velocidad nominal (el intervalo de velocidades más energético). Esta última suposición introduce una importante distorsión en los resultados, ya que sobreestima el valor de la energía media anual producida, al predecir valores muy por encima de los que realmente podrían obtenerse.

Como ya se ha indicado en la revisión de la literatura, ambos autores manifiestan que el propósito de sus trabajos es meramente demostrativo. Esto les lleva a considerar una función objetivo muy simplificada que depende únicamente del coste de los aerogeneradores, del número de ellos y de la energía extraída por el conjunto de turbinas del parque. Este último aspecto del cálculo, sin embargo, se

realiza de forma bastante precisa, ya que utilizan los modelos de estela propuestos por Jensen [21,22] para analizar los déficits de energía que las turbinas que se encuentran a barlovento (aguas arriba) provocan en las turbinas que se encuentran a sotavento (aguas abajo).

Para realizar la comparación, se ha ejecutado el algoritmo propuesto con los casos propuestos por Grady en su trabajo. En todos ellos se estudia la optimización de un parque eólico en un terreno cuadrado subdividido en 100 posibles ubicaciones (celdas) para las turbinas en tres escenarios de viento diferentes: viento con dirección e intensidad constantes, viento con intensidad constante y dirección uniformemente variable (en los 360°) y una distribución más realista con viento de intensidad y dirección variable según una rosa de los vientos. Las turbinas se ubican el centro de las celdas cuadradas, con una longitud de lado fija, preestablecida, de cinco veces el diámetro de la turbina. Con ello, el tamaño total del emplazamiento del parque eólico resulta de $50D \times 50D$. Los autores consideran un único modelo de turbina con una altura de buje $h = 60$ m, un diámetro $D = 40$ m, un coeficiente de sustentación $C_T = 0.88$, constante para el rango de velocidades considerado, y una curva de potencia como la que se muestra en la Figura 3.48. El coeficiente de rugosidad del terreno considerado es $z_0 = 0.3$ m.

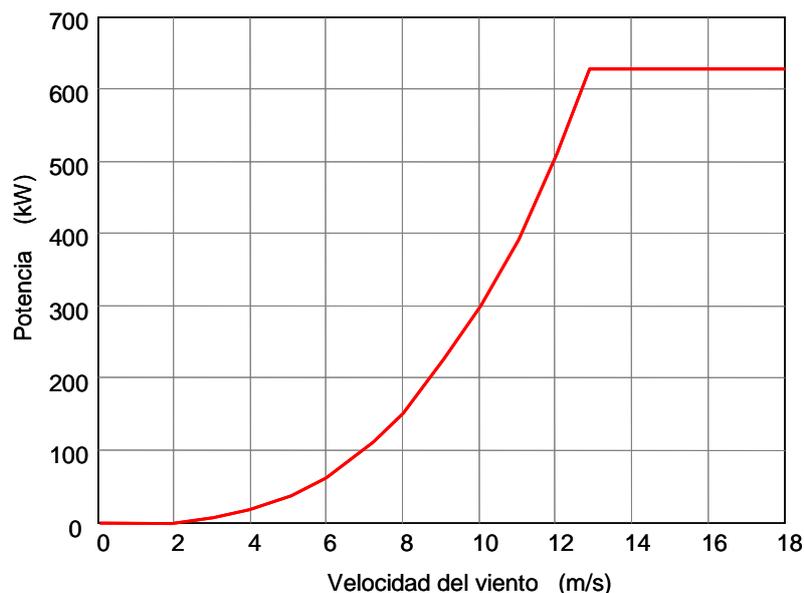


Figura 3.48 Curva de potencia-velocidad de viento de la turbina eólica considerada por Grady, Hussaini y Abdulla.

Por último hay que indicar que a fin de disponer de una base común de comparación, a la hora de ejecutar el algoritmo propuesto se impone la condición de que el número de turbinas de la solución final coincida con el de las soluciones obtenidas por Grady.

Caso 3-8 Viento constante en dirección y velocidad

En la primera situación estudiada, el viento considerado es de 12 m/s con dirección Norte-Sur. La solución óptima obtenida por el algoritmo propuesto coincide con la disposición planteada por Grady y es la que se muestra en la Figura 3.49.

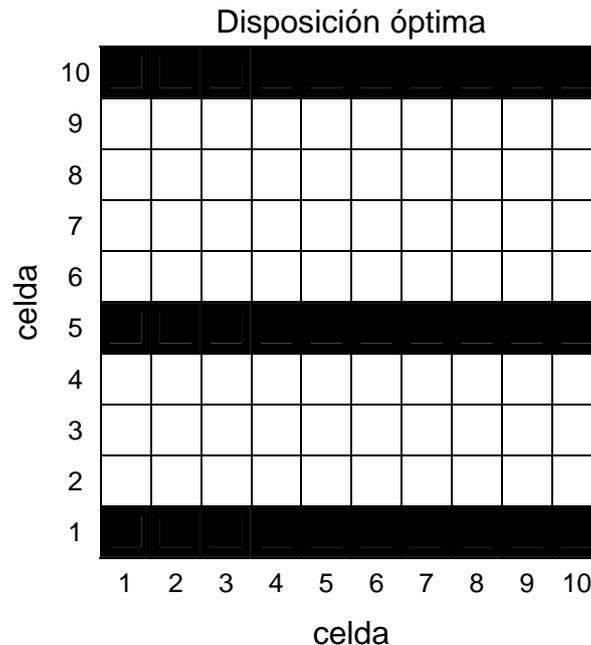


Figura 3.49 Caso 3-8. Solución óptima.

En la Tabla 3.21 se resume la información de las soluciones óptimas obtenidas con el algoritmo propuesto y las planteadas por Grady. Como se puede comprobar, el número de generaciones necesarias para alcanzar la solución óptima con el algoritmo propuesto es de 81 generaciones (51 generaciones para obtener la solución y 30 más para asegurar el criterio de convergencia), número muy inferior a las 3000 generaciones que precisa el algoritmo utilizado por Grady. En el algoritmo propuesto, el número de individuos no se mantiene rigurosamente constante a lo largo de la simulación (evolución) sino que varía ligeramente y, en este caso, se ha mantenido similar (unos mil) al utilizado por Grady a fin de poder hacer una comparación válida. Esto significa, que el algoritmo propuesto ha evaluado en torno a 80000 individuos o posibles emplazamientos frente a 3 millones que ha evaluado el algoritmo propuesto por Grady.

Si se tiene en cuenta que el coste computacional del algoritmo reside fundamentalmente en la evaluación de la energía generada por cada uno de los emplazamientos, esto indica que el coste computacional del algoritmo propuesto es, aproximadamente, 37.5 veces más rápido que el anteriormente propuesto por el equipo de Grady.

Tabla 3.21 Comparativa del número de generaciones e individuos del Caso 3-8.

Método	Generaciones	Individuos
Algoritmo de Grady	3000	1000
Algoritmo propuesto	81 (51)	~950

Caso 3-9 Viento uniforme en velocidad y distribución en las diferentes direcciones consideradas.

En este segundo caso se considera que la velocidad del viento sigue siendo de 12 m/s, pero la dirección de procedencia se considera ahora que tiene una distribución de probabilidad uniforme a lo largo de los distintos sectores en los que se divide el espacio. La Figura 3.50 muestra la solución óptima publicada por Grady (izquierda) y la obtenida con el algoritmo propuesto (derecha).

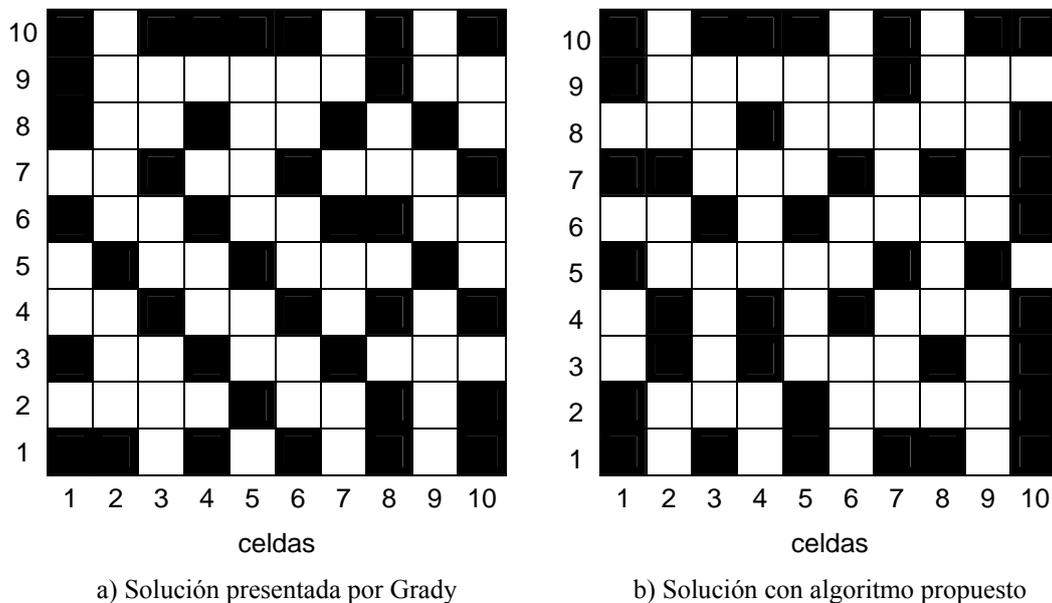


Figura 3.50 Caso 3-9. Soluciones alcanzadas.

La Tabla 3.22 resume los resultados de la ejecución de cada algoritmo para un parque con 39 turbinas. La tercera columna (Potencia (kW)) muestra la potencia media anual generada por el conjunto de turbinas que componen la disposición óptima del parque, calculado de acuerdo a la formulación empleada por Grady en su artículo. Sin embargo, y debido a que dicha formulación no está completamente detallada, este valor no concuerda exactamente con el valor proporcionado por Grady en su artículo, que es incluido entre paréntesis. El valor de la potencia coincide numéricamente, salvo por el porcentaje de disponibilidad, con el total de energía anual generada por la planta, expresada en kWaño. En cualquier caso, esta columna muestra cómo la implantación óptima obtenida por

el algoritmo conduce a un incremento de la potencia media anual (producción) en un 2.1 %.

La cuarta y quinta columnas presentan los resultados de evaluar cada una de las soluciones con las dos funciones objetivos. En la cuarta columna ($\text{FitGr}10^{-3}$) se encuentran los valores de la función objetivo de cada solución calculados con la función objetivo empleada por Grady, en la que sólo tiene en cuenta el coste de cada aerogenerador, el número de ellos y la potencia generada. De igual forma, entre paréntesis se incluye el valor de dicha función para la potencia media anual calculada por Grady. Conviene indicar que el algoritmo de Grady persigue la minimización de su función objetivo por lo que un incremento de -2.1%, es decir, negativo, supone realmente una mejora en el resultado.

Tabla 3.22 Comparación de resultados para el Caso 3-9.

Método	Número Turbinas	Potencia (kW)	FitGr·10 ³	VAN (M€)	Generaciones	Individuos	Coste Computac. (GEN·IND)
Algoritmo de Grady	39	17430 (17220)	1.545 (1.566)	116.7	3000	600	1800·10 ³
Algoritmo Propuesto	39	17806	1.512	119.9	132	~950	125.4·10 ³
Mejora	-	2.1%	-2.1%	3.2 2.7 %	1:23	1.6:1	1:14.35

La quinta columna (VAN (M€)) muestra el valor de la función objetivo utilizada en este trabajo. Para poder establecer una comparación entre los valores de VAN a que dan lugar las disposiciones calculadas por los algoritmos comparados, se han supuesto las mismas condiciones relativas a costes de cimentación, estructuras, precios de la energía, tipos de interés, etcétera, en ambas soluciones. Como puede verse, la solución óptima obtenida por el algoritmo genético propuesto en ese trabajo incrementa el VAN en 3.2 M€ (2.7 %).

La sexta (Generaciones) y séptima columnas (Individuos) presentan el número de generaciones durante las que se ha ejecutado el algoritmo hasta darse por concluido y el número de individuos de que consta cada generación, respectivamente. En el algoritmo propuesto, el número de individuos no se mantiene rigurosamente constante a lo largo de la simulación sino que varía ligeramente y, en este caso, se mantiene alrededor de 950 individuos.

Como se ha indicado anteriormente, el coste computacional (aquí evaluado mediante el producto del número de generaciones por el de individuos) reside fundamentalmente en la evaluación de la población, por lo que es proporcional al producto del número de generaciones por el tamaño de la población (columna octava). Como puede verse, el coste computacional asociado es de un orden de magnitud inferior, relación 1 a 14.35, en comparación con el algoritmo de Grady.

Esto significa que el algoritmo propuesto en este trabajo supera a los anteriores, no sólo por la más adecuada definición de la función objetivo, sino también por la estructura del algoritmo que permite obtener mejores disposiciones finales a un menor coste computacional.

Caso 3-10 Viento variable y empleo de rosa de los vientos

En este tercer caso se considera viento con varias velocidades y varias direcciones de procedencia (rosa de los vientos). En concreto, la distribución de viento se caracteriza, únicamente, con tres velocidades de viento (8, 12 y 17 m/s), asignándole a cada velocidad una frecuencia en cada una de las 36 direcciones o sectores en que se considera dividida la rosa de los vientos.

Dado que el algoritmo propuesto gestiona la información del viento en base a una rosa de los vientos con ocho direcciones y a la distribución de Weibull (una para cada una de ellas), es preciso hacer una adaptación de los datos de viento utilizados por Grady para poder establecer una base común sobre la que realizar la de comparación de resultados.

La Figura 3.51 muestra la configuración publicada por Grady para este caso (izquierda) y la solución óptima obtenida por el algoritmo propuesto (derecha).

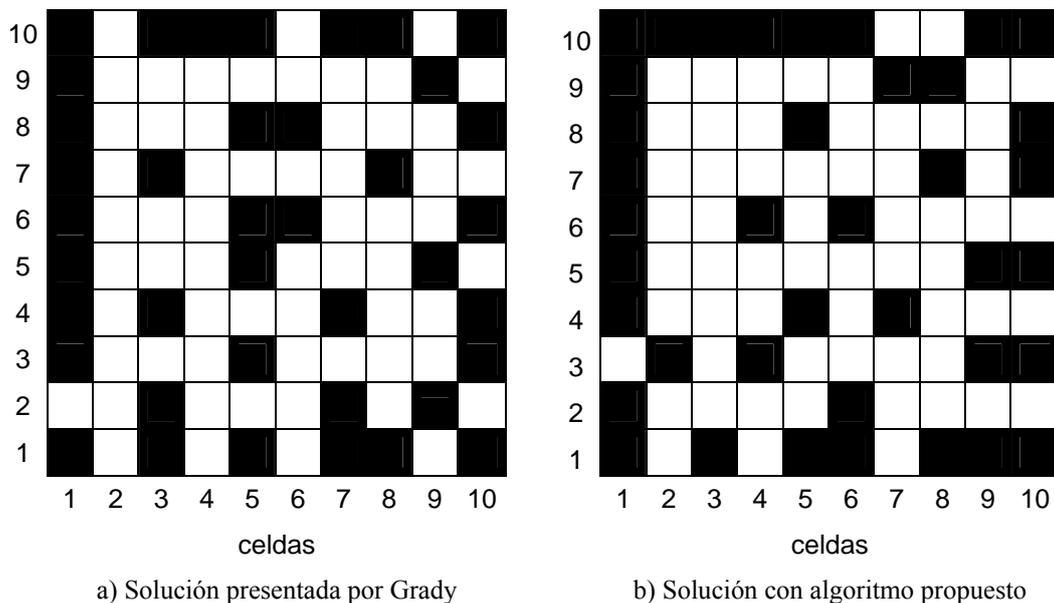


Figura 3.51 Soluciones alcanzadas para el Caso 3-10.

La Tabla 3.23, similar a la Tabla 3.22, resume los resultados de la ejecución de ambos algoritmos. Como puede verse, utilizando las mismas 39 turbinas, el algoritmo propuesto obtiene una implantación óptima que permite incrementar la cantidad de energía generada (potencia media anual) en un 1.72%. Es decir,

conduce a una disposición más eficiente de las turbinas en el parque, al minimizar sus pérdidas de producción debidas al indeseable efecto de las estelas.

La mejora también se refleja en la evaluación de las funciones objetivo utilizadas (FitGr 10^{-3} y VAN). Conviene recordar de nuevo que el algoritmo de Grady persigue la minimización de su función objetivo por lo que un incremento de -2.1% (negativo) supone, realmente, una mejora en el resultado. También puede verse que la solución óptima obtenida por el algoritmo genético propuesto en ese trabajo incrementa el VAN en 4.8 M€, lo que supone un 2.0 %.

Por último, el coste computacional del algoritmo propuesto en este trabajo sigue siendo de un orden de magnitud inferior, relación 1 a 8.77.

Tabla 3.23 Comparación de resultados para el Caso 3-10.

Método	Número Turbinas	Potencia (kW)	FitGr · 10 ⁻³	VAN (M€)	Generaciones	Individuos	Coste Computac. (GEN·IND)
Algoritmo de Grady	39	32057 (32038)	0.840 (0.803)	241.8	1000	600	600·10 ³
Algoritmo Propuesto	39	32617	0.825	246.6	72	~950	68.4·10 ³
Mejora	-	1.72 %	-1.75 %	4.80 2.0 %	1:14	1.6:1	1:8.77

De nuevo resulta que el algoritmo propuesto en este trabajo es netamente superior a los descritos en los trabajos previamente publicados, tanto en lo que se refiere a la calidad de la solución obtenida como en el esfuerzo computacional necesario para obtenerlo.

3.5.3 Análisis de sensibilidad

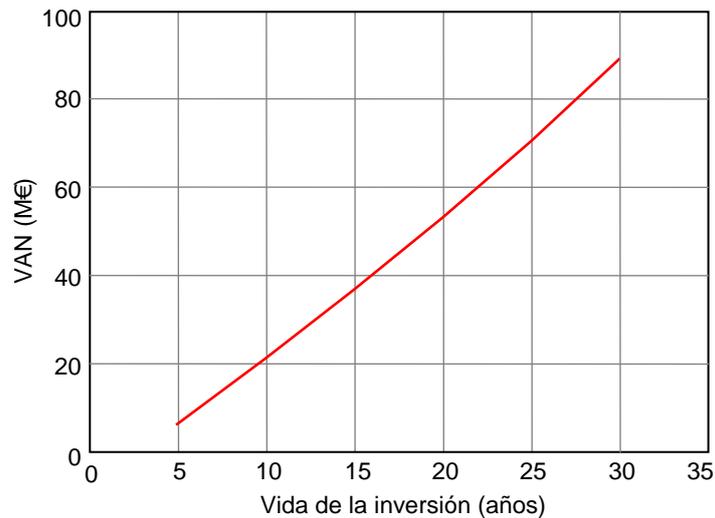
Se analizará aquí la influencia que la tasa de interés, la vida útil de la instalación y el precio de la energía eléctrica tienen sobre la configuración óptima del parque eólico para un escenario dado. Para este estudio se tomará como base un caso ya estudiado, concretamente el Caso 3-5. Las características del escenario elegido como caso base se resumen en la Tabla 3.13. A la hora de optimizar el parque se consideran los costes de los caminos auxiliares, la presencia de zonas del terreno con diferente capacidad portante y de ubicaciones donde no se permite la instalación de los aerogeneradores, así como de zonas donde el viento está caracterizado por una función de Weibull con diferentes factores de forma. Finalmente, se tiene la posibilidad de elección entre tres tipos distintos de turbinas (Tabla 3.15). La Tabla 3.24 muestra los valores empleados para la tasa de interés, vida útil de la instalación y precio de la energía en el Caso 3-5 y que serán tomados de base para cada uno de los estudios de sensibilidad.

Tabla 3.24 Valores de base para el análisis de sensibilidad.

Parámetro	Valor
Vida de la inversión (años)	20
Tasa de actualización (%)	3
Precio del kWh (€/kWh)	0.08
Incremento anual del precio del kWh (%)	3

a. Vida de la inversión

Manteniendo el resto de valores constantes, se ha resuelto el caso empleando diversos valores de vida de la inversión dentro del rango de 5 a 30 años, encontrándose que la solución óptima coincide en todos los casos con la encontrada en el Caso 3-5 (Figura 3.40) con la única variación del valor del VAN resultante de la inversión, tal y como se muestra en la Figura 3.52.

**Figura 3.52 Evolución del VAN en función del tiempo de vida de la instalación.**

Como puede verse, el VAN del parque crece de forma casi lineal con el tiempo de vida útil de la instalación desde los algo menos de 4 M€, para un ciclo de vida de 5 años, hasta unos casi 90 M€ para 30 años de vida en servicio. Este comportamiento puede explicarse por el simple hecho de que cuanto más se alarga la vida útil en producción del parque, más periodos (años) de retorno con beneficios se acumulan en el VAN.

b. Tasa de interés

Igualmente se ha resuelto el caso empleando diversos valores de la tasa de interés anual, cubriendo el rango de valores comprendido entre el 1% y el 15%. Como en el caso anterior, la configuración de la solución óptima es la misma para todos los casos. La única variación reside en el valor del VAN resultante de la inversión, que muestra la evolución representada en la Figura 3.53.

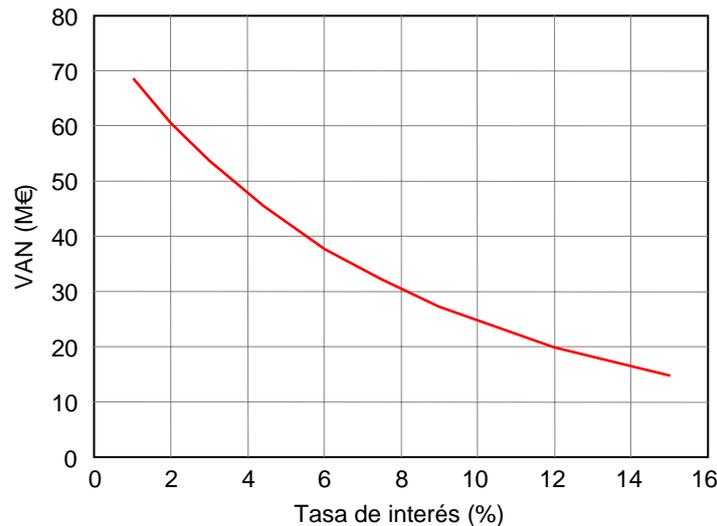


Figura 3.53 Evolución del VAN de la inversión con la tasa de interés anual.

Como puede verse, el VAN de la instalación eólica se va reduciendo de forma aproximadamente hiperbólica con la tasa de interés desde los casi 70 M€, para una tasa de interés del 1%, hasta unos 15 M€, para una tasa anual del 15%. Esta evolución se debe a que cuanto mayor sea la tasa de interés anual, más se reducirán los retornos actualizados de cada uno de los periodos (años) de explotación de la inversión, lo que reducirá el valor acumulado en el VAN.

c. Precio de la energía

Por último, se ha analizado la influencia del precio de la energía en la solución óptima, explorando el rango precios comprendido entre 0.04 €/kWh y 0.30 €/kWh. Como en los casos anteriores, la configuración de la solución óptima permanece inalterable. Las únicas variaciones se encuentran en el VAN de la instalación, tal y como se muestra en la Figura 3.54.

Como puede verse, el VAN del parque crece de forma casi lineal con el precio de venta de la energía eléctrica desde los casi 3 M€, para un precio de la energía de 4 c€/kWh, hasta unos casi 23 M€ para 30 c€/kWh. Este comportamiento puede explicarse por el simple hecho de que cuanto mayor sea el precio de venta de la energía, mayor será el retorno anual que se acumula en el VAN.

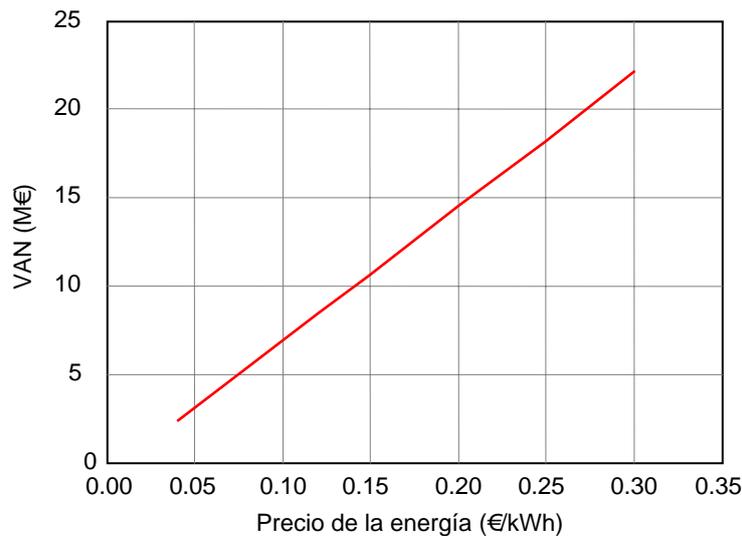


Figura 3.54 Evolución del VAN con el precio de la energía.

A modo de resumen de este análisis de sensibilidad a los parámetros puede decirse que, dentro de los rangos de valores analizados, la solución de la configuración óptima permanece inalterable. Por otra parte, la variación del VAN de la inversión resulta creciente y casi lineal con la vida útil en servicio de la instalación y con el precio de venta de la energía eléctrica (a más vida útil o precio de la energía, más VAN) y decreciente, de forma hiperbólica, con la tasa de interés anual (cuanto mayor es la tasa de interés menos VAN resulta).

Un comportamiento similar resulta al analizar la incidencia del precio de la energía y tasa de interés en el periodo de amortización de la inversión en el parque eólico. Conforme aumenta el precio de venta de la energía producida se reduce el periodo de amortización de la inversión, ya que al retornar más flujo de caja anualmente, la inversión se amortiza más rápidamente. Por el contrario, al aumentar la tasa de interés anual, el retorno anual disminuye, lo que aumenta el periodo de amortización de la inversión.

3.5.4 Robustez del algoritmo

En este apartado se ha resuelto el mismo Caso 3-3 un total de 50 veces consecutivas, al objeto de comprobar el grado de efectividad del algoritmo a la hora de encontrar la solución óptima. En el Caso 3-3 se analizaba un escenario en el que se consideraban la presencia de zonas con diferentes intensidades de viento, existían zonas del terreno con distinta capacidad portante y zonas donde no se permitía ubicar aerogeneradores (ver Tabla 3.12). También se incluían los costes de la red de caminos auxiliares (que debía minimizarse).

En la Figura 3.55 se muestra el VAN obtenido en cada una de las veces que se ha resuelto el Caso 3-3, encontrándose la configuración de la solución óptima que se muestra en la Figura 3.32, o una equivalente (en cuanto a inversión inicial y VAN, como se puso de manifiesto en la Figura 3.34), en 47 ocasiones de las 50 totales, lo que supone un 94% de veces. En dos de las cincuenta ocasiones (4% del total de casos) el algoritmo ha encontrado una solución con un configuración levemente peor (la segunda mejor solución del problema), con mayor inversión inicial debido al incremento de longitud de los caminos auxiliares, que produce un VAN de 20.426.337 €, lo que resulta algo inferior a los 20.439.592 € de la solución óptima (0.065% menos que la óptima). Por último, en solo una ocasión (2% del total de veces) el algoritmo ha convergido hacia una tercera mejor solución del problema, debido de nuevo al incremento de la inversión inicial por la mayor longitud de los caminos auxiliares, y que produce un VAN de 20.413.083 €, lo que supone una reducción del 0.13% respecto de la configuración óptima.

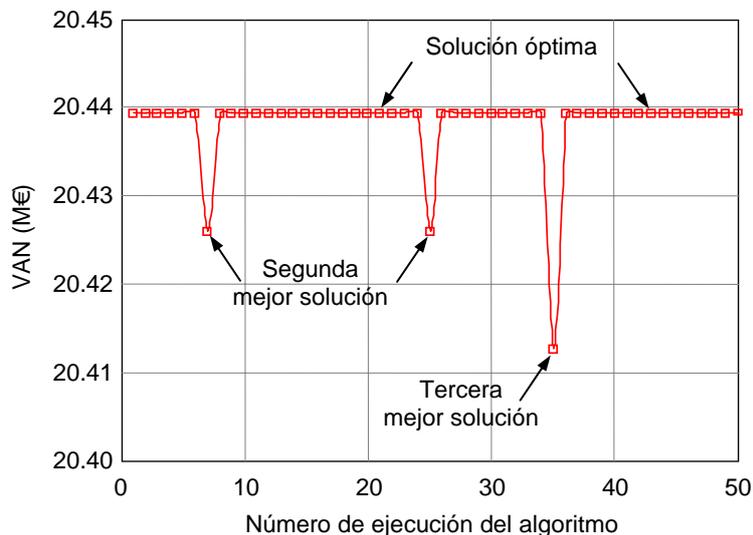


Figura 3.55 VAN de la solución obtenida en 50 ejecuciones consecutivas del algoritmo.

Es importante poner de manifiesto que los resultados obtenidos dependen en gran medida del conjunto de parámetros que configuran el algoritmo, por lo que no sólo se analiza la capacidad del algoritmo de encontrar la solución óptima del problema sino de las garantías que proporcionan el conjunto de valores elegidos. En todos los casos se han empleado los parámetros indicados en la Tabla 3.9.

Para poner en relieve la influencia del valor de los parámetros de configuración del algoritmo, se ha realizado de nuevo la misma serie de cincuenta resoluciones consecutivas del Caso 3-3, modificando únicamente el tamaño de la población que, en esta serie, se ha configurado con valor igual a 10 (en lugar de 100). La Figura 3.56 muestra el resultado. Como se observa, como consecuencia de este

cambio en la parametrización del algoritmo, su comportamiento se modifica de forma sustancial, haciéndose ahora menos eficiente en cuanto a garantizar la obtención de la configuración óptima del parque. Como consecuencia de haber reducido el tamaño de la población de 100 a 10, sólo en tres ocasiones (6% respecto del total de casos) se ha obtenido la solución correspondiente a la configuración óptima del parque. La explicación a este deterioro en el funcionamiento del algoritmo radica en que con una población tan reducida, para las características del caso que se trata de resolver, no se llega a hacer una exploración lo suficientemente completa del espacio de soluciones, con lo que el algoritmo no llega a tener suficiente información en los individuos de la población como para poder evolucionar correctamente hacia la solución óptima del problema.

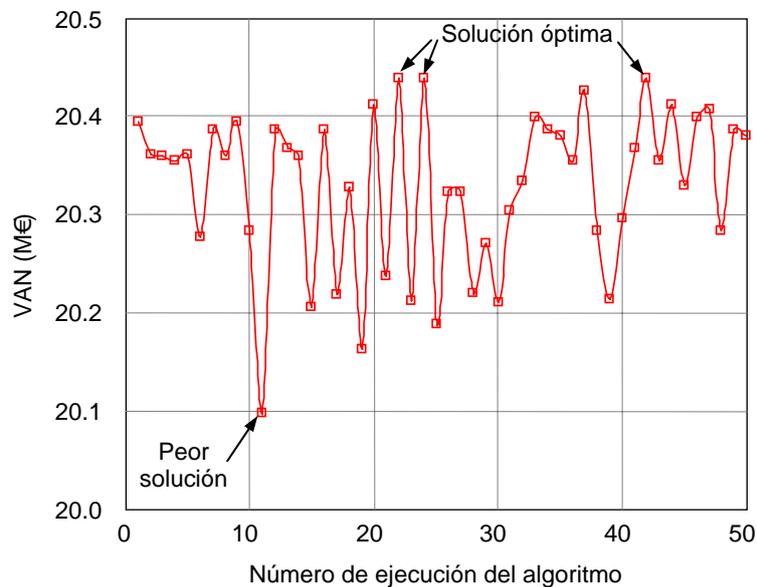


Figura 3.56 VAN de las soluciones obtenidas en cincuenta ejecuciones consecutivas del algoritmo, configurado con un tamaño de población de 10 individuos.

A pesar de la degradación del funcionamiento del algoritmo, debe notarse que la peor solución, que sólo se produce una vez de las cincuenta (2% del total de casos), presenta un VAN de 20.100.000 € frente a los 20.439.592 € de la solución óptima. Es decir, que la peor de todas las soluciones obtenidas presenta un VAN que es tan sólo un 1.66% inferior a la solución óptima.

Infraestructura eléctrica del parque eólico

4.1 Introducción

En este capítulo se aborda el diseño de la red eléctrica de distribución del parque, incluyendo su trazado, que es la que permitirá canalizar toda la energía extraída del viento, una vez transformada en energía eléctrica, y conducirla hacia del sistema de transporte y distribución de energía eléctrica.

Como se ha indicado en los capítulos anteriores, la inversión necesaria para la instalación eléctrica suele ser del mismo orden que la partida de obra civil, pero hay una diferencia importante entre ambos en cuanto a su influencia en la rentabilidad de la inversión de parque eólico. Mientras que la inversión necesaria para atender los costes de obra civil y de la de la instalación eléctrica sólo interviene al principio de la vida del parque, el diseño de la instalación eléctrica ejerce otra repercusión a lo largo de toda la vida en producción de éste. Esto es debido a que cada diseño y configuración de la instalación eléctrica lleva asociado una determinada cantidad de pérdidas por efecto Joule. El volumen de pérdidas que se produzcan en la instalación por esta causa supone una merma anual de los ingresos, porque es energía eléctrica que no estará disponible para ser inyectada en el sistema eléctrico de transporte y distribución, y que se producirá cada uno de los años, durante toda la vida útil del parque. Un diseño incorrecto (no óptimo) de la instalación, llevará asociado una mayor cantidad de pérdidas por efecto Joule de las estrictamente indispensables (las de diseño óptimo).

En un parque eólico existen dos instalaciones eléctricas con funciones claramente diferenciadas:

- Instalación interna de distribución en media tensión. Es la instalación colectora de energía que conecta los aerogeneradores entre sí y con la subestación (o subestaciones) elevadora.

- Instalación de evacuación de energía en alta tensión. Es la línea (líneas) de evacuación de energía que conecta la subestación (subestaciones) con la línea (líneas) del sistema eléctrico de transporte previamente existente, que permite utilizar la energía eléctrica generada en el parque.

Conocidas las líneas eléctricas de alta tensión de la red de transporte para evacuación de energía, previamente disponibles en la zona de implantación del parque, para cada posición, número y potencia de los aerogeneradores del parque que se considere (ya venga proporcionado por el algoritmo descrito en el capítulo anterior u obtenido de manera heurística), el problema del diseño de la infraestructura eléctrica del parque consiste en determinar el número de subestaciones a emplear y su ubicación, así como los trazados específicos de la red colectora en media tensión que permita conectar unos aerogeneradores con otros y con la o las subestaciones de evacuación de energía y los de las líneas de alta tensión que conecten las subestaciones de evacuación de energía con el sistema eléctrico de transporte y distribución. La configuración y el trazado específicos de la infraestructura eléctrica determinarán tanto la inversión necesaria para satisfacer sus costes como las pérdidas y la consiguiente merma anual de ingresos a lo largo de toda la vida útil en producción del parque.

Se entiende fácilmente que una de las principales fuentes de dificultad a la hora de establecer la configuración y el trazado óptimos de la infraestructura eléctrica se deriva de la ingente cantidad de posibilidades que existe. También hay que considerar la complejidad que añade al problema la presencia de zonas prohibidas (zonas no utilizables por la infraestructura eléctrica) en la parcela disponible para la ubicación del parque.

Así pues, el propio diseño de la instalación eléctrica plantea un nuevo problema de optimización. Por un lado, atendiendo al mayor coste de las líneas de media tensión por kW transportado y, sobre todo, a sus mayores pérdidas por efecto Joule y a la consiguiente merma anual de ingresos a lo largo de toda la vida del parque, convendría reducir su extensión al máximo y que obligaría a aumentar el número y proximidad de subestaciones transformadoras de evacuación. Sin embargo, por otro, el coste asociado a las subestaciones (con sus respectivos elementos de maniobra y protección) y las pérdidas asociadas al mayor número de transformadores haría conveniente utilizar el menor número de ellas posibles.

La herramienta de optimización que se propone en este trabajo permite abordar este problema de forma global y sistemática, lo que la convierte en un eficaz instrumento de ayuda para el equipo de diseñadores del parque, en su tarea de obtener la solución que conduzca a maximizar el VAN de la inversión.

4.2 Planteamiento del problema y método propuesto

Para resolver el problema de la configuración y el trazado de la red interna del parque se parte del mapa de implantación de las turbinas del parque así como de la situación de las posibles líneas de evacuación existentes en las proximidades de la parcela donde se pretende ubicar el parque. Es decir, conocidas las posibles

líneas de evacuación y para un determinado conjunto de turbinas de potencia y ubicación especificadas, se trata de obtener la configuración y el trazado de la red eléctrica interna de distribución de energía de coste mínimo. Además, la red deberá satisfacer una serie de requisitos (restricciones) básicos, como el de que todos los puntos de generación (aerogeneradores) deben quedar conectados (directa o indirectamente) con alguna de las líneas de alta tensión previamente existentes mediante una red radial, o los propios límites técnicos o reglamentarios (intensidades máximas admisibles o caídas/subidas de tensión). También podría tener que satisfacer otro tipo de restricciones, como la existencia de zonas prohibidas por la presencia de obstáculos físicos, restos arqueológicos, impacto visual, parques naturales o áreas con algún tipo de protección por razones medioambientales, o limitaciones de uso de cualquier otro tipo.

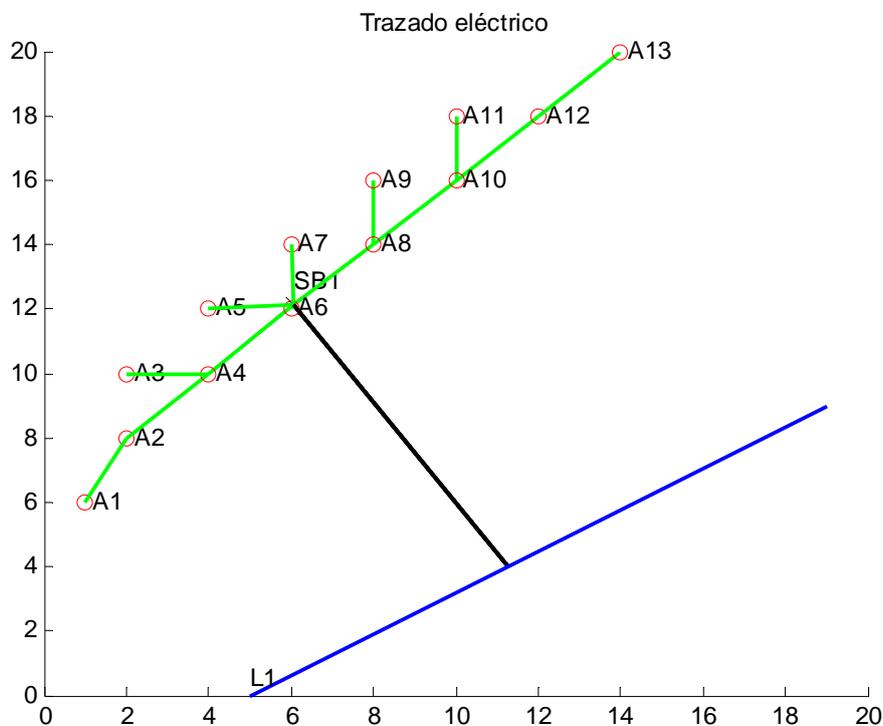


Figura 4.1 Representación esquemática de un parque eólico tipo.

En una instalación eólica convencional los aerogeneradores están interconectados entre sí formando uno o más circuitos, mediante una red radial de M.T. (típicamente 20 kV), como esquemáticamente muestra la Figura 4.1. Cada uno de estos circuitos canaliza la energía capturada por uno o varios aerogeneradores hacia una subestación elevadora que, finalmente, evacua la energía generada mediante una línea eléctrica de A.T. hacia otra línea de la red de transporte y distribución de energía eléctrica (típicamente a 132 kV), preexistente en los alrededores del parque.

Así pues, la instalación eléctrica de interconexión de un parque eólico está sujeta a toda una serie de restricciones tanto técnicas, como económicas e incluso de corte heurístico (relacionadas con la praxis de las compañías distribuidoras), como pueden ser:

- El número máximo de subestaciones conectadas a cada una de las potenciales (preexistentes) líneas de A.T. de evacuación de energía del parque eólico se limita a un máximo de una y su potencia no podrá exceder la máxima capacidad admisible de la línea de A.T.
- Cada una de las subestaciones del parque eólico se conecta a una de las líneas de A.T. (preexistentes) mediante su correspondiente línea de evacuación de energía.
- La potencia de cualquier subestación (suma de las potencias de los aerogeneradores conectados a ella) estará limitada a la máxima capacidad de evacuación disponible en línea de A.T. de la red de transporte y distribución a la que pretenda conectarse.
- La instalación de distribución interior de M.T. del parque deberá ser radial y no mallada. De esta forma, la energía capturada por un aerogenerador cualquiera se evacuará, a través de una subestación transformadora y su correspondiente línea de A.T., por un único circuito (que podría compartir con otros aerogeneradores).

Esto acarrea un cierto número de dificultades debido, no sólo a las muchas variables del problema (líneas de alta y media tensión, subestaciones transformadoras), sino también a la diversidad de costes que intervienen en configuración y coste final del trazado.

Por otro lado, dado que a la hora de diseñar la instalación tanto las posiciones de los aerogeneradores como de las líneas de A.T. existentes son conocidas, una vez determinado el conjunto de aerogeneradores que serán conectados a una misma subestación, su ubicación geográfica quedará limitada a un área muy restringida (entre el centro de gravedad de la generación y la línea de evacuación). Explotando esta particularidad, el método de resolución que se propone consiste en la utilización de un algoritmo genético que funciona en dos fases:

1. Ubicación aproximada de las subestaciones. Determina el número de subestaciones transformadoras a emplear y el conexionado en media tensión de los aerogeneradores pero sin calcular las posiciones exactas de las subestaciones (sólo las aproxima considerando tres posibles posiciones para cada una de ellas y sus costes asociados para determinar qué combinación es la mejor).
2. Ubicación exacta de las subestaciones. Partiendo de la solución aproximada del paso 1, calcula la posición exacta de las subestaciones y los costes exactos de la solución óptima.

Cuando el algoritmo cumple con el criterio de convergencia, que consiste en que la solución óptima se repita durante un determinado número de generaciones, se detiene y presenta la solución alcanzada.

4.2.1 Codificación

Como ya se ha indicado anteriormente, una acertada codificación de las soluciones es parte fundamental en la utilización de algoritmos genéticos para la resolución de problemas. Una codificación inadecuada puede tener como consecuencia la necesidad de un mayor número de iteraciones o, incluso, a que no se lleguen a conseguir los resultados esperados.

Las características del problema a resolver determinan tanto la codificación empleada como la estructura que sigue el algoritmo. Esto ha hecho que se haya realizado un desarrollo específico para el problema de la optimización del diseño de la red eléctrica, diferente al utilizado para el problema de la implantación de las turbinas. Así, se ha optado por no codificar el posicionamiento de las subestaciones, reduciendo la codificación de los individuos a la representación de la red interna de distribución en media tensión.

Cada individuo representa una posible solución del problema propuesto y se representa por un vector, A_i , de tamaño $2 \times np$ (doble del número de puntos de generación). Los primeros np elementos de este vector corresponden a una permutación de los np puntos de generación (aerogeneradores) y los np siguientes indican la conexión de los puntos anteriores. Así pues, los elementos a_{ij} y a_{ij+np} del vector A_i están asociados entre sí y representan un punto de generación (aerogenerador) y su conexión. Para distinguir cuándo se realiza una conexión al punto de generación j o a la subestación j , se usan números positivos para las conexiones a subestaciones y negativos para las conexiones a otros puntos. Además, en la conexión entre dos puntos, el número negativo indica la posición dentro del vector que ocupa el punto al que se conecta el aerogenerador asociado. Con esta codificación se consigue mantener la estructura de árbol en la red y limitar las conexiones entre puntos de generación de forma que cada punto (aerogenerador) sólo pueda unirse a los puntos previos de su permutación (más cercanos a la subestación).

De esta forma, un valor negativo, por ejemplo, $a_{ij+np} = -4$, indicaría que el punto de generación que ocupa la posición j de la permutación se une al punto que ocupa la posición 4. Por el contrario, $a_{ij+np} = 4$ indicaría que el punto de generación que ocupa la posición j de la permutación se une a la subestación 4.

Si ns es el número de subestaciones, con la codificación adoptada los posibles valores de a_{ij+np} quedan limitados al conjunto:

$$\{-j+1, -j+2, \dots, -1, 1, 2, \dots, ns\}.$$

A modo de ejemplo, una posible solución en un problema con tres puntos de generación (aerogeneradores) y una subestación, podría ser:

$$\text{Solución } i = [2 \ 1 \ 3 \ 1 \ 1 \ -2]$$

Cuya interpretación correspondería a la solución siguiente:

El punto de generación 2 ($a_{i1} = 2$) se une a la subestación 1 ($a_{i1+3} = 1$)

El punto de generación 1 ($a_{i2} = 1$) se une a la subestación 1 ($a_{i2+3} = 1$)

El punto de generación 3 ($a_{i3} = 3$) se une al punto de generación 1 (que ocupa la posición 2 en el vector de puntos de generación, $a_{i3+3} = -2$)

Este sistema de codificación tiene la ventaja de reproducir siempre la estructura de árbol de la red sin necesidad de comprobaciones posteriores que alargarían el tiempo de ejecución del algoritmo. Pero presenta también algunos inconvenientes:

- La representación no es biunívoca. Por ejemplo, soluciones codificadas como [2 1 3 1 1 1] y [1 2 3 1 1 1] corresponden al mismo trazado eléctrico. Esto disminuye la eficiencia computacional del algoritmo al tener que analizar un mayor número de soluciones. Por otra parte, en los algoritmos genéticos las soluciones suelen repetirse por el propio procedimiento de selección y, si éste es eficiente y evita la saturación, las (malas) soluciones poco cualificadas (en la medida de la función objetivo seleccionada) desaparecen mientras que las buenas (altamente cualificadas por la función objetivo) permanecen. Cómo se ha tratado que este inconveniente no afecte negativamente al funcionamiento del algoritmo se verá más adelante en la Sección 4.2.4 donde se explicará el funcionamiento del operador *eliminación-repetición*.
- Como en muchos problemas de tipo combinatorio, las soluciones pueden ser muy inestables. Pequeños cambios en algunos de los elementos de los vectores A_i pueden producir grandes variaciones en el trazado. Este problema es importante y se abordará en las Secciones 4.2.5 y 4.2.6 cuando se aborden los operadores *cruce* y *mutación*.

Al eliminar las coordenadas de las subestaciones y sus conexiones a las líneas de alta tensión, se ha establecido como criterio de codificación que el número máximo de subestaciones corresponda con el de líneas de la red de transporte a las que poder conectarse y que la subestación k sea, precisamente, la que se una a la línea k . Esta forma de codificar las subestaciones es suficiente para ejecutar el algoritmo genético y el cálculo de las coordenadas exactas de las subestaciones sólo es necesario para la evaluación exacta de los costes. La obtención de coordenadas exactas de las subestaciones se detallará más adelante, en la Sección 4.2.8.

4.2.2 Cálculo de los costes de la red eléctrica del parque

El cálculo de los costes de la red interna de distribución y evacuación de energía del parque, la red eléctrica óptima, pueden dividirse, en principio, en dos grandes capítulos:

- Costes unitarios (por unidad de longitud) de líneas, tanto de A.T. como de M.T. Si bien conceptualmente no hay ninguna diferencia entre ellos,

presentan valores muy diferentes. Estos costes unitarios (por unidad de longitud) se pueden desglosar en:

- Costes unitarios fijos de la red (C_{af} , C_{bf}). Son los costes propios del trazado, incluyen los costes de los conductores, materiales auxiliares de conexionado y la obra de canalización, y sus características se escogen en función de la potencia máxima que podría circular por ellos. Se les ha denominado costes fijos ya que son independientes de la potencia que circula por ellos.
- Costes unitarios variables (C_{av} , C_{bv}). Son los costes que dependen de la potencia que transportan. Cuanto mayor sea la potencia a transportar por una línea mayores serán las pérdidas, lo cual influirá en la explotación del sistema.
- Costes de subestación transformadora. Una subestación es una instalación, en local abierto o cerrado, donde, como mínimo, hay un transformador y los elementos necesarios para maniobra, protección y medida. Los costes que influyen en una subestación son:
 - Costes fijos de subestación (C_{sbf}). En función de las tensiones de transformación, de la potencia nominal de diseño y del número de líneas de media tensión que parten de una subestación determinada, se tiene un coste fijo que contempla los costes de la obra civil y de los equipos eléctricos que la componen.
 - Costes variables de la subestación (C_{sbv}). En función de la potencia que se transforma en cada subestación se tienen asociadas unas determinadas pérdidas.

De esta forma, el coste total de la instalación del parque, C_T , la función que se debe minimizar, puede expresarse como la suma de los costes totales de las líneas de A.T., $\sum C_{AT}$, los de las subestaciones, $\sum C_{SB}$, y los de la red interna de M.T., $\sum C_{MT}$:

$$C_T = \sum C_{AT} + \sum C_{SB} + \sum C_{MT}$$

A su vez, los costes totales de las líneas de A.T., $\sum C_{AT}$, pueden expresarse a partir las potencias a transportar, P_i , la longitud de cada una de las líneas, L_i , y sus respectivos costes fijos y variables (C_{af} y C_{av}), como:

$$\sum C_{AT} = \sum_{\text{Lineas AT}} ((C_{af} + C_{av}P_i)L_i)$$

De igual forma, los costes totales de las subestaciones, $\sum C_{SB}$, pueden expresarse a partir las potencias a evacuar, P_i , y sus respectivos costes fijos y variables (C_{sbf} y C_{sbv}), como:

$$\sum C_{SB} = \sum_{\text{Subestaciones}} (C_{sbf} + C_{sbv}P_i)$$

Por último, los costes totales de las líneas de M.T., $\sum C_{MT}$, pueden expresarse a partir las potencias a transportar, P_i , la longitud de cada una de las líneas, L_i , y sus respectivos costes fijos y variables (C_{bv} y C_{bf}), como:

$$\sum C_{MT} = \sum_{\text{Líneas MT}} ((C_{bf} + C_{bv}P_i)L_i)$$

Los tres sumandos de la función objetivo están interrelacionados entre sí, por lo que no es posible tratar de minimizarlos por separado. No se debe olvidar tampoco la posible existencia de zonas prohibidas, por donde no se puede extender el trazado eléctrico. Cuando el trazado de la red pretendiera atravesar una de estas zonas prohibidas, se diseña un trazado alternativo que, partiendo del mismo punto que el trazado original, rodee la zona prohibida con un trazado poligonal para llegar al punto de destino anterior. Este procedimiento de rodeo de obstáculos o zonas prohibidas se describirá más adelante en la Sección 4.2.7.

La pérdida total de energía, E_{perd} (kWh), en una línea eléctrica de longitud L (km) y resistencia unitaria R (Ω/km), por la que circula una intensidad variable con un perfil $I(t)$, durante un periodo de tiempo h (horas), puede expresarse como:

$$E_{perd} = \int_0^h 3RL(I(t))^2 dt = 3RL \int_0^h (I(t))^2 dt$$

Considerando que el valor eficaz de la intensidad, I_{EFICAZ} , durante el periodo de tiempo considerado satisface la relación:

$$I_{EFICAZ}^2 = \frac{1}{h} \int_0^h (I(t))^2 dt$$

resulta:

$$E_{perd} = \int_0^h 3RL(I(t))^2 dt = 3RLh \frac{1}{h} \int_0^h (I(t))^2 dt = 3RLI_{EFICAZ}^2 h$$

Por otra parte, si se tienen en cuenta los perfiles temporales de tensión de línea, $U(t)$, y factor de potencia, $FP(t)$, puede expresarse la intensidad $I(t)$ en términos de potencia, $P(t)$:

$$I(t) = \frac{P(t)}{\sqrt{3}U(t)FP(t)}$$

Sustituyendo, resulta:

$$E_{perd} = \int_0^h 3RL(I(t))^2 dt = RL \int_0^h \left(\frac{P(t)}{U(t)FP(t)} \right)^2 dt = RL \left(\frac{P(t)}{U(t)FP(t)} \Big|_{EFICAZ} \right)^2 h$$

Si se considera que la tensión será aproximadamente constante y que el factor de potencia también lo será y que tendrá un valor muy próximo a uno (ya que normalmente se toman medidas para conseguir el mejor aprovechamiento de los conductores), resulta:

$$E_{perd} = \int_0^h 3RL(I(t))^2 dt = \int_0^h RL \left(\frac{P(t)}{U(t)FP(t)} \right)^2 dt \approx \int_0^h \frac{RL}{U^2} (P(t))^2 dt = \frac{RL}{U^2} P_{EFICAZ}^2 h$$

Con ello, el coste de las pérdidas al final del primer año (8760 h), C_{perd} , considerando un precio de la energía, p_{kWh} (€/kWh para el primer año), y teniendo en cuenta un incremento anual del coste de la energía, t_p , así como una depreciación del precio del dinero (tasa de actualización del dinero que se estima como coste de capital o como rendimiento apropiado), i , será:

$$C_{perd} = \frac{R \cdot P_{EFICAZ}^2 \cdot L \cdot 8760 \cdot p_{kWh} \cdot (1 + t_p)}{(1 + i) \cdot U^2}$$

El coste actualizado de las pérdidas durante toda la vida de la inversión, considerando que el valor eficaz de la potencia transportada durante cada uno de los a años de vida de la instalación se mantiene constante, resulta:

$$C_{perd} = \frac{R \cdot P_{EFICAZ}^2 \cdot L \cdot 8760 \cdot a \cdot p_{kWh} \cdot (r - r^{a+1})}{U^2 \cdot (1 - r)}$$

donde:

$$r = \frac{1 + t_p}{1 + i}$$

Por tanto, el coste total actualizado por unidad de longitud de una línea resulta:

$$C_{total} = C_{inv} + C_{perd} = C_{inv} + \frac{R \cdot P_{EFICAZ}^2 \cdot 8760 \cdot a \cdot p_{kWh} \cdot (r - r^{a+1})}{U^2 \cdot (1 - r)}$$

Si se representa la curva de coste total actualizado en función de la potencia (eficaz), se obtiene una parábola del tipo $C_{total}(P) = A + BP^2$, como la representada en la Figura 4.2.

Si se representan las curvas de costes totales actualizados correspondientes a varios conductores con distintas secciones (capacidad de transmisión), se obtiene una familia de curvas que se intersectan unas otras, como se muestra en la Figura 4.3.

A los puntos de corte entre de curvas de coste correspondientes a líneas con secciones consecutivas se les denomina *puntos de límite económico*. Cuando la potencia a transmitir es pequeña, inferior a la de la del primer punto de cruce, el conductor de sección 1 (la menor) será el más conveniente, ya que es la sección que produce los costes mínimos. Para potencias comprendidas entre las del primer y segundo puntos ya no conviene utilizar el conductor de sección 1, ya que en este rango de potencias, la sección 2 es la que presenta los costes más bajos. Como puede verse, los *puntos de límite económico* son aquellos puntos para los que, conforme va creciendo la potencia a transportar, un conductor (el de menor sección) deja de ser el más rentable (menor coste) y pasa a serlo el siguiente, de mayor sección. Esto hace que la curva que define el coste mínimo en función de la

potencia a transmitir sea la que resulte de unir los correspondientes intervalos entre puntos de límite económico.

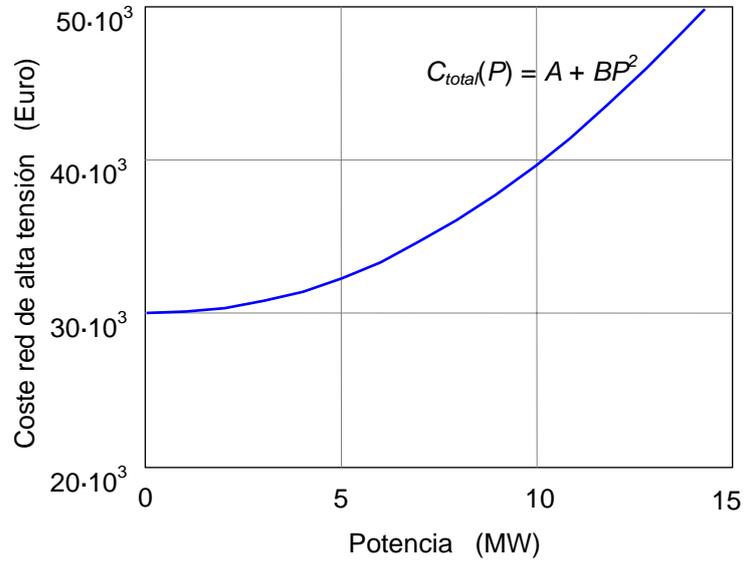


Figura 4.2 Curva de coste total actualizado para una línea de alta tensión.

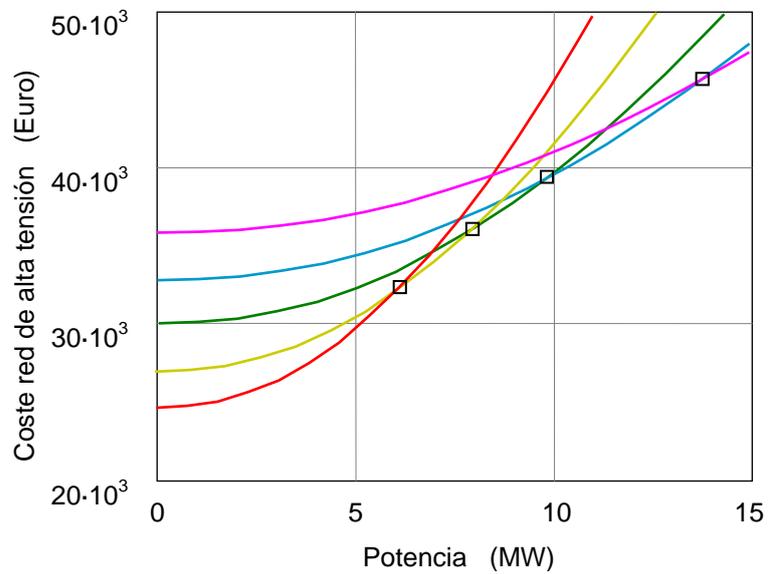


Figura 4.3 Curvas de costes totales actualizados para cinco líneas de alta tensión de diferente sección (capacidad de transmisión).

Conviene observar también que esta *curva de coste mínimo* define, simultáneamente, la sección óptima a utilizar para cada potencia a transportar.

La elección del conductor, una vez satisfechos los criterios técnicos, responde básicamente a criterios económicos. Generalizando para un conjunto amplio de conductores (secciones diferentes), resulta que la función que describe los costes totales mínimos (óptimos) de las líneas viene dada por la envolvente de las funciones de coste individuales (conjunto de puntos de límite económico). Como puede verse, esta envolvente de coste mínimo (óptimo) puede aproximarse bastante bien mediante una recta. La Figura 4.4 muestra el conjunto de puntos de corte entre las diferentes curvas de coste individuales (puntos de límite económico) y su ajuste mediante una recta de regresión por mínimos cuadrados.

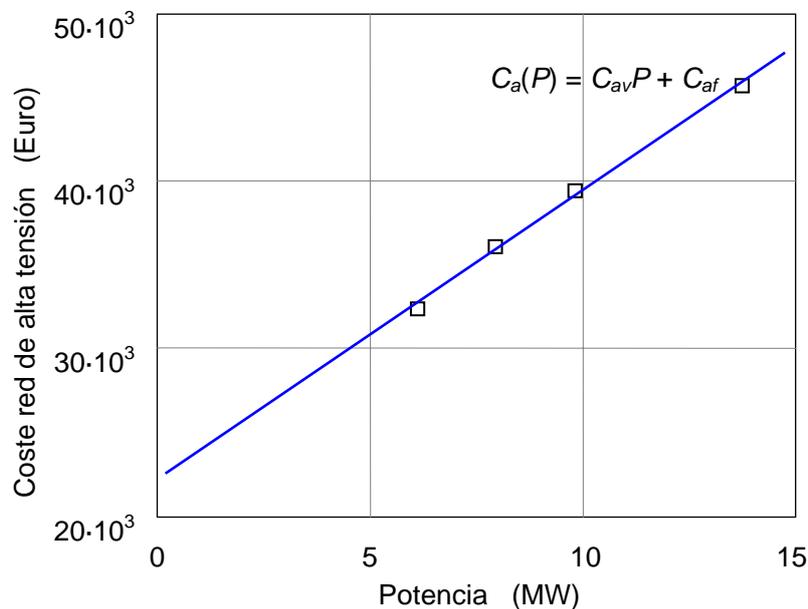


Figura 4.4 Aproximación de la curva de la curva de costes mínimos de una línea de A.T. mediante una recta de regresión por mínimos cuadrados.

Con esta aproximación, la función que define el coste mínimo de la línea eléctrica en función de la potencia a transportar se aproxima mediante la ecuación de la recta de regresión, $y = ax + b$, que tendrá la forma:

$$C_a(P) = C_{av}P + C_{af}$$

La pendiente, $a = C_{av}$, multiplicada por la potencia a transportar, P , representa el coste variable actualizado de la línea (dependiente de la potencia) por unidad de longitud. La ordenada en el origen, $b = C_{af}$, representa su coste fijo (independiente de la potencia) por unidad de longitud, también actualizado.

Lógicamente, el espacio de las secciones de los conductores disponibles no es continuo pero esta aproximación permite una importante simplificación de cálculo con unos resultados aceptables, ya que permite relacionar directamente la potencia a transportar con los costes mínimos (los de la *línea óptima*). Es decir, evita el laborioso proceso de análisis individual de costes para cada sección de conductor técnicamente válida, como paso previo a la elección de la sección óptima (la de mínimo coste).

Los costes fijos así expresados corresponderían a los asociados a un conductor de mínima sección ya que, como se ha visto en la Figura 4.2, los costes totales de una línea es una función cuadrática cuyo primer tramo es prácticamente horizontal, por lo que la *línea óptima* (que se aproxima a la envolvente de las diferentes curvas de costes) tendrá un punto de corte con el eje de ordenadas de valor igual o inferior al de la curva correspondiente al conductor de menor sección. Esto, considerado tal cual, podría inducir a error cuando se impusiera una condición de capacidad de inversión limitada, ya que tendría en cuenta unos costes fijos irreales y muy por debajo de los valores exactos.

De igual forma, esta estimación de los costes variables tampoco conduciría una buena aproximación de los costes variables reales, puesto que se supone una relación proporcional entre coste y potencia, en vez de cuadrática, como ya se ha indicado anteriormente.

Sin embargo, a pesar de que las aproximaciones de cada uno de los sumandos por separado no son aceptables, la suma de ellos, es decir, el valor total, sí constituye una aceptable aproximación de los costes totales por unidad de longitud para una potencia dada por cuanto se ha visto la buena aproximación que supone la *línea óptima* a la *curva de coste mínimo*.

Para solventar esta dificultad de la aproximación utilizada, sin renunciar a la ventaja de cálculo que ofrece, los costes fijos se obtienen de la tabla de datos de conductores con la que se cuenta atendiendo a los *puntos de límite económico* una vez que se conoce la potencia a transportar, de modo que si esta potencia es inferior al primer punto se toman los costes de instalación del conductor 1 (el de menor sección), si está entre el primer y segundo punto se toma el conductor 2 y así sucesivamente como ya se ha explicado anteriormente, comprobando adicionalmente que la potencia transportada no supere los límites técnicos del conductor. Por tanto, cuanto más completa sea la tabla de datos de conductores más exacta será la solución puesto que se tomará la sección del conductor más adecuada.

Una vez obtenidos los costes fijos, los costes variables se obtienen simplemente por diferencia con el valor total proporcionado por la *línea óptima*.

Este mismo esquema de cálculo se utiliza para evaluar los costes de la red interna de distribución en media tensión, la de la red de alta tensión y los de las subestaciones. Para ello se utilizan expresiones de la forma:

$$C_x(P) = C_{xv}P + C_{xf} \quad x \in \{a, b, sb\}$$

En esta expresión, los subíndices a , b y sb , corresponden a la red de alta tensión, a la interna de media tensión y a las subestaciones, respectivamente.

4.2.3 Evaluación de la población

La evaluación de las soluciones mediante la función objetivo es el pilar sobre el que se apoyan los algoritmos genéticos. Sin ella sería imposible determinar qué soluciones deberían eliminarse, cuáles duplicarse ni la forma de realizar la hibridación entre ellas.

Dado que la información genética contenida en la codificación de cada individuo se reduce a la red interna de distribución en media tensión, es necesario hacer alguna aproximación sobre la posición de las subestaciones, a fin de poder evaluar correctamente la solución descrita por cada individuo.

Con objeto de que la aproximación sea lo más exacta posible y así tener una evaluación previa válida sin tener que hacer el cálculo exacto de las posiciones de las subestaciones, lo que implicaría un mayor tiempo de cálculo, se ha realizado el siguiente planteamiento (ilustrado con el ejemplo 1):

Ejemplo 1. Se parte de la Figura 4.5, donde se indican las posiciones y potencias de cinco puntos de generación y donde sólo los puntos de generación A_1 y A_4 se conectan a la subestación. En la representación de estos puntos, también se representa la línea de la red de transporte a la que se deben conectar dichos puntos de generación a través de una única subestación transformadora.

1. Si P_i es la potencia del aerogenerador i , C_{bf} son los costes fijos de la red de media tensión (asociados al trazado de canalizaciones/postes y conductores) y C_{bv} son los costes variables de media tensión (asociados a las pérdidas en las líneas), las coordenadas del centro de gravedad de los puntos de generación (x_{cdg}, y_{cdg}) que conectan con la subestación, j (Figura 4.6 para el ejemplo 1), se calculan mediante las expresiones:

$$x_{cdg,j} = \frac{\sum_i x_i (P_i C_{bv} + C_{bf})}{\sum_i (P_i C_{bv} + C_{bf})} \quad y_{cdg,j} = \frac{\sum_i y_i (P_i C_{bv} + C_{bf})}{\sum_i (P_i C_{bv} + C_{bf})}$$

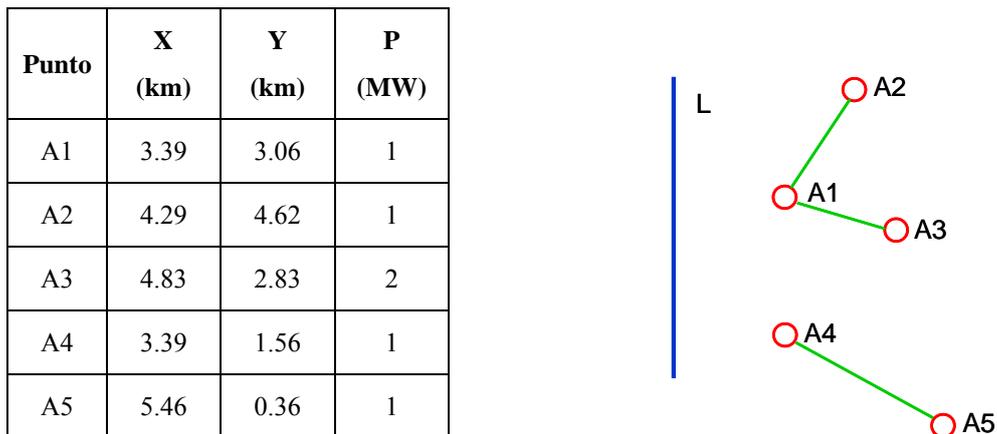


Figura 4.5 Disposición y potencia de los puntos del Ejemplo 1.

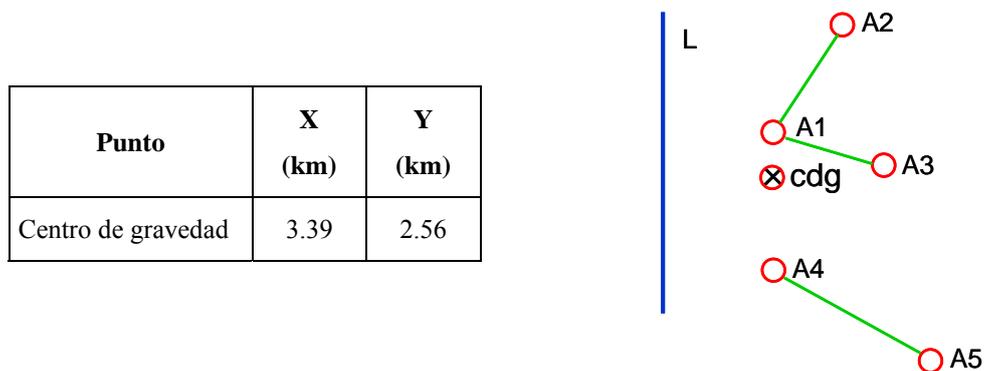


Figura 4.6 Situación del centro de gravedad de los puntos del Ejemplo 1.

2. Se consideran tres posibles coordenadas a la posición de las subestaciones:
 - a. El punto de intersección de la línea de alta tensión con su perpendicular que pasa por el centro de gravedad (Figura 4.7 para el ejemplo 1):

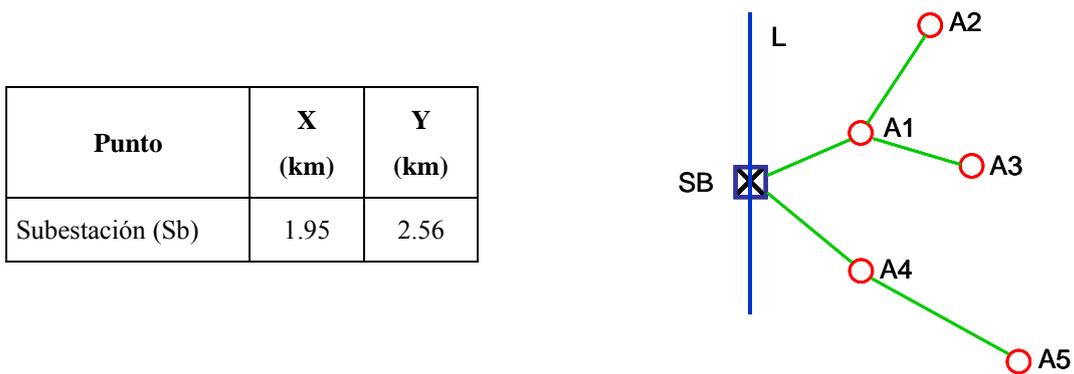


Figura 4.7 Subestación sobre la línea en el Ejemplo 1.

b. Las mismas coordenadas del centro de gravedad (Figura 4.8).

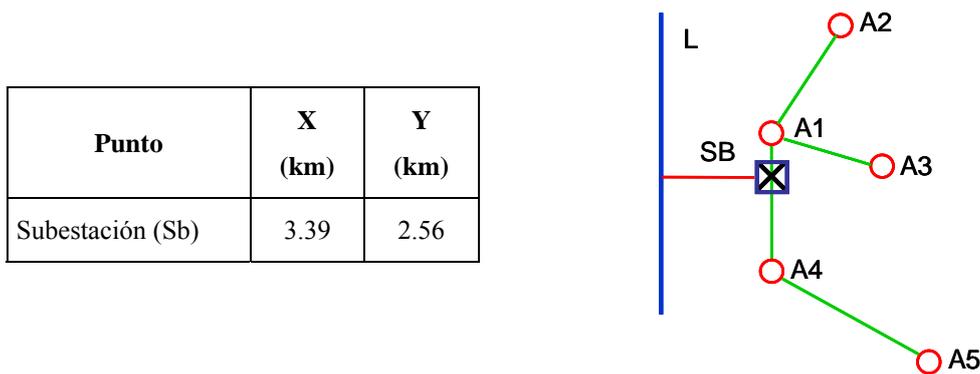


Figura 4.8 Subestación sobre el centro de gravedad en el Ejemplo 1.

c. Un punto intermedio entre ambos (Figura 4.9). La posición de este punto se pondera con respecto a la relación entre los costes de alta tensión. Si P_i es la potencia conectada a la subestación i , C_{af} son los costes fijos de la red de alta tensión (asociados al trazado de canalizaciones y conductores) y C_{av} son los costes variables de alta tensión (asociados a las pérdidas en las líneas), C_{bf} son los costes fijos de la red de media tensión y C_{bv} son los costes variables de media tensión. La posición de este punto se obtiene ponderando con respecto a la relación entre los costes de la red de alta tensión y los de media tensión, de la siguiente forma:

$$\lambda = \frac{C_{av} P_i + C_{af}}{(C_{av} + C_{bv}) P_i + C_{af} + C_{bf}} \quad X_I = X_L \lambda + X_{cdg} (1 - \lambda)$$

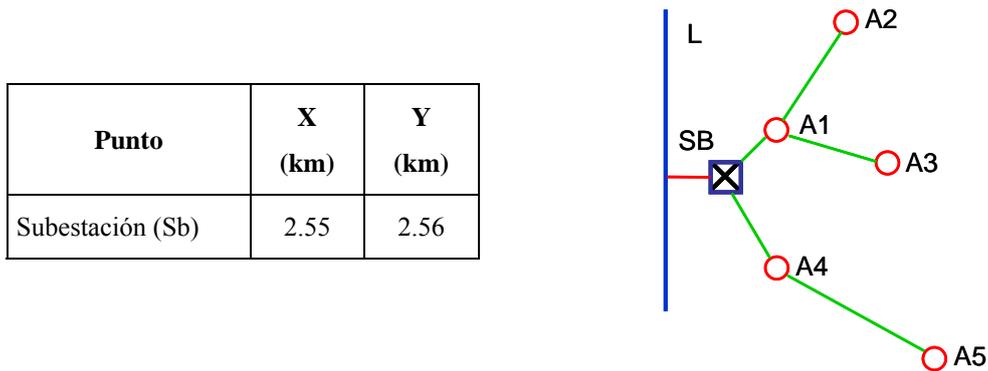


Figura 4.9 Subestación sobre un punto intermedio en el Ejemplo 1.

- Se evalúan los costes de situar la subestación transformadora en cada una de estas posiciones y se tomará aquella posición que acarree un menor coste. Si P_0 es la potencia transformada por subestación, P_j es la potencia canalizada a través del punto de generación j , nr es el número de puntos de generación que se conectan a la subestación, a , b , y c son los parámetros de la traza (recta) de la línea de alta tensión, (x_0, y_0) las coordenadas candidatas de la subestación transformadora, (x_j, y_j) las coordenadas del punto de generación j , C_{af} y C_{av} son los costes fijos y variables de la red de alta tensión, y C_{bf} y C_{bv} son los costes fijos y variables de la red de media tensión, la evaluación de estos coste se realiza con la siguiente expresión.

$$\text{Coste} = (C_{av} P_0 + C_{af}) \frac{|a x_0 + b y_0 - c|}{\sqrt{a^2 + b^2}} + \sum_{j=1}^{nr} (C_{bv} P_j + C_{bf}) \sqrt{(x_0 - x_j)^2 + (y_0 - y_j)^2}$$

Como se puede observar, el método indicado no es exacto pero permite obtener una buena aproximación y tiene la ventaja de ser muy eficiente, desde el punto de vista computacional. Esta es la cualidad fundamental de este método y donde reside su utilidad, ya que hay que tener en cuenta que el algoritmo lo aplica un número de veces proporcional al número de generaciones por el tamaño de la población y por el número de subestaciones, por lo que contar con un método rápido de buena exactitud es del todo fundamental.

4.2.4 Operador eliminación-repetición

Una vez que se evalúa la población, ésta se somete al operador *eliminación-repetición*. Una de las funciones de este operador consiste en eliminar de la población los individuos cuyo valor de la función objetivo coincida con el de algún individuo que le preceda. Con ello se subsana una de las deficiencias del

sistema de codificación elegido, que permite que una misma solución esté representada por individuos diferentes.

Sin embargo, como sí interesa que las cualidades del mejor individuo permanezcan y sirvan de referencia para las generaciones futuras, el mejor individuo se repite un número de veces determinado por el valor del parámetro "Número de veces que se repite el mejor". En cada generación siempre se mantendrá una copia intacta del mejor individuo de la generación anterior para no perder esa información.

Debido a la naturaleza del problema, las conexiones de los aerogeneradores sólo pueden realizarse desde los puntos más alejados a los más cercanos, por lo que la solución estará muy condicionada por la distribución de los puntos en las soluciones (codificación). Para intentar contrarrestar este efecto inconveniente, en dos de las repeticiones del mejor individuo no se realiza una copia literal del mejor, sino que introducen dos modificaciones:

1. En la primera solución los puntos de generación se ordenan en función a la distancia a la subestación transformadora que les corresponda, empezando por la primera subestación y terminando por la última.
2. En la segunda solución los puntos irán igualmente ordenados, con la salvedad de que la ordenación comenzará por la última subestación y terminará en la primera. Esto se hace así para dar la misma oportunidad de cambiar de subestación a todos los puntos de generación.

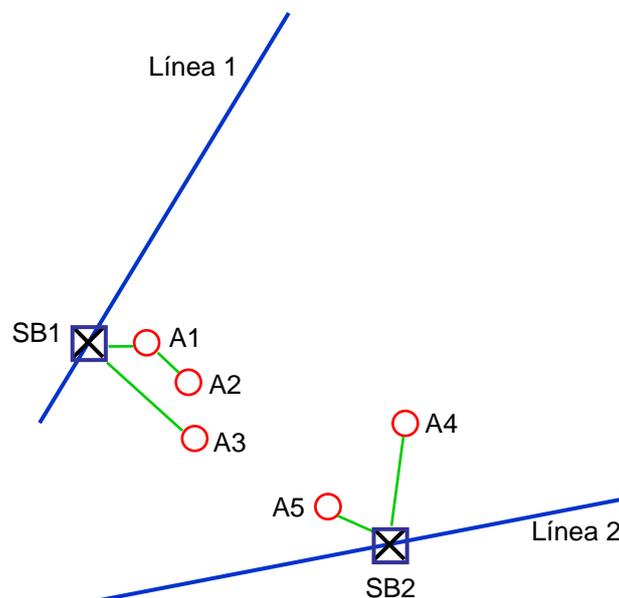


Figura 4.10 Disposición de la mejor solución obtenida.

Para ilustrar estas repeticiones "especiales" se utiliza el ejemplo de la Figura 4.10, que representa la solución final (mejor solución) a la que el algoritmo genético ha llegado y que está descrita por la Tabla 4.1.

Tabla 4.1 Mejor solución obtenida por el algoritmo.

$$\text{Mejor Solución} = [1 \ 3 \ 4 \ 2 \ 5 \ 1 \ 1 \ 2 \ -1 \ 2]$$

Es fácil ver que la solución óptima para esta red eléctrica es la que se representa en la Figura 4.11 y la Tabla 4.2. Pero, para el algoritmo, no es fácil llegar a esta solución dado que dentro del vector que codifica la solución, el punto de generación 3 está en una posición más adelantada que el punto de generación 2, y el punto 4 está más adelantado que el punto 5.

Tabla 4.2 Solución óptima para el ejemplo.

$$\text{Solución Óptima} = [1 \ 2 \ 3 \ 5 \ 4 \ 1 \ -1 \ -2 \ 2 \ -4]$$

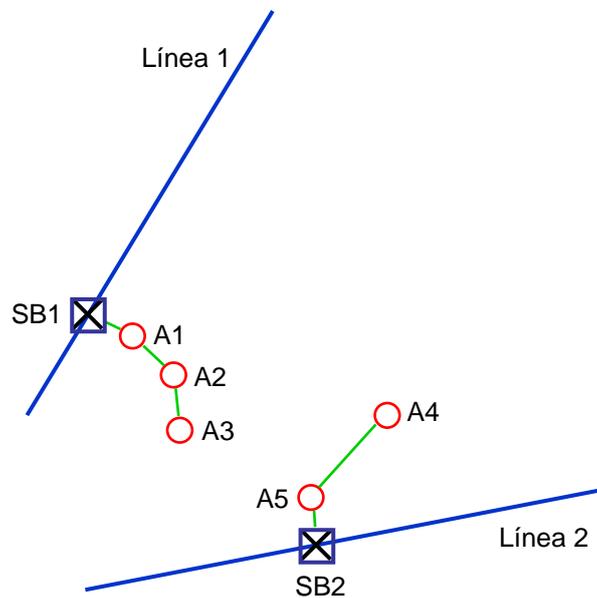


Figura 4.11 Disposición de la solución óptima.

Por tanto, las dos repeticiones "especiales" que genera el algoritmo son aquellas representadas en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3 Repeticiones especiales generadas por el algoritmo.

$$\text{Repetición 1} = [1 \ 2 \ 3 \ 5 \ 4 \ 1 \ -1 \ 1 \ 2 \ 2]$$

$$\text{Repetición 2} = [5 \ 4 \ 1 \ 2 \ 3 \ 2 \ 2 \ 1 \ -3 \ 1]$$

Como se puede observar, a partir de estas repeticiones es posible llegar a la solución óptima para el ejemplo por simple evolución del conexionado.

La función final del operador consiste en la ordenación de la población en función del valor de la función objetivo (VAN) y el sesgo de ésta para hacer coincidir el número de individuos con el valor adoptado del *tamaño de la población*.

4.2.5 Operador cruce

Una de las debilidades del sistema de codificación empleado reside en la inestabilidad de los individuos o su sensibilidad ante pequeños cambios (cruce o hibridación). Por ello, se ha diseñado un operador de cruce específico que, en función del punto de corte, gestiona el cruce de forma particular. Después de cada evaluación y tras someter a la población a una ordenación de los individuos en función de su bondad y al operador *eliminación-repetición*, cada individuo podrá cruzarse con su contiguo (que gracias a la ordenación corresponde a su siguiente en VAN) si un número generado al azar cumple con la condición del parámetro "*Probabilidad de Cruce*". Esta condición se cumple cuando un número generado aleatoriamente dentro del rango 0 a 100 es inferior al valor introducido como *probabilidad de cruce*. De esta forma, el mejor individuo podrá cruzarse con el segundo mejor, el segundo con el tercero y así sucesivamente. A diferencia de los métodos que se utilizan normalmente para la selección de los individuos (como el método de la ruleta), en el método de hibridación empleado se conoce *a priori* los individuos que pueden cruzarse entre sí. Esta hibridación permite una mayor rapidez en la convergencia del algoritmo y, aunque existe un riesgo de saturar la población con individuos de la misma familia, en la práctica, este riesgo no se manifiesta de forma significativa.

El proceso de cruce se ha definido como sigue: se genera un número al azar, comprendido entre 1 y $2 \times np - 1$ (el doble del número de puntos de generación menos uno). Este número proporciona la posición, dentro del vector que representa a la solución, a partir de la cual se van a intercambiar los elementos siguiendo las siguientes consideraciones:

1. Si la posición de cruce es menor que el número de puntos de generación, np , quiere decir que el cruce se producirá en la zona de la permutación. Dado que en dicha zona lo que se tiene es una permutación del conjunto de

puntos de generación, un cruce produciría la pérdida de algún punto y la repetición de otros, por lo que la solución no sería válida.

Para evitar esto, en lugar de realizar un cruce como tal, cuando la posición de corte recaer en dicha zona, se realizará una *mutación especial*, que será explicada en el siguiente apartado.

2. Si la posición de cruce es mayor que el número de puntos de generación, quiere decir que el cruce se producirá fuera de la zona de la permutación. En este caso se generarán dos soluciones "hijo". La primera de ellas será una copia de los primeros elementos hasta la posición de cruce, de la primera solución "padre", siendo el resto de elementos de esta solución los últimos elementos (desde la posición de cruce, hasta el final) de la segunda solución "padre". Los elementos de la segunda solución "hijo" serán aquellos no utilizados en la primera (ver Figura 4.12).

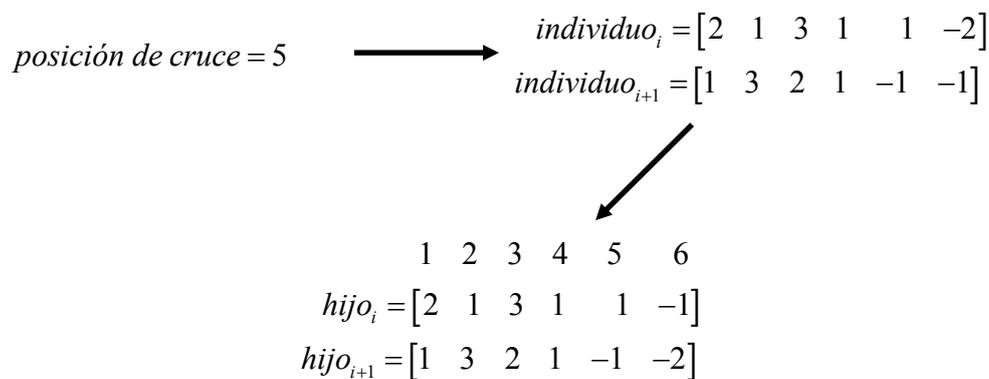


Figura 4.12 Funcionamiento del operador cruce.

Dependiendo de la posición de cruce resultante pueden obtenerse individuos radicalmente distintos de sus progenitores y no siempre con buenos resultados. Por esta razón muchos autores cruzan sólo una parte de los individuos que se seleccionan para pasar a la generación siguiente. En el algoritmo desarrollado la población resultante de la aplicación del operador cruce a la población de partida de la generación en curso se suma a ésta, por lo que un valor elevado de la tasa de cruce conlleva a la evaluación de un mayor número de individuos y, por tanto, un mayor tiempo de cálculo empleado por iteración. Con un valor de la tasa de cruce próxima al 90% se han obtenido unos buenos resultados.

4.2.6 Operador mutación

Tras las operaciones de cruce, la población resultante se somete a la operación de mutación. El número de mutaciones que se realizan viene determinado por el parámetro "*Tasa de Mutación*". Para realizar estas mutaciones se eligen dos números al azar. El primer número aleatorio determina el individuo a mutar, mientras que el segundo determina qué gen del individuo mutará.

Al objeto de no perder la mejor solución de cada generación, una de las copias del mejor individuo no se somete a mutación.

Como en el caso del operador de cruce, el operador mutación también ha sido desarrollado específicamente para el tipo de codificación adoptado. De esta forma, una vez conocido qué gen de qué individuo mutará, se realizará una mutación diferente en función de la posición de dicho gen:

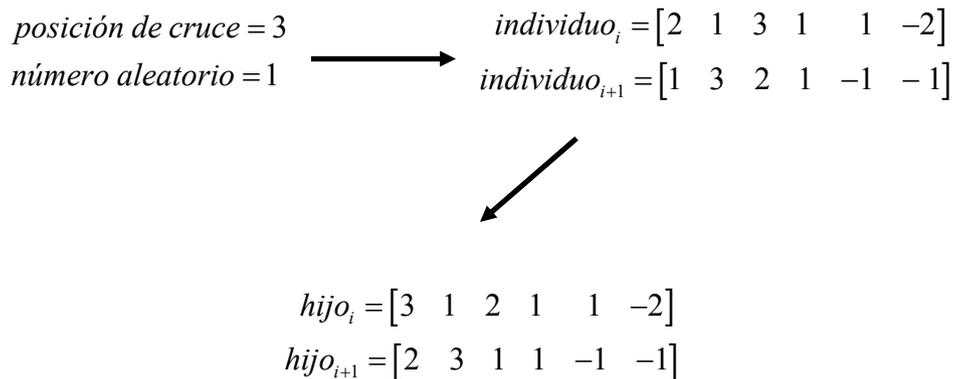


Figura 4.13 Ejemplo de mutación cuando el gen a mutar está dentro de la permutación de los puntos de generación.

1. Si el gen pertenece a los primeros np elementos que determinan los puntos de generación, sujeto por tanto a la permutación, la mutación respeta dicha permutación y se realiza una *mutación especial*. Para ello se toma un segundo número al azar dentro del rango $(1, np)$ y la mutación consiste en el intercambio de los puntos situados en dichas posiciones. Como se indicó en el apartado de cruce, si la posición de cruce está dentro de los np primeros dígitos de la solución, se realizaría una mutación especial como la mostrada en la Figura 4.13.
2. Si el gen pertenece al grupo que determina la conexión de los puntos, se comprueba que el nuevo gen, producto de la mutación, cumple con las condiciones del problema, por lo que la operación no es totalmente aleatoria. Se ha empleado este método tras comprobar que es mucho más eficiente "dirigir" la mutación que dejarla totalmente libre. Una mutación dirigida es una mutación que da una mayor probabilidad de crear ciertos enlaces (más favorables) que otros, de modo que aquí se favorecerán las conexiones con menores costes asociados frente a las de mayores costes. Para ello se calcula la bondad de las posibles mutaciones de la siguiente manera:
 - a. Se calcula el coste aproximado de cada uno de los posibles enlaces:
 - i. El de conectar el aerogenerador a cada una de las subestaciones transformadoras

- ii. El de conectar el aerogenerador a cada uno de los aerogeneradores a los que puede conectarse (los que le preceden en la permutación)
- b. La probabilidad de que un cruce sea mejor que otro es inversamente proporcional a su coste. Para que esta probabilidad sea un valor entre cero y uno, se normaliza dividiendo cada probabilidad por la suma total de probabilidades.

$$p_k = \frac{\frac{1}{\text{Coste}_k}}{\sum_k \frac{1}{\text{Coste}_k}}$$

Para elegir el enlace se genera un número aleatorio, r , en el intervalo (0, 1) y el enlace elegido será aquel cuyo intervalo de probabilidad acumulada coincida con este número:

$$p_1 + p_2 + \dots + p_{k-1} < r \leq p_1 + p_2 + \dots + p_k$$

La población resultante de la aplicación del operador mutación a la población inicial de la iteración más la población generada por la aplicación del operador cruce, se unirá a éstas constituyendo la población de partida para la iteración (generación) siguiente.

4.2.7 Rodeo de las zonas prohibidas

Como se indicó al inicio del capítulo (en el cálculo de las distancias entre puntos de generación, hasta las subestaciones y hasta las líneas de alta tensión existentes), el algoritmo contempla la posibilidad de que en la parcela del parque existan zonas de uso restringido, incompatibles con la instalación eléctrica, bien sea por razones ecológicas, por la existencia de propiedades ajenas o núcleos urbanos, o bien por la existencia de condicionantes que pudieran encarecer innecesariamente la solución. A este tipo de áreas se les denomina zonas prohibidas.

Para que el algoritmo pueda gestionar casos con este tipo de restricciones se ha desarrollado una herramienta que trata de obtener un camino alternativo, rodeando la zona prohibida en cuestión. Dado que tanto la casuística como la configuración de las zonas prohibidas son extraordinariamente amplias, y teniendo en cuenta que es un problema computacionalmente muy exigente pero con una repercusión económica muy limitada, se ha renunciado a la solución óptima en pos de una aproximación (subóptima), con un coste computacional muy pequeño.

Existen dos casos diferenciados en el tratamiento de las zonas prohibidas:

- Línea de alta tensión. En este caso, el trazado trata de conectar un punto determinado conocido (el de la subestación) con un punto indeterminado perteneciente a la línea de alta tensión (de la red de transporte y distribución) a la que se pretende conectar. Para ello, primero se obtiene el

punto de la línea más cercano a la subestación (el punto de corte de la perpendicular a la línea de alta tensión que pasa por la subestación) y, en caso de que existiese una zona prohibida entre ambos puntos, se hace un rodeo de la misma, realizando en cada vértice la comprobación de si existe otro camino más corto hasta la línea de alta tensión.

- Línea de media tensión. En el caso de una línea de media tensión, tanto el punto de origen como el de destino son conocidos e invariables, por lo que la herramienta tratará de hacer únicamente un rodeo a la zona prohibida. Esto también ocurre en el trazado de alta tensión cuando el punto de conexión a la línea de AT está impuesto por la compañía distribuidora.

El algoritmo desarrollado trabaja sobre una discretización del terreno definible que limita el espacio de las soluciones a la mínima unidad de espacio considerada que es la celda. Como el tamaño de la celda (tanto en la dimensión X como en la dimensión Y) puede ser definido por el usuario, en función del grado de exactitud que pretenda conseguir (lógicamente, a expensas del coste computacional), la aproximación que se realiza al definir las zonas prohibidas por celdas completas también resulta controlada por el usuario.

A continuación se realiza una descripción de los pasos que realiza el algoritmo de rodeo, apoyado en sencillos ejemplos, para su mejor comprensión.

a. Detección de la presencia de una zona prohibida

La comprobación de si entre el punto origen y el punto de destino existe alguna zona prohibida se realiza de manera analítica. Para explicar el procedimiento se usará el ejemplo de la Figura 4.14, en el que se tienen un punto de origen, $P1$ (de coordenadas: $X = 1$; $Y = 2$), otro de destino, $P2$ (de coordenadas: $X = 9$; $Y = 9$) y se considera la presencia de dos zonas prohibidas, identificadas por las celdas sombreadas denominadas $ZP1$ y $ZP2$.

1. Se calcula la recta que une los dos puntos que se pretenden enlazar. En el ejemplo considerado, la recta que une los puntos $P1$ y $P2$ viene dada por la ecuación:

$$-0.875x + y = 1.125$$

2. Si (X_{max}, Y_{max}) son las coordenadas límite superior de la celda prohibida y (X_{min}, Y_{min}) son las coordenadas límite inferior, el punto central de cada una de dichas celdas prohibidas (X_m, Y_m) , se calcula mediante las siguientes expresiones:

$$X_m = \frac{X_{max} + X_{min}}{2} \quad Y_m = \frac{Y_{max} + Y_{min}}{2}$$

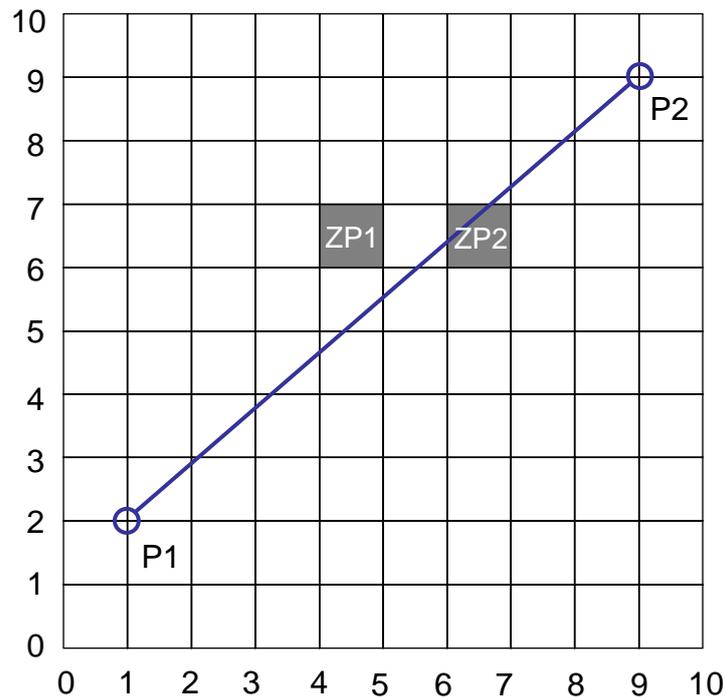


Figura 4.14 Ejemplo de situación de puntos de origen y destino de la red y zonas prohibidas.

Para el ejemplo considerado, el punto medio de la zona $ZP1$ tiene por coordenadas $X_{m1} = 4.5$, $Y_{m1} = 6.5$, y el de $ZP2$, $X_{m2} = 6.5$, $Y_{m2} = 6.5$.

3. Se calcula el punto de la recta de unión entre los puntos $P1$ y $P2$ más cercano al punto central de la celda prohibida. Si dicho punto se encuentra dentro de los límites de la celda, se considera que existe una zona prohibida entre los dos puntos que se pretenden conectar.

Si a , b y c , los coeficientes de la ecuación de la recta de unión entre puntos, en la forma $ax + by = c$ y (x_m, y_m) las coordenadas del centro de la celda prohibida, este cálculo se realiza mediante las siguientes expresiones:

$$X_r = \frac{c \cdot a + b^2 \cdot x_m - a \cdot b \cdot y_m}{a^2 + b^2} \quad Y_r = \frac{c \cdot b - a \cdot b \cdot x_m + a^2 \cdot y_m}{a^2 + b^2}$$

En el ejemplo considerado, para la celda correspondiente a $ZP1$ (cuyo punto central es PM) se tiene que el punto de la recta más cercano al centro de la celda prohibida (punto PR de la Figura 4.15) está fuera de los límites de ésta, por lo que se considera que la celda prohibida no se encuentra entre los puntos $P1$ y $P2$ que se pretende conectar.

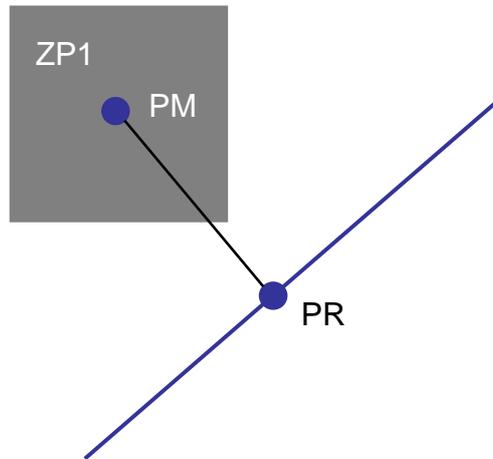


Figura 4.15 Punto de la recta más cercano a ZP1.

En la Figura 4.16, sin embargo, se muestra el caso para la celda prohibida ZP2, donde el punto de la recta más cercano ($X = 6.345$, $Y = 6.677$) queda dentro de la celda correspondiente a la zona prohibida.

Este procedimiento presenta algunas deficiencias puesto que hay situaciones en las que, aun existiendo una zona prohibida entre dos puntos, el procedimiento no llega a detectarlas. Esto sucede cuando la recta que une los dos puntos que se pretenden conectar pasa cerca de una de las esquinas de la celda, como ocurre en el ejemplo de la Figura 4.17.

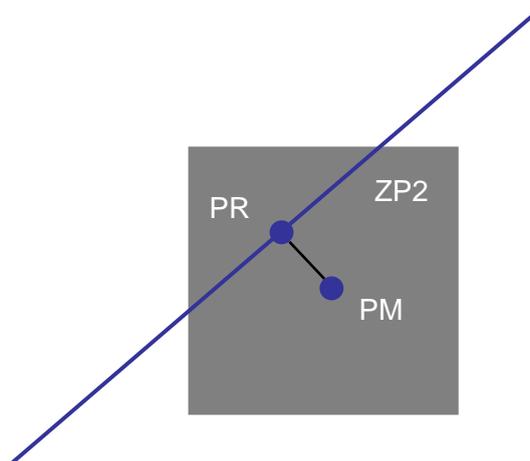


Figura 4.16 Punto de la recta más cercano a ZP2.

En este caso, el punto de la recta (PR) más cercano al centro de la celda (PM) está situado fuera de ésta, por lo que el procedimiento no detecta la presencia de zona prohibida entre los dos puntos. No obstante, el alcance práctico de los errores que pueden cometerse en este tipo de situaciones es muy limitado, ya que al haber discretizado el terreno, la geometría real de la zona prohibida no será exactamente la de la celda prohibida (la zona de exclusión real viene representada por la poligonal correspondiente al conjunto de celdas que la circunscriben), por lo que el error de resolución restaría importancia al error que se comete con este procedimiento. Por otra parte, la diferencia entre la longitud resultante de conectar los dos puntos a través de la recta y con la poligonal que rodea a la zona prohibida es de pequeñísima magnitud por lo que tampoco afectaría en gran medida a la solución.

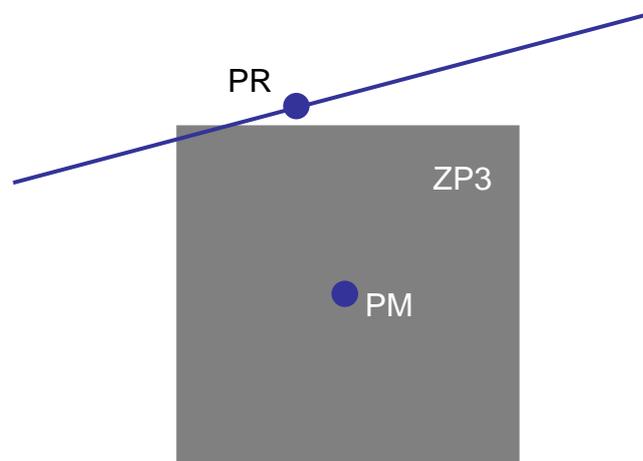


Figura 4.17 Caso en el que el procedimiento falla.

b. Rodeo de la zona prohibida

Una vez detectada la presencia de una zona prohibida entre los puntos origen y destino de la línea, el objetivo del algoritmo es recalcular un trazado alternativo de distancia mínima. Debido a la amplia casuística que puede presentarse se han desarrollado dos métodos diferentes, cada uno de ellos pensado para un determinado tipo de zona prohibida. Esto significa que, finalmente, se tienen dos trazados alternativos, de entre los que el algoritmo elige como solución el de menor longitud. Con ello se obtendrá la solución exacta para configuraciones de zonas prohibidas sencillas y aproximada para aquellas de mayor complejidad. En casos muy exigentes, será necesaria la intervención del usuario para encontrar una solución válida.

Para ilustrar el procedimiento de cálculo se utilizará un ejemplo de conexión de una subestación con una línea, como el que se muestra en la Figura 4.18.

- Método 1. Tangente y perpendicular.

Este método consiste en encerrar la zona prohibida en un rectángulo y comprobar si puede enlazarse la subestación con la línea de alta tensión, utilizando los vértices del rectángulo como puntos intermedios.

En la Figura 4.18, las celdas prohibidas se encuentran coloreadas en rojo, este conjunto de celdas forman una zona prohibida que debe ser encerrada en una poligonal que, en este caso, es el rectángulo representado con los vértices 1, 2, 3 y 4. En primer lugar, se exploran los dos vértices del rectángulo más próximos (vértices 1 y 4 en la figura) a la subestación (punto *SB*) y se comprueba si es posible realizar la conexión entre la línea de AT (*L*) y la subestación (*SB*). Es decir, si puede unirse la subestación con la línea, pasando por estos puntos (1 y 4) y sin atravesar ninguna zona prohibida. En el ejemplo considerado (Figura 4.18) se observa que es posible realizar la conexión entre la subestación y la línea de A.T., pasando por el vértice 1. En este caso, se toma el vértice 1 como punto intermedio en el trazado *SB-1-L1*. Esto no sucede para el vértice 4.

Cuando no es posible realizar la conexión a través de uno de los vértices más próximos a la subestación, se continúa explorando la posibilidad de realizar la conexión alcanzando los vértices más alejados de la subestación (2 y 3). En el ejemplo, la solución obtenida para este caso es la correspondiente al trazado *SB-4-3-L2*.

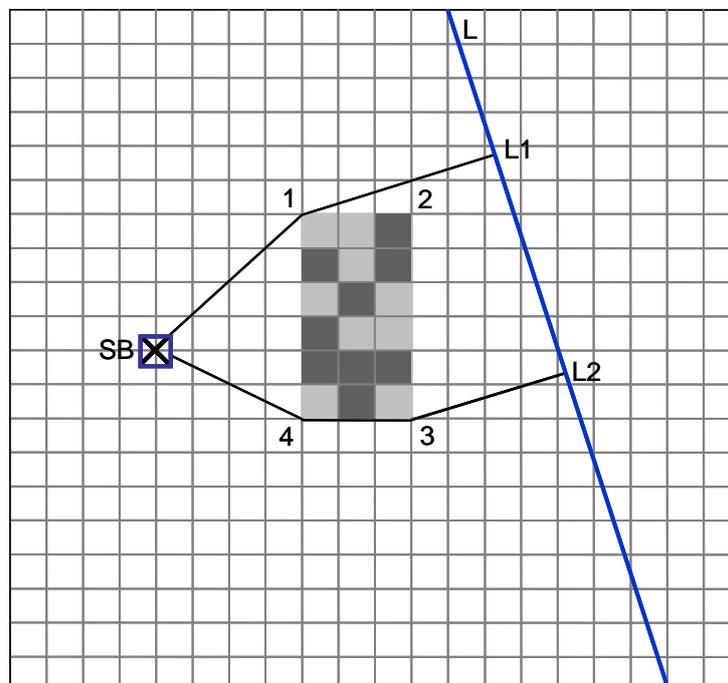


Figura 4.18 Método 1 para el cálculo del trazado alternativo.

La mejor solución (de las dos posibles) es la de menor distancia (menores costes asociados). En el ejemplo, la solución obtenida por este método es la correspondiente al trazado $SB-I-LI$.

- Método 2. Método angular.

Mediante la ecuación de la recta perpendicular a la línea de A.T. que pasa por la subestación, se determinan los puntos de corte con la zona prohibida (rectángulo envolvente) y se determina el punto medio de éstos (puntos A , B y PM en la Figura 4.19).

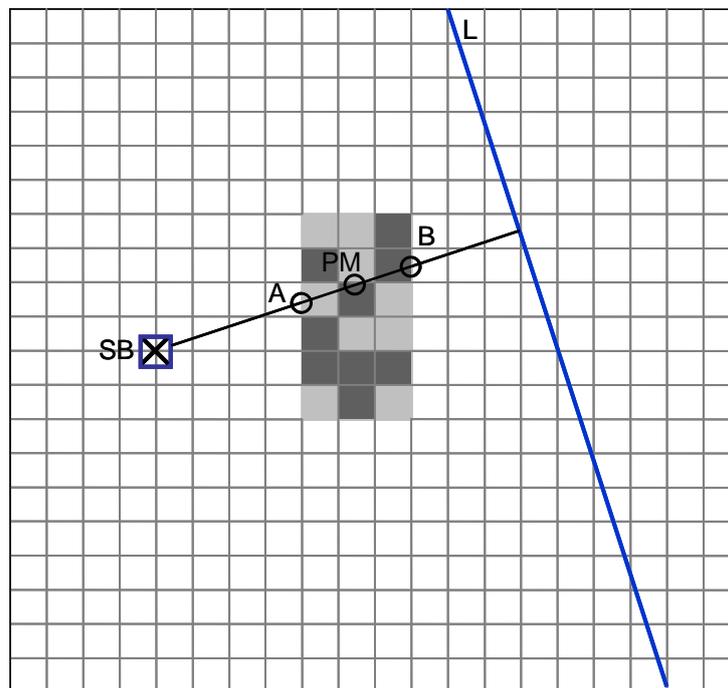


Figura 4.19 Método 2 para el cálculo del trazado alternativo.

Desde este punto medio (PM) se traza la paralela a la línea de A.T. y se establecen intervalos pequeños sobre ella a ambos lados del punto medio, como se muestra en la Figura 4.20.

Partiendo desde el punto medio, se recorre dicha paralela en ambos sentidos, evaluando en cada intervalo si es posible la conexión, tanto a la subestación como a la línea, sin atravesar ninguna celda prohibidas (en este caso la comprobación es por celda en lugar de por el rectángulo envolvente). De las dos alternativas posibles se escoge como solución la de mínima distancia, como se muestra en la Figura 4.21.

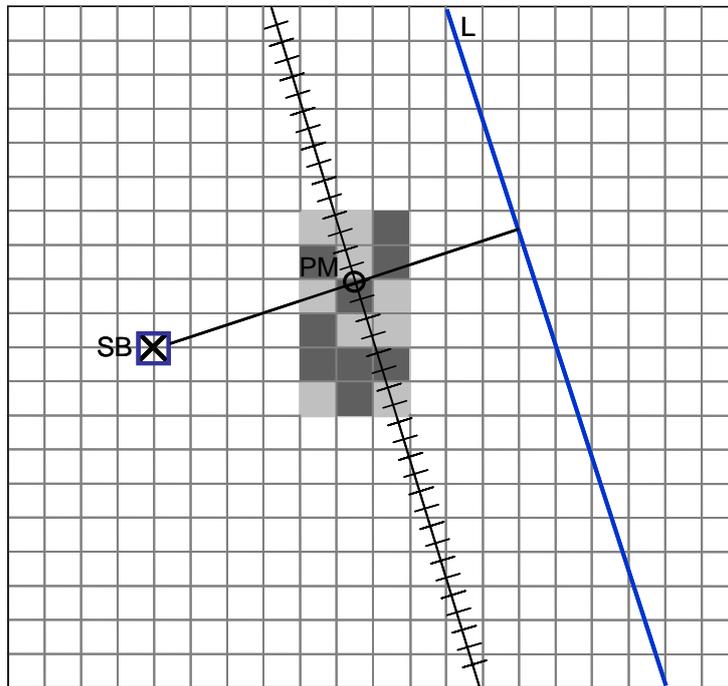


Figura 4.20 División en intervalos de la paralela a la línea AT.

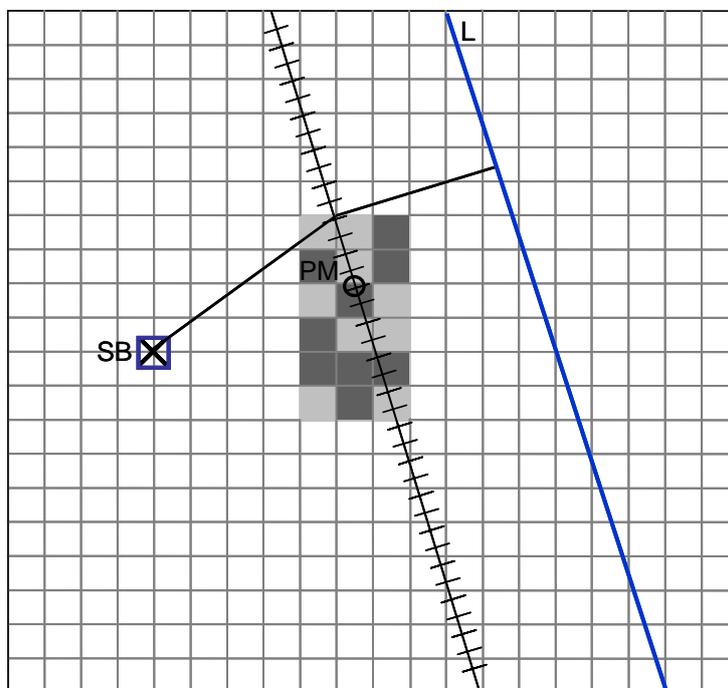


Figura 4.21 Trazado alternativo óptimo según Método 2.

En el caso de conexión de una subestación con una línea de la red de transporte y distribución, se comprueba además si, como consecuencia de un ángulo en la traza de la línea de A.T., existiese otro tramo de la misma cuya distancia a la subestación sea menor que la longitud del trazado inicialmente previsto. En la Figura 4.22 se muestra un ejemplo en el que la línea de A.T., $L(A, B, C)$, presenta un ángulo en B . La línea tiene un tramo, $L1$, en principio más alejado de la subestación que, finalmente, resulta ser el más cercano, debido a la presencia de una zona prohibida entre la subestación y el tramo inicialmente preferente, $L2$.

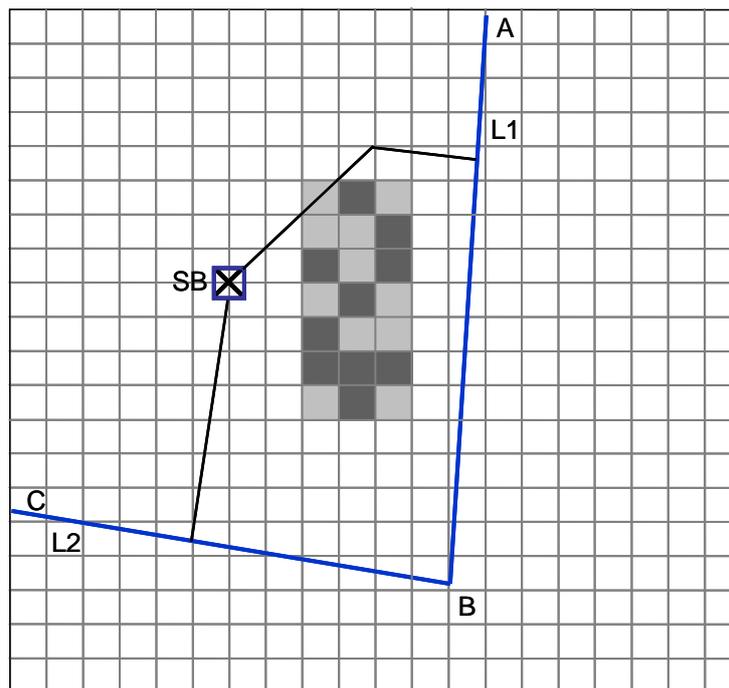


Figura 4.22 Comprobación final en caso de conexión Subestación - Línea AT.

En el caso de unión entre dos aerogeneradores mediante una línea de M.T. se generan los mismos trazados pero manteniendo la posición de los puntos de origen y destino.

4.2.8 Cálculo de la posición exacta de las subestaciones

El cálculo de las posiciones exactas de las subestaciones se realiza empleando el método de Newton-Raphson. A partir del trazado de media tensión y conociendo el punto de conexión de la subestación sobre la línea de A.T., se utiliza el algoritmo de Newton para obtener las coordenadas (x_0, y_0) que minimizan la función de costes del trazado $f(x_0, y_0)$. Si C_{av} , C_{af} , C_{bv} y C_{bfv} son los costes fijos y variables de alta y media tensión, P_0 es la potencia transformada por la

subestación transformadora, P_j , la potencia conectada al punto de consumo j , L_0 la distancia desde la subestación a la línea de alta tensión y L_{j0} la distancia desde la subestación a punto de generación j , las coordenadas (x_0, y_0) que minimizan la función de costes del trazado $f(x_0, y_0)$ se calculan mediante las expresiones:

$$L_0 = \frac{|a x_0 + b y_0 - c|}{\sqrt{a^2 + b^2}} \quad L_{j0} = \sqrt{(x_0 - x_j)^2 + (y_0 - y_j)^2}$$

$$f(x_0, y_0) = (C_{av} P_0 + C_{af}) L_0 + \sum_{j=1}^{nr} (C_{bv} P_j + C_{bf}) L_{j0}$$

Así, del trazado de media tensión sólo es necesario conocer los puntos de generación que conectan directamente con la subestación y la potencia que pasa a través de ellos.

El proceso iterativo empleado sigue el siguiente esquema:

1. Desde un punto cualquiera, x^k , se busca otro punto, x^{k+1} , tal que $f(x^{k+1}) < f(x^k)$.

Normalmente, se busca x^{k+1} con pequeños desplazamientos, de acuerdo con la ecuación:

$$x^{k+1} = x^k + \lambda S^k$$

siendo:

S^k : la dirección de búsqueda, que suele obtenerse a partir de $-\nabla f(x^k)$

2. λ : una constante con la que se ajusta la magnitud del desplazamiento hasta conseguir $f(x^{k+1}) < f(x^k)$.
3. El proceso iterativo continua en x^{k+1} hasta que se comprueba que se ha alcanzado un mínimo.

Para que un punto x^k sea el mínimo de una función derivable, se han de cumplir las dos condiciones siguientes:

1. Su gradiente ha de ser igual a cero, es decir:

$$\nabla f(x^*) = \begin{bmatrix} \frac{\partial f}{\partial x_1} \\ \frac{\partial f}{\partial x_2} \end{bmatrix}_{x=x^*} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

2. Su Hessiana debe ser definida positiva:

$$H(x^*) = \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 f}{\partial x_1^2} & \frac{\partial^2 f}{\partial x_1 \partial x_2} \\ \frac{\partial^2 f}{\partial x_2 \partial x_1} & \frac{\partial^2 f}{\partial x_2^2} \end{bmatrix}_{x=x^*}$$

Esta condición se cumple cuando:

$$\left. \frac{\partial^2 f}{\partial x_1^2} \right|_{x=x^*} = 0 \quad \text{y} \quad \left. \begin{array}{cc} \frac{\partial^2 f}{\partial x_1^2} & \frac{\partial^2 f}{\partial x_1 \partial x_2} \\ \frac{\partial^2 f}{\partial x_2 \partial x_1} & \frac{\partial^2 f}{\partial x_2^2} \end{array} \right|_{x=x^*} > 0$$

De entre los métodos iterativos, se ha elegido el método de Newton-Raphson, por su rapidez y por su comportamiento en este tipo de problemas.

Si $f(x)$ es una función derivable cuyo desarrollo en serie de Taylor en torno a un punto $x^k = [x_1^k \ x_2^k]^T$ es:

$$f(x) = f(x^k) + (x - x^k)^T \nabla f(x^k) + \frac{1}{2} (x - x^k)^T H(x^k) (x - x^k) + \varepsilon(x - x^k)$$

donde $\varepsilon(x - x^k)$ es una función que engloba las derivadas de orden superior a dos y tiende a cero más rápidamente que el módulo de $(x - x^k)$. De hecho, $\varepsilon(x - x^k) \rightarrow 0$ si $\|x - x^k\| \rightarrow 0$.

Si $f(x)$ fuese una función cuadrática, del tipo:

$$f(x) = cte + x^T b + x^T A x$$

con:

$$b = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \end{bmatrix} \quad A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{bmatrix}$$

su desarrollo, en torno al punto sería exacto. Es decir, $\varepsilon(x - x^k) = 0 \dots \forall x^k$. De esta forma, se podría encontrar directamente el valor que minimiza la función $f(x)$. Este valor, x^* , se obtiene anulando el gradiente de la función y es:

$$x^* = \frac{1}{2} A^{-1} b$$

Si la función a minimizar tiene primeras y segundas derivadas, puede aproximarse en un entorno de x^k mediante una función cuadrática. De esta forma puede obtenerse el valor de $(x - x^k) = \Delta x^k$ que minimice la función cuadrática aproximada:

$$f(x) \approx \tilde{f}(x) = f(x^k) + \Delta x^{kT} \nabla f(x^k) + \frac{1}{2} \Delta x^{kT} H(x^k) \Delta x^k$$

que se trata de una aproximación que parte de la función original a la que se le ha eliminado el término $\varepsilon(\Delta x^k)$. Derivando $\tilde{f}(x)$ respecto a Δx^k e igualando a cero, se obtiene la ecuación matricial:

$$\nabla f(x^k) + H(x^k) \Delta x^k = 0$$

y finalmente:

$$\Delta x^k = -H^{-1}(x^k) \nabla f(x^k)$$

donde Δx^k es la solución óptima (de coste mínimo) para $\tilde{f}(x)$ si $H(x)$ es definida positiva. Si $f(x)$ sólo tiene un punto x^* para el cual $\nabla f(x^*) = 0$ y, además, $H(x)$ es definida positiva, Δx^k es una dirección que "mejora" el valor de $f(x^k)$, lo que justifica que:

$$x \equiv x^{k+1} = x^k + \Delta x^k = x^k - H^{-1}(x^k) \nabla f(x^k)$$

Si $f(x)$ tuviera un máximo en x^* , algún punto x^{k+1} , próximo a x^* daría:

$$f(x^{k+1}) > f(x^k)$$

porque lo que Δx^k persigue es hacer cero el gradiente. Para evitar esto se buscará x^{k+1} con la ayuda de un factor λ que toma valores en el intervalo $(-1, 1)$:

$$x \equiv x^{k+1} = x^k + \Delta x^k = x^k - H^{-1}(x^k) \nabla f(x^k) \lambda$$

El valor de λ se va "tanteando" para que $f(x^{k+1}) < f(x^k)$ por lo que el procedimiento iterativo es un procedimiento de búsqueda según la dirección:

$$S^k = -H^{-1}(x^k) \nabla f(x^k)$$

La función de costes propuesta se adapta bien al método de Newton, excepto para ciertos valores de (x_0, y_0) , que obligan a modificar el algoritmo. Se presentan dos casos para los cuales la función no es derivable:

1. Cuando la subestación está sobre la recta, $ax + by = c$, se anula el término:

$$L_0 = \frac{|a x_0 + b y_0 - c|}{\sqrt{a^2 + b^2}} = 0$$

y la función $|x|$ no es derivable en $x = 0$.

2. Cuando la posición de la subestación coincide con la del punto de generación j , no puede evaluarse la derivada del término L_{j0} con respecto a cualquiera de las coordenadas:

$$\frac{\partial L_{j0}}{\partial x_0} = \frac{(x_0 - x_j)}{\sqrt{(x_0 - x_j)^2 + (y_0 - y_j)^2}} = \frac{0}{0}$$

En estos casos se procede evaluando el valor de la función de costes y comparándolos con el valor de la función en el punto interno obtenido por el método de Newton Raphson.

4.3 Resultados

Como ya se hizo en el capítulo anterior, en este apartado se pondrá a prueba la capacidad del algoritmo propuesto mediante la resolución de una serie de casos.

Se ha dividido este apartado en tres subapartados con distintos objetivos:

- Capacidad del algoritmo: se pondrá de manifiesto la capacidad del algoritmo para encontrar la solución óptima mediante la resolución de una batería de casos en los que el grado de complejidad se va incrementando y donde los resultados son previsibles.
- Análisis de sensibilidad: en este apartado se estudiará tanto la forma en la que afecta a la solución óptima variaciones de distintos parámetros de configuración del algoritmo como los costes que definen las instalaciones de media y alta tensión y el precio de la energía.
- Análisis de robustez del algoritmo: en este último apartado se pondrá a prueba la capacidad del algoritmo para alcanzar la solución óptima resolviendo 50 veces el mismo planteamiento y estudiando la solución alcanzada en cada uno de ellos.

4.3.1 Capacidad del algoritmo

A fin de comprobar la capacidad para gestionar la optimización de la red eléctrica del parque, en la Tabla 4.4 se resumen las características de una serie de casos en los que, a partir de una misma distribución de aerogeneradores y líneas de alta tensión (red de transporte y distribución), se van a ir incorporando diferentes limitaciones y restricciones, que el algoritmo deberá ir tomando en consideración.

Tabla 4.4 Resumen de las características de los casos.

CARACTERÍSTICA	CASO			
	1	2	3	4
Dos posibles líneas de AT a la que conectar el parque	X	X	X	X
Líneas de AT con capacidad de evacuación limitada		X	X	X
Existencia de zona prohibida 1			X	
Existencia de zona prohibida 2				X

La Figura 4.23 muestra la distribución en planta del parque eólico considerado. Como puede verse, la parcela disponible para el parque es una superficie cuadrada de 20 km de lado, que se discretiza con una malla de 20x20 celdas cuadradas. Los aerogeneradores considerados (*A1...A10*) son todos iguales, con una potencia nominal de 1 MW.

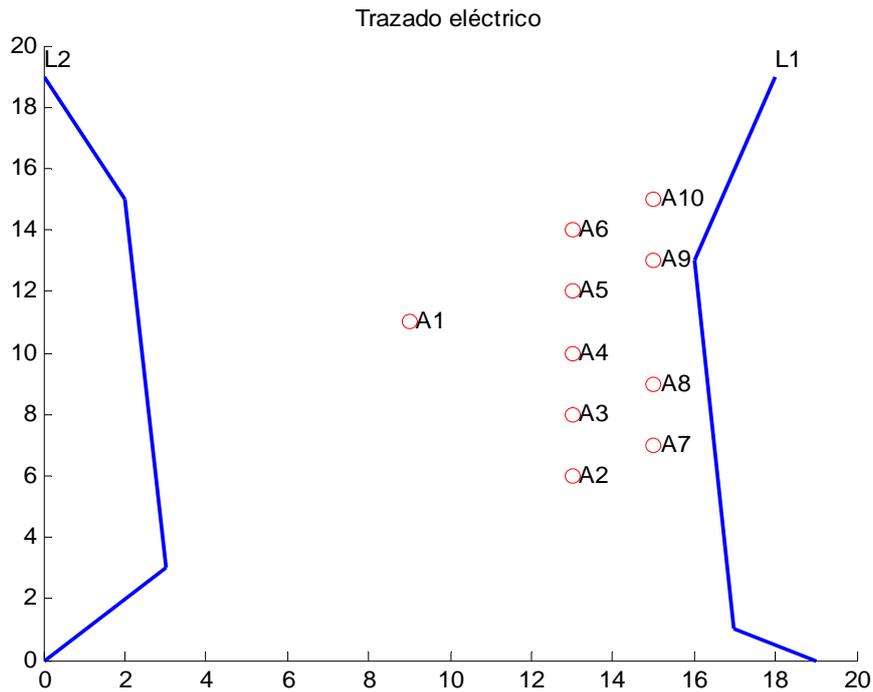


Figura 4.23 Distribución de aerogeneradores y líneas AT en los casos evaluados.

La Tabla 4.5 muestra los parámetros a considerar para el cálculo del VAN que se mantendrán iguales para todos los casos.

Tabla 4.5 Parámetros generales empleados en los casos.

Parámetro	Valor
Vida de la inversión (años)	20
Tasa de actualización del dinero (%)	3
Precio del kwh (€/kWh)	0.08
Incremento anual del precio del kWh (%)	3

Asimismo, la Tabla 4.6 muestra los costes asociados a las instalaciones eléctricas, que también se han mantenido en todos los casos.

La Figura 4.24 se muestra la curva de costes totales actualizados de la red de media tensión para cinco tipos de conductor diferentes, así como la ecuación de la recta de regresión por mínimos cuadrados que mejor aproxima la envolvente de costes mínimos. La Figura 4.25 y la Figura 4.26 muestran una información similar pero correspondientes a las líneas de evacuación en alta tensión y para las subestaciones, respectivamente.

Tabla 4.6 Costes de las instalaciones eléctricas.

Concepto	1	2	3	4	5
<i>Conductor MT</i>					
Capacidad máxima conductor MT (kW)	6298	7344	9561	13025	17459
Resistencia (Ω /km) conductor MT	0,6136	0,403	0,262	0,161	0,102
Costes fijos de instalación conductor MT (€/km)	24600	30000	36646	42014	58897
Tensión nominal del conductor de MT (V)	20000	20000	20000	20000	20000
<i>Conductor AT</i>					
Capacidad máxima conductor AT (kW)	6298	7570	10042	13001	15000
Resistencia del conductor AT (Ω /km)	0,6136	0,4261	0,2869	0,1962	0,15
Costes fijos de instalación conductor AT (€/km)	24600	27000	30000	33000	36000
Tensión nominal del conductor de AT (V)	132000	132000	132000	132000	132000
<i>Subestación</i>					
Capacidad máxima por subestación (kW)	630	2500	10000	20000	30000
Resistencia transformadores de subestación (Ω)	5,689	1,5	0,3231	0,12	0,07111
Costes fijos de instalación por subestación (€)	65000	90000	200000	300000	400000
Tensión de referencia de las pérdidas (V)	20000	20000	20000	20000	20000

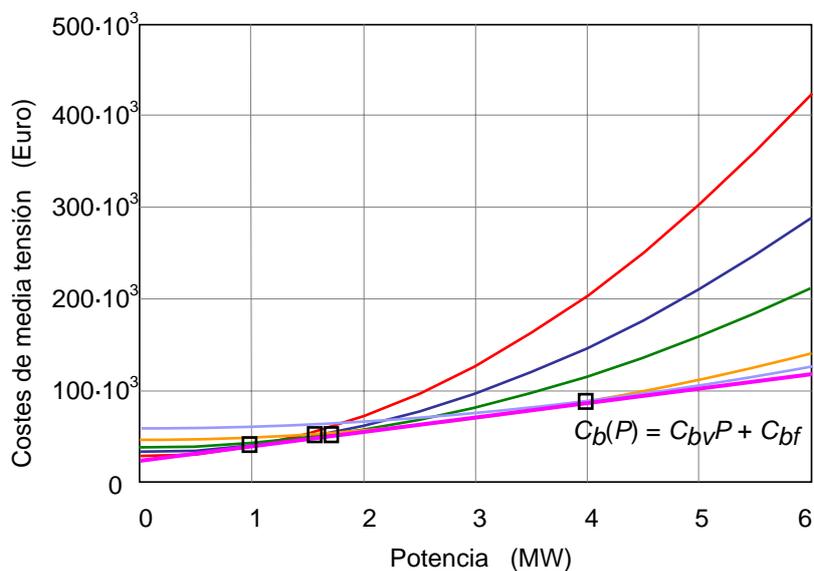


Figura 4.24 Curvas de costes totales actualizados de la red de MT para cinco tipos de conductor diferentes y aproximación lineal de la envolvente de coste mínimos.

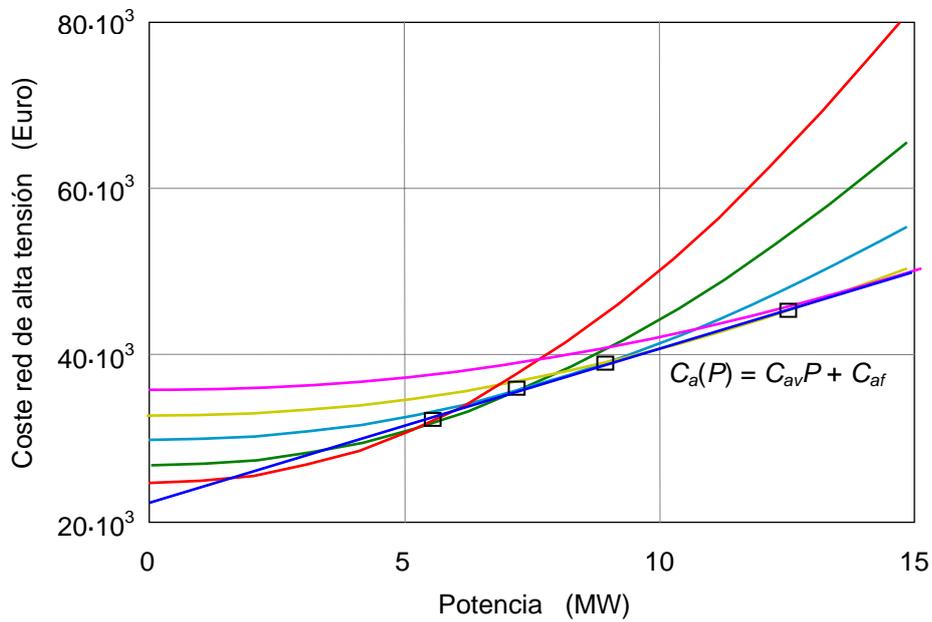


Figura 4.25 Curvas de costes de AT y recta con los coeficientes de costes.

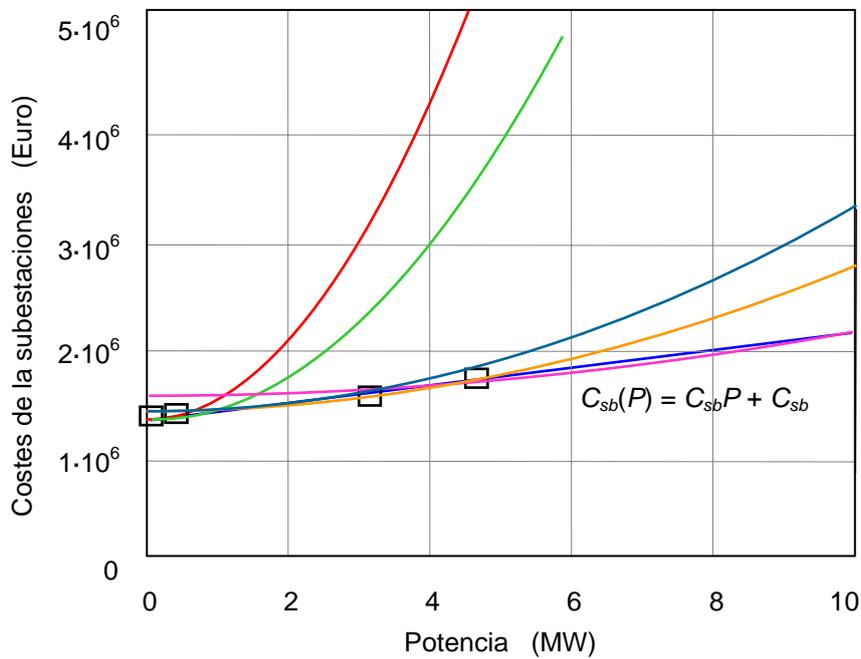


Figura 4.26 Costes de las subestaciones y coeficientes de costes asociados.

Las rectas de regresión permiten obtener los coeficientes de costes fijos (independientes de la potencia circulante) y variables, correspondientes a la red de

media tensión, las líneas de evacuación de energía en alta tensión y las subestaciones. La Tabla 4.7 muestra esta información.

Tabla 4.7 Coeficientes de costes para la red de media tensión, red de alta tensión y subestaciones en los casos.

Concepto	Unidades	Valor
Instalación de MT		
Costes fijos de la instalación de MT	€/km	21153.92
Costes variables de la instalación de MT	€/(MW·km)	20255.87
Instalación de AT		
Costes fijos de la instalación de AT	€/km	22310.68
Costes variables de la instalación de AT	€/(MW·km)	2269.23
Subestación		
Costes fijos por subestación	€	100945.19
Costes variables por subestación	€/MW	56380.36

La Tabla 4.8 muestra los parámetros empleados para la configuración del algoritmo para la resolución de todos los casos.

Tabla 4.8 Parámetros de configuración del algoritmo para todos los casos.

Parámetro	Valor
Tamaño de la población	200
Número máximo de generaciones	1000
Número de repeticiones (mejor solución) para finalizar algoritmo	200
Probabilidad de cruce (%)	90
Probabilidad de mutación (%)	10
Número de veces que se repite el mejor	6
Número de líneas de alta tensión	2

Caso 4-1

En este primer caso se considera que cada una de las líneas de alta tensión de la red de transporte y distribución tiene capacidad suficiente para evacuar la totalidad de la potencia del parque eólico. Se considera, además, que toda la superficie de la parcela está libre de restricciones para la red eléctrica (no se consideran zonas prohibidas para el trazado eléctrico).

Dado que la totalidad de los aerogeneradores están ubicados en la mitad derecha de la parcela, en las cercanías de la línea de la red de transporte y distribución *LI*, la configuración esperable consistirá en una red de media tensión, ramificada, que evacuará la energía eléctrica generada a través de una única subestación conectada a la línea *LI* (la línea de alta tensión más cercana), ya que esta línea tiene

capacidad suficiente para evacuar todo el parque. La solución que proporciona el algoritmo se representa en la Figura 4.27.

Como puede verse, los aerogeneradores más alejados se conectan a los más cercanos al centro geométrico del parque eólico de manera ramificada (aerogeneradores *A3*, *A4*, *A5*, *A8* y *A9*). Estos puntos, a su vez, caudalizan toda la energía generada hacia la subestación (*SBI*). La posición de la subestación corresponde a las cercanías del centro de gravedad. También puede verse que la conexión de la subestación a la línea de alta tensión más cercana, la *L1*, se realiza por el camino más corto, que corresponde a la perpendicular a la línea de alta tensión que pasa por el centro de gravedad.

En la Tabla 4.9 y Tabla 4.10, se describen con mayor detalle tanto la red de media tensión como la de alta tensión de la solución alcanzada. Se indica para cada tramo la potencia máxima a transportar, la longitud en kilómetros y la sección del conductor recomendado en el que se ha comprobado que las exigencias de uso no superan la capacidad técnica de los conductores.

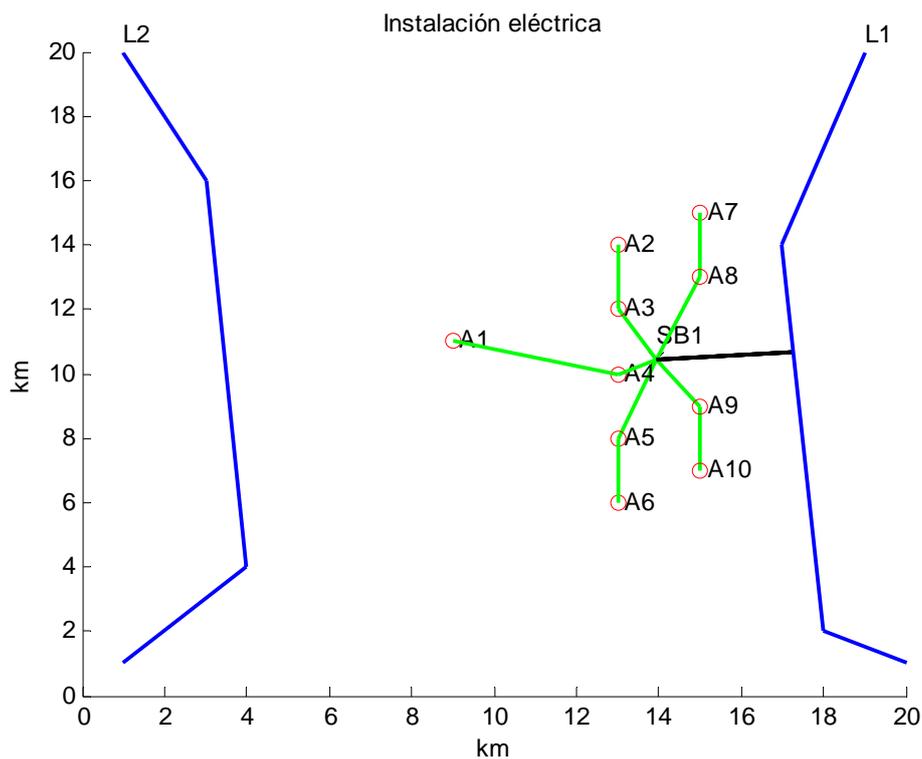


Figura 4.27 Solución óptima propuesta por el algoritmo para el Caso 4-1.

En la Tabla 4.11 se detalla las características de las subestaciones, que en este caso sólo es una, indicando la potencia máxima a transformar durante el uso, el

número de barras o celdas de entrada y la potencia nominal de la subestación recomendada.

Tabla 4.9 Descripción de la red de media tensión de la solución al Caso 4-1.

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (km)	Conductor (mm ²)
A10-A9	1000	2.00	95
A2-A3	1000	2.00	95
A7-A8	1000	2.00	95
A1-A4	1000	4.12	95
A6-A5	1000	2.00	95
A3-SB1	2000	1.84	240
A5-SB1	2000	2.58	240
A8-SB1	2000	2.80	240
A9-SB1	2000	1.77	240
A4-SB1	2000	1.01	240
Longitud total		12.12	95
		10.00	240

Tabla 4.10 Descripción de la red de alta tensión de la solución al Caso 4-1.

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (km)	Conductor (mm ²)
SB1-L1	10000	3.36	240
Longitud total		3.36	240

Tabla 4.11 Descripción de las subestaciones de la solución al Caso 4-1.

Subestación	Potencia (kW)	Nº Barras	Pot Nominal (kW)
SB1	10000	5	20000

En la Tabla 4.12 se muestra la distribución de los costes actualizados correspondientes a la solución propuesta. Como puede verse, el coste total actualizado de la infraestructura eléctrica del parque asciende a prácticamente 1.94 M€, que incluye tanto la inversión inicial como los costes derivados de la explotación durante toda la vida del parque. La inversión inicial necesaria se encuentra desglosada en cuanto los términos correspondientes a la instalación de media tensión (784.281 €), que suponen el 66% de los mismos, los correspondientes a la instalación de alta tensión (110.941 €), que suponen el 9%, así como los correspondientes a la instalación de la subestación necesaria (300.000 €), que suponen el 25% restante. Hacen un total de 1.20 M€ que suponen el 62% de los costes totales siendo, el 38% restante, los debidos a los costes actualizados de la explotación (740.149 €).

Tabla 4.12 Distribución de los costes totales actualizados de la solución óptima del Caso 4-1.

Concepto		Euros	%
Coste total actualizado		1.935.371	
1	Gastos actualizados de Explotación	740.149	38
2	Inversión Total	1.195.221	62
2.1	Inversión en red de media tensión	784.281	(66)
2.2	Inversión en red de alta tensión	110.941	(9)
2.3	Inversión en subestaciones	300.000	(25)

Caso 4-2

En el Caso 4-2 se considera que la capacidad de evacuación de la línea de alta tensión *L1* esta limitada a 4 MW. Esto significa que sólo tendrá capacidad para evacuar la potencia generada por cuatro aerogeneradores, como máximo.

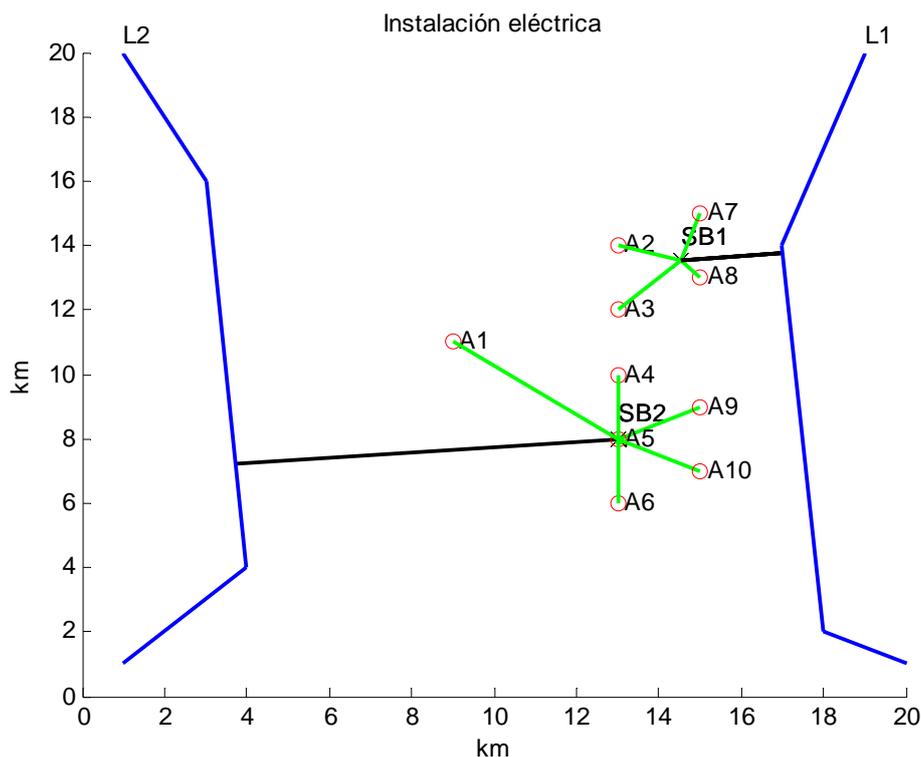


Figura 4.28 Solución óptima alcanzada para el Caso 4-2.

Dado que la línea de alta tensión *L1* no tiene suficiente capacidad para evacuar la potencia total del parque, la configuración de la solución esperable consistirá en el conexionado en media tensión de cuatro aerogeneradores a la línea de alta tensión *L1*, mediante la subestación *SB1*, por un lado, y la interconexión de los otros seis aerogeneradores para su conexionado a la línea de alta tensión *L2*, mediante una

segunda subestación, *SB2*. La solución óptima generada por el algoritmo se muestra en la Figura 4.28.

En la solución obtenida se observa cómo los cuatro aerogeneradores elegidos para su conexión a la línea *L1* a través de la subestación *SB1* son los *A2*, *A3*, *A7* y *A8*, mientras que el resto lo hace a la línea *L2* a través de la subestación *SB2*.

La ubicación de la subestación *SB1* es próxima al centro de gravedad del grupo de aerogeneradores que evacuan la energía hacia la línea *L1*, los cuales se conectan directamente a la subestación. En el segundo grupo de aerogeneradores toda la energía generada se caudaliza a través del punto *A5*, que coincide con la posición elegida para la subestación *SB2*.

En la Tabla 4.13 se muestra en detalle la red de media tensión de la solución alcanzada para el Caso 4-2. Como se observa, la distancia total del trazado es ahora menor que en el Caso 4-1 (19.52 km frente a 22.12 km sumando las distintas secciones) ya que al disponer de dos subestaciones distribuidas por el parque hace que la distancia desde cualquier aerogenerador a una subestación sea menor. Dado que la posición de la subestación *SB2* es muy cercana a la posición del punto *A5*, la longitud del tramo *A5-SB2* se indica como 0.00 km al ser su longitud prácticamente despreciable.

Tabla 4.13 Descripción de la red de media tensión de la solución al Caso 4-2.

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (km)	Conductor (mm ²)
<i>A7-SB1</i>	1000	1.52	95
<i>A9-A5</i>	1000	2.24	95
<i>A2-SB1</i>	1000	1.62	95
<i>A3-SB1</i>	1000	2.19	95
<i>A6-A5</i>	1000	2.00	95
<i>A10-A5</i>	1000	2.24	95
<i>A1-A5</i>	1000	5.00	95
<i>A8-SB1</i>	1000	0.71	95
<i>A4-A5</i>	1000	2.00	95
<i>A5-SB2</i>	6000	0.00	300
Longitud total		19.52	95
		0.00	300

Al contrario pasa con la longitud total de la red de alta tensión como se muestra en la Tabla 4.14. La limitación impuesta para la línea de evacuación *L1* y la mayor distancia al parque de la línea *L2*, hace que la longitud total aumente respecto a la obtenida para el Caso 4-1 (11.78 km, sumando las distintas secciones, frente a 3.36 km). Al ser la potencia transportada menor para cada una de líneas de alta tensión los calibres de los conductores recomendados también son menores que el empleado en la solución del Caso 4-1.

Tabla 4.14 Descripción de la red de alta tensión de la solución al Caso 4-2.

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (km)	Conductor (mm ²)
SB1-L1	4000	2.48	70
SB2-L2	6000	9.30	95
Longitud total		11.78	

Finalmente, en la Tabla 4.15 se describen las características de las subestaciones empleadas. Como puede observarse, la subestación SB1 se ha diseñado con 4 barras o celdas de entrada puesto que esta configuración es la que minimiza tanto la inversión como los gastos actualizados de explotación (según el desglose económico empleado en el que el precio de cada subestación no depende del número de barras). Al disminuir la potencia máxima a transformar para cada subestación considerada respecto a la empleada en el Caso 4-1, el tipo de subestación difiere del empleado en dicho caso (10000 kW frente a 20000 kW).

Tabla 4.15 Descripción de las subestaciones de la solución al Caso 4-2.

Subestación	Potencia (kW)	Nº Barras	Pot Nominal (kW)
SB1	4000	4	10000
SB2	6000	1	10000

En cuanto a los costes, en la Tabla 4.16 se muestran desglosados los costes totales actualizados correspondientes a la solución óptima del Caso 4-2. Como puede observarse, los costes totales se han incrementado ligeramente respecto al caso anterior (1.99 M€ frente a 1.94 €) y la inversión crece mientras que los gastos actualizados de explotación disminuyen (1.40 M€ frente a 1.20 M€ y 588.109 € frente a 740.149 €, respectivamente).

Tabla 4.16 Distribución de los costes totales actualizados de la solución óptima del Caso 4-2.

Concepto		Euros	%
Coste total actualizado		1.985.403	
1	Gastos actualizados de Explotación	588.109	30
2	Inversión Total	1.397.295	70
2.1	Inversión en red de media tensión	585.237	(42)
2.2	Inversión en red de alta tensión	312.057	(22)
2.3	Inversión en subestaciones	500.000	(36)

Respecto a la distribución de la inversión, aumenta en este caso el peso de las dos subestaciones que, a pesar de tener menos pérdidas en los transformadores por repartirse la misma carga total entre ambos, conllevan el doble de costes fijos (construcción del centro, aparataje de medida y protección, dos transformadores, aunque de menor potencia, etcétera). Así, la inversión en las

subestaciones supone ahora el 36% de la inversión total (500.000 € de los 1.40 M€ totales necesarios). La mayor partida sigue correspondiendo a los costes asociados a la red eléctrica de media tensión, que desciende hasta el 42% (585.237 €) gracias a la menor longitud total del trazado. Por último, la partida de costes de la red eléctrica de alta tensión (las dos líneas de evacuación de energía que conectan las subestaciones con las líneas de la red de transporte y distribución de energía) asciende a 312.057 € (22 %), que es del orden de tres veces superior a la que se obtuvo en el Caso 4-1 (110.941 €).

Caso 4-3

En este ensayo se considera la presencia de una zona prohibida para la red eléctrica entre el parque eólico y la línea de alta tensión $L2$, mientras se mantiene la limitación a 4 MW de la capacidad de evacuación de la línea $L1$. Con este planteamiento se pondrá a prueba el mecanismo de realización del rodeo de la zona prohibida en el trazado eléctrico de alta tensión. Como ya se vio en el apartado correspondiente, cuando se comprueba que entre la subestación y la línea de alta tensión se atraviesa una zona prohibida, se realizan trazados alternativos que tratan de rodearla mediante dos procedimientos distintos, el método de la tangente y perpendicular y el método del ángulo. Se toma el trazado cuya longitud total sea menor de entre todas las opciones propuestas comprobando siempre la existencia de un trazado más corto alternativo hasta cualquier otro tramo de la línea de alta tensión a la que se pretende llegar.

Dado que se mantiene la limitación de la capacidad de evacuación en la línea $L1$ se sigue obligando a la utilización de dos subestaciones. Por otra parte, la presencia de la zona prohibida obstaculiza la conexión de la $SB2$ hasta la línea de alta tensión $L2$. Esto traerá como consecuencia que el recorrido desde la subestación $SB2$ hasta la línea de alta tensión $L2$ sea ahora mayor que en la solución del Caso 4-2 y que, debido a ello, el grupo de máquinas cuya potencia se evacua hacia la línea $L2$ sea ahora diferente al igual que el punto de conexión a la red de transporte y distribución. Esta nueva reagrupación de los aerogeneradores, forzada por la presencia de la zona prohibida, al ser distinta de la obtenida para el Caso 4-2 (la óptima en cuanto a costes se refiere) incrementará los costes de la red interna de media tensión del parque así como las de alta tensión. Así pues, se mantendrá la inversión necesaria para las subestaciones y se incrementarán los de las redes de media y de alta tensión. Lógicamente, también se incrementará la inversión total necesaria.

La solución óptima que propone el algoritmo se muestra en la Figura 4.29. Como puede verse, la configuración de la red eléctrica se organiza en base a dos subestaciones, cada una de las cuales evacua la energía de cuatro y seis aerogeneradores respectivamente a una línea de alta tensión diferente (como en el Caso 4-2). El conjunto de los seis aerogeneradores que ahora se conecta a la línea de alta tensión $L2$ es completamente diferente al del Caso 4-2 debido a la presencia de la zona prohibida.

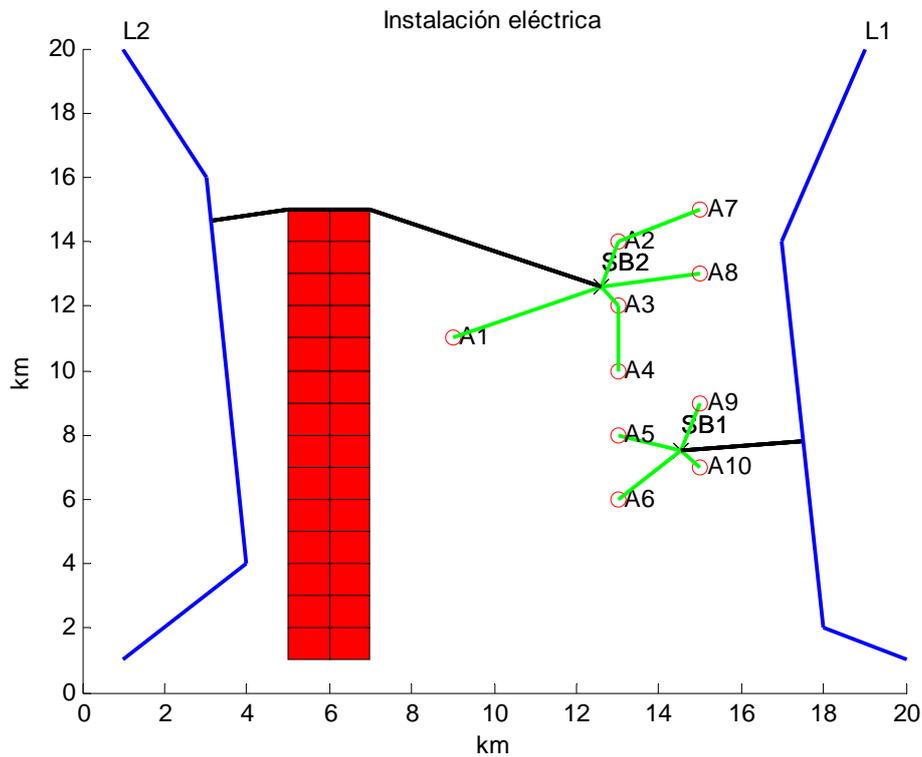


Figura 4.29 Solución óptima para el Caso 4-3.

Como puede observarse, el algoritmo ha encontrado un recorrido desde la subestación SB2 hasta la línea L2 que elude el paso por la zona prohibida mediante un rodeo. Los puntos de conexión tanto en el tendido de la línea L1 como en el de la línea L2 también son diferentes como consecuencia de la presencia de la zona prohibida.

Tabla 4.17 Descripción de la red de media tensión de la solución al Caso 4-3.

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (km)	Conductor (mm ²)
A10-SB1	1000	0.71	95
A9-SB1	1000	1.52	95
A4-A3	1000	2.00	95
A5-SB1	1000	1.62	95
A7-A2	1000	2.24	95
A1-SB2	1000	3.94	95
A8-SB2	1000	2.44	95
A6-SB1	1000	2.19	95
A3-SB2	2000	0.72	240
A2-SB2	2000	1.46	240
Longitud total		16.66	95
		2.18	240

Los detalles de la instalación eléctrica diseñada se muestran en la Tabla 4.17, Tabla 4.18 y Tabla 4.19, correspondientes a la red de media tensión, alta tensión y subestaciones respectivamente.

Tabla 4.18 Descripción de la red de alta tensión de la solución al Caso 4-3.

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (km)	Conductor (mm ²)
<i>SB1-L1</i>	4000	2.98	70
<i>SB2-L2</i>	6000	9.28	95
Longitud total		12.26	

Tabla 4.19 Descripción de las subestaciones de la solución al Caso 4-3.

Subestación	Potencia (kW)	Nº Barras	Pot Nominal (kW)
<i>SB1</i>	4000	4	10000
<i>SB2</i>	6000	4	10000

Como se puede comprobar, la longitud total del trazado de media tensión disminuye (18.64 km frente a 19.52 km) pero lo hace a costa de emplear cables de mayor sección (en el Caso 4-2 toda la red exceptuando la conexión *A5-SB2* se realizaba con conductores de 95 mm² mientras que ahora se emplean 16.66 km de cable de 95 mm² y 2.18 km de cable de 240 mm²). La longitud del trazado de alta tensión aumenta hasta los 12.26 km (480 m más) debido a la realización del rodeo de la zona prohibida, mientras que las subestaciones no difieren significativamente de las empleadas en el Caso 4-1.

En la Tabla 4.20 se muestran los costes totales actualizados correspondientes a la solución óptima alcanzada. Como puede verse, los costes totales ascienden ahora a 2.04 M€, superando los obtenidos para el caso anterior como cabía esperar (1.99 M€). Al emplear en ambas soluciones el mismo número de subestaciones (dos) y de idénticas potencias (10 MW de potencia nominal), se obtiene una partida de inversión en subestaciones igual que para el Caso 4-2, 500.000 € (35%). En cuanto a las partidas asociadas a las redes de media tensión y alta tensión se tiene que ambas han incrementado pero manteniendo su proporción respecto a la inversión total necesaria (42% y 23% respectivamente). Así, a pesar de que la inversión total necesaria ha incrementado (1.410.272 € frente a 1.397.295 €) los gastos actualizados de explotación lo han hecho en mayor medida (631.973 € frente a 588.109 €) ganando un punto porcentual sobre el total de costes actualizados (31% frente al 30% anterior). Es también lógico que una configuración similar a la alcanzada en el Caso 4-2 pero menos “óptima”, al tener que sortear la zona prohibida, tenga asociada mayores costes de explotación debido a las mayores distancias de sus trazados de media y alta tensión.

Tabla 4.20 Distribución de los costes totales actualizados de la solución óptima del Caso 4-3.

Concepto		Euros	%
Coste total actualizado		2.042.245	
1	Gastos actualizados de Explotación	631.973	31
2	Inversión Total	1.410.272	69
	2.1 Inversión en red de media tensión	590.866	(42)
	2.2 Inversión en red de alta tensión	319.406	(23)
	2.3 Inversión en subestaciones	500.000	(35)

Caso 4-4

En este caso se ha modificado la situación de la zona prohibida situándose ahora dos zonas prohibidas, una entre el aerogenerador *A1* y la hilera vertical que conforman los aerogeneradores *A2* a *A6*, y otra entre el aerogenerador *A1* y la línea *L2*. Partiendo de la solución óptima del Caso 4-2, mostrado en la Figura 4.28, con esta configuración de las zonas prohibidas se pretende afectar simultáneamente a la conexión en media tensión de aerogenerador *A1* a la subestación *SB2* (pasando por *A4*) y a la conexión en alta tensión entre la subestación *SB2* y la línea *L2*. Con ello se forzará a cambiar el grupo de aerogeneradores que se conectan a la línea *L1* (ya que al favorecer la conexión del aerogenerador *A1* a la subestación *SBI* se está forzando a que un aerogenerador del anterior grupo se conecte ahora a la subestación *SB2*), se comprobará el funcionamiento del rodeo de las zonas prohibidas en la red eléctrica de media tensión y se volverá a poner a prueba el rodeo en la red de alta tensión.

Teniendo presente que la zona prohibida no es muy extensa, cabe esperar que la línea de evacuación en alta tensión que conecta la subestación *SB2* con la línea *L2* se convierta ahora en una quebrada, a fin de evitar el obstáculo (zona prohibida) rodeando su esquina inferior derecha. El punto de conexión a la línea *L2* también se desplazará ligeramente hacia abajo (según la perpendicular a *L2* que pase por la esquina inferior derecha del obstáculo). En lo que se refiere a la conexión en media tensión del aerogenerador *A1* a la subestación *SBI*, también cabe esperar que se convierta en una quebrada, a fin de evitar el obstáculo (zona prohibida) rodeando su esquina superior izquierda. Respecto al aerogenerador que pasará a conectarse a la subestación *SB2* es intuitivo que será el aerogenerador *A3* por su menor distancia al resto de aerogeneradores conectados a la subestación *SB2*.

Como es lógico, estas modificaciones se reflejarán en los costes. Tomando como referencia los del Caso 4-2 (el óptimo sin zona prohibida), se mantendrá la inversión necesaria para las subestaciones y se incrementarán los de las redes de media y de alta tensión. El coste de la red eléctrica de alta tensión será mayor que el del Caso 4-2 (el óptimo sin obstáculo), pero menor que el correspondiente al Caso 4-3, donde el rodeo era considerablemente mayor. Lógicamente, también se incrementará la inversión total necesaria.

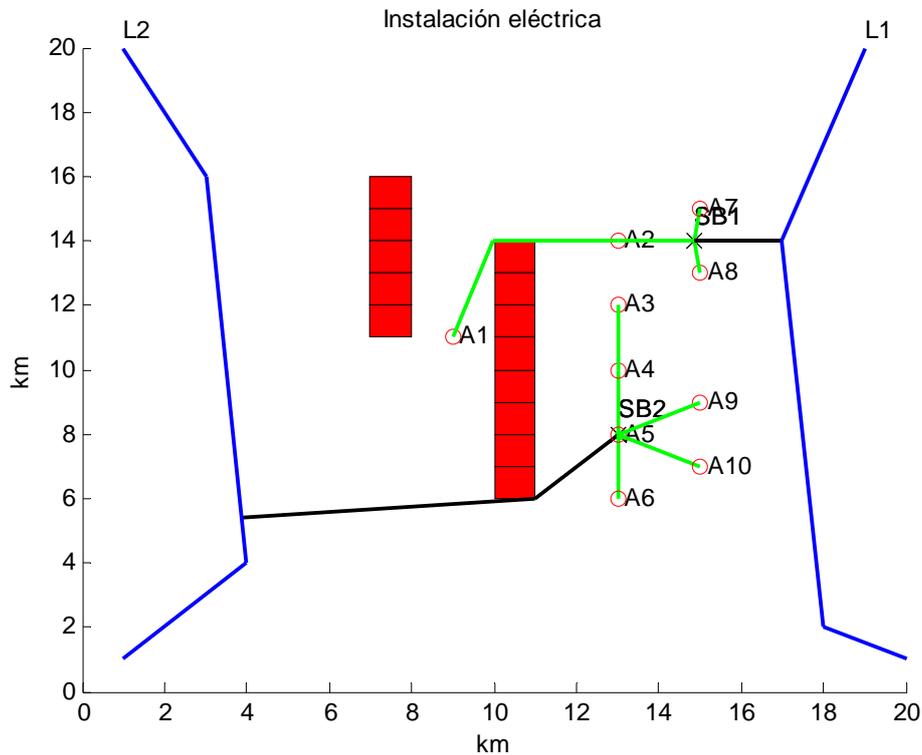


Figura 4.30 Solución óptima para el Caso 4-4.

La solución óptima encontrada por el algoritmo se muestra en la Figura 4.30. Como se observa en la solución propuesta, el conjunto de aerogeneradores formado por *A2*, *A7* y *A8* se siguen conectando a la línea de alta tensión *L1*, pero al sustituir el aerogenerador *A3* por el *A1*, cambia tanto la posición de la subestación *SB1* como el punto de conexión con *L1* respecto a las tomadas en el Caso 4-2. Por otro lado, el resto de aerogeneradores se conecta a la línea eléctrica de alta tensión *L2* a través de la subestación *SB2* que encuentra ahora en la posición cercana a *A5* la posición que optimiza los costes.

Como se muestra en la Tabla 4.21, la longitud total del trazado de media tensión ha aumentado hasta los 20.51 km (sumando todas sus secciones) superando tanto la longitud total en el Caso 4-2 (19.52 km) como la del Caso 4-3 (18.84 km).

En la Tabla 4.22 se detalla la instalación eléctrica de alta tensión y puede observarse como la nueva posición de la subestación *SB1* favorece el trazado de alta al necesitar una línea eléctrica más corta para su conexión a la red de transporte de la línea de alta tensión *L1*.

Tabla 4.21 Descripción de la red de media tensión de la solución al Caso 4-4.

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (km)	Conductor (mm ²)
A5-SB2	6000	0.00	300
A2-SB1	2000	1.85	240
A4-A5	2000	2.00	240
A9-A5	1000	2.24	95
A7-SB1	1000	1.01	95
A8-SB1	1000	1.01	95
A6-A5	1000	2.00	95
A3-A4	1000	2.00	95
A10-A5	1000	2.24	95
A1-A2	1000	6.16	95
Longitud total		16.66	95
		3.85	240
		0.00	300

Tabla 4.22 Descripción de la red de alta tensión de la solución al Caso 4-4.

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (km)	Conductor (mm ²)
SB1-L1	4000	2.15	70
SB2-L2	6000	9.30	95
Longitud total		11.45	

En Tabla 4.23 se muestran los detalles de las subestaciones empleadas en los que como se adelantó coincide con las empleadas en las soluciones a los Casos 4-2 y 4-3, con la única variación de las barras de las mismas.

Tabla 4.23 Descripción de las subestaciones de la solución al Caso 4-4.

Subestación	Potencia (kW)	Nº Barras	Pot Nominal (kW)
SB1	4000	3	10000
SB2	6000	1	10000

La distribución de los costes actualizados de la solución óptima para el Caso 4-4 es la que se muestra en la Tabla 4.24. Como puede verse, los costes totales ascienden ahora a 2.12 M€, superando a los del Caso 4-2 (1.99 M€). La mayor longitud del trazado de media tensión junto a la menor longitud del trazado de alta tensión hace que en la distribución de la inversión, el trazado de media tensión gane peso porcentual en detrimento del peso que suponía el trazado de alta tensión (relación 45% a 20% frente a 42% a 22%). Esto también hace que la partida de costes actualizados de explotación se sitúe ahora en el 31% (frente al 30% anterior).

Tabla 4.24 Distribución de los costes totales actualizados de la solución óptima del Caso 4-4.

Concepto		Euros	%
Coste total actualizado		2.118.538	
1	Gastos actualizados de Explotación	658.921	31
2	Inversión Total	1.459.617	69
	2.1 Inversión en red de media tensión	661.455	(45)
	2.2 Inversión en red de alta tensión	298.162	(20)
	2.3 Inversión en subestaciones	500.000	(34)

Como resumen del análisis de los casos presentados puede concluirse que el algoritmo propuesto responde adecuadamente a la obtención de una solución óptima en el diseño de la red eléctrica de un parque eólico abordando, con una buena relación entre exactitud y simplicidad, las diversas restricciones habituales en la práctica.

4.3.2 Análisis de sensibilidad

Con este apartado se pretende poner de manifiesto la influencia de los parámetros de configuración del algoritmo sobre la capacidad de éste para obtener la solución óptima, concretamente actuando sobre el tamaño de la población y el criterio de convergencia. Se analizará también la influencia sobre la solución óptima de los conjuntos de valores que caracterizan la infraestructura eléctrica de media y alta tensión, así como el valor de la energía.

a. Sensibilidad a los parámetros del algoritmo

A diferencia del algoritmo propuesto para la obtención del emplazamiento óptimo de las turbinas del parque eólico, el algoritmo que se propone para la determinación de la infraestructura eléctrica del parque se configura a partir de cinco parámetros que pueden clasificarse fácilmente en dos grupos: uno que afecta principalmente al tamaño de la población y otro que afecta al criterio de convergencia.

En el grupo que afecta al tamaño de la población se encuentran los parámetros: *tamaño de la población*, *probabilidad de cruce*, *probabilidad de mutación* y *número de veces que se repite el mejor*. Se han incluido todos en el mismo grupo puesto que, como se indicó anteriormente, las poblaciones resultantes de la aplicación de los operadores cruce y mutación se añaden a la población inicial junto con la repetición indicada del mejor individuo. De esta forma se compone una población auxiliar más numerosa que se sesga, posteriormente, al tamaño de la población especificado, una vez que haya sido evaluada y ordenada. Por tanto, con los valores que se elijan para cada variable se determinará la composición de esa población auxiliar lo que, a su vez, condicionará en buena medida la evolución del algoritmo. Un valor alto de la variable *probabilidad de cruce*

incidiría en que la población evolucionase principalmente por la combinación de las características que presentan el total de los individuos que la componen en ese momento. Si dentro de estas características no se encuentran las correspondientes a la solución óptima sería imposible que la evolución llegase a la solución óptima. Esto hace necesario "enriquecer" la población con las nuevas características que aporte el operador mutación. Un valor demasiado elevado de éste hará que la evolución sea básicamente aleatoria, lo que restaría eficacia al método planteado. Como también se vio en la descripción del operador *eliminación-repetición*, debido al sistema de codificación empleado, la forma de describir una solución determinada (la permutación de los puntos de generación) puede llegar a hacer posible la evolución del conexionado hacia la solución óptima. Por ello, es recomendable mantener un número suficiente de copias de la mejor solución, haciendo que alguna de ellas contenga una permutación diferente de los puntos de generación, de forma que pueda dar lugar a líneas de evolución diferentes, algunas de las cuales conduzca al óptimo.

El objetivo para considerar como válido un conjunto de valores determinado sería encontrar un adecuado equilibrio entre tener las suficientes garantías de que se alcance la solución óptima y emplear un tiempo de cálculo lo más reducido posible. Así, podría considerarse que la evaluación de la sensibilidad del algoritmo respecto a sus parámetros de configuración puede ser doble: por un lado, el mantenimiento de todos los valores anteriores y afectando sólo al valor de la variable *tamaño de la población* y *criterio de convergencia*, que harían que la forma en que evoluciona el algoritmo mantuviera el equilibrio fijado entre evolución por cruce y evolución por mutación; y por otro, manteniendo el tamaño de la población constante y afectando a los valores de probabilidades de cruce y mutación, afectando a la forma en que evoluciona el algoritmo.

Hay que destacar que siempre que se reduzca, de una forma u otra, el tamaño de la población, será necesario elevar el criterio de convergencia si se quieren tener las mismas garantías de que no haya estancamiento en un máximo local. Esto tiene sentido puesto que manejar un conjunto menor de características de todos los individuos de la población en un determinado momento hace que la exploración del espacio de las soluciones sea menos exhaustiva por lo que las probabilidades de estancamiento son mayores y, por tanto, debe contrarrestarse elevando el criterio de convergencia. Y también al contrario, si se cuenta con una amplia población podría relajarse el criterio de convergencia puesto que no haría más que aumentar el tiempo de cálculo, al evaluar un número de veces innecesario el conjunto de la población, cuando ya se habrá alcanzado el óptimo bastantes generaciones atrás.

Para poner esto de manifiesto se tomará como partida el Caso 4-2 y el conjunto de parámetros mostrado en la Tabla 4.8. A partir de esta configuración, se han realizado dos series de ensayos en los que se ha resuelto dicho caso empleando valores de criterio de convergencia dentro del rango de 10 a 200 generaciones y manteniendo el tamaño de la población con el valor constante de 200 individuos, por un lado, y , por otro, manteniendo el valor del criterio de convergencia constante y empleando distintos valores de tamaño de la población dentro del

rango de 75 a 200 individuos, analizando tanto si se ha alcanzado la solución óptima, como el número de generaciones totales hasta la convergencia y el tiempo de ejecución (ver Tabla 4.25 y Tabla 4.26).

Tabla 4.25 Número de iteraciones totales y tiempo de cálculo con diferentes valores del criterio de convergencia y tamaño de población 200 individuos con evolución basada en el cruzamiento.

Tamaño Población (individuos)	Criterio Convergencia (generaciones)	Solución Óptima (Si/No)	Número Iteraciones totales	Tiempo Cálculo (segundos)
200	200	Si	235	84.54
200	100	Si	154	53.66
200	50	Si	77	26.80
200	25	Si	36	14.52
200	10	No	24	9.64

Tabla 4.26 Número de iteraciones totales y tiempo de cálculo con diferentes valores del tamaño de población y criterio de convergencia 200 iteraciones con evolución basada en el cruzamiento.

Tamaño Población (individuos)	Criterio Convergencia (generaciones)	Solución Óptima (Si/No)	Número Iteraciones totales	Tiempo Cálculo (segundos)
200	200	Si	235	84.54
150	200	Si	259	74.15
100	200	Si	241	44.44
75	200	No	230	29.70

Como se pone de manifiesto, con el equilibrio fijado entre evolución por cruce y evolución por mutación (probabilidad de cruce del 90% y probabilidad de mutación del 10%), la estrategia de mantener un valor del tamaño de población relativamente alto y bajar el criterio de convergencia permite reducir el tiempo de ejecución del algoritmo (14.52 s) sin poner en riesgo la capacidad de encontrar el óptimo siempre que el criterio se mantenga con valor igual o superior a 25 generaciones. Sin embargo, la estrategia de contar con tamaños de población reducidos y criterios de convergencia mayores (en proporción) no resulta ser tan positiva por cuanto que se empieza a no conseguir el óptimo sin haber reducido en gran medida el tiempo de ejecución (ver en Tabla 4.26 que la combinación 75 individuos y 200 generaciones ya no se demuestra capaz de alcanzar la solución óptima empleando un tiempo de cálculo del orden de los 30 s).

Cuando la población es tan reducida como en el último de los casos relacionados en la Tabla 4.26, la evolución de la población, basada fundamentalmente en el cruce, no resulta una buena estrategia y es necesario incrementar el porcentaje de la misma que es debida a la mutación. Esta medida no da garantías de encontrar el óptimo pero, al menos, disminuye la tendencia al estancamiento de la población

(óptimo local). Así, si se cambia radicalmente la estrategia de modo que le asigne el 20% a la probabilidad de cruce y el 80% a la probabilidad de mutación y se vuelve a realizar la tanda de ensayos de la Tabla 4.26, se obtienen los resultados que se muestran en la Tabla 4.27.

Tabla 4.27 Número de iteraciones totales y tiempo de cálculo con diferentes valores del tamaño de población y criterio de convergencia 200 iteraciones con evolución basada en la mutación.

Tamaño Población (individuos)	Criterio Convergencia (generaciones)	Solución Óptima (Si/No)	Número Iteraciones Totales	Tiempo Cálculo (segundos)
200	200	Si	275	78.19
150	200	Si	266	55.63
100	200	Si	243	36.06
75	200	Si	214	22.56
50	200	Si	336	25.19
25	200	No	340	13.76

Como se puede ver, la mutación hace que la pobre exploración que se realiza debido al pequeño tamaño de la población se vea compensada pero a costa de hacer una búsqueda aleatoria. Así, con tamaños de población de 75 individuos e incluso 50 individuos, es posible la convergencia en la solución óptima aunque como se observa, la aleatoriedad de la búsqueda hace que el número de iteraciones totales se incremente de manera notable conforme se reduce el tamaño de la población. Como resultado, aumentan tanto el esfuerzo computacional, que pasa de 214 a 336 generaciones, como el tiempo de cálculo, que se incrementa de 22.5 s a 25.19 s. Con un tamaño de la población de 25 individuos ya no es posible encontrar la solución óptima del caso estudiado.

b. Sensibilidad a los costes de las redes de media y alta tensión y precio de la energía.

Como es obvio, el precio de las infraestructuras eléctricas de media y alta tensión determinarán la configuración óptima para un caso determinado. De esta forma, partiendo del Caso 4-2 anterior y empleando los costes de los conductores descritos en la Tabla 4.6, se vio que la solución óptima de la infraestructura eléctrica era la mostrada en la Figura 4.28. En esta solución se minimizaba la longitud del trazado de media tensión agrupando los puntos de generación por proximidad, se cumplía la restricción de capacidad de transporte de cada una de las líneas eléctricas de alta tensión y las subestaciones se ubicaban en el entorno del centro de gravedad de cada agrupación de aerogeneradores.

Si se modifican los costes de los conductores de alta tensión como se describen en la Tabla 4.28, donde se han aumentado en 100.000 €/km los costes por unidad de longitud de las líneas de todas las secciones de conductor, se tiene que la red de alta tensión supera en coste a la de la red de media tensión, por lo que la solución

óptima deberá minimizarla a costa de aumentar la longitud total de la red interna de media tensión.

Tabla 4.28 Costes de las instalaciones eléctricas.

Concepto	1	2	3	4	5
<i>Conductor AT</i>					
Capacidad máxima conductor AT (kW)	6298	7570	10042	13001	15000
Resistencia del conductor AT (Ω/km)	0.6136	0.4261	0.2869	0.1962	0.15
Costes fijos de instalación conductor AT (€/km)	124600	127000	130000	133000	136000
Tensión nominal del conductor de AT (V)	132000	132000	132000	132000	132000

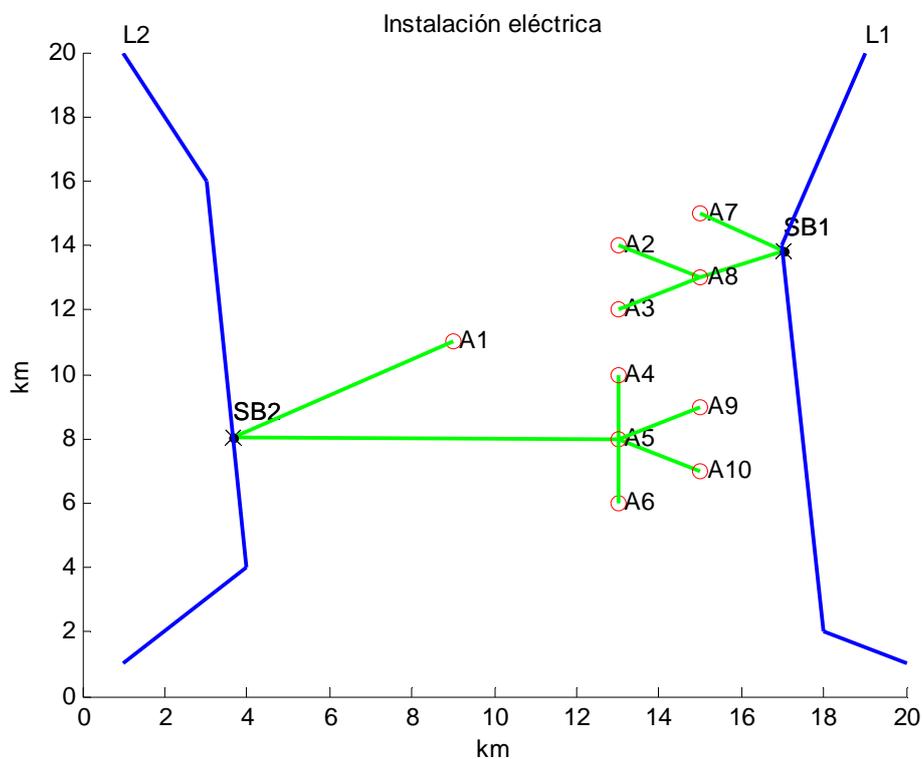


Figura 4.31 Infraestructura eléctrica óptima modificando los costes de los conductores de alta tensión como se indica en la Tabla 4.28.

Como se observa en la Figura 4.31, las subestaciones se ubican ahora sobre las líneas de alta tensión a la que se conectan reduciendo al máximo la red eléctrica de alta tensión. Lógicamente, la red de media tensión también se modifica para conseguir los menores costes posibles con las nuevas ubicaciones de las subestaciones. Así, se tiene que los aerogeneradores *A2* y *A3* no se conectan ahora directamente con la subestación *SB1*, sino que lo hacen a través del aerogenerador *A8*. Del mismo modo, el aerogenerador *A1* no se conecta a la subestación *SB2* a

través del aerogenerador *A5*, sino que lo hace directamente dado que así se reducen las pérdidas de la energía generada por él.

Por otro lado, el precio de la energía también tendrá una influencia directa sobre la configuración óptima del parque, puesto que un precio alto de la energía hará que los gastos de explotación (pérdidas en los conductores) tomen una mayor relevancia, lo que tendrá a incrementar las secciones de los conductores seleccionados.

De esta forma, resolviendo el Caso 4-2, pero tomando en consideración un precio de la energía de 2.00 €/kWh, se obtiene una solución similar a la mostrada en la Figura 4.28, pero con un coste total actualizado notablemente mayor, como muestra la Tabla 4.29.

Tabla 4.29 Distribución de los costes totales actualizados de la solución óptima del Caso 4-2 tomando un precio de la energía de 2.00 €/kWh.

Concepto		Euros	%
Coste total actualizado		6.416.183	
1	Gastos actualizados de explotación	4.043.526	63
2	Inversión total	2.372.657	37
2.1	Inversión en red de media tensión	1.144.205	(48)
2.2	Inversión en red de alta tensión	428.452	(18)
2.3	Inversión en subestaciones	800.000	(34)

Si se comparan estos resultados con los obtenidos con un precio de la energía de 0.08 €/kWh (Tabla 4.16) se observa como el coste total actualizado se ha incrementado hasta, aproximadamente, 6.5 M€, siendo casi 3.5 veces el valor del caso anterior. Este incremento se localiza principalmente en los gastos de explotación que alcanzan ahora los 4 M€ frente a los casi 0.6 M€, suponiendo el 63% de los costes totales frente al 30% en el caso anterior.

Tabla 4.30 Descripción de la red de media tensión de la solución al Caso 4-2 con un precio de la energía de 2.00 €/kWh.

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (km)	Conductor (mm ²)
<i>A7-SB1</i>	1000	1.52	300
<i>A9-A5</i>	1000	2.24	300
<i>A2-SB1</i>	1000	1.62	300
<i>A3-SB1</i>	1000	2.19	300
<i>A6-A5</i>	1000	2.00	300
<i>A10-A5</i>	1000	2.24	300
<i>A1-A5</i>	1000	5.00	300
<i>A8-SB1</i>	1000	0.71	300
<i>A4-A5</i>	1000	2.00	300
<i>A5-SB2</i>	6000	0.00	300
Longitud total		0.00	95
		19.52	300

La inversión total también se ha incrementado, alcanzando ahora los casi 2.4 M€. Esto es debido a que se han empleado, tanto en la red de media tensión (Tabla 4.30) como en la de alta tensión (Tabla 4.31), los conductores de mayor sección disponibles que, lógicamente, son más caros que los seleccionados en el caso anterior. El cambio llega a afectar hasta la elección de las subestaciones transformadoras (Tabla 4.32), optándose ahora por dos subestaciones de 30 MW (las de mayor potencia disponible), que son las que proporcionan menores pérdidas variables (Joule).

Tabla 4.31 Descripción de la red de alta tensión de la solución al Caso 4-2 con un precio de la energía de 2.00 €/kWh.

Tramo	Potencia (kW)	Longitud (km)	Conductor (mm ²)
<i>SB1-L1</i>	4000	2.48	300
<i>SB2-L2</i>	6000	9.30	300
Longitud total		11.78	

Tabla 4.32 Descripción de las subestaciones de la solución al Caso 4-2 con un precio de la energía de 2.00 €/kWh.

Subestación	Potencia (kW)	Nº Barras	Pot Nominal (kW)
<i>SB1</i>	4000	4	30000
<i>SB2</i>	6000	1	30000

4.3.3 Robustez del algoritmo

En este apartado se ha resuelto el Caso 4-4 un total de 50 veces consecutivas con el objeto de analizar la capacidad del algoritmo para encontrar la solución óptima. Se ha tomado este caso de base por corresponder a un escenario en el que la dificultad es importante, ya que cuenta con diez aerogeneradores, dos líneas de alta tensión de la red de transporte, en la que una de ellas tiene limitación de evacuación, y con la presencia de dos zonas prohibidas que dificultan la conexión de los aerogeneradores a estas líneas.

En la Figura 4.32 se muestra el coste total actualizado de las soluciones obtenidas. Como puede verse, en 39 veces de las 50 (78% del total de casos) el algoritmo ha encontrado la solución óptima descrita en la Figura 4.30 y Tabla 4.24, en seis ocasiones (12% del total de casos) converge en una solución algo peor (coste total de 2.133.400 € frente a 2.118.500 €) y que se muestra en la Figura 4.33, y sólo en cinco ocasiones (tres más dos) lo hace en un grupo de soluciones sensiblemente peor (costes totales de entre 2.21 M€ y 2.23 M€ frente a la óptima de, aproximadamente, 2.12 €).

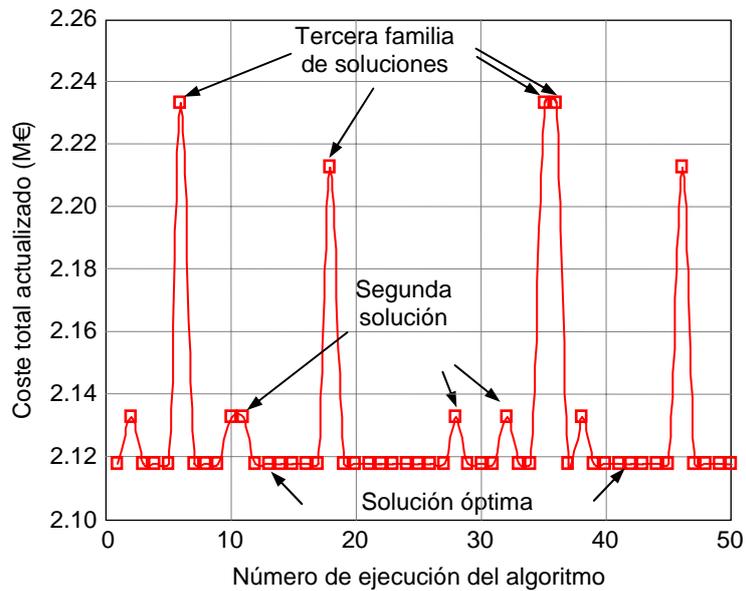


Figura 4.32 Evolución del coste total actualizado en las 50 ejecuciones del algoritmo.

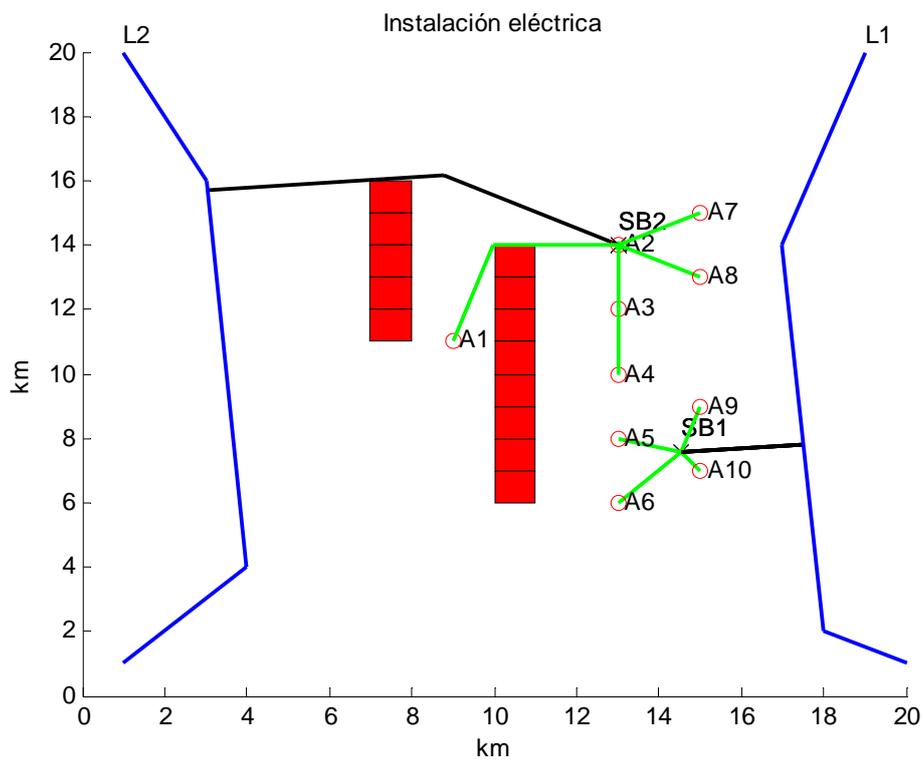


Figura 4.33 Configuración de la segunda mejor solución para el Caso 4-4.

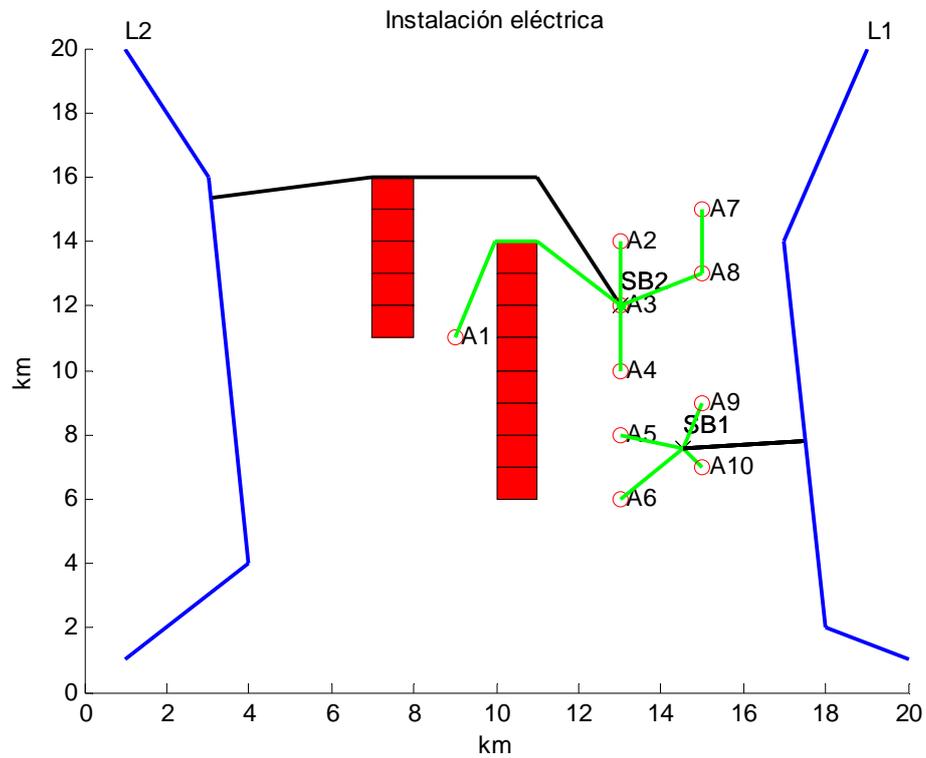


Figura 4.34 Peor de las soluciones encontradas al Caso 4-4.

En la Figura 4.34 se muestra la peor de las soluciones encontradas. Como puede verse, cualitativamente no es una solución tan alejada de la solución óptima ya que, en comparación con la segunda solución mostrada en la Figura 4.33, la variación radica en la ubicación de la subestación SB2 y el trazado diseñado para el rodeo de las zonas prohibidas entre la subestación SB2 y la línea de alta tensión L2.

Planificación global de un parque eólico

5.1 Introducción

Como ya se ha indicado, la optimización del diseño de un parque eólico es un problema que presenta una gran complejidad estructural, tanto en sus aspectos técnicos como económicos e, incluso, en el plano de su propia formalización estrictamente matemática. Este alto grado de complejidad, junto a la distribución típica de costes de inversión de los parques eólicos (Tabla 1.3), ha permitido justificar que en este trabajo, y en una primera aproximación, se haya optado por desacoplar el problema de la optimización global del parque eólico en dos subproblemas:

- Optimización del emplazamiento individual de las turbinas eólicas. Este primer problema (que, con el enfoque dado en este trabajo, además de localización de las turbinas, incluye la elección óptima tanto del tipo de turbina como de su altura de buje) es el más relevante desde un punto de vista puramente económico, ya que es responsable de entre los dos tercios y las tres cuartas partes de la inversión total. Además, es el que de forma más directa determina la producción anual de energía eléctrica (retorno de la inversión).
- Optimización de la configuración de la instalación eléctrica del parque. Este segundo problema es muy parecido al del diseño de una nueva red radial y tiene menor significación económica, en cuanto a inversión inicial se refiere (entre el 10% y el 15% de la inversión total necesaria). No obstante, la configuración de la instalación eléctrica también afecta a la producción neta de energía anual del parque, ya que las pérdidas que se producen en la instalación interior del parque es energía eléctrica producida (extraída del viento) que no está disponible para su inyección en la red.

Como ya mostrado en los Capítulos 3 (emplazamiento) y 4 (infraestructura eléctrica), el criterio de optimización elegido ha sido, en ambos casos, el de la máxima rentabilidad económica de la inversión necesaria. Ambos problemas se abordan con un enfoque común que consiste en utilizar un modelo de costes del parque basado en el coste del ciclo de la vida de la instalación eólica (lógicamente diferente para cada uno de los dos problemas) y un método de búsqueda del óptimo guiado por un algoritmo genético.

En este capítulo se aborda el problema de la optimización global del parque, analizando de forma conjunta e integrada los problemas de emplazamiento individual de las turbinas (así como su tipo y altura de buje y la propia red interior de caminos auxiliares) y de diseño de la infraestructura eléctrica del parque y su interacción. De nuevo se utilizará para ello la misma estrategia: un razonablemente detallado modelo de costes del parque, basado en el coste del ciclo de la vida de la instalación eólica, en conjunción con un algoritmo genético.

Como es lógico, este enfoque global del problema incorpora todos los condicionantes, limitaciones y restricciones considerados en la resolución separada de los problemas parciales. Esto hace que el abanico de posibilidades que deben ser analizadas sea prácticamente inabordable si no se cuenta con una herramienta sistemática de análisis como la que se propone en este trabajo. Como es lógico, a priori, cabe esperar que la solución que se derive de este planteamiento global del problema sea superior o cuando menos igual, a la obtenida mediante cualquier otro procedimiento, incluyendo la división del problema utilizada anteriormente.

5.2 Metodología propuesta

Como se ha indicado, el método propuesto consiste en la utilización un algoritmo evolutivo, desarrollado en MatLab que, esencialmente, es el resultado de la integración de los algoritmos desarrollados para cada una de las partes del problema de diseño. Este algoritmo de optimización global opera, básicamente, con el esquema siguiente. Se empieza por ejecutar una primera iteración del algoritmo de emplazamiento de las turbinas eólicas. Una vez generada una población de posibles soluciones, se resuelve el problema del conexionado eléctrico (instalación eléctrica completa del parque) para cada uno de los potenciales emplazamientos de las turbinas. Posteriormente, y una vez resuelto el problema de la infraestructura eléctrica para cada uno de los potenciales individuos, se calcula el valor actualizado neto de la inversión necesaria para la ejecución del parque eólico, a lo largo de su vida en producción (coste del ciclo de la vida de la instalación eólica). Finalmente, se ordenan los individuos (potenciales soluciones globales), seleccionándose los mejores (los de mayor valor actualizado neto) para la realización de la siguiente iteración. De esta forma, la población irá evolucionando generación tras generación hacia individuos con mejor comportamiento global hasta alcanzar la solución óptima (la que presente mejor rendimiento económico).

Dado que el coste computacional asociado a la evaluación de las posibles soluciones globales (especialmente asociado a las reiteradas soluciones del problema eléctrico) puede llegar a ser bastante alto, y al hecho de que la parte del presupuesto correspondiente a la instalación eléctrica es relativamente pequeña, se ha introducido una modificación en la operación del algoritmo descrita en el párrafo anterior, a fin de acelerar su funcionamiento. La modificación es doble y consiste en, por un lado, retrasar la incorporación del problema eléctrico en la solución global y, por otro, resolver el problema de la instalación eléctrica de forma aproximada, primero (primeras generaciones), y de forma exacta en las últimas generaciones, cuando el algoritmo esté ya próximo a la solución óptima global. Es decir, una vez que la estrategia evolutiva del algoritmo haya permitido sortear la fase más aleatoria de búsqueda inicial y haya conseguido guiar las potenciales soluciones a las proximidades de la solución óptima global.

Así, en la primera fase de cálculo se parte de una población de posibles soluciones generada de manera aleatoria que intentará hacer una prospección del espacio de las soluciones lo más amplia posible, por lo que el porcentaje de la población que potencialmente se encontrará cerca del óptimo será presumiblemente pequeño. Hacer un cálculo de la instalación eléctrica necesaria para este tipo de soluciones alejadas de la zona óptima (muy pobres por ser aleatorias) no contribuye al logro del óptimo global, pero consume una importante cantidad de tiempo de cómputo. Si, junto a esta elevada exigencia computacional, se considera el hecho de que el montante de la inversión necesaria para abordar la infraestructura eléctrica es tan sólo una pequeña fracción de la inversión total (inferior al 15 %), fácilmente se llega a la conclusión de que en la fase inicial de ejecución del algoritmo global puede prescindirse, sin mucho riesgo, de incluir el problema eléctrico y resolver sólo el problema de la implantación.

En las primeras iteraciones, el algoritmo genético realiza una selección natural que le hará desestimar rápidamente a aquellos individuos (soluciones) que no se encuentren en las inmediaciones de un máximo. En esta fase inicial, la población estará compuesta por un abanico de soluciones en las que habrá diversidad, por un lado, y potencialidad, por otro, ya que las soluciones estarán en los alrededores de algún máximo local que, potencialmente, podría ser el máximo global u óptimo. La finalización de esta primera fase, que se determina especificando un determinado porcentaje de cumplimiento del criterio de convergencia (número de generaciones, configurable), marca el momento en el que interesa empezar a considerar los costes asociados a la inversión en la instalación eléctrica y sus gastos de explotación actualizados para que las soluciones puedan evolucionar, encaminándose hacia el óptimo del problema global.

En este punto se inicia la segunda fase. En esta etapa central, las pequeñas variaciones derivadas de la ubicación exacta de las subestaciones aún no son de gran relevancia, y es suficientemente válida la aproximación de considerar a éstas en la ubicación que proporcione el coste mínimo de entre el centro de gravedad, sobre el punto de conexión sobre la línea de alta tensión o sobre un punto intermedio. Por tanto, en esta segunda fase, o fase intermedia, el problema se resuelve de manera global, incorporando ya el cálculo de toda la infraestructura

eléctrica, pero el problema de la infraestructura eléctrica se resuelve de manera aproximada (ubicación de las subestaciones). Esta resolución aproximada o simplificada del problema de la infraestructura eléctrica hace que el algoritmo, en esta fase intermedia, vaya conduciendo las soluciones hacia un óptimo global "simplificado" o "aproximado".

La conclusión de la fase intermedia, que también se determina especificando un determinado porcentaje de cumplimiento del criterio de convergencia (número de generaciones, configurable), da paso a la tercera y última fase de ejecución del algoritmo. Al entrar en esta fase final, el algoritmo maneja una población de soluciones (globales) que están ya próximas a la solución óptima global, por lo que se empieza a resolver el problema de la infraestructura eléctrica de forma exacta, integrada en el problema global. Por tanto, en esta tercera fase, con la resolución exacta del problema de la infraestructura eléctrica, el algoritmo se ejecuta en su modo global, con todo su potencial y empleando la máxima exactitud, conduciendo las soluciones hacia el óptimo global.

Esta estrategia de escalonamiento en la incorporación del problema de la infraestructura eléctrica en dos fases, permite alcanzar el óptimo global del parque, reduciendo el coste computacional de una forma considerable, como se mostrará en el análisis de los casos que sigue. Se ha denominado este procedimiento como *procedimiento global acelerado*, diferenciándolo del procedimiento global anterior que se denominará *procedimiento global completo*.

5.3 Resultados

Al igual que en los capítulos anteriores, se tratará de realizar un análisis de la capacidad de algoritmo propuesto mediante la resolución de una serie de casos.

Del mismo modo, este apartado se ha dividido en dos subapartados por la finalidad que persiguen:

- Capacidad del algoritmo: se resolverán dos casos empleando los procedimientos desacoplados y global, para poner de manifiesto tanto la capacidad del método propuesto para alcanzar la solución óptima como las cualidades que aporta el procedimiento global y, especialmente, el global acelerado.
- Análisis de sensibilidad: se analizará la influencia que tienen sobre la solución óptima variaciones de los valores de tasa de interés, precio de la energía y vida de la inversión.

5.3.1 Capacidad del algoritmo

Al objeto de comprobar el funcionamiento y el potencial del algoritmo propuesto se han resuelto dos casos, a modo de ejemplo, que van a permitir valorar sus prestaciones. A este fin, las particularidades de estos casos se han seleccionado de forma que se pueda anticipar la estructura y características principales de sus

correspondientes soluciones óptimas. De esta forma se dispondrá de una base de comparación que permitirá realizar una evaluación, cuando menos cualitativa, de las soluciones obtenidas por el algoritmo y de las ventajas que aporta el método de resolución propuesto.

Se ha desestimado de antemano el análisis directo de casos muy complejos, ya que este tipo de casos difícilmente permitirán disponer de antemano de la estructura fundamental de las soluciones óptimas que, posteriormente, permitieran realizar una comparación con las soluciones alcanzadas por el algoritmo propuesto.

Los casos analizados en este Capítulo presentan las características y particularidades que se describen en los apartados siguientes:

- Caso 5-1. Se parte de la configuración del Caso 3-1 (emplazamiento) en el que se disponía de una parcela de terreno de planta cuadrada donde existía un viento de dirección única Norte-Sur, y que estaba caracterizado por las mismas constantes de la función de Weibull para todas las posiciones del terreno, excepto para un grupo de ellos localizados en el centro del mismo, donde el viento era de mayor intensidad y más apropiado para la ubicación de los aerogeneradores. La parcela de terreno contaba con un camino principal que discurría de Oeste a Este por el límite Norte de la misma y el parque se limitaba a estar integrado por cinco turbinas. A este planteamiento inicial se ha añadido la presencia de una línea eléctrica de alta tensión (de la empresa distribuidora local) que discurre de Oeste a Este por el límite Sur del terreno disponible y que presenta un punto más cercano a la zona preferente de ubicación de los aerogeneradores, como se muestra en la Tabla 5.1. La Tabla 5.2 resume la información económica utilizada.

A diferencia de lo que sucede cuando sólo se resuelve el problema del emplazamiento de las máquinas (Caso 3-1), en el que se obtenía un conjunto de soluciones subóptimas equivalentes, con este caso se pretende demostrar que al incorporar la parte eléctrica del problema, la solución óptima se hace única.

- Caso 5-2. Se parte de la configuración del Caso 3-3 (emplazamiento) que, a su vez, incorpora dos tipos de restricciones a la configuración inicial del Caso 3-1. En concreto, las restricciones consideradas corresponden a la presencia de una zona prohibida y a la existencia de otra zona de terreno con capacidad portante reducida, como se muestra en la Tabla 5.8 (zonas sombreadas en rojo y gris, respectivamente). También se considera en este caso la presencia de una línea eléctrica de alta tensión como en el caso anterior (Caso 5-1). A este planteamiento se le impondrá un límite para la inversión y se resolverá de manera global y de manera separada (calculando el emplazamiento de las turbinas por un lado y la instalación eléctrica por otro), lo que permitirá comparar los resultados obtenidos por ambos métodos. La Tabla 5.2 resume de nuevo la información económica utilizada.

El factor de forma toma un valor, $K = 2$, para todas ellas. El factor de rugosidad del terreno toma el valor $z_0 = 0.0055$ m para todas las direcciones del espacio.

Tabla 5.2 Datos económicos usados en los Casos 5-1 y 5-2.

Parámetro	Valor
Vida de la inversión (años)	20
Tasa de actualización (%)	3
Precio del kWh (€/kWh)	0.08
Incremento anual del precio del kWh (%)	3
Gastos de operación y mantenimiento (€/año)	0
Tasa de incremento de los gastos de operación y manteniendo (%)	0
Sobrecoste de la cimentación al superar la torre una altura de 50 m (%)	30
Sobrecoste cimentación en zona de baja capacidad portante (%)	100
Factor de disponibilidad (%)	95
Costes de desmantelamiento (%)	3
Valor residual (%)	3

Se considera que a lo largo del lado superior de la parcela discurre el único camino de acceso (celdas sombreadas de color naranja en la Tabla 5.1) para el que se tienen unos costes de transporte a cualquier punto del mismo de 6000 €, y la realización de los caminos auxiliares de acceso conlleva unos costes de 80 € por cada metro lineal de camino.

Se considera también la presencia de una única línea eléctrica de alta tensión con capacidad disponible suficiente para evacuar toda la potencia del parque y que discurre por el lado inferior del terreno, como se muestra en la Tabla 5.1 (celdas sombreadas en color azul). Como puede verse, la línea eléctrica considerada presenta un punto muy característico, más cercano a la zona central de la parcela.

Para la resolución de este Caso se considerará un único tipo de máquina posible cuya potencia nominal es de 600 kW y cuyas características están recogidas en la Tabla 3.7. Además, al parque eólico se le impondrá la restricción de contar con sólo cinco aerogeneradores.

El resto de datos asociados a la instalación eléctrica (calibres y costes de la red de media tensión, alta tensión y subestaciones), serán los empleados en la resolución de los casos en el Capítulo 4 y que están detallados en la Tabla 4.11.

A fin de probar el funcionamiento del algoritmo de optimización global se han planteado tres formas diferentes de abordar el problema de la optimización global del parque eólico (problema global).

La primera forma de abordar el problema de la optimización global, que podría denominarse secuencial, consiste en resolver de manera desacoplada el posicionamiento de los aerogeneradores del parque eólico y el cálculo de la instalación eléctrica óptima asociada. Para ello, se ejecuta primero el algoritmo

para obtener la implantación óptima y, posteriormente, se ejecuta de nuevo para obtener la instalación eléctrica óptima para la esa implantación.

La segunda manera de abordar el problema global, que podría denominarse completa, consiste en realizar una ejecución del algoritmo global calculando la instalación eléctrica de todos los individuos de la población en todas las iteraciones hasta alcanzar la solución óptima.

La tercera y última forma de abordar el problema, que podría denominarse acelerada, consiste en iniciar la ejecución del algoritmo resolviendo sólo el problema de la implantación (estimando los costes de la instalación eléctrica) hasta superar la fase más aleatoria de búsqueda inicial (primeras generaciones) e incorporar la resolución del problema de la instalación eléctrica de forma aproximada, en las siguientes generaciones, y de forma exacta en las últimas, cuando el algoritmo esté ya próximo a la solución óptima global. En la Tabla 5.3 se muestran los momentos (porcentajes del criterio de convergencia) en los que se incorpora la resolución de la instalación eléctrica, primero de forma aproximada y luego exacta.

Tabla 5.3 Parámetros que controlan la entrada en consideración del cálculo eléctrico.

Parámetro	Valor
Porcentaje del criterio de convergencia para el inicio del cálculo eléctrico aprox. (%)	40
Porcentaje del criterio de convergencia para el inicio del cálculo eléctrico exacto (%)	90

Una vez obtenidas la solución óptima mediante las tres formas de abordar el problema, se compararán poniendo de manifiesto las ventajas e inconvenientes de cada uno de los procedimientos.

a. Procedimiento secuencial

Cuando se abordó este planteamiento en el Capítulo 3 (emplazamiento), se alcanzó la solución óptima de emplazamiento mostrada en la Figura 3.20. Sin embargo, el análisis de las nueve mejores soluciones de implantación mostradas en la Figura 3.22, demuestra que existe todo un conjunto de soluciones óptimas de emplazamiento que son equivalentes entre sí. En realidad, cualquier conjunto de cinco turbinas contiguas formando una hilera horizontal, ocupando cualesquiera de las diez posiciones de la quinta fila que están a la misma distancia del camino principal en la zona de alto viento, es igualmente válido como solución óptima. Esto es debido a que todas ellas comparten tanto los costes de implantación como el retorno por venta de la energía eléctrica generada, al estar expuestas las turbinas a las mismas condiciones de viento.

En la Figura 5.1 se muestra una solución óptima equivalente a la mostrada en la Figura 3.20 (una de las nueve mejores de la Figura 3.22) y que será considerada inicialmente como solución óptima de emplazamiento, a la hora de obtener la

solución global por el procedimiento secuencial, por ser mucho más ilustrativa para el objetivo que se persigue.

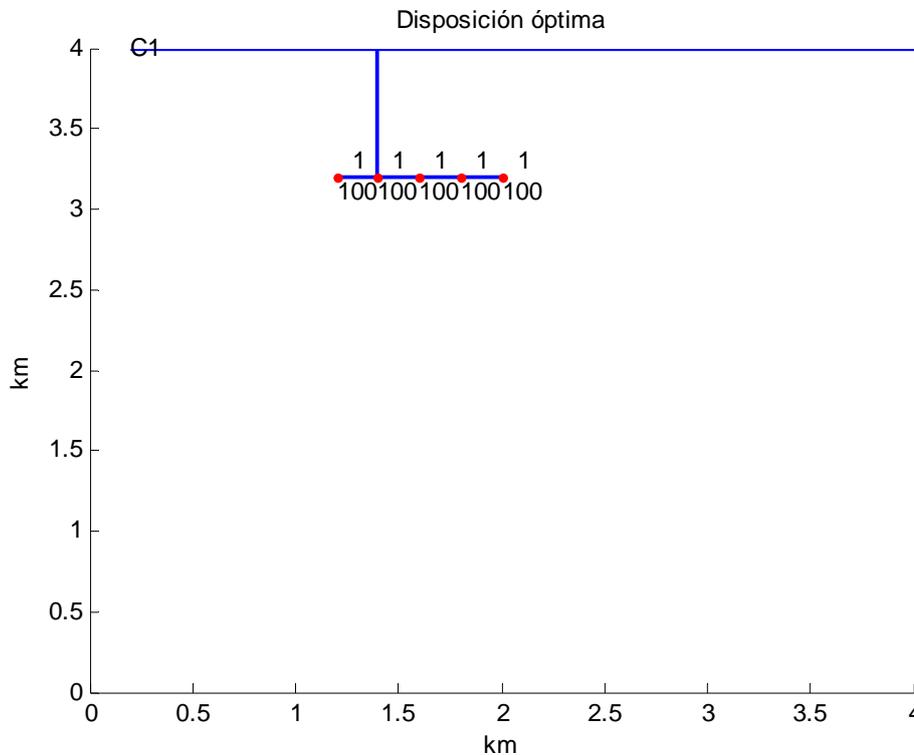


Figura 5.1 Caso 5-1. Disposición óptima intermedia alcanzada mediante el procedimiento secuencial.

Tomando esta solución de emplazamiento como punto de partida para la optimización del cálculo de la instalación eléctrica, el algoritmo llega a la solución de la infraestructura eléctrica que se muestra en la Figura 5.2. Como se puede observar, la instalación eléctrica óptima para esta disposición inicial de las turbinas en el parque eólico, realiza la conexión en media tensión de los aerogeneradores ubicando la subestación en el aerogenerador central del conjunto, minimizando así la longitud de la traza de la red de media tensión. Desde la subestación se conecta con la línea de alta tensión en el punto más cercano a ella.

Agregando la solución subóptima de emplazamiento (Figura 5.2) a la solución subóptima de la infraestructura eléctrica (Figura 5.3) se llega a lo que podría denominarse como solución óptima global secuencial. La Tabla 5.4 muestra un resumen de la información económica correspondiente a esta solución global secuencial, obtenida al agregar los datos económicos asociados a cada una de las soluciones parciales (emplazamiento + instalación eléctrica).

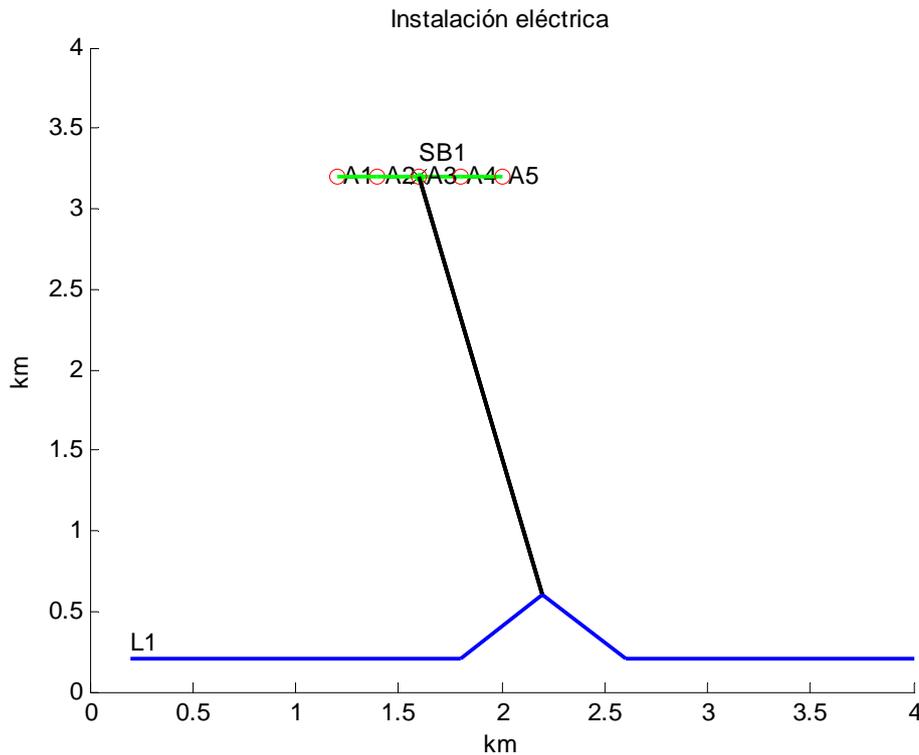


Figura 5.2 Caso 5-1. Instalación eléctrica óptima para el emplazamiento óptimo según el procedimiento secuencial.

Como se puede observar, en la segunda columna (Subóptimo Emplazamiento) se recogen los datos económicos obtenidos al ejecutar el algoritmo resolviendo el emplazamiento considerando que la inversión en la instalación eléctrica resultará equivalente a la inversión en obra civil. En la tercera columna (Subóptimo Instalación Eléctrica) se recogen los datos económicos asociados a la instalación eléctrica correspondiente a la solución subóptima de emplazamiento. Se desglosa la inversión total necesaria para la infraestructura eléctrica, indicando las partidas desagregadas correspondientes a la red de media tensión, a la de alta tensión y a las subestaciones, así como los costes actualizados totales debido a las pérdidas en los conductores. En la cuarta columna (Óptimo Global Secuencial) se detallan los valores finales corregidos que resultan al unir de las dos soluciones anteriores.

Como puede verse, en la resolución del subproblema del emplazamiento se ha realizado una aproximación que ha valorado la inversión eléctrica en 613.000 €. Sin embargo, al resolver el subproblema de la infraestructura eléctrica, se ha determinado que la inversión total necesaria es de 287.481 € y que los gastos actualizados totales de explotación corresponden a 91.810 €, lo que hace haciendo un total de 379.291 €. Esto indica que la estimación de la inversión necesaria para la infraestructura eléctrica realizada al resolver el subproblema del emplazamiento ha sido algo conservadora. Así, en la cuarta columna (Óptimo Global Secuencial) se han corregido tanto la inversión total teniendo en cuenta que la parte de la

inversión en la instalación eléctrica es de 287.481 € frente a los 613.000 € de la estimación inicial.

El valor del VAN correspondiente a la solución óptima global secuencial será distinta a la del subóptimo de emplazamiento. Ello se debe a que en el subóptimo de emplazamiento se ha estimado la inversión eléctrica, afectando al valor total de la inversión, y no se han calculado los gastos de explotación (pérdidas). La solución del subóptimo eléctrico permite conocer cada uno de estos dos términos, por lo que el valor del VAN atribuible a la solución global secuencial debe ser corregido. Para realizar esto, se corrige el VAN de la solución inicial de emplazamiento (20.521.996 €) sumándole el total de la inversión estimada en el problema del emplazamiento (3.726.000 €) y descontándosele el valor real de la inversión (3.400.481 €) y los gastos actualizados de explotación (91.810 €). De esta forma se llega al valor de VAN corregido que asciende a 20.755.705 €

Tabla 5.4 Resumen económico de la solución óptima secuencial del Caso 5-1.

Conceptos	Subóptimo Emplazamiento	Subóptimo Inst. Eléctr.	Óptimo Global Secuencial
VAN (€)	20.521.996	-	20.755.705
Inversión total (€)	3.726.000	-	3.400.481
Inversión en turbinas (€)	2.500.000	-	2.500.000
Inversión obra civil (€)	613.000	-	613.000
Inversión + gastos totales instalación eléctrica (€)	613.000	379.291	379.291
Inversión total instalación eléctrica (€)	613.000	287.481	287.481
Inversión instalación media tensión (€)	-	(21.840)	(21.840)
Inversión instalación alta tensión (€)	-	(65.641)	(65.641)
Inversión en las subestaciones (€)	-	(200.000)	(200.000)
Coste actualizado de explotación (€)	-	91.810	91.810

Aunque la suma de los valores de inversión y costes de explotación hubieran coincido con la estimación inicial de la inversión eléctrica del subproblema del emplazamiento, no afectando por tanto al valor final del VAN, se seguiría produciendo una modificación en la estructura interna de costes. En particular, se producirían variaciones tanto en la inversión total como en los gastos de explotación. El mejor conocimiento de la inversión total necesaria es fundamental a la hora de valorar la solución, puesto que la inversión es una cantidad de dinero que hay que desembolsar al inicio, mientras que los costes se van produciendo a medida que transcurre la vida de la instalación.

b. Procedimiento global completo

El segundo procedimiento empleado en la resolución del problema consiste en la ejecución del algoritmo global, es decir, resolviendo de forma conjunta los problemas del emplazamiento y la infraestructura eléctrica, desde el inicio. De

esta forma, desde la primera generación se resuelve el cálculo de la instalación eléctrica para cada una de las posibles soluciones que componen la población. Esto obliga a calcular el VAN para cada una de las potenciales soluciones con la máxima precisión que permite el algoritmo, sin realizar aproximación alguna.

La Figura 5.3 muestra el emplazamiento y la instalación eléctrica óptimos obtenidos por el algoritmo cuando se ejecuta en forma global completa. Como se observa, la solución óptima global muestra al conjunto de turbinas completamente agrupadas y centradas sobre la vertical del punto de la línea de alta tensión más próximo y en la zona de altos vientos más cercana al camino principal. De este modo las longitudes de las trazas de las líneas eléctricas de media y alta tensión resultan lo más cortas posible así como la longitud total de los caminos auxiliares de acceso. Al considerar la inversión en la instalación eléctrica y los costes actualizados asociados a las pérdidas, el conjunto de soluciones óptimas equivalentes que se obtenía considerando sólo el posicionamiento de las máquinas en el parque eólico, se reduce a una solución única. Esta única solución óptima global es la que, manteniendo las turbinas en las posiciones de máximo rendimiento, consigue reducir al máximo las longitudes de las redes de media y alta tensión y de los caminos de acceso.

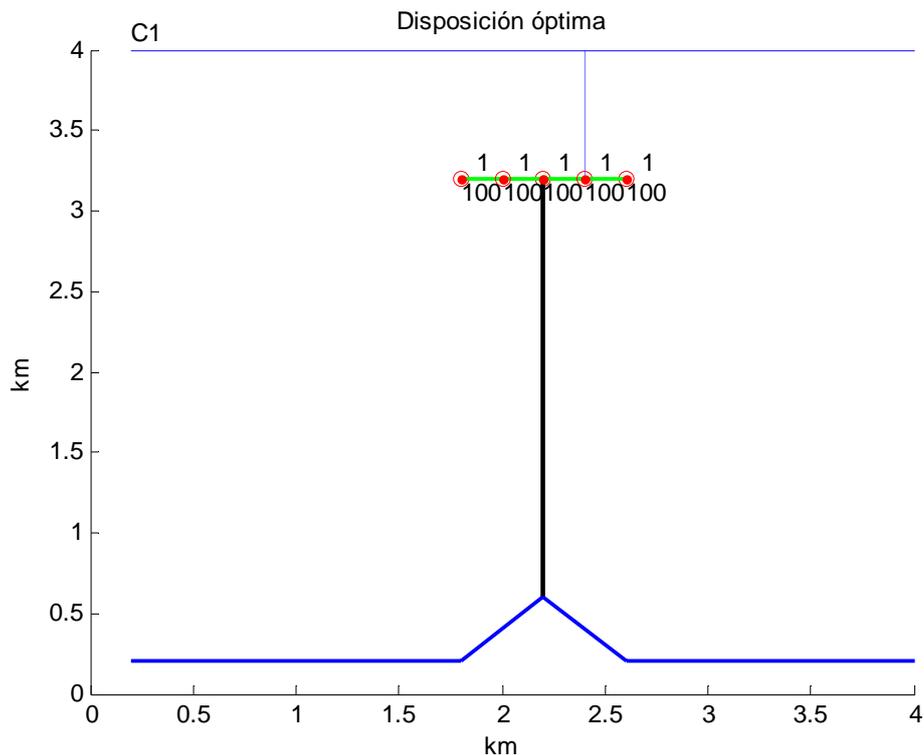


Figura 5.3 Caso 5-1. Solución óptima global según el procedimiento global completo.

En la Tabla 5.5 se resumen los datos económicos asociados a la solución global obtenida al ejecutar el algoritmo global en forma completa y se comparan con los

obtenidos con la solución global secuencial. Como puede verse, la solución global propuesta por el algoritmo global completo alcanza un mayor VAN (20.757.743 € frente a 20.755.705 €) por lo que resulta una mejor solución que la obtenida por el método secuencial. Como puede verse ambas soluciones coinciden en lo que se refiere a la producción de energía, al ser equivalentes el posicionamiento y distribución de las máquinas en el terreno. Las mejoras se centran en la inversión total necesaria, que se reduce a 3.398.741 € (frente a 3.400.481 € de la solución secuencial) y en cuanto a la consideración de los gastos actualizados de explotación asociados a las pérdidas en los conductores, que se reducen a 91.512 € (frente a 91.810 € de la solución secuencial).

De esta forma, el algoritmo ha sido capaz de encontrar una solución global mejor que la obtenida mediante el procedimiento secuencial. Aunque la diferencia entre ambas soluciones, desde un punto de vista cuantitativo, no sea muy grande (se ha considerado un caso sencillo, con pocas máquinas, de pequeña potencia), con el caso mostrado se ha puesto de manifiesto la diferencia cualitativa que existe entre los procedimientos secuencial y completo.

Tabla 5.5 Resumen económico de la solución óptima global completa del Caso 5-1 y su comparación con la solución óptima secuencial.

Conceptos	Óptimo Global Secuencial	Óptimo Global Completo
VAN (€)	20.755.705	20.757.743
Inversión total (€)	3.400.481	3.398.741
Inversión en turbinas (€)	2.500.000	2.500.000
Inversión obra civil (€)	613.000	613.000
Inversión + gastos totales instalación eléctrica (€)	379.291	377.253
Inversión total instalación eléctrica (€)	287.481	285.741
Inversión instalación media tensión (€)	(21.840)	(21.840)
Inversión instalación alta tensión (€)	(65.641)	(63.901)
Inversión en las subestaciones (€)	(200.000)	(200.000)
Coste actualizado de explotación (€)	91.810	91.512

Este ejemplo permite poner de manifiesto la mejora que supone contar con una herramienta de optimización global como la propuesta, que permita obtener la configuración óptima correspondiente al cálculo completo de la instalación eólica, así como la conveniencia de resolver el problema de forma global en vez de resolver cada uno de los subproblemas por separado. Aunque es evidente que el problema principal es el de la ubicación de los aerogeneradores, en situaciones prácticas reales pueden presentarse ubicaciones con potenciales eólicos semejantes pero que, desde el punto de vista de la red eléctrica, no lo sean.

c. Procedimiento global acelerado

Como ya se ha indicado anteriormente, realizar el cálculo de las instalaciones eléctricas necesarias para los individuos que componen las primeras poblaciones, donde el componente aleatorio de la primera población aún está muy presente, no resulta de una gran aportación y, por el contrario, representa un importante consumo de tiempo de cálculo. Por otra parte, el cálculo de las posiciones exactas de las subestaciones, entre la posición del centro de gravedad y el punto de conexión a la línea de alta tensión correspondiente, también supone un grado de exactitud que resulta innecesario hasta que no se está próximo a la solución óptima global, pudiéndose evitar también su coste computacional durante otra parte del proceso de optimización global.

De esta forma, controlando la entrada en funcionamiento de estas etapas del cálculo en el proceso global de evolución del algoritmo, es posible obtener una mejora sustancial del tiempo de computación sin renunciar a contar con la máxima bondad (VAN) de la solución obtenida.

Empleando los parámetros mostrados en la Tabla 5.3, se ha resuelto el Caso 5-1 mediante el método global acelerado alcanzándose la misma solución óptima global, mostrada por la Figura 5.3. En la Figura 5.4 se muestra la evolución de la función objetivo (VAN) asociada a la mejor solución frente al valor medio de la población a lo largo de las generaciones. Como se puede observar, un poco antes de la décima generación, el valor del VAN sufre una brusca reducción de valor al cumplirse la condición para la entrada en consideración de los cálculos de la instalación eléctrica de manera aproximada (con anterioridad a esta condición, los costes asociados a la instalación eléctrica eran aproximados equiparándolos a los debidos a la obra civil). Posteriormente, algo después de la vigésima generación vuelve a producirse brusco crecimiento del VAN (aunque de menor que el incremento anterior), al cumplirse la condición de entrada en consideración del cálculo exacto de los costes de la instalación eléctrica. El incremento ahora es pequeño, ya que la variación del VAN se debe sólo a la diferencia de costos producida al situar ya de manera exacta la subestación óptima sobre la línea que une el centro de gravedad con la línea de alta tensión.

En la Tabla 5.6 se muestran los datos económicos asociados a la solución óptima global acelerada comparándose con los obtenidos con los anteriores métodos de cálculo. Como cabía esperar, los resultados obtenidos coinciden con los alcanzados a través del método global completo por lo que mejora al método secuencial, en cuanto a la calidad de la solución global obtenida.

En la Tabla 5.7 se muestran los tiempos de cálculo empleados por las distintas formas de ejecución del algoritmo global. Como puede verse, en el método secuencial se muestra el número de iteraciones que se han necesitado tanto para el cálculo de la solución de emplazamientos óptimos como para el cálculo de la instalación eléctrica necesaria para dicha solución. Igualmente, se muestra el tiempo empleado para cada cálculo (no se ha incluido el tiempo de introducir la solución óptima del posicionamiento para resolver el cálculo de la instalación eléctrica). Para los métodos globales completo y acelerado, se muestra el número

de iteraciones que han sido necesarias hasta encontrar la población óptima global, sin incluir las iteraciones que se han necesitado para los cálculos de las instalaciones eléctricas asociadas a los individuos.

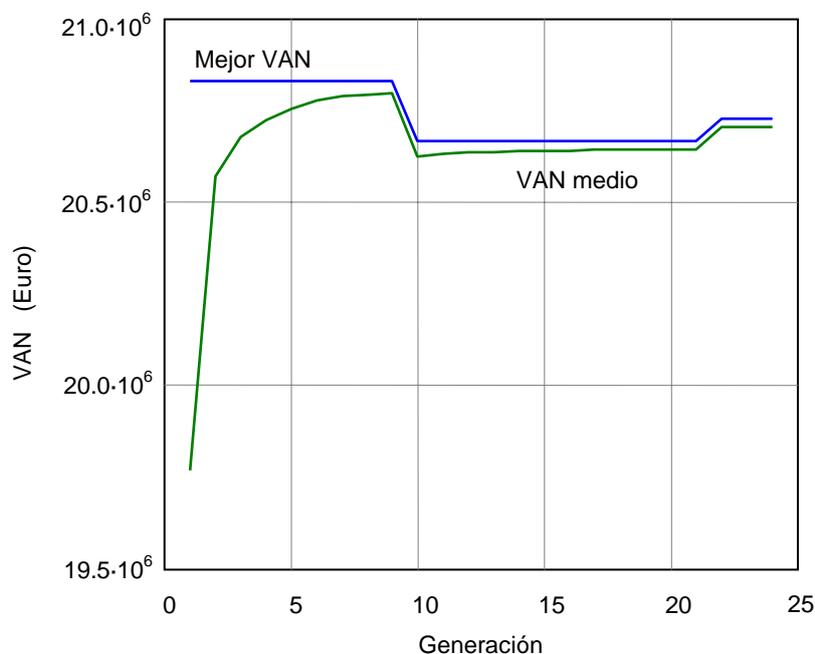


Figura 5.4 Caso 5-1. Evolución del VAN (bondad) asociado al mejor individuo frente a la media de la población en el método global acelerado.

Tabla 5.6 Resumen económico de la solución óptima global acelerada del Caso 5-1 y su comparación con la solución óptima secuencial y la global completa.

Conceptos	Óptimo Global Secuencial	Óptimo Global Completo	Óptimo Global Acelerado
VAN (€)	20.755.705	20.757.743	20.757.743
Inversión total (€)	3.400.481	3.398.741	3.398.741
Inversión en turbinas (€)	2.500.000	2.500.000	2.500.000
Inversión obra civil (€)	613.000	613.000	613.000
Inversión + gastos totales instalación eléctrica (€)	379.291	377.253	377.253
Inversión total instalación eléctrica (€)	287.481	285.741	285.741
Inversión instalación media tensión (€)	(21.840)	(21.840)	(21.840)
Inversión instalación alta tensión (€)	(65.641)	(63.901)	(63.901)
Inversión en las subestaciones (€)	(200.000)	(200.000)	(200.000)
Coste actualizado de explotación (€)	91.810	91.512	91.512

Tabla 5.7 Tiempos de cálculo empleados en la resolución global del Caso 5-1.

Conceptos	Solución Óptima Global Secuencial	Solución Óptima Global Completa	Solución Óptima Global Acelerada
Número de iteraciones	22 +105	25	25
Tiempo total de cálculo (s)*	64.42+11.04	$9.74 \cdot 10^4$	$5.50 \cdot 10^4$

(*) Tiempo de cálculo utilizando un PC con procesador Intel Core Duo T2400

Dos conclusiones pueden obtenerse de forma rápida de la observación de la Tabla 5.7. La primera es que el método secuencial es, sin lugar a dudas, el más rápido de todos ellos (varios órdenes de magnitud) pero, como ha quedado demostrado, puede no llevar a la solución óptima global. La segunda es que la estrategia de posponer la incorporación del problema eléctrico hasta un momento en que las soluciones subóptimas de emplazamiento hayan alcanzado una mínima calidad (evaluada con la función objetivo), evitando la resolución del problema eléctrico para emplazamientos casi aleatorios, es completamente acertada y permite obtener importantes reducciones en los tiempos de cálculo sin menoscabo de la solución obtenida (de $9.74 \cdot 10^4$ segundos a $5.50 \cdot 10^4$ segundos).

Caso 5-2

Para este caso se parte del escenario correspondiente al Caso 5-1 al que se le añadirá una zona de terreno con peor capacidad portante y una zona donde no se permitirá la implantación de ninguna clase de instalación eléctrica o de aerogenerador, como las definidas en el Caso 3-3 (zonas sombreadas en gris y rojo, respectivamente, en la Tabla 5.8). Se completará el planteamiento del caso introduciendo una limitación en la inversión máxima del parque eólico, de forma que no supere los 4.1 M€

Este caso será resuelto empleando tanto el procedimiento secuencial como el global acelerado, a fin de poder comparar los resultados obtenidos por cada uno de ellos. No se utilizará el procedimiento global completo puesto que, como ha quedado de manifiesto en el anterior apartado, no aporta ninguna mejora en la calidad de la solución óptima alcanzada y sí consume un tiempo de cálculo del orden del doble del empleado en el procedimiento global acelerado.

El objetivo que se pretende con la resolución de este caso es poner de manifiesto que el procedimiento secuencial no se demuestra particularmente idóneo para la resolución de casos en los que existe una limitación de inversión. Esto es debido a que no permite el aprovechamiento máximo del límite de inversión, llevando a soluciones que, en casos como el que se muestra, están bastante alejadas de la solución óptima global.

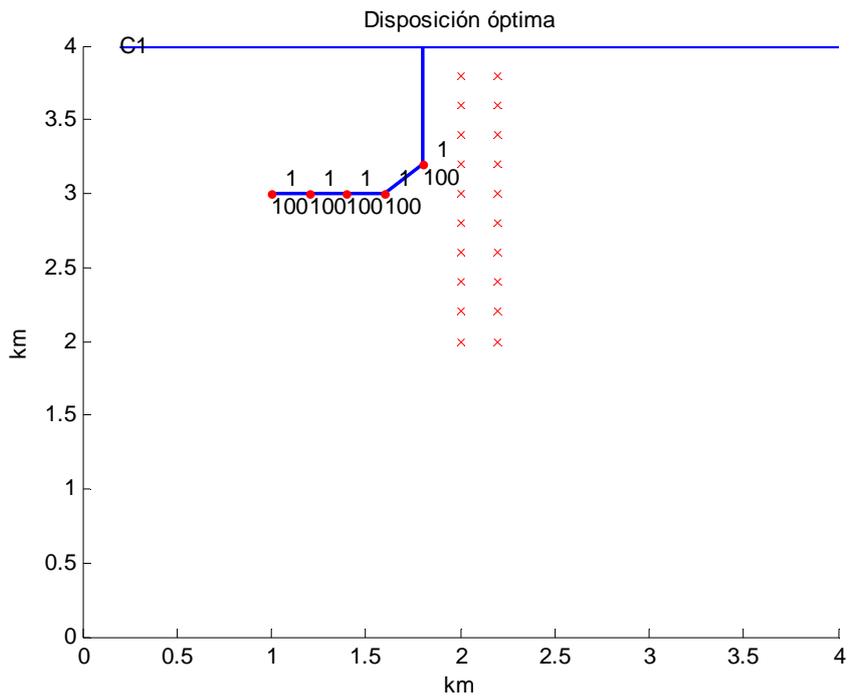


Figura 5.5 Caso 5-2. Disposición subóptima de emplazamiento obtenida mediante el procedimiento secuencial.

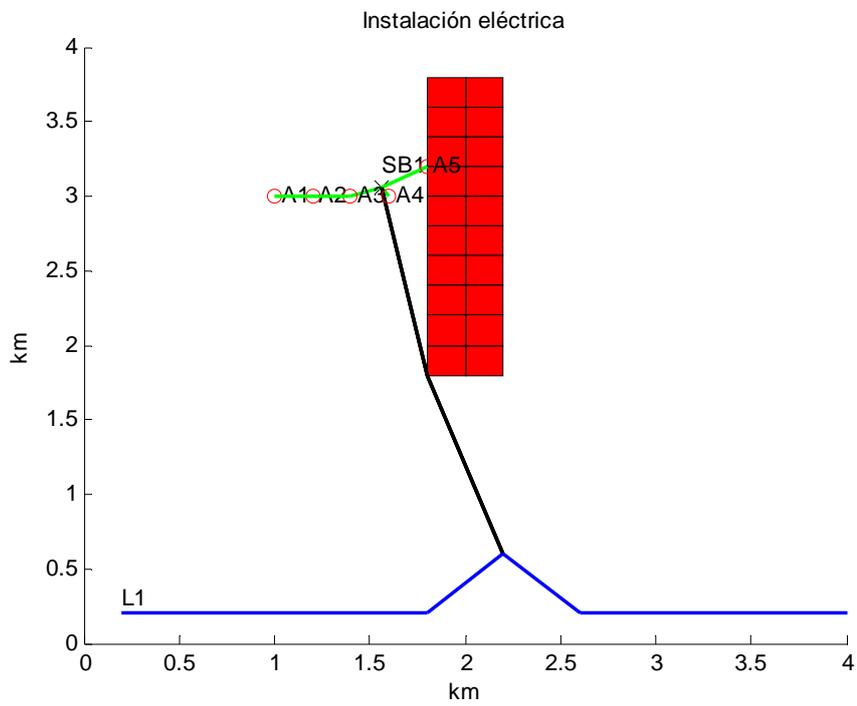


Figura 5.6 Caso 5-2. Instalación eléctrica óptima para el emplazamiento óptimo según el procedimiento secuencial.

Tabla 5.9 Resumen económico de la solución óptima secuencial del Caso 5-2.

Conceptos	Subóptimo Emplazamiento	Subóptimo Inst. Eléctr.	Óptimo Global Secuencial
VAN (€)	20.508.741	-	20.747.308
Inversión total (€)	3.739.255	-	3.408.702
Inversión en turbinas (€)	2.500.000	-	2.500.000
Inversión obra civil (€)	619.627	-	619.627
Inversión + gastos totales instalación eléctrica (€)	619.627	381.061	381.061
Inversión total instalación eléctrica (€)		289.075	289.075
Inversión instalación media tensión (€)	-	(26.841)	(26.841)
Inversión instalación alta tensión (€)	-	(62.234)	(62.234)
Inversión en las subestaciones (€)	-	(200.000)	(200.000)
Coste actualizado de explotación (€)	-	91.986	91.986

Como se puede observar, con este procedimiento de cálculo no es posible el aprovechamiento máximo de la capacidad de inversión (3.408.702 € de los 4.100.000 € máximos admisibles). Intentar buscar soluciones alternativas que buscaran un mayor aprovechamiento requeriría un proceso iterativo manual que fuera calculando los costes reales de las instalaciones eléctricas resultantes para poder corregir el valor total de la inversión y buscar así la optimización pretendida, lo cual es bastante laborioso.

b. Procedimiento global acelerado

Para la resolución del Caso 5-2 mediante el procedimiento global acelerado se usará la configuración de la Tabla 5.3, en cuanto a parámetros para controlar la incorporación del subproblema eléctrico. De esta forma, la solución óptima global acelerada a la que llega el algoritmo es la que se muestra en la Figura 5.7.

La Tabla 5.10 muestra los datos económicos asociados a esta ejecución junto a los de la solución obtenida con el procedimiento secuencial. Como puede verse, la solución óptima global acelerada propone una configuración del parque que requiere una inversión de 4.037.039 €. Es decir, propone una solución que aprovecha prácticamente al máximo la capacidad de inversión disponible (4.100.000 €). Esta capacidad de mejor aprovechamiento de la inversión inicial disponible le permite al algoritmo instalar una máquina más que en la solución óptima global secuencial, lo que conduce a un incremento del VAN hasta situarse en 24.927.536 € (frente a 20.747.308 € de la solución secuencia), lo que supone una variación de más de 4 M€ (una mejora del 20% del VAN).

Como se puede ver, en los casos en los que existe una limitación económica de inversión, la resolución por partes no proporciona una solución válida al problema global. El procedimiento a seguir, partiendo desde la solución óptima parcial, conlleva una fase de cálculo bastante importante y un proceso iterativo manual de análisis de posibles soluciones. Esto hace que, principalmente, en este tipo de

casos que son los más comunes en la práctica, sea donde se pone mejor de manifiesto la utilidad que proporciona una herramienta de cálculo global del parque como la propuesta.

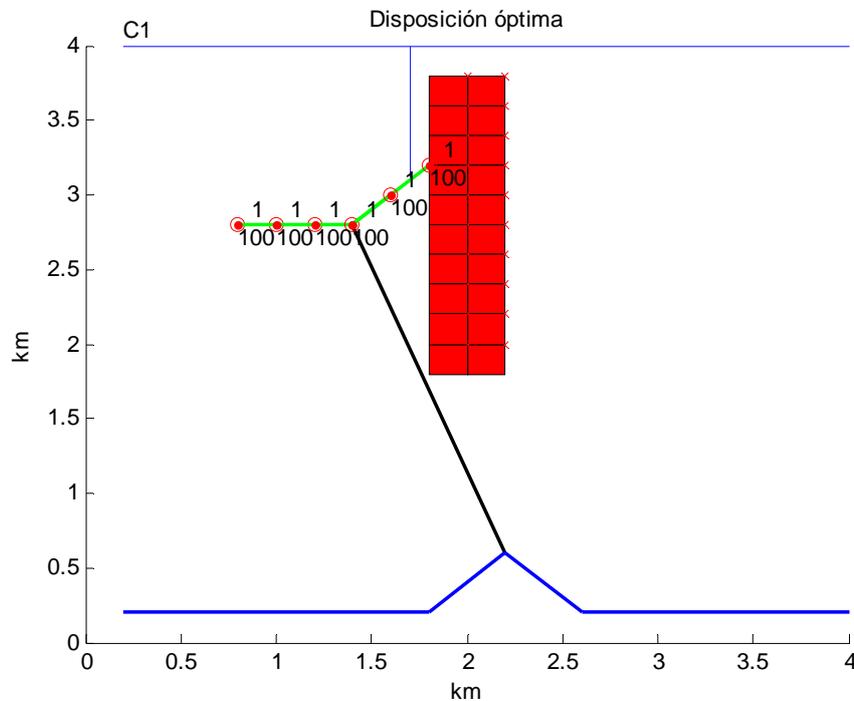


Figura 5.7 Caso 5-2. Solución óptima global acelerada.

Tabla 5.10 Resumen económico de la solución óptima global acelerada del Caso 5-2 y su comparación con la solución óptima secuencial.

Conceptos	Óptimo Global Secuencial	Óptimo Global Acelerado
VAN (€)	20.747.308	24.927.536
Inversión total (€)	3.408.702	4.037.039
Inversión en turbinas (€)	2.500.000	3.000.000
Inversión obra civil (€)	619.627	739.255
Inversión + gastos totales instalación eléctrica (€)	381.061	430.805
Inversión total instalación eléctrica (€)	289.075	297.784
Inversión instalación media tensión (€)	(26.841)	(40.187)
Inversión instalación alta tensión (€)	(62.234)	(57.587)
Inversión en las subestaciones (€)	(200.000)	(200.000)
Coste actualizado de explotación (€)	91.986	133.021

En todos los casos reales, siempre existe una limitación económica en cuanto a la inversión inicial disponible, por lo que las soluciones alcanzadas sin esta restricción tienen valor en cuanto a teoría e investigación se refiere, pero carecen del enfoque práctico realista que un potencial inversor necesita para abordar la construcción de un parque eólico.

5.3.2 Análisis de sensibilidad

Como en los capítulos anteriores, en este apartado se estudiará la influencia que la tasa de interés, la vida útil de la instalación y el precio de la energía tienen sobre la solución óptima para un caso determinado. Para ello, se tomará como punto de partida el Caso 5-2 que se acaba de analizar. Los valores de base para las distintas variables se muestran en la Tabla 5.11.

Tabla 5.11 Valores de base para el análisis de sensibilidad.

Parámetro	Valor
Vida de la inversión (años)	20
Tasa de actualización (%)	3
Precio del kWh (€/kWh)	0.08
Incremento anual del precio del kWh (%)	3

De los estudios de sensibilidad realizados en los capítulos anteriores se puede anticipar que la variación de estos valores no afectarán al número, tipo y ubicaciones de la solución óptima del caso analizado (Figura 5.7) puesto que, como se ha visto en el análisis de sensibilidad del emplazamiento de los aerogeneradores en el parque eólico (Capítulo 3), dependen exclusivamente de la capacidad de inversión y al no haberse afectada no cabe esperar variación alguna. Sin embargo, sí cabe esperar diferencias en cuanto a la infraestructura eléctrica se refiere. Como se vio en el análisis de sensibilidad de la infraestructura eléctrica (Capítulo 4), variaciones en el precio de la energía cambian cualitativamente las infraestructuras eléctricas empleando conductores de mayor sección con el objeto de disminuir las pérdidas, que son más relevantes cuanto mayor es el precio de la energía o mayor es la vida útil de la instalación. Además, en el caso analizado se tiene un límite de inversión, por lo que el aumento de calibre estará condicionado por el remanente de inversión no empleada, que podría actuar de límite haciendo que los gastos de explotación no fueran tan bajos como pudieran, por lo que incidirán en un menor VAN.

a. Vida de la inversión

Con el resto de valores constantes, se ha resuelto el Caso 5-2 empleando distintos valores de vida de la inversión dentro del rango de 5 a 30 años. Como cabía esperar, la solución óptima es sustancialmente la misma ya que los cambios sólo

afectan fundamentalmente al apartado de generación de energía (retorno de la inversión) y levemente a la infraestructura eléctrica. La evolución de la función objetivo se muestra en la Figura 5.8.

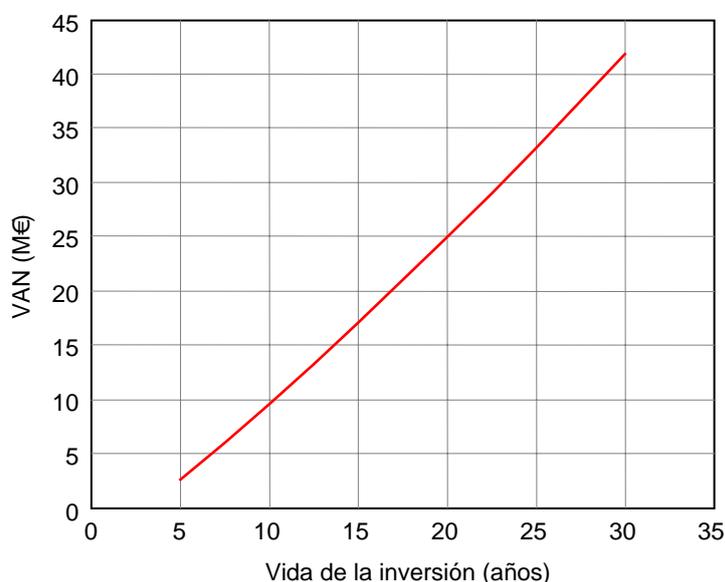


Figura 5.8 Evolución de la función objetivo (VAN) con la vida de la inversión.

Como se observa, el comportamiento es prácticamente lineal frente a la vida útil de la instalación creciendo desde prácticamente 2.5 M€ para una vida útil de 5 años, hasta cerca de 42 M€ cuando la vida útil de la instalación es de 30 años. Este comportamiento es el esperado puesto que coincide con el que se vio en el análisis de sensibilidad con la vida de la inversión en el Capítulo 3.

Tabla 5.12 Desglose de la inversión y costes de explotación con la vida útil de la instalación.

Conceptos	Vida útil del parque eólico (años)					
	5	10	15	20	25	30
Inversión total (€)	4.037.039	4.037.039	4.037.039	4.037.039	4.037.039	4.038.368
Inv. instalación eléctrica (€)	297.784	297.784	297.784	297.784	297.784	299.113
Inv. red media tensión (€)	(40.197)	(40.197)	(40.197)	(40.197)	(40.197)	(41.526)
Inv. red alta tensión (€)	(57.587)	(57.587)	(57.587)	(57.587)	(57.587)	(57.587)
Inv. subestaciones (€)	(200.000)	(200.000)	(200.000)	(200.000)	(200.000)	(200.000)
Coste actual. explotación (€)	26.550	75.208	107.279	133.021	153.242	168.199

Las variaciones introducidas por la infraestructura eléctrica son prácticamente inapreciables, desde el punto de vista económico, ya que sólo cuando la vida útil a tomado el valor de 30 años ha llegado a afectar a la partida correspondiente a la

red de media tensión (aumentando la sección del conductor en algunos tramos), como se puede ver en la Tabla 5.12, donde se muestran el desglose de la inversión eléctrica para cada ensayo junto con la evolución de los costes actualizados de explotación. También se pone de manifiesto el aumento de los costes de explotación conforme aumenta la vida de la instalación.

b. Tasa de interés

De la misma forma, se ha resuelto el caso empleando distintos valores de la tasa de interés anual, cubriendo el rango de valores comprendido entre el 1% y el 15%. La evolución de la función objetivo (VAN) con la tasa de interés anual se aproxima a una hipérbola que parte desde los aproximadamente 32 M€ cuando la tasa de interés anual es del 1%, hasta los poco más de 6.5 M€ cuando la tasa de interés anual es del 15%, como se puede observar en la Figura 5.9.

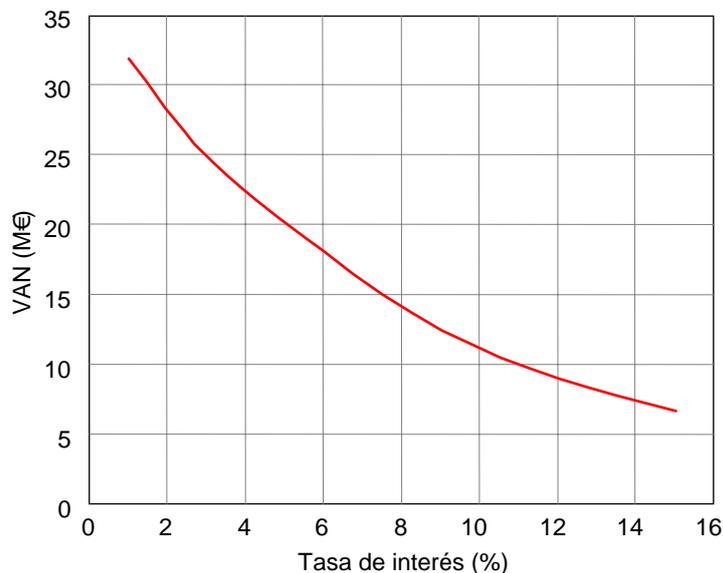


Figura 5.9 Evolución del VAN de la inversión con la tasa de interés anual.

En este caso, la infraestructura eléctrica se ha visto afectada pero en diferente forma, de modo que cuando la tasa de interés anual alcanza el 12% o lo supera, los costes actualizados de explotación son menos relevantes y, en consecuencia, el algoritmo ha optado por reducir la sección de los conductores en algunos tramos de la red de media tensión respecto a los empleados en el resto de los casos, como puede observarse en la Tabla 5.13. En lo que se refiere a los costes actualizados de explotación se tiene que conforme aumenta la tasa de interés anual, menor actualización tendrán los costes de explotación de los años más próximos al final de la vida de la instalación, con lo que los costes actualizados serán menores.

Tabla 5.13 Desglose de la inversión y gastos de explotación con la tasa de interés anual.

Conceptos	Tasa de interés anual (%)					
	1	3	6	9	12	15
Inversión total (€)	4.037.039	4.037.039	4.037.039	4.037.039	4.033.556	4.033.556
Inv instalación eléctrica (€)	297.784	297.784	297.784	297.784	294.301	294.301
Inv red media tensión (€)	(40.197)	(40.197)	(40.197)	(40.197)	(36.714)	(36.714)
Inv red alta tensión (€)	(57.587)	(57.587)	(57.587)	(57.587)	(57.587)	(57.587)
Inv subestaciones (€)	(200.000)	(200.000)	(200.000)	(200.000)	(200.000)	(200.000)
Gastos act. explotación (€)	158.051	133.021	102.899	81.656	64.523	49.720

c. Precio de la energía

En este último apartado se analiza la influencia que el precio de la energía tiene sobre la solución óptima del parque y el valor de la función objetivo (VAN). Se ha resuelto del caso base con distintos valores del precio de la energía desde los 0.04 €/kWh hasta los 0.30 €/kWh.

Como se puede observar en la Figura 5.10, el comportamiento de la función objetivo (VAN) con el precio de la energía reproduce el comportamiento que ya mostró cuando se realizó el análisis de sensibilidad al emplazamiento de las máquinas (Capítulo 3). El precio de la energía tiene una respuesta casi proporcional en el VAN de la inversión partiendo de casi 10.5 M€ cuando el precio es de 0.04 €/kWh y alcanzando los cerca de 105 M€ cuando el precio de la energía es de 0.30 €/kWh.

Como se adelantó anteriormente, el precio de la energía influye de manera más directa que ningún otro parámetro sobre el dimensionamiento de la infraestructura eléctrica del parque eólico, de modo que el mayor peso de los costes de explotación hacen que el algoritmo seleccione conductores de mayor sección, y por tanto coste de instalación, en vez de secciones más ajustadas y con mayores pérdidas Joule, que dejarán notar sus efectos durante toda la vida útil de la instalación. Sin embargo, como el caso analizado tiene impuesto un límite de inversión, la solución óptima no podrá disponer de la capacidad de inversión necesaria para la adquisición del conductor más rentable y tendrá que limitarse a secciones de conductor más pequeñas aunque produzcan mayores pérdidas.

Dado que el límite de inversión impuesto es de 4.1 M€ y que la inversión en aerogeneradores y obra civil alcanzan el valor de 3.739.255 €, el capital disponible para la infraestructura eléctrica es de 360.745 €. Este valor permite hacer un dimensionado adecuado de la instalación eléctrica del parque (la inversión eléctrica en el Caso 5-2 fue de 297.784 € como se indica en la Tabla 5.10).

En la Tabla 5.14 se detalla el desglose de la inversión en la infraestructura eléctrica y los costes actualizados de explotación. Como se puede observar, cuando el precio de la energía es de 4 c€/kWh, los costes de inversión de la red de media tensión merma su cuantía hasta los 36714 €, por la reducción de las

secciones de los conductores en algunos tramos con respecto al caso base, en el que el precio considerado para la energía era de 0.08 €/kWh.

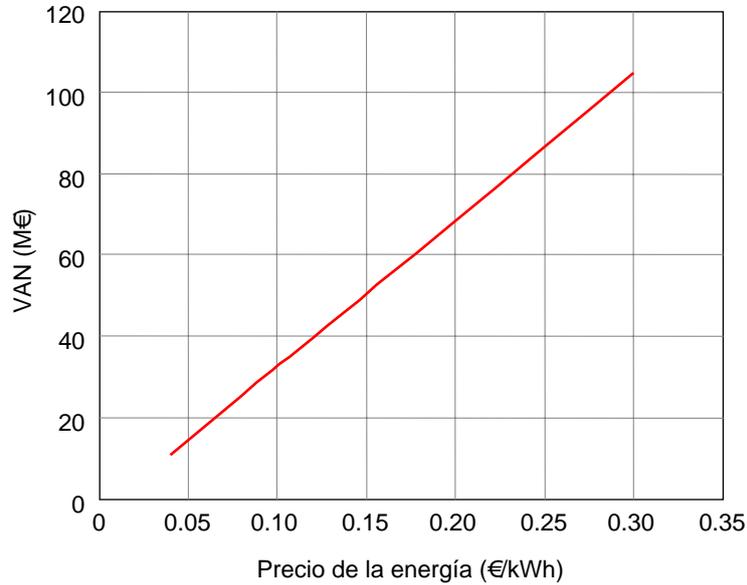


Tabla 5.14 Desglose de la inversión y gastos de explotación con el precio de la energía.

Conceptos	Precio de la energía (€/kWh)				
	0.04	0.08	0.12	0.20	0.30
Inversión total (€)	4.033.456	4.037.039	4.039.441	4.045.059	4.061.121
Inv. instalación eléctrica (€)	294.301	297.784	300.186	305.804	321.866
Inv. red media tensión (€)	(36.714)	(40.197)	(42.599)	(42.599)	(51.368)
Inv. red alta tensión (€)	(57.587)	(57.587)	(57.587)	(63.205)	(70.228)
Inv. subestaciones (€)	(200.000)	(200.000)	(200.000)	(200.000)	(200.000)
Coste actual. explotación (€)	64.162	133.021	186.128	268.536	340.243

Cuando el precio de la energía asciende hasta los 12 c€/kWh, la partida de inversión en la red de alta tensión se incrementa. **Figura 5.10 Evolución del valor actualizado neto de la inversión con el precio de la energía.**

precios de energía de 20 €/kWh y 30 €/kWh, se incrementan tanto las partidas de la red de media tensión como la de alta tensión, debido al aumento de las secciones empleadas. Es de notar que la subestación utilizada no incrementa de potencia puesto que no hay capacidad de inversión suficiente para acometer la subestación del siguiente escalón de potencia. El valor de la inversión permanece en todos los casos por debajo del valor límite impuesto en 4.1 M€

Conclusiones

6.1 Recapitulación

El diseño de una instalación eólica destinada a la generación de energía eléctrica es una tarea extraordinariamente compleja y multidisciplinar en la que intervienen las más diversas áreas del conocimiento. La complejidad del problema se deriva, entre otras causas, de la gran cantidad de variables interdependientes y de restricciones que intervienen. Esto hace que la solución se obtenga generalmente de forma heurística, tras varios ciclos de prueba y error, y fuertemente basada en la experiencia previa del equipo proyectista.

En la práctica, y a fin de simplificar la solución, el problema del diseño global del parque eólico suele separarse en dos subproblemas desacoplados y, en consecuencia, más fácilmente abordables. Por un lado, se estudia el (sub)problema del emplazamiento individual de las turbinas y, por otro, el (sub)problema del diseño y configuración de la red eléctrica del parque. Esta forma de desagregar el problema global no es arbitraria, sino que puede encontrar una primera justificación en la estructura de costes de un parque eólico. Típicamente y de forma simplificada, casi las tres cuartas partes de la inversión inicial del parque corresponden al coste de adquisición de las turbinas y el resto (a partes aproximadamente iguales) a los costes de la infraestructura eléctrica y a la obra civil. Por tanto, desde una perspectiva estrictamente económica, el primero de los (sub)problemas, el del emplazamiento individual de las turbinas, es el más significativo ya que justifica tres cuartas partes de la inversión total necesaria y juega un papel determinante en la producción anual de energía eléctrica, es decir, en el retorno de la inversión.

Por otro lado, el segundo (sub)problema, el diseño de la infraestructura eléctrica del parque, si bien tiene menor relevancia económica en cuanto a inversión inicial se refiere, no es un problema trivial y afecta también a la producción neta anual del parque, ya que las pérdidas en la instalación no estarán disponibles para su venta. De hecho, lo habitual es que el propio problema de la red eléctrica se

vuelva a separar en dos partes y se diseñe la instalación interna de distribución, por un lado y, por otro, la subestación y la línea de evacuación en alta tensión. En la práctica es bastante frecuente que la solución de este (sub)problema (la red de alta tensión) esté muy condicionado por restricciones impuestas por la empresa de distribución local.

El problema de la implantación de las turbinas comienza con la identificación preliminar de un lugar adecuado para instalar un parque eólico, para lo que hay que considerar tres factores principales:

- *Disponibilidad de viento.* La energía cinética del viento es el recurso energético primario por lo que interesa un elevado promedio anual de velocidad de viento y un bajo nivel de turbulencias
- *Disponibilidad y acceso a la red de transporte y distribución de energía eléctrica.* Es necesario disponer de una línea eléctrica próxima, con suficiente capacidad disponible para evacuar la energía eléctrica producida
- *Disponibilidad y acceso al terreno.* Además de espacio suficiente para instalar los aerogeneradores es necesario buen acceso por carretera para los vehículos de transporte pesado

Estos factores son los más importantes, pero la relación es mucho más extensa y no pueden ignorarse los de tipo administrativo, como la consecución de autorizaciones y permisos, o los relativos a la aceptación o rechazo social, ya que pueden llegar a paralizar la ejecución del proyecto e, incluso, a tener que desistir de su realización.

Normalmente, una vez localizada una zona con suficiente potencial eólico para instalar un parque, se proyecta heurísticamente la ubicación geográfica individual de cada una de las turbinas. A partir de esta implantación preliminar, el equipo proyectista utiliza un paquete comercial de micro-emplazamiento para estimar la cantidad de energía eléctrica extraíble con esa distribución geográfica de los aerogeneradores (efecto de las estelas). Tras unas cuantas iteraciones de prueba y error, el equipo proyectista se decanta por una implantación de la que se espera un cierto máximo de energía eléctrica.

Aunque la producción de energía eléctrica mediante aerogeneradores es una tecnología ya madura, en el estado actual de la técnica, las turbinas disponibles apenas superan unos cuantos megavatios. En consecuencia, para que una planta eólica pueda llegar a cotas de potencia similares a las de las centrales convencionales hay que instalar un número más o menos importante de turbinas agrupadas. Esto hace que el rendimiento global de la planta, en su labor de extraer la energía cinética del viento, se vea condicionada por la posición individual que ocupe cada una de las turbinas dentro de la instalación (binomio implantación – rosa de los vientos).

De una forma bastante simplificada, esta disposición agrupada y más o menos compacta de las turbinas en la parcela de terreno disponible se deriva,

básicamente, del equilibrio que hace el equipo proyectista entre dos factores económicos contrapuestos:

- *Reducción de costes (instalación, operación y alquiler de terrenos)*, que favorecen la proximidad, la densidad superficial o el empaquetamiento de las turbinas en el parque.
- *Aumento del retorno de la inversión por venta de la energía producida*, que favorece la dispersión de las turbinas, al minimizar el indeseable efecto debilitador del campo de velocidades en el parque debido a las estelas (apantallamiento entre turbinas).

Una vez decidida la configuración de un parque eólico integrado por un determinado número de turbinas, queda fijado el grueso de la inversión necesaria para su construcción y puesta en servicio. Esta inversión produce un cierto retorno anual, dependiente de la propia configuración del parque, que no es más que la diferencia entre los ingresos procedentes de la venta de energía producida y los costes de operación y mantenimiento.

Posteriormente, y partiendo de la implantación previamente establecida, se aborda el problema del diseño y configuración de la infraestructura eléctrica del parque que, en la mayor parte de los casos, se aborda separando la instalación interior de distribución del parque y la red de evacuación en alta tensión, incluyéndose aquí la subestación (solución secuencial de la infraestructura eléctrica). Este problema es muy similar al del diseño de una nueva red radial, por lo que su solución puede optimizarse tanto heurísticamente como con ayuda de algún algoritmo específico.

Como es lógico, una solución secuencial del problema de la configuración global del parque, basada en un diseño separado del emplazamiento de las turbinas y de la infraestructura eléctrica no siempre conduce a la mejor solución global del problema.

En este trabajo se ha desarrollado una herramienta de ayuda, basada en el uso de algoritmos evolutivos, que permite abordar la optimización global del parque eólico, considerando conjuntamente la implantación y la infraestructura eléctrica de forma integral, como partes de un único problema global. El algoritmo propuesto, no sólo considera los costes de adquisición y montaje de los equipos sino que también tiene en cuenta las pérdidas de producción a lo largo de toda la vida útil en producción del parque, principalmente debidas al efecto de las estelas, por un lado, y a las pérdidas por efecto Joule en la instalación eléctrica, por otro.

La herramienta de ayuda desarrollada también permite el tratamiento desacoplado de los problemas, por lo que puede utilizarse también para la obtención de las soluciones (sub)óptimas de los (sub)problemas parciales de emplazamiento e infraestructura eléctrica. Yuxtaponiendo estas dos soluciones parciales puede obtenerse la solución óptima (global) secuencial.

En este punto conviene indicar que incluso cuando se ejecuta sólo la optimización de la instalación eléctrica, el algoritmo propuesto aborda este subproblema considerando conjuntamente toda la infraestructura eléctrica (instalación de distribución interior, subestación y línea de evacuación en alta tensión) de forma

integral, como un único problema global. Esto hace que la solución obtenida de esta forma sea, a priori, más eficiente que la obtenida secuencialmente o por otros métodos.

El algoritmo propuesto, al evaluar las potenciales soluciones en base a su rentabilidad económica (VAN) a lo largo de todo el período productivo del parque, proporciona también una información económico-financiera muy útil para los potenciales promotores de parques eólicos, en cuanto que permite la clasificación y análisis de la viabilidad económica de las inversiones necesarias en las diferentes parcelas de terrenos que pudieran tener disponibles

6.2 Conclusiones

A pesar de su importancia técnica y económica, hasta el momento sólo hay tres publicaciones relevantes sobre el problema de la configuración óptima de los parques eólicos, probablemente debido a la complejidad que plantea.

En este trabajo se ha presentado un algoritmo evolutivo para la optimización global de un parque eólico que permite superar las carencias y limitaciones de los trabajos publicados hasta la fecha. Utiliza un modelo de costes con una estructura mucho más realista y compleja, diseñado con un enfoque similar al del estudio económico de un proyecto, que es el instrumento de evaluación que permite al algoritmo ir remodelando la configuración global del parque hasta conseguir la mejor, la que produce el máximo retorno de la inversión a lo largo de todo el ciclo productivo del parque. El modelo de costes se compone de cuatro módulos principales que integran, a su vez, varios submodelos de costes:

- *Modelo de coste inicial.* Calcula el coste inicial del parque eólico, básicamente turbinas e infraestructura civil y eléctrica.
- *Modelo de producción.* Evalúa el retorno anual actualizado por venta de la energía eléctrica generada, combinando la información estadística (velocidad y dirección) del viento, las curvas de generación (potencia-velocidad) de las turbinas, así como el efecto de las estelas.
- *Modelo de costes de operación y mantenimiento.* Valora los costes anuales actualizados necesarios para el correcto funcionamiento del parque.
- *Modelo de costes de desmantelamiento.* Estima los costes de desmantelamiento del parque y el retorno asociado al valor residual de los componentes de la instalación, una vez agotado su período de producción.

Para cumplir correctamente su cometido el algoritmo necesita disponer de una información de entrada mucho más amplia y detallada tanto de la estructura estadística del viento, de las características del terreno, de las turbinas disponibles, como del material y equipo eléctrico utilizable. Como es lógico, también es necesario disponer de un detallado cuadro con la pertinente información económica y financiera.

El algoritmo de optimización propuesto es también capaz de gestionar restricciones tales como la presencia de vías de acceso en las proximidades del parque y de una o varias líneas de evacuación de la energía con capacidad de evacuación limitada, así como la presencia de zonas prohibidas (para implantación o para la red eléctrica), terreno con capacidad portante reducida, además de las propias restricciones técnicas de la red eléctrica (densidad de corriente, caída de tensión o capacidad para soportar cortocircuitos).

La información de salida generada por el algoritmo de optimización es también mucho más amplia y detallada que la de los trabajos previamente descritos en la literatura ya que, además del emplazamiento geográfico individual de cada una de las turbinas, incluye aspectos tales como el modelo, potencia y altura de buje de cada una de ellas, la configuración de la infraestructura viaria interior del parque y la configuración de toda la infraestructura eléctrica. También se genera un pequeño informe que recoge la evolución económica temporal de la inversión basada en los flujos netos de caja, año tras año, a lo largo de todo su ciclo productivo. Este informe incluye información desagregada del valor de la inversión inicial necesaria, de los costes totales actualizados de explotación anuales, así como de los retornos anuales actualizados por venta de la energía eléctrica generada.

Mediante el análisis de los resultados de una serie de más de una quincena de casos se ha podido probar, primero, el correcto funcionamiento del algoritmo y, posteriormente, ilustrar sus prestaciones y potencial de utilización.

Concretamente, y en cuanto al problema del emplazamiento óptimo de las turbinas, se ha llevado a cabo una comparación entre los resultados obtenidos con el algoritmo y los descritos en los trabajos publicados hasta la fecha, en la que se ha puesto de manifiesto (mediante una doble comparación) que el algoritmo propuesto en esta tesis obtiene soluciones, en unos casos iguales y, en otros, mejores. Mediante otro conjunto de casos se ha probado la capacidad del algoritmo propuesto para gestionar diversas de las limitaciones y restricciones que pudieran presentarse en la práctica, como son la presencia de zonas de terreno con diferente capacidad portante, la existencia de zonas prohibidas en la parcela disponible, zonas de viento con diferentes características en cuanto a velocidad o dirección, elección de turbinas de diferentes características (seleccionables a partir de un catálogo de posibilidades) y de altura de buje, así como la limitación de la inversión inicial. Se ha comprobado la influencia de los parámetros más importantes, tanto de configuración del algoritmo como del entorno económico, en la solución óptima al emplazamiento de las máquinas en el parque eólico. Además, se ha comprobado la fiabilidad del algoritmo a la hora de alcanzar la solución óptima realizando un estudio de robustez del mismo.

En cuanto al problema de la configuración óptima de la infraestructura eléctrica del parque, mediante otro conjunto de casos se ha probado la capacidad del algoritmo propuesto para gestionar las diversas limitaciones y restricciones que pudieran presentarse en la práctica, como son la posibilidad de evacuar la energía eléctrica generada mediante una o más líneas de alta tensión, la limitación de la

máxima capacidad de evacuación de una estas líneas o la presencia de zonas prohibidas. En este último caso, han permitido ilustrar la forma en que el algoritmo hace que la traza de la línea (de media o de alta tensión) evite la zona prohibida, rodeándola. Al igual que con el emplazamiento, se ha estudiado la influencia de los parámetros más importantes del entorno económico en la definición de la infraestructura eléctrica óptima del parque y se ha realizado un análisis de robustez para comprobar qué garantías presenta el algoritmo a la hora de encontrar la solución óptima al caso estudiado.

Mediante una última serie de casos se ha analizado el comportamiento del algoritmo cuando se aborda el problema de la configuración global del parque, considerando conjuntamente la implantación de las turbinas y la instalación eléctrica. Para ello se han planteado tres formas diferentes de abordar el problema de la optimización global. Primero se ha obtenido la solución secuencial, que no es más que el resultado de unir la solución del emplazamiento, por un lado y la instalación eléctrica, por otro. Luego se ha obtenido la solución completa que consiste en realizar una ejecución del algoritmo global (incorporando la parte eléctrica del problema desde la primera generación hasta la última). Finalmente se ha obtenido la solución acelerada, consistente en iniciar la ejecución del algoritmo resolviendo sólo el problema de la implantación, de forma que, hasta que no se hayan superado las primeras generaciones (las más aleatorias), no se incorpora el problema eléctrico en la solución global. A partir de este momento se resuelve el problema de la instalación eléctrica de forma aproximada, en las primeras generaciones, y de forma exacta en las últimas, cuando el algoritmo esté ya próximo a la solución óptima global. El análisis de estos casos permite extraer algunas conclusiones útiles:

- La infraestructura eléctrica, si bien desempeña un papel secundario en cuanto a inversión inicial se refiere, juega un papel no desdeñable en cuanto a la configuración óptima del parque. En determinados casos, se ha podido mostrar que si se compara la solución de emplazamiento óptimo con la solución global del parque, se producen soluciones cualitativamente diferentes en cuanto a implantación y a retorno de la inversión se refiere.
- El enfoque de la solución secuencial, el más próximo a la solución heurística habitual, es el que requiere menor tiempo de cálculo, si bien es cierto que no conduce a la solución óptima del problema en todos los casos. A pesar de todo, la solución secuencial es potencialmente superior a la que puede obtenerse con los métodos heurísticos habituales, ya que, por un lado optimiza el emplazamiento de las turbinas y, por otro, aborda de una vez la infraestructura eléctrica completa (contemplando a la vez la red de media y la de alta tensión).
- La solución acelerada del algoritmo global conduce a la solución óptima completa, pero consiguiendo una reducción bastante significativa en cuanto a coste computacional se refiere. Este modo de abordar el problema global, junto con la posibilidad de contar con una solución inicial propuesta manualmente dentro de la población inicial, hace que el coste

computacional se reduzca hasta en la cuarta parte del necesario en el modo completo.

En resumen, el algoritmo propuesto en este trabajo supera ampliamente las limitaciones y carencias de los trabajos publicados hasta ahora. Utiliza un modelo de costes con una estructura mucho más realista y compleja, diseñada con un enfoque similar al del estudio económico de un proyecto, en conjunción con un algoritmo evolutivo que, generación tras generación, va guiando la configuración integral del parque eólico hacia su óptimo global.

6.3 Líneas futuras de investigación

De entre las posibles líneas de continuación del trabajo y mejora del algoritmo propuesto cabría citar algunos aspectos relacionados con el modelo de la estructura del viento, el propio modelo de evaluación de costes o algunos aspectos relacionados con el propio algoritmo evolutivo. Más concretamente, las líneas de mejora y ampliación del trabajo, agrupadas en cuatro grandes categorías, podrían ser las siguientes:

- *Modelo de viento*

Podría mejorarse tanto el tratamiento de la rosa de los vientos como el de las estelas producidas por las turbinas. En el primer caso se trataría de adaptar el algoritmo a datos de viento descritos con una rosa con un número de direcciones configurable. Esto permitiría al usuario utilizar directamente los datos de vientos disponibles (evitando su preprocesamiento a las ocho direcciones consideradas). En el segundo caso se trataría de evaluar la fatiga producida por las estelas en las turbinas. Las estelas producen un efecto debilitador del campo de velocidades pero también provocan una mayor turbulencia de la corriente de aire. Esta turbulencia aumenta la carga por fatiga de las turbinas lo que, eventualmente, desembocará en la rotura anticipada de alguna pala. Se trataría de incluir en el modelo de costes, por un lado, el aumento de los costes de mantenimiento asociados este tipo de eventualidades y, por otro, el decremento del retorno por venta de energía asociado al aumento de la indisponibilidad de la turbina (energía no suministrada)

- *Modelo de costes*

Se trataría de incluir los costes asociados a la fiabilidad, así como la posibilidad de reconfigurar la red interna de distribución del parque. La fiabilidad de los componentes individuales y, en particular, la de la red eléctrica, conducen a unos costes por indisponibilidad total o parcial del parque, que son mayores en el caso de redes radiales. Esto enlaza con la propuesta de incorporar la reconfiguración de la red eléctrica interna de distribución. Se trataría de evaluar la posibilidad de diseñar la red de distribución como red mallada, aunque se opere como red radial, siguiendo un esquema similar al de las redes de distribución ordinarias. De esta

forma, ante un fallo, podría reconfigurarse a la red de forma que se aisle el menor número de aerogeneradores posible y con ello, la energía no suministrada. También habría que considerar la afección a las propias pérdidas en la red interna del parque.

- *Algoritmo*

Consistirían en la creación de un asistente que permita una estimación preliminar del tamaño óptimo de las celdas y la configuración de los parámetros del algoritmo (tamaño de las celdas para discretización del terreno, población inicial, tamaño de población o número de iteraciones), en función de la complejidad a resolver.

También podría considerarse la utilización de otras técnicas de optimización, la incorporación de rutinas de búsqueda local, así como la mejora de la rutina que optimiza el rodeo de las zonas prohibidas.

- *Otras vías de mejora y continuación*

Explorar la posibilidad de incorporar la exigencia de que la conexión del parque se realice en un punto determinado de la línea de alta tensión. Esta situación es bastante común en la práctica y acortaría el tiempo de ejecución del algoritmo, al no tener que analizar esta parte del problema.

Incrementar la velocidad de respuesta del algoritmo mediante la traslación a código C o C++ de las rutinas actualmente programadas en Matlab (aunque el tiempo no sea un factor crítico en una rutina de planificación).

Por último, podría ampliarse las bases de datos a efectos de cubrir otros casos específicos de instalaciones eólicas, como pudieran ser las instalaciones marítimo-costeras y la repotenciación de parques próximos a finalizar su ciclo de vida en producción.

Referencias

- [1] D. Andersen, "Review of historical and modern utilization of wind power", Risø-R-1205, 2007, disponible on-line en <http://www.risoe.dk/rispubl/VEA/dannemand.htm>
- [2] Comisión de la Unión Europea, "Libro blanco de la energía", disponible on-line en http://europa.eu.int/coo/of/white/index_en.htm
- [3] Naciones Unidas, "Protocolo de Kioto", disponible on-line en <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>
- [4] Windpower Monthly Windicator, disponible on-line en <http://www.windpower-monthly.com/WPM:WINDICATOR>
- [5] N. Jenkins, "*Electrical design of wind farms*", Proc. IEEE/NTUA Athens Power Tech Conference, Athens, Greece, pp. 990-994, Sep. 5-8, 1993.
- [6] N. Jenkins, "*Engineering wind farms*", Power Engineering Journal, vol. 7, no. 2, pp. 53 – 60, April 1993.
- [7] J.F. Walker, N. Jenkins, "Wind energy technology", John Wiley and Sons, Ltd./Inc., New York, 1997.
- [8] R.C. Bansal, T.S. Shatti, D.P. Kothari, "*On some of the design aspects of wind energy conversion systems*", Energy Conversion and Management, vol. 43, no. 16, pp. 2175–87, 2002.
- [9] G.L. Johnson, "Wind energy systems" (Electronic Edition, Revised January 29, 2004), disponible on-line en <http://www.rpc.com.au/products/windturbines/wind-book/WindTOC.html>
- [10] WAsP, <http://www.wasp.dk>
- [11] WindFarm, <http://www.resoft.co.uk/Spanish/index.HTM>
- [12] WindPro, <http://www.emd.dk/>
- [13] I. Ammara, C. Leclerc, C. Masson. "A viscous three-dimensional differential/actuator-disk method for the aerodynamic analysis of wind farms", J. Sol. Energy Eng. 2002;124(4), pp. 345–56.
- [14] L. Jarass, L. Hoffmann, A. Jarass, G. Obermair, "Wind energy", Springer-Verlag, Berlin, 1981.
- [15] G.M. Masters, "Renewable and efficient electric power systems", John Wiley and Sons, Ltd./Inc., New York, 2004.

- [16] M. Junginger, A. Faaij, W.C. Turkenburg, "Cost reduction prospects for offshore wind farms", Wind Engineering Volume 28, No. 1, 2004, pp. 97–118.
- [17] D.E. Goldberg, "Genetic algorithms in search, optimization and learning", Addison-Wesley Pub. Co. Inc, 1989.
- [18] R. Spillman, "Genetic algorithms, nature's way to search for the best", Dr. Dobb's J. 1993, pp. 26-30
- [19] J.J. Grefenstette, "Optimization of control parameters for genetic algorithms", IEEE Trans. On Systems Man, And Cybernetics, vol. SMC-16, pp. 122-128, January/February 1986.
- [20] N.O. Jensen, "A note on wind generator interaction", Roskilde, Denmark: Risø National Laboratory, November 1993.
- [21] I. Katic, J. Højstrup and N.O. Jensen, "A simple model for cluster efficiency", Proceedings of the European Wind Energy Association Conference and Exhibition EWEC'86 Rome, Italy, 7-9 October 1986, pp. 407–10.
- [22] S. Frandsen, "On the wind speed reduction in the center of large clusters of wind turbines", Proceedings of the European Wind Energy Association Conference and Exhibition EWEC'91 Amsterdam, The Netherlands. 1991, pp. 375–80.
- [23] S. Frandsen, R. Barthelmie, S. Pryor, O. Rathmann, S. Larsen, J. Højstrup and M. Thøgersen, "Analytical modelling of wind speed deficit in large offshore wind farms", Wind Energy 2006; 9, pp. 39–53.
- [24] S. Frandsen, "Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters", Risø-R-1188(EN), Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, January 2007.
- [25] J. Riquelme Santos, M. Burgos Payan, J.M. Calero, J. Castro Mora, "An evolutive algorithm for wind farm optimal design", Neurocomputing, Vol. 70. Núm. 16-18. 2007, pp. 2651-2658
- [26] J.L. Martínez Ramos, J. Castro, J. Riquelme Santos, M. Burgos Payán, "A hybrid evolutive algorithm for wind farm optimum network design", Artificial Intelligence in Energy Systems and Power Aiesp 2006. Madeira, Portugal. 2006. Pag. 1-5
- [27] J. Castro Mora, Á.G. González Rodríguez, J.M. Riquelme Santos, M. Burgos Payán, "A mixed hybrid algorithm for integral wind farm optimum design", International Conference on Renewable Energy and Power Quality – ICREPQ'07, Sevilla, Marzo de 2007.
- [28] H. Lee Willis, "Power distribution planning referente book". Marcel Dekker, 1997.
- [29] E. Diaz-Dorado, E. Miguez, J. Cidras, "Design of large rural low-voltage networks using dynamic programming optimization", IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 16. Issue: 4, Nov. 2001, pp. 898 -903.
- [30] I.J. Ramirez-Rosado, J.L. Bernal-Agustin, "Genetic algorithms applied to the design of large power distribution systems", IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 13 Issue: 2, May 1998. pp. 696 -703.
- [31] P.C. Paiva, H.M. Khodr, J.A. Dominguez Navarro, J.M. Yusta, A.J. Urdaneta, "Integral planning of primary-secondary distribution systems using mixed integer

- linear programming*", IEEE Transactions on Power Systems, Volume 20, Issue 2, May 2005, pp. 1134 – 1143.
- [32]G. Mosetti, C. Poloni, B. Diviacco, "*Optimization of wind turbine positioning in large wind farms by means of a genetic algorithm*", Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, vol 51, no. 1, pp. 105–16, 1994.
- [33]U.A. Ozturk, and B.A. Norman, "*Heuristic methods for wind energy conversion system positioning*", Electric Power Systems Research, Vol. 70, No. 3, pp. 179-185, 2004.
- [34]S.A. Grady, M.Y. Hussaini and M.M. Abdullah, "*Placement of wind turbines using genetic algorithms*", Renewable Energy, Vol. 30, No. 2, pp. 259-270, 2005.
- [35]E. Erkut, S. Neuman, "*A survey of analytical models for locating undesirable facilities*", European Journal of Operational Research, 40, 1989, pp. 275–291.
- [36]P. Avella, et al., "*Some personal views on the current state and the future of locational analysis*", European Journal of Operational Research, 104, 1998, 269–287.
- [37]S.H. Owen, M.S. Daskin, "*Strategic facility location: a review*", European Journal of Operational Research 111, 1998, pp. 423–447.
- [38]M.R. Patel, "Wind and solar power systems", CRC Press, Boca Raton, 1999.
- [39]Pohlheim H. "GEATbx: Genetic and evolutionary algorithm toolbox for use with MATLAB", 1999.
- [40]S. Heier, "Grid integration of wind energy conversion systems", John Wiley and Sons, New York, 1998.
- [41]P. Gipe, "Wind energy comes to age", John Wiley and Sons, Ltd./Inc., New York, 1995.
- [42]European Wind Energy Association, "*Wind energy in Europe*", Available at: <http://www.ewea.org/src/europe.htm2003>. EWEA, Greenpeace, *Wind Force 12. A blueprint to achieve 12% of the worlds electricity from wind power by the year 2020*, European Wind Energy Association, 2003, p. 52.
- [43]Danish Wind Turbine Manufacturers Association, "*Guided tour on wind energy*", Internet: <http://www.windpower.org>, accessed April 2003.
- [44]T. Ackermann, "Wind power in power systems", Wiley: Chichester, 2005.
- [45] G.A.M. van Kuik, W.A.A.M. Bierbooms, "*The status of wind energy*", EACWE4 — The Fourth European & African Conference on Wind Engineering J. N'aprstek & C. Fischer (eds); ITAM AS CR, Prague, 11-15 July, 2005, Paper #260.
- [46]P. Hajela, "*Genetic search - an approach to the nonconvex optimization problem*", AIAA J. 28(7), 1990.
- [47]J.H. Holland, "Adaptation in natural and artificial systems", Univ. of Michigan Press, Ann Arbour, 1975.
- [48]L. Davis and M. Steenstrup, "Genetic search and simulated annealing", Lawrence Davis and Morgan Kauffman, Los Altos, 1987.
- [49] Comisión Nacional de Energía (CNE), <http://www.cne.es/cne/Home>

- [50] G.M. Joselin Herberta, S. Iniyanb, E. Sreevalsanc, S. Rajapandian, "A review of wind energy technologies", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 11 (2007) pp. 1117–1145.
- [51] J.A. Baroudi, V. Dinavahi, A.M. Knight, "A review of power converter topologies for wind generators", *Renewable Energy* 32 (2007) 2369–2385.
- [52] A.D. Hansen, L.H. Hansen, "Wind turbine concept market penetration over 10 years (1995–2004)", *Wind Energ.* 2007; 10:81–97.
- [53] L.H. Helle, F. Blaabjerg, E. Ritchie, S. Munk-Nielsen, H. Bindner, P. Sørensen, B. Bak-Jensen, "Conceptual survey of generators and power electronics for wind turbines", *Risø-R-1205(EN)*, 2001.
- [54] F. Blaabjerg, Z. Chen, "Power electronics as an enabling technology for renewable energy integration", *Journal of Power Electronics* 2003; 3: 81–89.
- [55] H.G. Beyer, T. Pahlke, W. Schmidt, H.P. Waldl, U. de Uit, "Wake effects in a linear wind farm", *Journal of Wind Engineering and Ind. Aerodyn.* 51, 1994, 303-318.
- [56] L.J. Vermeer, J.N. Sørensen, A. Crespo, "Wind turbine wake aerodynamics", *Progress in Aerospace Sciences* 39, 2003, pp. 467–510.
- [57] J.O.G. Tande, "Grid integration of wind farms", *Wind Energy*. 2003; 6:281–295.
- [58] Á.G. González Rodríguez, "Improvement of a fixed-speed wind turbine soft-starter based on a sliding-mode control" Tesis doctoral, Mención Doctor Europeo, Escuela Superior de Ingenieros, Universidad de Sevilla, mayo 2006, disponible on-line en <http://www4.ujaen.es/~agaspar/Thesis>
- [59] Á.G. González Rodríguez, M. Burgos Payán, C. Izquierdo Mitchell, "PSCAD based simulation of the connection of a wind generator to the network", *Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto. IEEE International. Num. 8. Oporto, Portugal. Pag. 307-312. ISBN: 0-7803-7139-9*
- [60] Á.G. González Rodríguez, M. Burgos Payán, C. Izquierdo Mitchell, "Improving soft-starting of induction generators", *15th International Conference on Electrical Machines ICEM 02. Brujas, Bélgica. 2002. Pag. 1-6*
- [61] Á.G. González Rodríguez, M. Burgos Payan, "Impacto del arranque de un generador eólico", *Energía. Vol. 29. Núm. 173. 2003. Pag. 104-108*
- [62] Á.G. González Rodríguez, M. Burgos Payán, Á.L. Trigo García, J.M. Roldán Fernández, C. Izquierdo Mitchell, "Improvement of induction generator soft-start", *8º Congresso Luso Espanhol de Engenharia Electrotécnica. Vilamoura (Portugal). 2003. Pag. 4.115-4.120. ISBN: 972-8822-00-6*
- [63] R. Cano Marín, A. Gómez and M. Burgos, "Wind energy integration in distribution networks: a voltage-stability constrained case study", *Bulk Power System Dynamics and Control – IREP'2004, Cortina d'Ampezzo (Italia), Agosto de 2004*
- [64] J.M. Roldán Fernández, M.A. Caballero Gutiérrez, J.C. del Pino, A.G. González Rodríguez, M. Burgos Payán, "Monitoring and control of a laboratory scale wind farm", *International Conference on Renewable Energy and Power Quality – ICREPQ'07 (ISBN: 978-84-611-4707-6), Sevilla, Marzo de 2007*

- [65] Diveux, T., Sebastian, P., Bernard, D., Puiggali, J.R., Grandidier, J.Y., "*Horizontal axis wind turbine systems: optimization using genetic algorithms*", Wind Energy, Vol 4, pp. 151-171, John Wiley & Sons Ltd., 2001.
- [66] Middelgrunden Wind Turbine Co-Operative Website, URL: www.middelgrunden.dk/MG_UK/economy/budget.htm, [cited 2005].
- [67] D.H. Wood, "*Determination of the optimum tower height for a small wind turbine*", Int J REE 2001;3(2):356-9.
- [68] M. Wolsink, "*Wind power implementation: The nature of public attitudes: Equity and fairness instead of 'backyard motives'*", Renewable and Sustainable Energy Reviews 11 (2007) 1188-1207.
- [69] Á.G. González Rodríguez, A. González Rodríguez, M. Burgos Payán, "*Estimating wind turbines mechanical constants*", International Conference on Renewable Energy and Power Quality – ICREPQ'07, Sevilla, Marzo de 2007
- [70] J.M. Roldán Fernández, M.A. Caballero Gutiérrez, A.G. González Rodríguez, M. Burgos Payán, "*Wind farm optimum efficiency by voltage control*", International Conference on Renewable Energy and Power Quality – ICREPQ'07, Sevilla, Marzo de 2007
- [71] H.G. Beyer, B. Lange, and H.P. Waldl, "*Modelling tools for wind farm upgrading*", Proceedings of the European Union Wind Energy Conference EUWEC, Göteborg, Sweden, 1996, pp. 1069-1073.
- [72] A.H. Shahirinia, S.M.M. Tafreshi, A.H. Gastaj, A.R. Moghaddomjoo, "*Optimal sizing of hybrid power system using genetic algorithm*", International Conference on Future Power Systems, pp. 16-18, Nov. 2005.
- [73] C. Elkinton, J. Manwell and J. McGowan, "*Offshore wind farm layout optimization (OWFLO) project: preliminary results*", Proc. 44th AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit, Reno, Nevada, 9-12 January, 2006.
- [74] P.D. Hopewell, F. Castro-Sayas, D.I. Bailey, "*Optimising the design of offshore wind farm collection networks*", Proceedings of the 41st International Universities Power Engineering Conference, 2006. UPEC '06, Vol. 1, 6-8 Sept. 2006, pp. 84-88.
- [75] M. Zhao, Z. Chen, J. Hjerrild, "*Analysis of the behaviour of genetic algorithm applied in optimization of electrical system design for offshore wind farms*", 32nd IEEE Annual Conference on Industrial Electronics, IECON 2006, pp. 2335 – 2340, Nov. 2006.
- [76] U.G. Knight, "*The logical design of electrical networks using linear programming methods*", IEE Proceedings, Vol. 33, No. A, 1960, pp. 306-314
- [77] M. Carneiro S, P. M. França and P. D. Silveira, "*Long-range planning of power distribution systems: primary networks*" Electric Power Syst. Research, Volume 27, No. 3, pp. 223-231, August 1993.
- [78] M. Carneiro S., "*Long-term power distribution system planning*", Dr. Eng. Dissertation, State Univ. Campinas, Brazil, 1990 (in Portuguese).
- [79] J.A. Momoh, A.C. Caven, "*Distribution system reconfiguration scheme using integer interior point programming technique*," Trans. and Distribution Conf. and Exposition Vol. 1, Page(s):234 – 241, Sept. 2000.

- [80] N. Kagan, R. N. Adams, "A Benders' decomposition approach to the multi-objective distribution planning problem", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 15, No. 5, October 1993, pp. 259-271
- [81] E.G. Carrano, L.A.E. Soares, R.H.C. Takahashi, R.R. Saldanha, and O.M. Neto, "Electric distribution network multiobjective design using a problem-specific genetic algorithm", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 2, pp. 995 – 1005, April 2006.
- [82] I.J. Ramírez, and J.L. Bernal, "Genetic algorithms applied to the design of large distribution systems", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 13, No. 2, pp. 696 – 703, May 1998
- [83] V. Miranda, and L.M. Proenca, "Probabilistic choice vs. risk analysis - conflicts and synthesis in power system planning", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 13, No. 3, pp. 1038 – 1043, Agosto 1998.
- [84] E.C. Yeh, S.S. Venkata, and Z. Sumic, "Improved distribution system planning using computational evolution", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 11, No. 2, pp. 668 -674, Mayo 1996.
- [85] V. Miranda, J.V. Ramito, and L.M. Proenca "Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 9, No. 4, pp. 1927 – 1933, November 1994
- [86] V. Parada, J. A. Ferland, M. Arias, and K. Daniels, "Optimization of electrical distribution feeders using simulated annealing", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 19, No. 3, pp. 1135 – 1141, Julio 2004.
- [87] M. Dorigo, V. Maniezzo, and A. Colorni, "The ant system: Optimization by a colony of cooperating agents", *IEEE Trans. Syst.*, vol. 26, pp. 29–41, Feb. 1996.
- [88] J. F. Gómez, H. M. Khodr, P. M. De Oliveira, L. Ocque, J. M. Yusta, R. Villasana, and A. J. Urdaneta, "Ant colony system algorithm for the planning of primary distribution circuits", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 19, No. 2, pp. 996 – 1004, Mayo 2004.
- [89] Jen-Hao Teng, and Yi-Hwa Liu, "A novel ACS-based optimum switch relocation method", *IEEE Trans Power Syst.*, Vol. 18, No. 1, pp. 113 - 120 Feb. 2003.
- [90] Jen-Hao Teng, and Yi-Hwa Liu, "Application of the ant colony system for optimum switch adjustment", *IEEE Trans Power Syst.*, Vol. 2, 6-10 pp. 751 – 756, Oct. 2002.
- [91] I.J. Ramírez, and J.A. Domínguez, "New multiobjective tabu search algorithm for fuzzy optimal planning of power distribution systems", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 21, No. 1, pp. 224 – 233, Feb 2006
- [92] I.J. Ramírez, and J.A. Domínguez, "Possibilistic model based on fuzzy sets for the multiobjective optimal planning of electric power distribution networks", *IEEE Trans. Power Syst.*, Vol. 19, No. 4, pp. 1801 – 1810, Nov. 2004
- [93] H. Mori, Y. Yamada, "Two-layered neighborhood tabu search for multiobjective distribution network expansion planning", *IEEE Circuits and Systems*, pp. 21-24, Mayo 2006.
- [94] H. Mori, Y. Yamada, "An improved tabu search approach to distribution network expansion planning under new environment", *IEEE Power Syst. Tech.*, pp. 981-986, Nov. 2004.

-
- [95] I.J. Ramírez, J.A. Domínguez, and J.M. Yusta-Loyo, "A new model for optimal electricity distribution planning based on fuzzy set techniques", IEEE, Power Engineering Society Summer Meeting, vol.2 Vol. 2, pp. 1048 – 1054, Julio 1999.

