

Escuela Técnica Superior de Ingenieros
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad de Sevilla

Tesis Doctoral

Diseño Óptimo de Parques Eólicos de Gran Dimensión Incluyendo Análisis de Riesgos

Javier Serrano González

Sevilla, 31 de enero de 2012



Universidad de Sevilla
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Tesis Doctoral

Diseño Óptimo de Parques Eólicos de Gran Dimensión Incluyendo Análisis de Riesgos

Autor:

Javier Serrano González

VºBº Directores de la Tesis

Fdo.: Jesús Manuel Riquelme Santos

Fdo.: Manuel Burgos Payán

Sevilla, 31 de enero de 2012



Universidad de Sevilla
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Tesis Doctoral

Diseño Óptimo de Parques Eólicos de Gran Dimensión Incluyendo Análisis de Riesgos

Javier Serrano González

Directores:

Jesús Manuel Riquelme Santos

Manuel Burgos Payán

Sevilla, 31 de enero de 2012

Contenido

1	Introducción.....	1
1.1	Situación actual de la energía eólica.....	3
1.2	Descripción del problema	8
1.2.1	Introducción al planteamiento determinista del problema.....	9
1.3	Contenido.....	11
2	Estado del arte	13
2.1	Introducción.....	13
2.2	Algoritmos de optimización.....	14
2.2.1	Técnicas metaheurísticas de optimización.....	15
2.3	Métodos de toma de decisiones en ambiente de incertidumbre o riesgo.....	18
2.3.1	Toma de decisiones en ambiente de incertidumbre	19
2.3.2	Toma de decisiones en ambiente de riesgo.....	20
2.3.3	Conclusiones	21
2.4	Revisión bibliográfica.....	21
2.4.1	Resumen del trabajo de G. Mosetti, C. Poloni and B. Diviacco.....	24
2.4.2	Resumen del trabajo de U. A. Ozturk y B. A. Norman	31
2.4.3	Resumen del trabajo de S. A. Grady, M. Y. Hussaini y M. M. Abdullah 35	
2.4.4	Resumen del trabajo realizado por J. Castro Mora, J.M Calero Barón, J.M. Riquelme Santos y M. Burgos Payán	39
2.4.5	Resumen del trabajo de C. Wan, J. Wang, G. Yang y X. Zhang.....	44
2.4.6	Resumen del trabajo de A. Kusiak y Z. Song.....	47
2.4.7	Resumen del trabajo de C. Kongnam, S. Nuchprayoon, S. Premrudeepreechacharn, S. Uatrungjit	51
2.5	Conclusiones.....	55
2.6	Objetivos.....	58
3	Optimización integral de parques eólicos terrestres.....	61
3.1	Introducción.....	61
3.2	Evaluación económica de un parque eólico.....	62
3.2.1	Evaluación de la energía anual generada por un parque eólico.....	63
3.2.2	Modelo de costes de un parque eólico	87
3.3	Formulación del problema	91
3.4	Metodología propuesta	95
3.4.1	Algoritmo principal.....	98
3.4.2	Algoritmo secundario: Diseño de la instalación eléctrica	102
3.5	Resultados.....	109

3.5.1	Caso 3.1	111
3.5.2	Caso 3.2	112
3.5.3	Caso 3.3	114
3.5.4	Caso 3.4	116
3.5.5	Análisis de repetitividad del algoritmo	119
3.5.6	Análisis de sensibilidad	119
3.6	Conclusiones	122
4	Optimización de parques eólicos en ambiente de riesgo ...	125
4.1	Introducción	125
4.2	Teoría de la toma de decisiones	128
4.2.1	Decisiones en ambiente de riesgo	130
4.3	Metodología propuesta para el diseño óptimo de parques eólicos en ambiente de riesgo	139
4.3.1	Criterio de máximo valor esperado	142
4.3.2	Criterio de máxima utilidad esperada	143
4.4	Casos	145
4.4.1	Caso 4.1	145
4.4.2	Criterio de máxima utilidad esperada	151
4.4.3	Caso 4.2	153
4.5	Conclusiones	155
5	Metodología para el diseño de grandes parques eólicos marinos	157
5.1	Introducción	157
5.2	Modelo de comportamiento económico de parques eólicos marítimos	158
5.2.1	Inversión en aerogeneradores	159
5.2.2	Inversión en obra civil	160
5.2.3	Costes de instalación y transporte	162
5.2.4	Infraestructura eléctrica de parques eólicos marinos	162
5.3	Optimización de parques eólicos de gran dimensión	164
5.3.1	Implementación de operadores específicos para el problema de posicionamiento de los aerogeneradores en un parque eólico	166
5.3.2	Metodología desarrollada para la optimización de parques eólicos de gran dimensión	172
5.4	Resultados	183
5.4.1	Caso 5.1	183
5.4.2	Caso 5.2	192
5.4.3	Caso 5.3	197
5.5	Conclusiones	200
6	Diseño del sistema de transmisión de energía de parques eólicos marinos	203
6.1	Introducción	203
6.2	Metodología desarrollada	204
6.2.1	Generación de alternativas de diseño	205
6.2.2	Generación de escenarios	209

6.2.3	Simulación de Monte Carlo	211
6.2.4	Criterio de toma de decisiones.....	212
6.3	Modelo de energía producida y cálculo de las pérdidas eléctricas en el sistema de transmisión	213
6.3.1	Pérdidas eléctricas en el sistema de transmisión	216
6.3.2	Pérdidas en sistemas de transmisión de corriente alterna (HVAC).....	216
6.3.3	Pérdidas en sistemas de transmisión de corriente continua (HVDC-VSC) 218	
6.3.4	Pérdidas por indisponibilidad de los equipos	219
6.4	Modelo de costes de los equipos de sistemas de transmisión de parques eólicos marinos	221
6.4.1	Cables de transmisión submarinos en corriente alterna.....	222
6.4.2	Transformadores y plataformas en corriente alterna	223
6.4.3	Unidades de compensación.....	223
6.4.4	Cables de transmisión submarinos en corriente continua.....	224
6.4.5	Estaciones convertidoras.....	225
6.5	Resultados.....	225
6.5.1	Caso 6.1	225
6.5.2	Caso 6.2	230
6.5.3	Análisis de sensibilidad	233
6.6	Conclusiones.....	237
7	Conclusiones y desarrollos futuros	239
7.1	Conclusiones	239
7.2	Lineas futuras de investigación.....	245
8	Conclusion and future developments	247
8.1	Conclusion	247
8.2	Future developments.....	252
9	Referencias	255

Índice de Figuras

Figura 1. Evolución del consumo mundial de energía primaria.....	3
Figura 2. Evolución esperada en los próximos años del consumo mundial de energía primaria.....	5
Figura 3. Evolución anual de la potencia eólica instalada a nivel mundial.....	6
Figura 4. Previsión de la potencia eólica instalada por áreas geográficas.....	7
Figura 5. Evolución de la potencia eólica marina instalada.....	8
Figura 6. Diseño de un parque eólico obtenido mediante un experto (izquierda) y mediante un método de optimización (derecha).....	10
Figura 7. Esquema de relaciones existentes entre los distintos módulos del problema de optimización.....	11
Figura 8. Clasificación de los algoritmos de optimización.....	14
Figura 9. Representación esquemática del campo de velocidades en la estela.....	26
Figura 10. Curva de potencia de la turbina analizada por Mosetti et al.	27
Figura 11. Evolución de la población para el Caso A analizado por Mosetti et al.....	28
Figura 12. Solución óptima obtenida por Mosetti et al. para el <i>Caso A</i>	28
Figura 13. Solución óptima obtenida por Mosetti et al. para el <i>Caso B</i>	29
Figura 14. Frecuencias e intensidades de viento consideradas por Mosetti et al. para el Caso C.....	30
Figura 15. Solución óptima obtenida por Mosetti et al. para el Caso C.....	30
Figura 16. Esquema de afecciones entre aerogeneradores en el modelo utilizado por y Norman.	32
Figura 17. Operaciones de cruce y mutación empleadas en el trabajo de Grady et al. ..	36
Figura 18. Comparación de las soluciones obtenidas para el Caso A por: (a) Mosetti et al; (b) Grady et al.	37
Figura 19. Comparación de las soluciones obtenidas para el Caso B por: (a) Mosetti et al; (b) Grady et al.	38
Figura 20. Comparación de las soluciones obtenidas para el Caso C por: (a) Mosetti et al; (b) Grady et al.	38
Figura 21. Distribución del factor de escala, C , a lo largo del terreno en el caso estudiado por Castro et al.....	41
Figura 22. Curvas de potencia-velocidad de las turbinas estudiadas en el Caso 1 por Castro et al.	41
Figura 23. Solución óptima obtenida para el Caso 1 por Castro et al.....	42
Figura 24. Solución óptima obtenida para el Caso 2 por Castro et al.....	43
Figura 25. Soluciones óptimas obtenidas para los casos: Caso A, Caso B y Caso C por Wan et al.	46
Figura 26. Soluciones obtenidas por Kusiak y Song para el caso analizado en función del número de aerogeneradores.	50
Figura 27. Esquema del procedimiento de modelado del viento en el emplazamiento..	64
Figura 28. Rosa de los vientos (probabilidad de ocurrencia) de 16 sectores.....	65

Figura 29. Variación de la densidad de probabilidad en función del factor de forma con factor de escala constante ($C = 6$ m/s).....	66
Figura 30. Variación de la densidad de probabilidad en función del factor de escala con factor de forma constante ($K = 2$).....	66
Figura 31. Proceso de tratamiento de los datos meteorológicos	68
Figura 32. Potencia generada, P , en función de la velocidad del viento, v	70
Figura 33. Coeficiente de empuje, C_T , en función de la velocidad del viento.	71
Figura 34. Evolución del campo de velocidades en la estela.....	73
Figura 35. Esquema para la obtención de la porción de área rotórica de una turbina afectada por una estela.	74
Figura 36. Esquema de cálculo de las distancias transversales y axiales entre dos turbinas en función de la dirección de procedencia del viento.	75
Figura 37. Expansión de la estela dentro de los límites de un sector de la rosa de los vientos.	78
Figura 38. Pérdida de velocidad por efecto de las estelas en función de β para dos aerogeneradores Repower 5M situados a una distancia de 700 m ($k_W=0.05$).....	79
Figura 39. Suposición de la dirección de procedencia del viento alineada con la bisectriz del sector. A) Aerogenerador a sotavento afectado completamente, B) Aerogenerador a sotavento afectado parcialmente, C) Aerogenerador a sotavento sin afección.	80
Figura 40. Suposición de la dirección de procedencia del viento alineada con el eje de las turbinas. A) Aerogenerador a sotavento dentro del sector, B) Aerogenerador a sotavento fuera del sector.....	80
Figura 41. Suposición de distribución uniforme de la dirección de procedencia del viento sobre un determinado sector.....	81
Figura 42. Rosa de densidad de potencia para el emplazamiento estudiado.....	82
Figura 43. Curva de potencia-velocidad y coeficiente de empuje-velocidad del aerogenerador considerado en el ensayo.....	83
Figura 44. Posición de los aerogeneradores para el Caso 1 de validación de las estelas.	83
Figura 45. Comparación de la producción de energía producida por el aerogenerador A2 mediante WAsP y el modelo implementado para el Caso 1 de validación del modelo de producción.....	84
Figura 46. Posición de los aerogeneradores para el Caso 2 de validación del modelo de producción.....	84
Figura 47. Comparación de la producción de energía de la turbina A2 mediante WAsP y el modelo implementado para el Caso 2 de validación del modelo de producción.	85
Figura 48. Distribución geográfica de los aerogeneradores para el Caso 3 de validación del modelo de producción.	85
Figura 49. Comparación de la producción de energía mediante WAsP y el modelo implementado para el Caso 3 de validación del modelo de producción.	86
Figura 50. Ejemplo del grafo empleado para el cálculo de la red óptima (mínima longitud total) de caminos de acceso.....	88
Figura 51. Ejemplo del grafo empleado para el cálculo del camino de mínima distancia entre dos puntos.....	89
Figura 52. Diagrama de flujos de la metodología propuesta: algoritmo principal.....	96
Figura 53. Diagrama de flujos de la metodología propuesta: algoritmo secundario.....	96

Figura 54. Ejemplo de selección mediante el método de ruleta.	99
Figura 55. Esquema de cálculo de la instalación eléctrica de un parque eólico terrestre.	103
Figura 56. Coste actualizado de los conductores para distintas secciones.	104
Figura 57. Ejemplo de codificación del individuo para el algoritmo de cálculo de la instalación eléctrica.....	106
Figura 58. Operador de cruce del algoritmo secundario.....	107
Figura 59. Operador de cruce del algoritmo secundario.....	107
Figura 60. Características de la parcela considerada para los casos de prueba analizados.	110
Figura 61. Curvas de potencia-velocidad de los aerogeneradores estudiados en los casos de prueba.....	111
Figura 62. Solución óptima alcanzada por el algoritmo para el Caso 3.1.	112
Figura 63. Solución óptima alcanzada por el algoritmo para el Caso 3.2.	113
Figura 64. Solución óptima alcanzada por el algoritmo para el Caso 3.3.	114
Figura 65. Solución Propuesta 1 para el Caso 3.3.	115
Figura 66. Solución Propuesta 2 para el Caso 3.3.	115
Figura 67. Solución óptima alcanzada por el algoritmo mediante el planteamiento global para el Caso 3.4.....	117
Figura 68. Solución óptima alcanzada por el algoritmo mediante el planteamiento secuencial para el Caso 3.4.	118
Figura 69. Evolución de las principales variables económicas del parque eólico frente a la variación de la tasa de interés.	120
Figura 70. Evolución de las principales variables económicas referentes a la instalación eléctrica frente a la variación de la tasa de interés.....	120
Figura 71. Evolución de las principales variables económicas del parque eólico frente a la variación del precio de venta de la energía.	121
Figura 72. Evolución de las principales variables económicas referentes a la instalación eléctrica frente a la variación del precio de venta de la energía.	121
Figura 73. Ejemplo de variación anual en la rosa de los vientos. Rosa de los vientos de List/Sylt (Alemania) correspondientes a los años 1969 y 1972.....	127
Figura 74. Variación de la velocidad media del viento y densidad de energía anual en Hong Kong desde el año 1968 hasta 1997.....	128
Figura 75. Función de utilidad de un decisor con aversión al riesgo.....	136
Figura 76. Función de utilidad de un decisor con preferencia por el riesgo.....	137
Figura 77. Función de utilidad de un decisor neutral al riesgo.....	138
Figura 78. Familia de la función de utilidad exponencial en función de la tolerancia al riesgo, ρ	139
Figura 79. Metodologías empleadas para la optimización de parques eólicos mediante: a) planteamiento determinista. b) planteamiento basado en análisis de riesgos.	140
Figura 80. Diagrama de flujos de la metodología desarrollada para la optimización de parques eólicos en ambiente de riesgo.....	141
Figura 81. Matriz de resultados obtenida para el conjunto de alternativas de diseño y escenarios.....	142
Figura 82. Cálculo del valor esperado de correspondiente a cada individuo a partir de la matriz de resultados.	143

Figura 83. Cálculo del valor de utilidad de un determinado elemento de la matriz de resultados, VAN_{ij} , considerando los límites de preferencia máxima y mínima del tomador de decisiones.	144
Figura 84. Cálculo de la utilidad esperada a partir de la matriz de resultados.	144
Figura 85. Rosa de los vientos y probabilidad para cada uno de los escenarios considerados en el Caso 4.1.	146
Figura 86. Características del terreno considerado en el ensayo.	147
Figura 87. Curvas de potencia de los aerogeneradores considerados para los casos de prueba.	148
Figura 88. Soluciones óptimas obtenidas mediante el planteamiento determinista correspondientes a cada uno de los escenarios estudiados en el Caso 4.1.	149
Figura 89. Solución óptima obtenida mediante la metodología desarrollada empleando el criterio de máximo valor esperado para el Caso 4.1.	150
Figura 90. Soluciones óptimas alcanzadas mediante el criterio de máxima utilidad esperada para el Caso 4.1 variando el valor de la tolerancia al riesgo, ρ	152
Figura 91. Solución óptima obtenida mediante la metodología desarrollada empleando el criterio de máximo valor esperado para el Caso 4.2.	153
Figura 92. Soluciones óptimas alcanzadas mediante el criterio de máxima utilidad esperada para el Caso 4.2 variando el valor de la tolerancia al riesgo, ρ	155
Figura 93. Coste de la cimentación (por unidad de potencia instalada) en función de la profundidad del lecho marino y tecnología empleada.	161
Figura 94. Operación de cruce específico para la posición de las turbinas: eliminación de turbinas repetidas en ambos padres.	167
Figura 95. Operación de cruce específico para la posición de las turbinas: unión de ambos padres.	167
Figura 96. Cruce específico para la posición de las turbinas: identificación de aerogeneradores en posiciones incompatibles.	168
Figura 97. Operación de cruce específico para la posición de las turbinas: identificación matricial de aerogeneradores en posiciones incompatibles.	168
Figura 98. Tercer paso de la operación de cruce específico para la posición de las turbinas: Eliminación matricial de aerogeneradores en posiciones incompatibles.	169
Figura 99. Zonas factibles para la adición de turbinas en la operación de cruce.	170
Figura 100. Mutación mediante la modificación de la posición de un aerogenerador. Izq.) Selección aleatoria de un aerogenerador. Dcha.) Cálculo de las zonas factibles.	171
Figura 101. Comparación del comportamiento del algoritmo genético implementado en este trabajo frente al correspondiente a trabajos anteriores.	172
Figura 102. Efecto de las estelas entre dos turbinas en función de la distancia para distintas velocidades de viento.	173
Figura 103. Comparación de la característica Coeficiente de empuje-velocidad para distintos modelos de aerogeneradores.	174
Figura 104. Potencia generada asumiendo distintos valores del déficit de velocidad.	174
Figura 105. Efecto de las estelas, en términos de producción, producido por una fila infinita de aerogeneradores para un viento constante de dirección Sur con factor de escala $C = 9$ m/s y factor de forma $K = 2$	175

Figura 106. Dispersión del efecto de las estelas producido por una fila infinita de aerogeneradores, en función de la distancia. Factor de escala $C = 9$ m/s y factor de forma $K = 2$.	176
Figura 107. Dispersión del efecto de las estelas producido por una fila infinita de aerogeneradores, en función de la distancia, para tres tipos de viento: moderado ($C = 7$ m/s y $K = 2.25$), medio ($C = 9$ m/s y $K = 2$) y elevado ($C = 11$ m/s y $K = 1.75$).	177
Figura 108. División del terreno en zonas de influencia.	178
Figura 109. Diagrama de flujos de la metodología propuesta para grandes parques eólicos.	180
Figura 110. División del individuo en sub-individuos según las diferentes zonas de influencia.	181
Figura 111. Recomposición de los subindividuos de una subpoblación.	182
Figura 112. Ubicación del parque eólico estudiado en el Caso 5.1.	183
Figura 113. Profundidad del lecho marino en la parcela bajo estudio.	184
Figura 114. Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador analizado en el Caso 5.1.	185
Figura 115. Densidad de potencia de cada uno de los sectores de la rosa de los vientos para el caso analizado.	187
Figura 116. Disposición óptima de los aerogeneradores obtenida por el algoritmo genético desarrollado para el Caso 5.1.	187
Figura 117. Energía anual generada y pérdidas por efecto de las estelas para cada uno de los sectores de la rosa de los vientos.	189
Figura 118. Evolución de la población durante la ejecución del Caso 5.1 mediante el algoritmo mejorado desarrollado en este trabajo y el algoritmo correspondiente a planteamientos previos.	190
Figura 119. Disposición geográfica de los aerogeneradores considerando la solución optimizada de un parque aislado.	191
Figura 120. Disposición geográfica de los aerogeneradores realizando la optimización conjunta de ambos parques.	191
Figura 121. Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador analizado en el Caso 5.2.	192
Figura 122. Evolución del VAN alcanzado mediante las dos metodologías comparadas en función del tamaño del parque eólico.	194
Figura 123. Tiempo empleado por las dos metodologías comparadas en función del tamaño del parque eólico.	194
Figura 124. Evolución del mejor individuo mediante ambos planteamientos.	195
Figura 125. Solución óptima obtenida mediante el planteamiento secuencial.	196
Figura 126. Solución óptima obtenida mediante el algoritmo genético mejorado.	196
Figura 127. Zonas prohibidas en la parcela bajo estudio para el Caso 5.3.	198
Figura 128. Profundidad del lecho marino en la parcela bajo estudio en el Caso 5.3.	198
Figura 129. Solución óptima obtenida para el Caso 5.3 mediante la metodología desarrollada.	200
Figura 130. Esquema de la metodología desarrollada para la selección óptima del sistema de transmisión de un parque eólico marino.	205

Figura 131. Esquema de conexión de un parque eólico mediante un sistema de transmisión en corriente alterna.	206
Figura 132. Esquema de conexión de un parque eólico mediante un sistema de transmisión en corriente continua.	207
Figura 133. Esquema simplificado de una estación convertidora.	207
Figura 134. Árbol de decisión empleado para la generación de alternativas de diseño.	208
Figura 135. Criterio de dominación simple: descarte de configuraciones dominadas.	212
Figura 136. Ejemplo de curva de duración de un parque eólico de 500 MW.	214
Figura 137. Curva de duración de un parque eólico en función de la velocidad del viento.	215
Figura 138. Corriente a lo largo del cable en función del tipo de compensación de reactiva ($P=500\text{MW}$, $V=400\text{kV}$, $S=2000\text{mm}^2$ y Distancia= 60km).	217
Figura 139. Energía no suministrada durante el fallo de un componente del sistema de transmisión.	220
Figura 140. Disposición geográfica de los aerogeneradores en el parque eólico analizado en el Caso 6.1.	226
Figura 141. Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador empleado en el Caso 6.1.	226
Figura 142. VAN de las mejores alternativas de diseño obtenidas mediante los planteamientos con análisis de riesgos y determinista para el Caso 6.1.	228
Figura 143. Disposición geográfica de los aerogeneradores en el parque eólico analizado en el Caso 6.2.	231
Figura 144. VAN de las mejores alternativas de diseño obtenidas mediante el planteamiento con análisis de riesgos y determinista para el Caso 6.2.	232
Figura 145. Valores medios del VAN, inversión inicial y coste actualizado de las pérdidas correspondiente al análisis de sensibilidad (empleando la metodología probabilística desarrollada) frente a la distancia del parque eólico al punto de conexión a la red de transporte.	234
Figura 146. Valores medios del VAN, inversión inicial y coste actualizado de las pérdidas correspondiente al análisis de sensibilidad frente a la potencia nominal del parque eólico empleando la metodología probabilística desarrollada.	236

Índice de Tablas

Tabla 1. Distribución de la potencia eólica instalada por áreas geográficas.	4
Tabla 2. Comparación de la configuración realizada por un experto y mediante un método de optimización.	10
Tabla 3. Principales resultados obtenidos en los casos analizados por Mosetti et al.	31
Tabla 4. Dimensiones de la parcela para los casos estudiados por Ozturk y Norman.	34
Tabla 5. Escenarios de viento estudiados por Ozturk y Norman.	34
Tabla 6. Resultados obtenidos en los casos estudiados por Ozturk y Norman.	34
Tabla 7. Propiedades de la turbina estudiada en el trabajo de Grady et al.	36
Tabla 8. Comparación de las principales características de las soluciones óptimas.	37
Tabla 9. Comparación de las principales características de las soluciones óptimas obtenidas para el <i>Caso B</i> por Mosetti et al y Grady et al.	38
Tabla 10. Comparación de las principales características de las soluciones óptimas obtenidas para el <i>Caso C</i> por Mosetti et al y Grady et al.	39
Tabla 11. Principales características de las turbinas estudiadas en el Caso 1 por Castro et al.	42
Tabla 12. Principales parámetros de entrada al algoritmo en el estudio realizado por Castro et al.	42
Tabla 13. Principales características de las turbinas estudiadas en el Caso 2 por Castro et al.	43
Tabla 14. Comparación de los resultados obtenidos para los tres casos por Grady et al. y por Wan et al.	46
Tabla 15. Escenario de viento estudiado en el caso analizado por Kusiak y Song.	49
Tabla 16. Principales resultados correspondientes a las soluciones obtenidas por Kusiak y Song para el caso analizado en función del número de aerogeneradores.	50
Tabla 17. Principales características de los aerogeneradores considerados en el estudio realizado por Kongnam et al.	53
Tabla 18. Planes de generación estudiados por Kongnam et al.	53
Tabla 19. Soluciones óptimas obtenidas por Kongnam et al. para un parque de 1MW suponiendo una distribución de Weibull.	54
Tabla 20. Soluciones óptimas Kongnam et al. para un parque de 1MW suponiendo una distribución de Rayleigh.	54
Tabla 21. Plan de generación óptimo según el criterio de decisión adoptado y fuente de incertidumbre.	54
Tabla 22. Resumen de las principales características de los trabajos estudiados en la revisión bibliográfica.	55
Tabla 23. Distribución de costes típica de un parque eólico terrestre.	62
Tabla 24. Rosa de los vientos en el emplazamiento estudiado los ensayo de validación del modelo de producción.	82
Tabla 25. Codificación de los individuos.	99
Tabla 26. Características de cada uno de los casos de prueba analizados.	109

Tabla 27. Características de los aerogeneradores considerados para la realización de los casos de prueba.....	110
Tabla 28. Parámetros y datos económicos considerados en los casos bajo estudio.....	111
Tabla 29. Principales resultados económicos correspondientes a la solución óptima del Caso 3.1.....	112
Tabla 30. Principales resultados económicos correspondientes a la solución óptima del Caso 3.2.....	113
Tabla 31. Comparación de los resultados económicos correspondientes a la solución óptima y las dos configuraciones alternativas propuestas.....	116
Tabla 32. Parámetros del algoritmo genético para el cálculo de la instalación eléctrica.....	116
Tabla 33. Principales datos económicos y técnicos referentes a la instalación eléctrica.....	117
Tabla 34. Comparación de los resultados económicos correspondientes a las soluciones obtenidas mediante el planteamiento global y secuencial.....	118
Tabla 35. Tiempo y número de generaciones empleado por los diferentes planteamientos empleados para la resolución del Caso 3.4.	119
Tabla 36. Resultados obtenidos en el análisis de repetitividad.....	119
Tabla 37. Matriz de resultados.....	131
Tabla 38. Escenarios de procedencia del viento considerados para el Caso 4.1.....	146
Tabla 39. Características de las turbinas consideradas para los casos de prueba.....	147
Tabla 40. Principales datos técnicos y económicos de entrada.....	148
Tabla 41. VAN correspondiente a cada una de las soluciones obtenidas mediante el planteamiento determinista para el conjunto de escenarios estudiados	149
Tabla 42. Principales resultados económicos correspondientes a la solución obtenida mediante el criterio de máximo valor esperado para el Caso 4.1.....	150
Tabla 43. VAN correspondiente a cada escenario para la solución óptima obtenida mediante el criterio de máximo valor esperado para el Caso 4.1.....	151
Tabla 44. VAN (M€), en función del valor de la tolerancia al riesgo, ρ , correspondiente a las soluciones obtenidas mediante la metodología desarrollada considerando el criterio de máxima utilidad esperada	152
Tabla 45. Escenarios de viento analizados en el Caso 4.2.	153
Tabla 46. Principales resultados económicos correspondientes a la solución obtenida mediante el criterio de máximo valor esperado para el Caso 4.2.....	154
Tabla 47. VAN (M€), en función del valor de la tolerancia al riesgo, ρ , correspondiente a las soluciones obtenidas mediante la metodología desarrollada considerando el criterio de máxima utilidad esperada.....	154
Tabla 48. Distribución de costes típica de un parque eólico marino.....	157
Tabla 49. Evolución del tamaño del espacio solución en función de las dimensiones del dominio computacional bajo estudio.....	165
Tabla 50. Principales parámetros de entrada al algoritmo genético.....	184
Tabla 51. Principales datos económicos de entrada al algoritmo.....	184
Tabla 52. Datos relativos al cálculo de los costes de instalación y transporte de los aerogeneradores.....	185
Tabla 53. Costes de los diferentes componentes referentes a la instalación eléctrica.	185
Tabla 54. Principales características del aerogenerador estudiado en el Caso 5.1.....	185

Tabla 55. Datos correspondientes a las condiciones de viento en el emplazamiento bajo estudio.....	186
Tabla 56. Principales resultados económicos correspondientes a la solución óptima lograda por el algoritmo para el Caso 5.1.....	189
Tabla 57. Principales resultados económicos correspondientes a la optimización conjunta de ambos parques.....	192
Tabla 58. Principales características del aerogenerador estudiado en el Caso 5.2.	193
Tabla 59. Parámetros de entrada correspondientes al estudio de comparación de ambos planteamientos.....	193
Tabla 60. Principales resultados económicos correspondientes a las soluciones óptimas obtenidas mediante ambos planteamientos.....	197
Tabla 61. Principales resultados económicos obtenidos para la solución alcanzada para el Caso 5.3.....	199
Tabla 62. Matriz de resultados obtenida mediante el método de Monte Carlo.	211
Tabla 63. Costes de los cables submarinos de corriente alterna.....	222
Tabla 64. Parámetros eléctricos de los cables submarinos de corriente alterna.	222
Tabla 65. Costes de los cables submarinos de corriente continua.....	224
Tabla 66. Parámetros eléctricos de los cables submarinos de corriente continua.	224
Tabla 67. Convertidores empleados en el estudio.....	225
Tabla 68. Rosa de los vientos en el emplazamiento del parque eólico estudiado en el Caso 6.1.	227
Tabla 69. Principales variables e indicadores económicos considerados en el Caso 6.1.	227
Tabla 70. Tasas de fallos de los equipos y tiempos de reparación.	227
Tabla 71. Principales características de las configuraciones óptimas obtenidas para el Caso 6.1.....	229
Tabla 72. Principales resultados económicos correspondientes a las configuraciones óptimas obtenidas para el Caso 6.1.....	230
Tabla 73. Principales características de las configuraciones óptimas obtenidas para el Caso 6.2.	232
Tabla 74. Principales resultados económicos correspondientes a las configuraciones óptimas obtenidas para el Caso 6.2.....	233
Tabla 75. Principales características de las soluciones óptimas obtenidas en el análisis de sensibilidad frente a la potencia nominal del parque eólico.	236

Resumen

La planificación de una planta eólica supone un auténtico desafío tanto desde un punto de vista matemático como tecnológico. El grado de rentabilidad económica del proyecto depende de las decisiones adoptadas sobre el tipo de turbinas a instalar, su ubicación individual dentro del parque, diseño de la infraestructura eléctrica (tanto la red interior de distribución como la línea de evacuación de energía), entre otras. En el presente trabajo se aborda el problema de planificación óptima de parques eólicos con el objetivo de maximizar los beneficios económicos derivados de la explotación de la planta eólica incluyendo métodos de toma de decisiones ante la presencia de riesgos en la estimación del recurso eólico. Para alcanzar este fin es preciso determinar, por un lado, los costes asociados a la implantación y posterior operación del proyecto y, por otro lado, los ingresos obtenidos como fruto de la explotación de la planta durante su periodo de vida útil. Dichos ingresos dependen de la producción de energía que ha de ser evaluada teniendo en cuenta el comportamiento del viento, el efecto de las estelas (pérdida de generación por la presencia de aerogeneradores próximos) y las características técnicas de los aerogeneradores considerados en el estudio.

Las herramientas desarrolladas en este trabajo permiten un tratamiento flexible y realista del problema. Para ello, se ha desarrollado un modelo de comportamiento económico tanto para parques eólicos en tierra firme como para el caso de parques marinos. El cálculo de la energía producida por el parque eólico se realiza de forma fidedigna teniendo en cuenta el comportamiento estadístico del viento y el efecto de las estelas. Todo ello, permite proceder a la evaluación del comportamiento económico del parque eólico por medio de uno de los indicadores más extensamente empleados para la valoración de proyectos de inversión, el valor actual neto.

Un proyecto de esta magnitud, en el que las inversiones son elevadas y que debe operar satisfactoriamente durante 20 o 30 años, está sometido a un elevado nivel de incertidumbre en cuanto al rendimiento económico final del proyecto debido, principalmente, a la incertidumbre de la información utilizada durante el diseño de la planta. En este trabajo se ha desarrollado una nueva metodología que permite abordar el diseño óptimo de parques eólicos teniendo en cuenta el riesgo asociado a la propia naturaleza aleatoria del viento, que es el principal factor de riesgo. De esta forma, es posible obtener diseños del parque con un comportamiento económico más robusto ante la aparición de posibles eventos no previstos durante la fase de explotación del proyecto.

La complejidad computacional del problema tratado en este trabajo aumenta drásticamente conforme mayor es el tamaño del parque eólico. Por ello, se han introducido modificaciones y mejoras —sobre los algoritmos de optimización empleados en trabajos anteriores— orientadas al problema de emplazamiento óptimo de los aerogeneradores en grandes parques eólicos. De esta forma, es posible afrontar el problema asumiendo un coste computacional abordable.

Finalmente, también se ha abordado el diseño óptimo del sistema de transmisión de energía eléctrica de parques eólicos marinos de gran dimensión, tanto en CA como en CC. La tendencia natural en parques eólicos marinos es la implantación de cada vez más mayor potencia nominal y al mismo tiempo aumentar la distancia a la costa. Esta doble

tendencia hace que tanto la inversión inicial como los costes de las pérdidas eléctricas en dicho sistema a lo largo de la explotación del proyecto adquieran un valor relevante dentro del conjunto total del parque eólico. Para dar respuesta a este problema se ha desarrollado una metodología para el diseño óptimo del sistema de transmisión que permite tener en cuenta el riesgo asociado a la incertidumbre involucrada en las diferentes variables de diseño del problema.

Abstract

The optimal planning of a wind farm is a challenge both from a mathematical point of view and technological. The economic profitability of the project depends on the decisions on the type of turbine to be installed, individual location of wind turbines, design and configuration of the electricity infrastructure (both inner and power evacuation line), among others. This work addresses the problem of wind farms optimal planning with the aim of maximizing the economic benefits resulting from the operation of the wind project including decision making methods under risk in the wind resource assessment. To achieve this purpose is necessary to identify, firstly, the costs of implementation and operation of the project and, on the other hand, revenues as a result of the operation of the plant during its life span. These revenues depend on the energy production that must be evaluated taking into account the wind behavior, the wake effect (wind speed decay due to the presence of nearby wind turbines) and the characteristics of the wind turbines studied.

The developed tools in this work allow addressing the problem in a flexible and realistic way. Therefore, a model of economic behavior for both onshore and offshore wind farms has been developed. This allows proceed with the assessment of the economic behavior of the wind farm through one of the most widely used indicators for evaluating investment projects, the net present value (NPV).

A project of this magnitude, in which the investments are high and must operate successfully for 20 or 30 years, is subject to a high level of uncertainty about the final project economic performance, mainly due to the uncertainty of information used during the project design. In this study a new methodology has been developed for the optimal design of wind farms taking into account the risk associated with the random nature of the wind, which is the main risk factor. Thus, it is possible to design the wind farm with a more robust economic performance against possible unforeseen events during the operational phase of the project.

On the other hand, the computational complexity of the problem addressed in this work dramatically increases the greater the size of the wind farm. Therefore, modifications and improvements have been introduced —on the optimization algorithms used in previous work— focused on the problem of optimal location of wind turbines in large wind farms. As a result, it is possible to manage the problem with an affordable computational cost.

Finally, the problem of optimal design of the electric power transmission system for large offshore wind farms has also been addressed (in both AC and DC). The general trend in offshore wind farms is the implantation of wind turbines with higher rated power and at the same time increasing the distance to the shore. This dual trend leads to a significant value of both the initial investment of power transmission system and the costs of electrical losses in the system during the operation. Therefore, a new methodology that allows taking into account the risk associated with the uncertainty involved in the different design variables of the problem has been developed.

CAPÍTULO 1

Introducción

Desde los orígenes de la humanidad, el progreso en búsqueda de una mayor prosperidad, ha estado inevitablemente ligado al uso de la energía. Durante el largo camino recorrido hasta el día de hoy, el hombre ha desarrollado la habilidad de explotar las más diversas fuentes de energía: desde las más primitivas, como el uso del fuego para calentar la comida o la fuerza animal para el transporte, hasta las complejas tecnologías existentes hoy en día. Sin lugar a duda la energía eólica ha estado presente desde las más tempranas etapas de este viaje. La primera evidencia del uso de la energía eólica corresponde a una representación encontrada en Kuwait datada en el quinto milenio antes de Cristo [1].

La aparición de la navegación a vela supuso un enorme impulso en actividades como la pesca, el comercio o incluso en aplicaciones bélicas. El aprovechamiento de la fuerza del viento para realizar desplazamientos marítimos desencadenó el desarrollo del comercio en las culturas sumerias y egipcias sobre los ríos Tigris, Éufrates y Nilo.

Sin embargo, la explotación del viento en las civilizaciones antiguas no se centraba exclusivamente en su aplicación a la navegación. Los primeros indicios de conversión de energía eólica a mecánica aparecen en el siglo XVII a.C. cuando el rey de Babilonia Hammurabi planteó el uso de la energía eólica en un proyecto de irrigación [1]. En el libro clásico Arthasastra (siglo IV a.C.) aparecen referencias a un dispositivo para elevar agua mediante el aprovechamiento del viento [3]. Sin embargo, no se tiene la certeza de que tales artilugios fueran materializados en la práctica.

La primera aplicación documentada del uso de la energía eólica como fuente de energía primaria para su transformación en energía mecánica data de en torno al año 200 a.C. tiempos en los que los persas utilizaban el viento para moler el grano. Estos molinos eran de eje vertical; el cuerpo de las aspas era de madera sobre las que se montaban las velas. El uso de la energía eólica para moler el grano adquirió gran popularidad en Europa durante los siglos XII y XIII. Estos molinos eran de eje horizontal con torres habitualmente construidas en ladrillo. Estaban provistos de un sistema de orientación manual y dotados de mecanismos para protegerse de fuertes vientos. Durante el siglo XVIII se extendió ampliamente la aplicación de la energía eólica para el bombeo de agua en instalaciones de regadío. Estas turbinas estaban equipadas con un gran número de palas metálicas de longitudes relativamente pequeñas, constituyendo los habitualmente denominados molinos americanos.

En el año 1887 se construyó en Escocia la primera turbina destinada a la generación de electricidad [4]. La aplicación del viento para producir energía eléctrica se difundió por el mundo y en países como Dinamarca o Estados Unidos su uso se intensificó rápidamente. Gracias a esta gran expansión se produjeron continuas mejoras en el

diseño apareciendo los aerogeneradores bipala y tripala y también nuevas concepciones, como los aerogeneradores de eje vertical Daerrius y Savonius. La potencia nominal de las turbinas aumentó considerablemente y en el año 1931 se instaló en Rusia la primera instalación eólica marítima consistente en un aerogenerador de 100 kW situado en el mar Caspio. Durante la década comprendida entre 1930 y 1940 se intensificó, sobre todo en Estados Unidos, la producción e instalación de turbinas relativamente pequeñas (con potencia nominal comprendida entre 200 y 3000 W) en instalaciones aisladas de la red eléctrica. Sin embargo, en los años siguientes, debido a la electrificación de las zonas rurales el negocio de estos aerogeneradores dejó de ser rentable. En el año 1941 se instala en Estados Unidos el primer aerogenerador de gran potencia con una capacidad nominal de 1.25 MW. No obstante, como consecuencia del estado de desarrollo de los materiales de la época, la durabilidad de los componentes (sobre todo las palas) era extremadamente baja, por lo que el proyecto fue rápidamente desechado tras los primeros fallos mecánicos [5]. En el año 1958 es instalada una turbina experimental de 800kW en Nogent le Roi (Francia). El proyecto es abandonado en el año 1963 debido nuevamente a los daños producidos en una de las palas [6]. Durante los años siguientes se sucedieron diferentes intentos fallidos. Sin embargo, es a partir de la crisis del petróleo de 1973 cuando la energía eólica sufre un nuevo impulso. En Estados Unidos la NASA junto con otras agencias estatales desarrolló numerosos prototipos y plantas experimentales. En Europa el interés por la energía eólica también estaba en auge y países como Dinamarca, Suecia y Alemania se embarcaron también en diferentes proyectos con el propósito de desarrollar la energía eólica como alternativa a los combustibles fósiles. De estos estudios, surgieron las principales características de las turbinas modernas como el concepto de torre tubular, palas de material compuesto, control del ángulo de paso, etc. En los años siguientes, diferentes empresas privadas comenzaron a interesarse en la creciente rentabilidad de la energía eólica. Además, gobiernos como los de Estados Unidos y Dinamarca ofrecían ventajas fiscales y subvenciones para la implantación de proyectos eólicos. Por ello, a mediados de los años 80 comenzaron a surgir las primeras explotaciones privadas compuestas por agrupaciones de aerogeneradores de relativamente baja potencia nominal.

En España se pone en marcha, en el año 1979, un plan de investigación y desarrollo para la aplicación de la energía eólica en la producción de electricidad. El primer prototipo es instalado en Tarifa en el año 1981. La potencia nominal del aerogenerador era de 100 kW con un diámetro de pala de 20 m. El primer aerogenerador conectado a la red se instaló el 10 marzo de 1984 en Vilopriu (Gerona) con una potencia nominal de 15 kW, mientras que el primer parque eólico fue inaugurado el 9 de abril de ese mismo año en el municipio de Garriguella (también en la provincia de Gerona). Dicho parque estaba constituido por tres aerogeneradores con una potencia nominal de 24 kW.

1.1 Situación actual de la energía eólica

La energía es uno de los factores que más influencia tiene sobre el desarrollo económico de las sociedades modernas. Concretamente, el nivel de consumo de energía por parte de un país es un buen indicador de su nivel de desarrollo. En la actualidad la demanda de energía a nivel mundial es cubierta mediante diferentes fuentes de energía primaria: los combustibles fósiles como el carbón, el petróleo o el gas natural suponen aproximadamente el 87.0 % de la energía primaria consumida, la energía nuclear cubre un 5.2 %, la energía hidráulica aporta un 6.46%, mientras que las energías renovables como la solar y la eólica suponen un 1.3 % [7]. En la Figura 1 se muestra la evolución del consumo mundial de energía primaria (en millones de toneladas equivalentes de petróleo) dividido según las diferentes fuentes. Como puede observarse, el consumo global de energía crece anualmente con una tasa que está comprendida entre el 2 y el 5%. El protagonismo asumido por cada una de las fuentes de energía ha sido similar durante las últimas décadas. Por otro lado, aunque la incidencia de las energías renovables es todavía relativamente reducida a nivel mundial, su tasa de crecimiento es muy elevada situándose en los últimos años por encima del 10%.

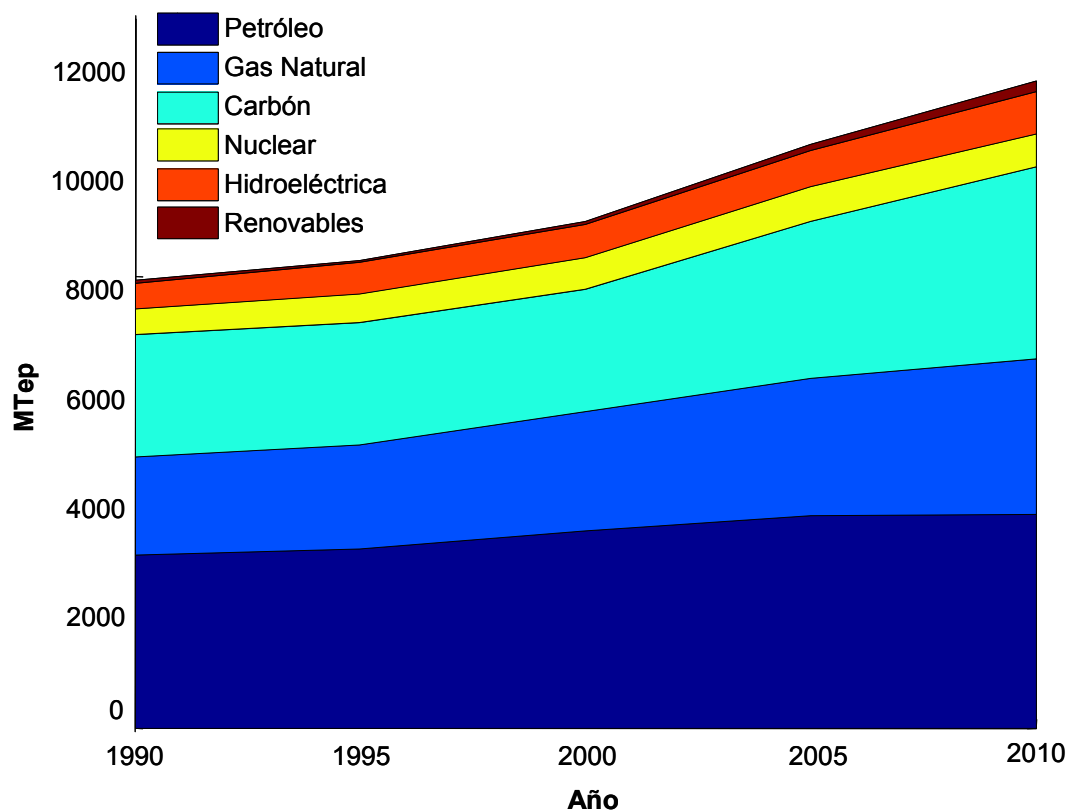


Figura 1. Evolución del consumo mundial de energía primaria.

La Tabla 1 muestra la distribución por zonas geográficas de la potencia eólica instalada [8]. A finales de 2011, China, Estados Unidos y Alemania son los tres países que lideran el panorama eólico mundial. En este ranking España ocupa el cuarto lugar con 20.68 GW instalados. Mención especial merece el caso de China que durante el transcurso del año 2010 duplicó su capacidad, perfilándose en los años venideros

como el país hegemónico en cuanto a producción de energía eólica.

Tabla 1. Distribución de la potencia eólica instalada por áreas geográficas.

Zona Geográfica		Periodo		
		Finales de 2009	Instalado durante 2010	Finales 2010
África y Oriente Medio	Egipto	430	120	550
	Marruecos	253	33	286
	Túnez	54	60	114
	Irán	92	0	92
	Otros	37	0	37
	Total	866	213	1079
Asia	China	25805	18928	44733
	India	10926	2139	13065
	Japón	2085	221	2304
	Taiwán	436	83	519
	Corea del Sur	348	31	379
	Filipinas	33	0	33
	Otros	6	48	54
	Total	39639	2145	61087
Europa	Alemania	25777	1493	27214
	España	19160	1516	20676
	Italia	4849	948	5797
	Francia	4574	1086	5660
	Reino Unido	4245	962	5204
	Dinamarca	3465	327	3752
	Portugal	3535	363	3898
	Holanda	2215	32	2237
	Suecia	1560	604	2163
	Irlanda	1310	118	1428
	Turquía	801	528	1329
	Grecia	1087	123	1208
	Polonia	725	382	1107
	Austria	995	16	1011
	Bélgica	563	350	911
Resto de Europa	1610	1070	2684	
Total	76471	9918	86279	
América	Brasil	606	326	931
	Méjico	202	316	519
	Chile	168	4	172
	Costa Rica	123	0	123
	Argentina	34	27	60
	Otros	83	23	106
	Estados Unidos	35086	5115	4018
	Canadá	3319	690	4009
	Total	39621	6501	9938
Oceanía	Australia	1712	167	1880
	Nueva Zelanda	497	9	506
	Otros	12	0	12
	Total	2221	176	2397
Total Mundo		158908	38265	197039

En los próximos años se espera que las tecnologías renovables, en especial la energía eólica, ganen protagonismo en el panorama mundial de generación de electricidad. Esto se debe a diferentes factores. Por un lado, el amplio desarrollo de la tecnología en los últimos años ha conducido a un gran estado de madurez que hace de la energía eólica una de las fuentes de energía más prometedora en los años venideros. Y por otro lado, diferentes aspectos socioeconómicos juegan a favor de la expansión de las energías renovables. Entre dichos aspectos cabe destacar los siguientes:

- La creciente preocupación social sobre la emisión de gases de efecto invernadero y sus posibles efectos sobre el clima hace que las fuentes de energía renovables libres de emisiones como la energía eólica, fotovoltaica y solar térmica resulten cada vez más atractivas como alternativa a las fuentes de generación basadas en combustibles fósiles.
- Los riesgos que supone la energía nuclear y el tratamiento de sus residuos ha provocado que parte de la sociedad muestre un rechazo creciente hacia dicha tecnología.
- El carácter perecedero de las fuentes de energía basadas en combustibles fósiles hace necesario la búsqueda y mejora de nuevas fuentes de generación de energía.
- El gran impacto ambiental asociado a la construcción de grandes centrales hidroeléctricas junto a la saturación de las cuencas hidrográficas provoca que la producción de energía mediante esta tecnología se mantenga prácticamente constante con el transcurso de los años.

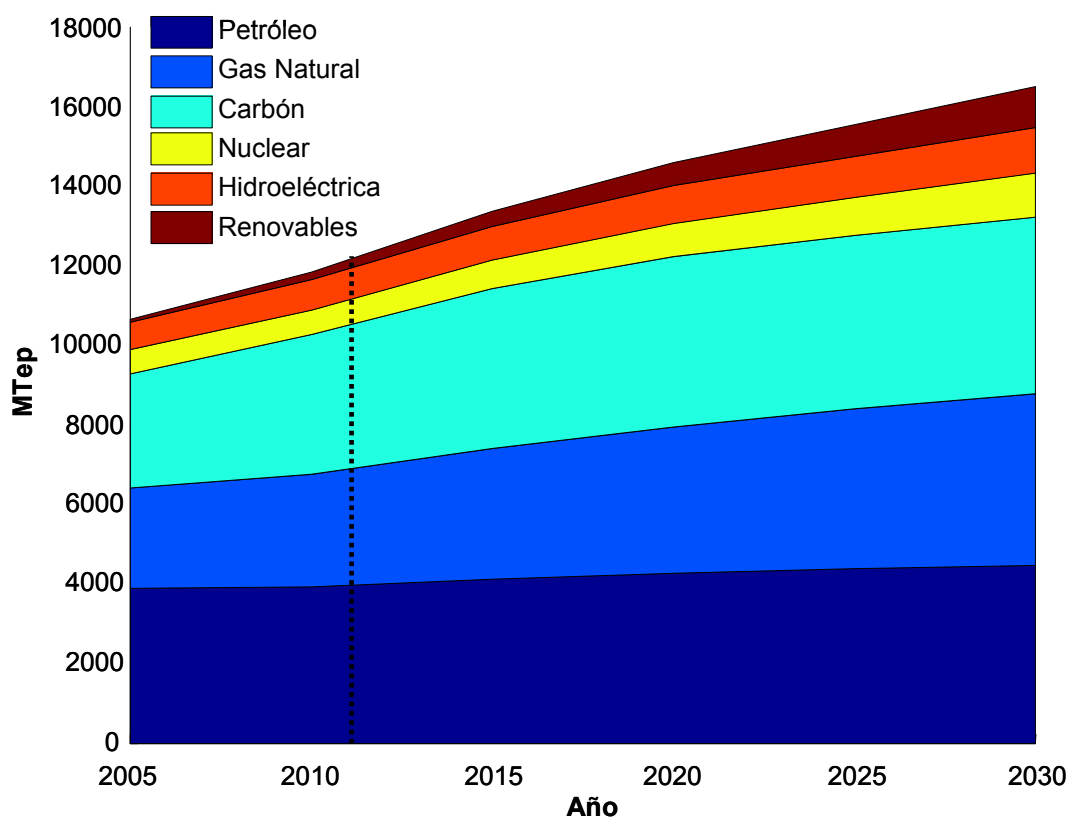


Figura 2. Evolución esperada en los próximos años del consumo mundial de energía primaria.

De entre todas las energías renovables, a día de hoy, la energía eólica es la que ha alcanzado mayor grado de desarrollo y madurez tecnológica. Como muestra, la potencia eólica instalada en el mundo a finales de 2010 asciende a un total de 197.04 GW.

En la Figura 2 se muestra la tendencia esperada del consumo mundial de energía primaria en los próximos años [9]. Puede observarse el acusado aumento de energía consumida en el horizonte temporal comprendido hasta el año 2030. En dicha gráfica puede apreciarse el fuerte incremento de protagonismo de las energías renovables situándose al nivel de fuentes como la nuclear o la hidroeléctrica. Por otro lado, se espera un crecimiento de las fuentes de generación basadas en combustibles fósiles. Sin embargo, éste será cada vez menor a favor de las fuentes de energía no convencionales.

La Figura 3 muestra la evolución anual de la potencia eólica instalada a nivel mundial. Como puede observarse, el aumento de la potencia en los últimos años ha sido notable con una tasa de crecimiento situada en valores comprendidos entre el 20 y el 25% [8].

Las expectativas de futuro en los próximos años auguran un crecimiento constante de la capacidad instalada, de forma que ésta se verá duplicada cada 4-5 años. Las previsiones señalan al mercado asiático como total dominador en el futuro seguido por Europa y Estados Unidos, como puede observarse en la Figura 4 [8].

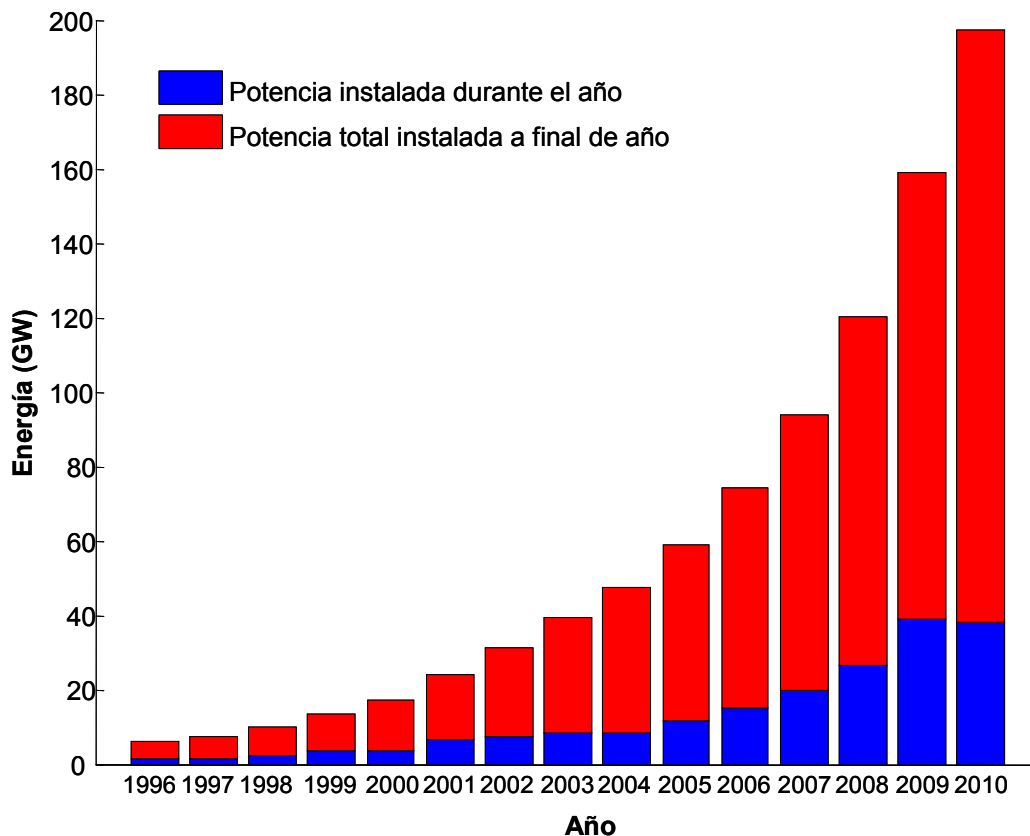


Figura 3. Evolución anual de la potencia eólica instalada a nivel mundial.

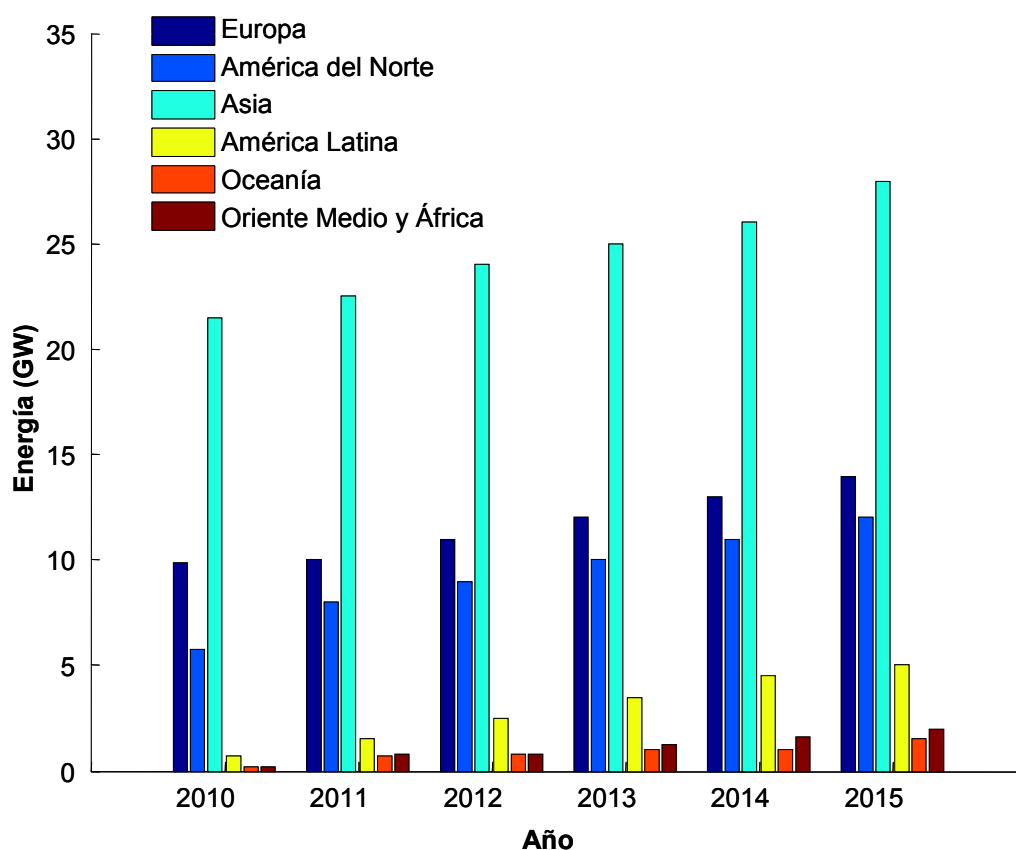


Figura 4. Previsión de la potencia eólica instalada por áreas geográficas.

Por otro lado, además del extraordinario crecimiento de la energía eólica en el mundo, en términos de potencia instalada, cabe destacar el cambio producido en las características de las instalaciones eólicas. El continuo progreso de la tecnología ha permitido el desarrollo de turbinas con cada vez mayor potencia nominal y al mismo tiempo la construcción de parques compuestos por mayor número de aerogeneradores. Esta tendencia ha impulsado en los últimos años la implantación de grandes parques eólicos marinos.

La explotación de la energía eólica en el mar presenta diversas ventajas sobre las instalaciones en tierra: las mejores condiciones de viento existentes en el mar (debido a la menor fricción existente entre el aire y el agua) hacen que los valores medios de velocidad de viento sean mayores que en tierra firme y consecuentemente la energía producida también es mayor. Además, en el mar el aire es menos turbulento, debido a la ausencia de obstáculos, lo que finalmente implica una reducción en la fatiga de los elementos mecánicos de la turbina y por tanto una mayor fiabilidad del aerogenerador. Por otro lado, la disponibilidad de grandes áreas en el mar hace posible la implantación de un elevado número de turbinas permitiendo su explotación intensiva. Adicionalmente, presenta otras ventajas como el reducido impacto sonoro y visual que exhiben este tipo de instalaciones al situarse alejadas de la costa.

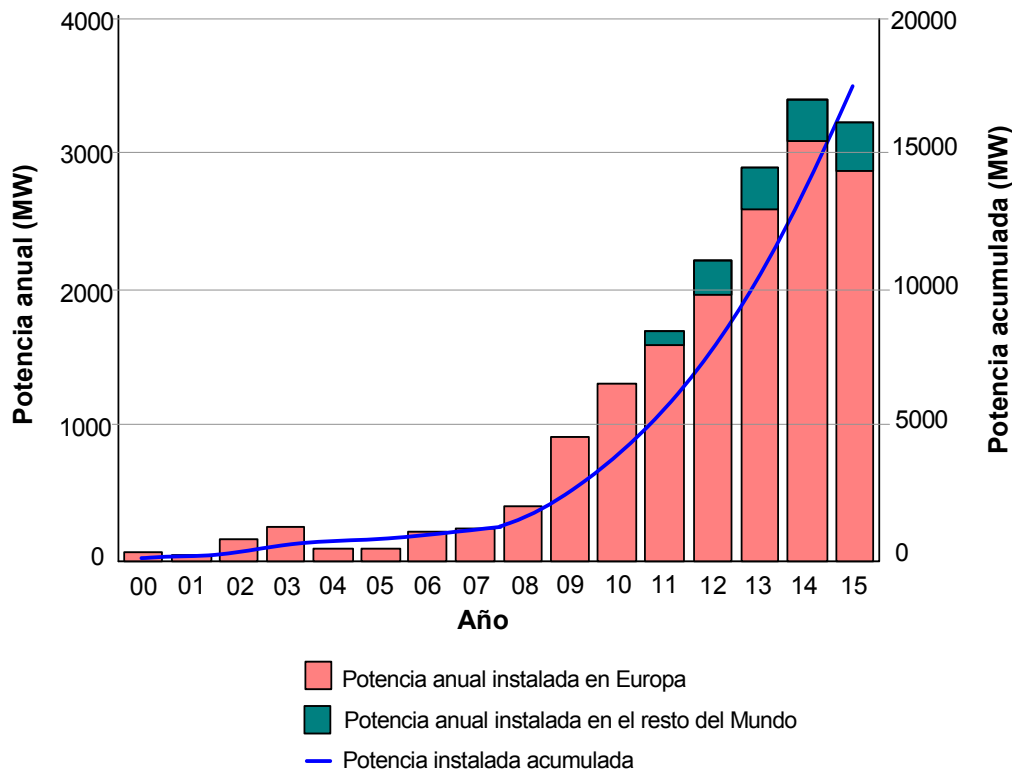


Figura 5. Evolución de la potencia eólica marina instalada

El primer parque eólico marino fue Vindeby construido en el año 1991 en Dinamarca compuesto por 11 aerogeneradores de 450 kW de potencia nominal. A finales del año 2010 la potencia eólica instalada en el mar a nivel mundial alcanzó los 3118 MW de los cuales 1162 MW fueron instalados durante el transcurso del año 2010, lo que implica una tasa de incremento anual del 54% [10]. En la Figura XX se muestra la evolución de la potencia eólica marina en los últimos, así como la predicción para los años venideros [11]. A medida que la tecnología se desarrolla cada vez más, el tamaño medio de los parques eólicos aumenta, así como la distancia a la costa y la profundidad a la que las turbinas son instaladas. De esta forma, durante el año 2010 la capacidad nominal media de los parques eólicos marinos ha aumentado en 72.1 MW (situándose en un valor de 155.3 MW) y la profundidad media ha pasado de 20.3 m a 25.5 m, mientras que la distancia media a la costa ha incrementado desde 12.7 km hasta 27.1 km [12].

1.2 Descripción del problema

El diseño de un parque eólico es una tarea con un alto grado de complejidad. Por un lado, dicha tarea comprende áreas del conocimiento tan diversas como la ingeniería, economía, medio ambiente e incluso el derecho. A la hora de decidir el emplazamiento definitivo de un parque eólico es necesario tener en cuenta diferentes factores que resultan fundamentales para evaluar la aptitud técnica y económica del proyecto:

- *Condiciones de viento en el emplazamiento.* Este factor es, sin lugar a dudas, el factor que mayor influencia tendrá sobre el comportamiento económico del proyecto. Los valores promedio de intensidad del viento deben ser lo suficientemente elevados con el fin de asegurar viabilidad económica del parque eólico. Por otro lado, la orografía del terreno y la presencia de obstáculos tienen una gran incidencia sobre el nivel de turbulencias que afectan directamente a la fiabilidad de las turbinas.
- *Disponibilidad y accesibilidad del terreno.* El emplazamiento del parque eólico debe tener espacio suficiente para alcanzar un grado de compactación de las turbinas adecuado, de forma que el efecto de las estelas entre turbinas no sea excesivo y, al mismo tiempo, la distancia entre aerogeneradores no sea muy elevada afectando negativamente a costes como la instalación eléctrica, pérdidas eléctricas en el sistema y costes de operación y mantenimiento.
- *Factores medioambientales.* El impacto medioambiental de la implantación de un parque eólico debe ser lo más reducido posible, y por ello, es necesario tener presente diversos factores como zonas de paso de aves migratorias, presencia de núcleos cercanos de población, etc.
- *Acceso a la red de transporte y distribución de energía eléctrica.* La interconexión del parque eólico con la red de transporte resulta un factor clave en la ubicación de un parque eólico. Ya que, por un lado, la distancia al punto de conexión tendrá una fuerte influencia sobre la inversión inicial a realizar y, por otro lado, es necesario evaluar la viabilidad técnica de dicha conexión en términos de límite de potencia admitido por la línea de evacuación y estabilidad del sistema.

Estos factores son los más importantes, pero no los únicos a considerar. También es preciso que el terreno tenga una elevada capacidad portante, baja actividad kerámica, que la zona no sea propensa a la presencia de huracanes u otras catástrofes naturales.

1.2.1 Introducción al planteamiento determinista del problema

Hasta la fecha, la tendencia general en cuanto al posicionamiento de los aerogeneradores en un parque eólico ha sido —en el caso de parques eólicos en tierra firme— situar los aerogeneradores en las posiciones donde el potencial de viento es mayor, guardando en la dirección predominante del viento una determinada distancia entre turbinas, con el fin de evitar un efecto de las estelas excesivo. Por otro lado, en parques marítimos la tendencia general es situar los aerogeneradores formando estructuras regulares guardando una mayor separación entre turbinas, según la dirección predominante del viento [13], [14].

Sin embargo, diversos trabajos muestran que este tipo de configuraciones regulares no son necesariamente las más adecuadas en cuanto a la rentabilidad final del proyecto se refiere [15]. Esto es debido principalmente a que el perfil de velocidades del viento es modificado notablemente cuando el flujo de aire atraviesa el rotor de una turbina. En un parque eólico, compuesto por una agrupación de aerogeneradores, esta alteración hace que el campo de velocidades sea muy variable en función de la posición de las turbinas que lo forman.

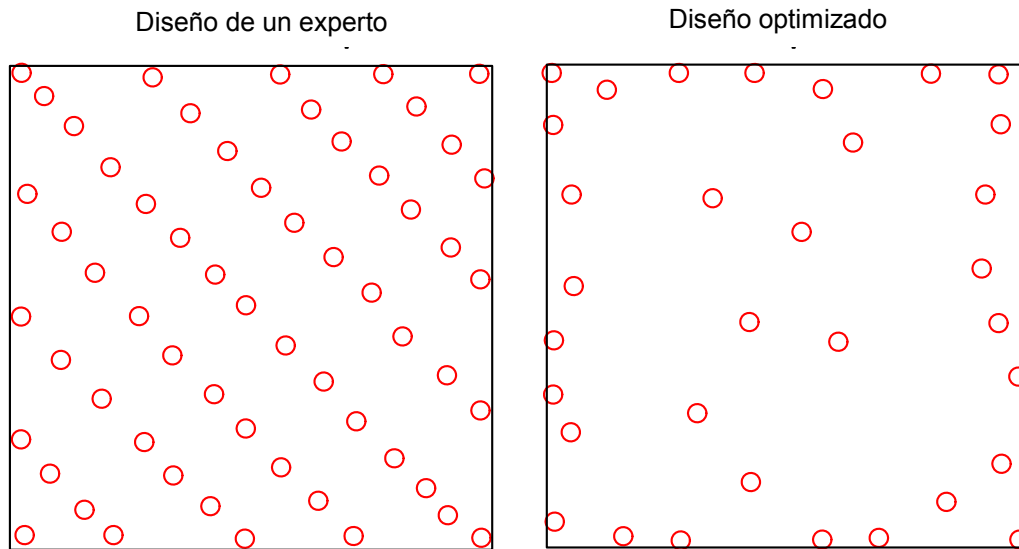


Figura 6. Diseño de un parque eólico obtenido mediante un experto (izquierda) y mediante un método de optimización (derecha).

En la Figura 6 pueden apreciarse dos disposiciones diferentes de los aerogeneradores para un parque concreto: una de ellas corresponde al diseño realizado por un experto (con 59 turbinas) y la otra corresponde a la obtenida mediante un programa de optimización (33 aerogeneradores) [15]. Las principales características correspondientes a ambas soluciones se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Comparación de la configuración realizada por un experto y mediante un método de optimización.

Concepto	Tipo de solución	
	Experto	Optimizado
Número de turbinas	59	33
Beneficio económico (MDKK)	-12.82	13.10
Rendimiento de las estelas (%)	78.00	88.90

MDKK: Millones de Coronas Danesas

Adicionalmente, no sólo el potencial eólico influye en la posición de las turbinas, ya que también está influenciada por otros aspectos como la orografía del terreno (o la profundidad del lecho marino en el caso de un parque eólico marino), tipología del terreno, posición de las líneas de evacuación, costes de adquisición e instalación de los equipos, precio de venta de la energía, indicadores económicos, etc. Todo ello da lugar a que el problema de posicionamiento óptimo de las turbinas implique un elevado grado de complejidad desde un punto de vista matemático.

Por otro lado, el comportamiento económico de un proyecto eólico está sujeto a un cierto grado de incertidumbre debido a diversos factores, en especial la propia naturaleza aleatoria del viento, pero también otros como la posible evolución futura de los precios de venta de la energía, indicadores económicos, incertidumbre en los costes de adquisición e instalación de los diversos componentes, cambios regulatorios, etc.

La Figura 7 muestra, de forma esquemática, las relaciones existentes entre las diferentes variables que intervienen en el problema y cuál es la influencia que cada una de ellas

tiene sobre los diferentes módulos de cálculo. Adicionalmente, el conjunto de variables señaladas en color rojo son aquellas que están sujetas a mayor grado de incertidumbre. Mientras que el conjunto de variables rotuladas en color azul presentan un menor grado de incertidumbre.

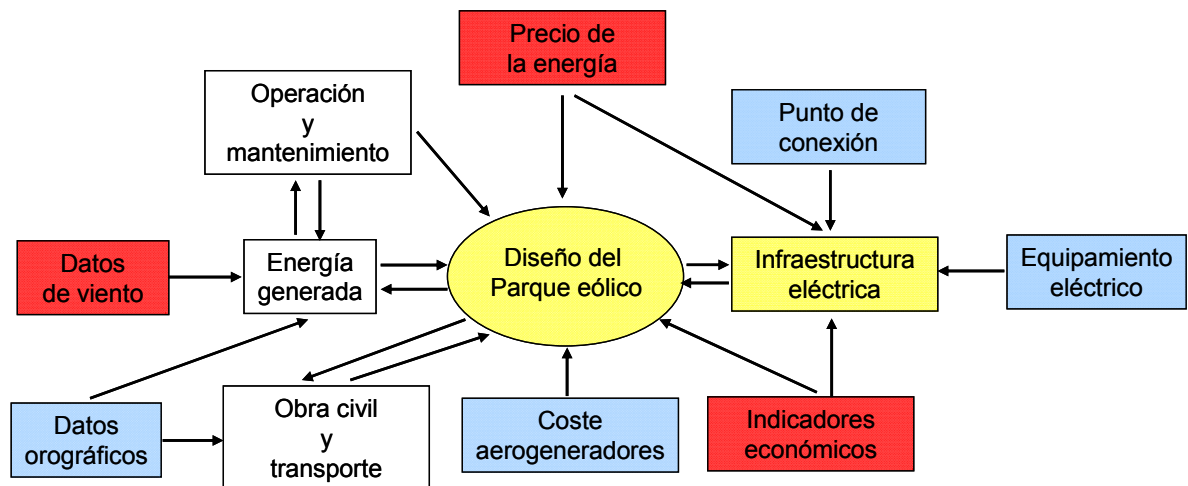


Figura 7. Esquema de relaciones existentes entre los distintos módulos del problema de optimización.

La complejidad del problema aumenta notablemente cuanto mayor es el tamaño del parque (tanto en lo referente a superficie de la parcela como al número de aerogeneradores). Por ello, la mayoría de trabajos desarrollados hasta la fecha se han limitado a tamaños de parque relativamente pequeños en los que se pone de manifiesto la enorme dificultad que supone el problema que se pretende resolver.

1.3 Contenido

Tras este breve capítulo introductorio, el resto del trabajo se ha organizado en seis apartados. En el capítulo siguiente se revisan los planteamientos desarrollados hasta el momento para el problema abordado. Se describe en profundidad la bibliografía existente, señalando las principales innovaciones aportadas por cada uno de los autores. La revisión bibliográfica se centra en los diferentes aspectos involucrados en la elaboración de este trabajo: técnicas de optimización, problema de micro-posicionamiento de aerogeneradores en un parque eólico, aplicación de la teoría de toma de decisiones en ambiente de riesgo y finalmente planificación óptima de la instalación eléctrica de parques eólicos.

En el tercer capítulo se describirán los métodos desarrollados para llevar a cabo la optimización de parques eólicos en tierra firme. Para ello, se detallarán los métodos de optimización empleados así como el modelo de comportamiento económico desarrollado. La implementación de dichos modelos implica el análisis de los diferentes conceptos involucrados en el desarrollo e implantación de un proyecto eólico como son la adquisición de aerogeneradores, ejecución de la obra civil e instalación eléctrica. En este sentido, el cálculo de los costes implicados en la instalación eléctrica merece especial atención, ya que su diseño óptimo también es un problema complejo —desde un punto de vista matemático— que ha de ser resuelto mediante técnicas de optimización meta-heurísticas. Por ello, la metodología desarrollada en este capítulo

consiste en la ejecución anidada de dos algoritmos genéticos: un algoritmo principal para la optimización de la posición de los aerogeneradores y un algoritmo secundario que permite acometer el diseño óptimo de la instalación eléctrica.

El cuarto capítulo aborda el diseño óptimo de parques eólicos desde un punto de vista probabilístico. Mediante los métodos de toma de decisiones en ambiente de riesgo, se determinará la solución más adecuada para cada situación, teniendo en cuenta la incertidumbre existente en las variables de diseño del problema. Los métodos desarrollados se analizarán sobre una serie de casos de prueba que permitirán mostrar la capacidad de este planteamiento comparándolo con el enfoque determinista.

En el quinto capítulo se introducirá el diseño óptimo de parques eólicos marinos. Para ello, se describirá el modelo de comportamiento económico empleado para este caso teniendo en consideración las peculiaridades asociadas a las instalaciones eólicas en el mar. Por otro lado, atendiendo a la necesidad de acometer el diseño de parques eólicos de gran dimensión (compuestos por un elevado número de aerogeneradores) se detallarán las herramientas y mejoras del algoritmo de optimización desarrolladas con tal efecto.

En el sexto capítulo se acomete el problema de diseño del sistema de transmisión de energía de grandes parques eólicos marinos. Este tipo de instalaciones están habitualmente constituidas por un elevado número de aerogeneradores ubicados relativamente distantes de la costa y consecuentemente también del punto de conexión a la red existente en tierra firme. Por tanto, el transporte de una elevada potencia a grandes distancias y los altos costes de adquisición e instalación de una infraestructura de este tipo en el mar hacen que su peso económico sobre el proyecto total sea significativo. Por ello, en este capítulo se propone una metodología para la configuración óptima del sistema de transmisión teniendo en cuenta, además, la incertidumbre existente en las variables consideradas para su diseño.

Finalmente, en el séptimo capítulo se mostrarán las conclusiones extraídas de este trabajo, así como las posibles líneas de investigación futuras.

Estado del arte

2.1 Introducción

El problema de posicionamiento óptimo de las turbinas en un parque eólico (microemplazamiento) es un problema bien conocido por los inversores y promotores de proyectos eólicos, ya que la influencia de la ubicación individual resulta crucial —en cuanto a la rentabilidad del parque— durante su fase de explotación. En la actualidad existen diversos programas comerciales que permiten realizar la evaluación del recurso eólico en un emplazamiento, entre ellos los más populares son WAsP [16], Windfarmer [17], WindPRo [18] y Meteodyn [19]. Dichos programas permiten, adicionalmente, evaluar la energía generada por el parque eólico una vez determinadas las posiciones de los aerogeneradores para unas condiciones de viento determinadas. Sin embargo, hasta la fecha el problema de posicionamiento óptimo de los aerogeneradores no se abordada de forma explícita por ninguna herramienta comercial. La última versión del *software* Windfarmer v4.2 posee un nuevo módulo de posicionamiento basado en la captura máxima de energía mediante patrones regulares, asumiendo un espaciado entre aerogeneradores uniforme [17]. De igual forma, la versión v2.7 de la herramienta WindPRo incluye un módulo de posicionamiento que también trata con estructuras regulares y, adicionalmente, posee una función de optimización secuencial ubicando los aerogeneradores en las mejores posiciones disponibles (el procedimiento de optimización es semejante a un algoritmo codicioso) [20].

La primera publicación científica que trataba el problema planteado fue aportada por Mosetti et al. [21] en el año 1994. Sin embargo, pasaron diez años hasta que apareciera la siguiente publicación relevante realizada por Ozturk y Norman [22]. No obstante, parece que es en los últimos años cuando el problema de emplazamiento óptimo de los aerogeneradores está adquiriendo un mayor protagonismo, ya que el número de publicaciones anuales acerca de esta materia ha crecido de forma notable poniendo de manifiesto el creciente interés sobre el problema tratado en esta tesis y su gran importancia en el entorno de desarrollo de proyectos eólicos.

El problema planteado en este trabajo abarca diferentes áreas del conocimiento y consecuentemente implica el desenvolvimiento en diversas ramas de la ciencia. Por ello, la revisión bibliográfica ha sido orientada para desempeñar un doble objetivo. Por un lado, realizar una breve descripción de los principales procedimientos y herramientas implicados en el presente trabajo (métodos de optimización aplicados a problemas de planificación y métodos de decisión en ambientes de riesgo financiero). Por otro lado, con el propósito de mostrar el estado de desarrollo actual del problema afrontado en este estudio, se ha realizado una extensa revisión bibliográfica de los trabajos previos existentes en la materia de planificación óptima de parques eólicos.

2.2 Algoritmos de optimización

En general, las técnicas de optimización se pueden dividir en dos categorías: algoritmos deterministas y algoritmos estocásticos. Los algoritmos deterministas siguen un proceso riguroso, ya que tanto el camino seguido durante la optimización como el valor que toman sus variables de diseño se repetirán si se parte de las mismas condiciones iniciales. Por otro lado, los algoritmos estocásticos siempre tienen una componente aleatoria. Los algoritmos genéticos son una buena muestra de un algoritmo estocástico. El conjunto de soluciones contenido en la población será diferente cada vez que se realiza la optimización. Sin embargo las soluciones finales pueden ser las mismas o muy parecidas. Es decir, a pesar de que el algoritmo alcance la misma solución los caminos recorridos pueden ser muy diferentes durante el proceso de optimización.

La mayoría de los métodos convencionales o clásicos son deterministas. Por ejemplo, el método simplex de programación lineal es determinista. Algunas técnicas de optimización determinista utilizan el gradiente para realizar la búsqueda del óptimo. Por ejemplo, el método de Newton-Raphson se basa en el gradiente, ya que usa el valor de la función y su derivada. Sin embargo, este tipo de algoritmos no tienen un comportamiento adecuado cuando existen discontinuidades en la función objetivo. En este caso, es preciso recurrir a algoritmos no basados en el gradiente. Este tipo de algoritmos únicamente hacen uso del valor de la función objetivo.

Por otro lado, los algoritmos estocásticos se diferencian en dos tipos: heurísticos y metaheurísticos. A grandes rasgos los algoritmos heurísticos son aquellos que utilizan técnicas de prueba y error para el cálculo de una solución de calidad en un tiempo razonablemente reducido. Este tipo de algoritmos son adecuados para aquellos problemas en los que nos es preciso alcanzar la solución óptima global.

Los algoritmos metaheurísticos corresponden a una evolución de los algoritmos heurísticos. Como característica general de este tipo de algoritmos cabe destacar la existencia de un intercambio de información durante el proceso de búsqueda aleatoria del óptimo, que permite orientar dicho proceso de búsqueda hacia las regiones donde potencialmente se encuentran las soluciones de mayor calidad. En la Figura 8 puede apreciarse una clasificación de los algoritmos de optimización en función de su propia naturaleza [23].

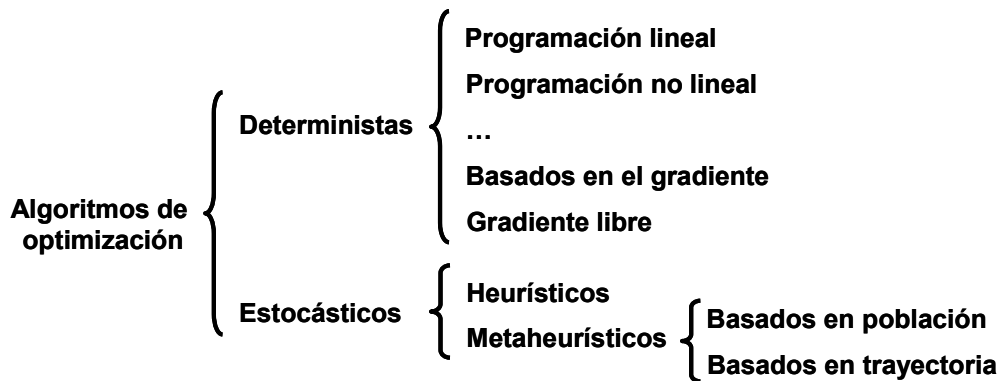


Figura 8. Clasificación de los algoritmos de optimización.

A la hora de seleccionar el método de optimización más adecuado para afrontar un determinado problema resulta fundamental analizar las propiedades de la función objetivo. Especial atención merece la capacidad de que dicha función pueda ser expresada de forma analítica y sus condiciones de derivabilidad a lo largo del dominio sobre el que se pretende realizar la optimización.

En la evaluación de la función objetivo del problema tratado en esta tesis están implicadas tanto variables discretas como continuas debido a la propia naturaleza de los datos de entrada. Por otro lado, la función objetivo no puede ser expresada en su totalidad de forma analítica por lo que su evaluación es el resultado de un proceso y, por tanto, no es posible obtener información acerca de su derivada. Además, existen diferentes restricciones como rangos de valores no permitidos para algunas variables o limitaciones de carácter técnico que únicamente pueden ser gestionadas mediante la evaluación de la función objetivo.

Todo ello lleva a que el problema no sea abordable mediante los algoritmos de optimización clásicos, por tanto es necesario recurrir a los algoritmos de optimización metaheurísticos, como muestran los trabajos desarrollados anteriormente sobre el problema abordado [21], [22], [24]-[38].

2.2.1 Técnicas metaheurísticas de optimización

Las técnicas metaheurísticas de optimización más frecuentemente utilizadas en la resolución de problemas de planificación son los algoritmos genéticos, el recocido simulado, sistemas de las colonias de hormigas, búsqueda tabú y optimización por enjambre de partículas. Estos métodos se caracterizan por su facilidad de implementación y su capacidad de búsqueda de la solución óptima en situaciones en la que métodos de optimización clásicos no pueden ser aplicados.

Algoritmos Genéticos

Los algoritmos genéticos son una familia de técnicas metaheurísticas de optimización, usados con éxito en muchas aplicaciones de gran complejidad. Fueron inicialmente propuestos por Fraser [39], [40] y posteriormente por Bremermann [41] y Reed et al. [42]. Sin embargo, es el trabajo de Holland [43] el que popularizó su uso y por ello Holland es habitualmente conocido como el padre de los algoritmos genéticos.

Los algoritmos genéticos operan sobre una población de individuos. Cada individuo es una potencial solución de un problema dado y es, típicamente, codificado como una cadena de números binarios (aunque también es habitual otro tipo de codificaciones, como las basadas en números reales o en caracteres). Después de la generación de la población inicial, de forma aleatoria o heurística, el algoritmo hace evolucionar a la población secuencial e iterativamente, mediante la aplicación de tres operadores: selección, cruce y mutación.

Para problemas de optimización que involucran un gran número de variables es posible incorporar soluciones iniciales basadas en el conocimiento previo del usuario. Sin embargo, este procedimiento no puede ser aplicado junto con una reducción drástica del tamaño de la población, ya que puede desencadenar en la convergencia del algoritmo en un óptimo local. Normalmente, el tamaño de la población es seleccionado en función de

la longitud del cromosoma (que está directamente relacionado con el número de variables del problema).

La ejecución de un algoritmo genético consiste básicamente de dos etapas. Inicialmente, partiendo de la población existente en punto determinado de la evolución, se realiza la selección de una nueva subpoblación. Seguidamente se efectúan las operaciones de cruce y mutación creando una nueva generación de soluciones potenciales.

Por otro lado, resulta esencial una codificación apropiada del individuo, ya que ésta afecta notablemente a la capacidad del algoritmo de alcanzar la solución óptima. Otro aspecto que resulta de vital importancia es la selección adecuada de las tasas de cruce y mutación. Una tasa elevada de cruce conllevaría a una saturación de la población (la mayoría de los individuos tendrían carga genética similar) y, por tanto, las probabilidades de convergencia en un óptimo local aumentarían. Por otro lado, una tasa de mutación excesivamente alta equivaldría a una búsqueda prácticamente aleatoria.

Recocido Simulado

El recocido simulado es considerado una de las técnicas más flexibles para la resolución de grandes problemas combinatoriales. La principal ventaja del recocido simulado es su capacidad de ser aplicado a problemas complejos; independientemente de sus condiciones de derivabilidad, continuidad y convexidad. El recocido consiste en enfriar lentamente (manteniendo condiciones de equilibrio térmico) un sólido a alta temperatura con el propósito de obtener cristales de alta calidad. El proceso de enfriado termina cuando el material alcanza el estado de mínima energía que, en principio, corresponde a un cristal perfecto.

Las dos principales características del recocido simulado son: el mecanismo de transición entre estados y la tasa de enfriamiento. Kirkpatrick et al. [44] y Cerny [45] explotaron las similitudes existentes entre el proceso físico del recocido y ciertos problemas de optimización combinatorial. Establecieron una relación entre los diferentes estados de la materia y el espacio solución de un problema de optimización. Además, relacionaron la función objetivo con la energía del material, de forma que la solución óptima es alcanzada en el estado de mínima energía.

Sistema Colonia de Hormigas

Los algoritmos de colonias de hormigas son una variante de los algoritmos de sistemas de hormigas desarrollados a principios de los años 90 [46]-[48]. El algoritmo de colonia de hormigas se basa en el comportamiento de determinados insectos, en especial las hormigas. Estos insectos, a pesar de ser prácticamente ciegos, presentan una capacidad extraordinaria para encontrar la ruta mínima entre el hormiguero y la fuente de comida. Además, tienen la capacidad de adaptarse a los cambios que puedan surgir en el medio. Por ejemplo, a la aparición de un nuevo obstáculo en el camino antiguo. Este comportamiento se debe a los denominados *carriles de feromonas*, que son utilizados como medio de comunicación transmitiendo información relacionada con el camino a seguir o la decisión con respecto a éste. Según Blum y Dorigo [49], las hormigas inician la exploración de un nuevo área de forma aleatoria. En el momento en el que una hormiga encuentra la fuente de comida, ésta transporta la comida hasta el nido. Durante el camino de vuelta, la hormiga deposita feromonas que guiarán al resto de hormigas a

la comida. Individualmente cada hormiga prefiere de forma probabilística seguir un camino rico en feromona que uno pobre. 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 mayor número de 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.

Búsqueda Tabú

La búsqueda tabú fue propuesta por primera vez por Fred Glover a principio de los años 80 [50]. Al contrario de otros métodos combinatoriales, la búsqueda tabú no se basa en la emulación de procesos biológicos o físicos observados en la naturaleza [51]-[54]. La búsqueda tabú implica una serie de transiciones, a lo largo del espacio de búsqueda, con el propósito de alcanzar el óptimo global. El algoritmo considera ciertas áreas ya exploradas como tabú (prohibidas), con el propósito de no repetir búsquedas en el mismo espacio de búsqueda, de ahí que el algoritmo sea denominado Búsqueda Tabú.

En comparación con los algoritmos genéticos y el recocido simulado, la búsqueda tabú realiza la búsqueda de una forma más agresiva. Inicialmente parte de una configuración o conjunto de configuraciones que se convierte en la configuración actual. En cada iteración se define un conjunto de configuraciones vecinas. Seguidamente las más prometedoras son evaluadas y, en el caso de que exista alguna mejora en alguna de ellas, ésta se convierte en la configuración actual. Sin embargo, también está permitido el movimiento hacia configuraciones peores con el propósito de evitar la convergencia del algoritmo en un óptimo local. El algoritmo califica temporalmente algunas búsquedas como prohibidas. Por tanto, el uso de memoria se convierte en un asunto crucial. Otros dos mecanismos implicados en la búsqueda tabú son la intensificación y la diversificación: mediante el mecanismo de intensificación el algoritmo realiza una búsqueda en las zonas más atractivas, mientras que mediante la diversificación el algoritmo se mueve hacia regiones no visitadas previamente.

Algoritmo de enjambre de partículas

El algoritmo de enjambre de partículas (PSO por su acrónimo en inglés) fue desarrollado inicialmente por Eberhart y Kennedy [55], [56] a principios de los años 90, basándose en la analogía existente con los bancos de peces y las bandadas de pájaros. Las partículas se mueven a través del espacio de búsqueda hiperdimensional. Los cambios en la posición de una partícula dentro del espacio de búsqueda están basados en la tendencia social y psicológica de los individuos a emular los éxitos de otros individuos. Las modificaciones en la posición de una partícula están, por tanto, influenciadas por la experiencia o el conocimiento de sus vecinos.

El objetivo es modelar el comportamiento de los individuos y sus interacciones con el resto del grupo. Los algoritmos PSO modelan dos comportamientos simples: cada individuo o partícula se mueve teniendo en cuenta los éxitos obtenidos por el conjunto de individuos y los logros por él mismo. Como resultado, el comportamiento

colectivo hace que el conjunto converja hacia el mejor estado para el grupo compuesto por todos los individuos.

Algoritmo evolutivo fuerte de Pareto

El algoritmo evolutivo fuerte de Pareto (SPEA, por sus siglas en inglés) es un algoritmo evolutivo de optimización multiobjetivo. Habitualmente, los problemas multiobjetivo se resuelven considerando una única función objetivo. Dicha función representa un único valor que refleja un compromiso entre todos los objetivos.

En este caso, el algoritmo SPEA explota el elitismo durante el proceso evolucionario [57], [58]. Es decir, los mejores individuos hallados durante la evolución del algoritmo se copian en las generaciones siguientes. En este algoritmo, la idea es que las soluciones no dominadas¹ obtenidas en cada generación se comparan con un conjunto de soluciones no dominadas halladas anteriormente durante la evolución del algoritmo. Por tanto, en este algoritmo es necesario tener almacenados en memoria un conjunto de soluciones no dominadas que además, sirven de *semilla* para la generación de nuevos individuos en las generaciones siguientes. Las técnicas de *elitismo* como la aplicada en el algoritmo SPEA aceleran la convergencia del algoritmo en la búsqueda de óptimos locales [58].

Conclusiones

La principal ventaja de los algoritmos heurísticos es que son conceptualmente simples. Parten de una solución inicial —generada habitualmente de forma aleatoria— seguido de un conjunto de modificaciones aplicadas iterativamente en búsqueda del óptimo. La calidad de cada una de las posibles soluciones es asignada mediante un valor numérico que permite comparar entre sí el conjunto de soluciones. Además, no es necesario conocer mayor información acerca del comportamiento de la función objetivo en el campo de búsqueda, en particular, sobre la derivabilidad de la función y el cálculo de su gradiente.

Los algoritmos evolutivos pueden ser aplicados a cualquier problema que pueda ser formulado como una función o una tarea de optimización. Es necesaria una estructura de datos para representar las soluciones, un indicador de la aptitud de cada una de las soluciones, y diferentes operadores que generen nuevas soluciones a partir de las antiguas. El conjunto del espacio de búsqueda puede ser no convexo y poseer zonas no permitidas. Además, tienen la capacidad de tratar con problemas definidos tanto por variables continuas como por variables enteras o por ambos tipos simultáneamente.

2.3 Métodos de toma de decisiones en ambiente de incertidumbre o riesgo

La toma de decisiones es una antigua inquietud humana que se remonta a la época en que las personas buscaban consejos de las estrellas. Desde entonces, la humanidad se ha

¹ Una solución es no dominada si no es peor que cualquier otra solución para al menos uno de los múltiples objetivos que se están estudiando.

esforzado por desarrollar mejores herramientas con ese propósito. Desde principios del siglo XVIII el modelo predominante de comportamiento individual sometido a incertidumbre ha sido la utilidad esperada. Este modelo fue introducido por Nicholas Bernoulli en la resolución de la paradoja de San Petesburgo [59]. Von Neumann y Morgenstern [60] desarrollaron la teoría de juegos que fue finalmente integrada con la teoría de la probabilidad por Savage en su trabajo sobre las bases de la estadística [61].

La teoría de toma de decisiones ofrece la oportunidad de seleccionar la mejor alternativa posible mediante un proceso lógico de toma de decisiones. Para realizar la mejor decisión es necesario tener en cuenta los siguientes aspectos:

1. Todas las alternativas o posibles variantes tienen que ser identificadas, es decir, las opciones de actuación que tiene el tomador de decisiones.
2. Todos los posibles estados de la naturaleza deben estar definidos de tal forma que estos sean eventos excluyentes.
3. Debe ser posible la evaluación de cada una de las alternativas para el conjunto de posibles estados de la naturaleza.

El grado de conocimiento de los posibles estados de la naturaleza es de vital importancia para el tomador de decisiones (o *decisor*). De acuerdo con el grado de conocimiento, de cada uno de los estados de la naturaleza, es posible realizar la siguiente clasificación:

1. Toma de decisiones en condiciones de certeza. El tomador de decisiones conoce las variantes, sabe con seguridad el estado de la naturaleza que se presentará y conoce los resultados de todas las alternativas para dicho estado de la naturaleza.
2. Toma de decisiones en ambiente de incertidumbre. El *decisor* conoce las alternativas, pero no tiene información sobre las probabilidades de aparición de ninguno de los estados de la naturaleza. Sin embargo, tiene la capacidad de evaluar los resultados de cada alternativa para todos los estados de la naturaleza.
3. Toma de decisiones bajo condiciones de riesgo. El tomador de decisiones tiene conocimiento de las alternativas y suficiente información para determinar la probabilidad de ocurrencia de cada uno de los estados de la naturaleza, pudiendo evaluar los resultados correspondientes a cada una de las alternativas para el conjunto de estados de la naturaleza.

2.3.1 Toma de decisiones en ambiente de incertidumbre

Cuando no se dispone de información correspondiente a los factores o eventos que pueden influenciar a la aparición de cada una de las variantes. La decisión depende, en mayor parte, de la racionalización objetiva del tomador de decisiones en función de si tiene una actitud optimista o pesimista. Los criterios habitualmente utilizados son [62], [63]:

Criterio maxi-max

Este criterio corresponde a un tomador de decisiones optimista. Según el punto de vista del *decisor*, para cualquier alternativa que seleccione, el estado de la naturaleza que se presentará será el que suministre el mejor resultado posible. El *decisor* seleccionará el máximo valor de los resultados correspondientes a cada alternativa [64], [65], y de

éstas, seleccionará la alternativa que proporcione el valor máximo. Este método de decisión corresponde a una actitud arriesgada.

Criterio maxi-min

Este criterio corresponde a un *decisor* pesimista. Según el punto de vista del tomador de decisiones, la naturaleza actuará en su contra. Para cualquier alternativa que seleccione obtendrá el peor de los resultados posibles. En este caso, consiste en seleccionar la alternativa que proporcione el máximo valor de los mínimos correspondientes al conjunto de estados de la naturaleza [64], [65].

Criterio de Hurwicz

Según este criterio, el *decisor* puede tomar una actitud optimista, pesimista o intermedia en virtud del parámetro denominado *coeficiente de optimismo* [66]. Para un valor unitario el *decisor* es optimista, para un valor nulo es pesimista, mientras que para un valor igual a 0.5 el *decisor* sería neutral.

Criterio de Laplace

El criterio de Laplace consiste en asignar la misma probabilidad a cada uno de los estados de la naturaleza posibles. De esta forma, si existen n estados de la naturaleza, la probabilidad asignada a cada uno de ellos será $1/n$. Mediante este enfoque, es posible calcular el valor esperado correspondiente a cada una de las alternativas. Por tanto, la alternativa seleccionada será aquella que proporcione un mayor valor esperado.

Criterio de rechazo minimax o criterio de Savage

Consiste en calcular el rechazo correspondiente a cada alternativa para el conjunto de escenarios [61]. El rechazo (o pérdida de oportunidad) es, para una alternativa y estado de la naturaleza determinados, la diferencia entre el valor máximo (para dicha alternativa y el conjunto de estados de la naturaleza) y su valor correspondiente. En este caso, se seleccionará la alternativa que proporcione el mejor de los peores rechazos.

2.3.2 Toma de decisiones en ambiente de riesgo

La toma de decisiones en ambiente de riesgo tiene lugar cuando el *decisor* tiene conocimiento sobre la probabilidad de ocurrencia de cada uno estados de la naturaleza que pueden aparecer. La toma de decisiones en ambiente de riesgo puede dividirse en dos tendencias principales [67]:

- *Enfoque no axiomático*. Asume que no existe un orden en el conjunto de alternativas, sino que trata de determinar una disposición de preferencia coherente con las manifestaciones del *decisor*. En este enfoque se basa el criterio de máximo valor esperado.
- *Enfoque axiomático*. Parte de la suposición de que el conjunto de alternativas forman una estructura organizada. La racionalidad del comportamiento del *decisor* puede ser modelada mediante una función (función de utilidad). En este enfoque esta basada la Teoría de la Utilidad.

Criterio de máximo valor esperado

El objetivo de este criterio es asignar a cada alternativa un valor que sea representativo del conjunto de resultados. Dicho valor se determina, para cada una de las alternativas, como la esperanza matemática del conjunto de resultados obtenidos para el conjunto de estados de la naturaleza [68].

Una vez calculado el valor monetario esperado, se seleccionará la alternativa óptima como aquella que proporcione el valor esperado máximo. Este criterio no tiene en cuenta el riesgo medido por la varianza, por ello no resulta apropiado cuando los resultados tienen gran variabilidad, en este caso, el valor medio no resultaría representativo del riesgo en el que incurre el tomador de decisiones.

Criterio de máxima utilidad esperada

La teoría de la utilidad postula, mediante una serie de axiomas [69], el comportamiento del *decisor*. Dichos axiomas permiten definir una función (función de utilidad) que revela la estructura de preferencias del conjunto de alternativas [70]. Es decir, la función de utilidad expresa la valoración asociada a cada uno de los resultados según las preferencias del tomador de decisiones. El objetivo, según este criterio, será seleccionar aquella alternativa que maximice el valor de la utilidad esperada para el conjunto de estados de la naturaleza posibles.

2.3.3 Conclusiones

Los métodos de decisión en ambiente de incertidumbre y riesgo constituyen una herramienta fundamental de cara a la explotación económica de proyectos en la ingeniería. A pesar de los factores subjetivos a los que puede estar sujeto el proceso de toma de decisiones, los criterios de toma de decisiones constituyen un instrumento valioso que permiten cuantificar el riesgo al que está sometida la decisión de acuerdo a la actitud que adopte el tomador de decisiones.

2.4 Revisión bibliográfica

Hasta la fecha, se han realizado diversos trabajos en los que se ha desarrollado un modelo matemático para optimizar la solución del problema de posicionamiento de las turbinas en un parque eólico.

El primer trabajo que aborda el problema de optimización de la disposición o emplazamiento de las turbinas en un parque eólico se debe a G. Mosetti et al. [21] y data de 1994. En su trabajo presentan el problema de optimización de parques eólicos. El objetivo es determinar 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 empleando algoritmos genéticos y asumiendo un modelo muy simplificado de simulación de los costes de un parque eólico, basado en economías de escala y superposición de estelas.

Una década más tarde, en 2004, U.A. Ozturk et al. [22] publicaron el segundo trabajo sobre optimización del emplazamiento de las turbinas en un parque eólico. Utilizaron el mismo modelo de costes del parque eólico que Mosetti, aunque su función objetivo es

ligeramente diferente. También coincide con Mosetti en la conveniencia de discretizar el terreno. Aunque inicialmente propone métodos de programación no lineal para resolver casos muy simples. Esta metodología es descartada para la optimización de casos más complejos. Finalmente, Ozturk et al. 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 et al. [24] publicaron un trabajo en el que se afrontó también el problema de optimización de la posición de las turbinas en un parque eólico también mediante algoritmos evolutivos, pero incluyendo algunas mejoras en el modelo económico y en el modelo de análisis del efecto de las estelas.

En el año 2007, J. Castro et al. [25] propusieron una herramienta para el diseño óptimo de parques eólicos mediante algoritmos evolutivos, desarrollando un modelo de costes del parque eólico más complejo y realista que el supuesto en trabajos anteriores. Fruto de la extensión de este trabajo fue la Tesis Doctoral de J. Castro [26]. En dicho trabajo, se incorporan diferentes mejoras al modelo económico incluyendo diferentes aspectos como el diseño óptimo de la instalación eléctrica de distribución y su posterior conexión a la red de transporte o el modelado de las principales características de la obra civil (trazado de los caminos de acceso y estudio de las cimentaciones).

Grigorios Marmidis et al. [27] abordaron el mismo problema, en el año 2008, proponiendo como método de optimización la simulación de Monte Carlo y utilizando el mismo modelo de costes empleado por Grady.

Es en el año 2010, cuando el problema de optimización de la posición de los aerogeneradores en parques eólicos alcanza su mayor protagonismo, en cuanto a publicaciones científicas se refiere. Wan et al. [28] proponen un novedoso enfoque realizando la optimización mediante un algoritmo PSO (Optimización por enjambre de partículas). La mayor novedad incluida en este trabajo es la consideración de un dominio continuo frente al dominio discreto empleado en los trabajos anteriores. Mustakerov et al. [29] presentan un trabajo cuyo objetivo es la selección óptima del modelo de aerogenerador, altura de la torre y diámetro de la turbina basado en un método combinatorial teniendo en cuenta la distribución geográfica de los aerogeneradores dispuestos en patrones regulares en función de la dirección de viento predominante.

Kusiak et al. [30] plantean la resolución del problema optimizando una función multiobjetivo mediante un algoritmo evolutivo SPEA considerando también un dominio continuo sobre un terreno circular. La optimización mediante algoritmos genéticos es nuevamente abordada por Emami et al. [31]. En este trabajo, se propone una nueva codificación del individuo mientras que el modelo de costes del parque eólico es el mismo que el implementado por Grady et al.

En el transcurso del año 2011 han surgido dos nuevos trabajos. El primero de ellos, realizado por Saavedra et al. [32] plantea la resolución del problema mediante algoritmos evolutivos y analiza la influencia, en el resultado final, de la inclusión de una solución inicial heurística obtenida mediante un algoritmo codicioso. En el segundo trabajo, elaborado por Changsui et al. [35] se introduce la posibilidad de utilizar un algoritmo codicioso rápido en base a la propiedad de submodularidad que posee la

función objetivo del problema a tratar.

Adicionalmente, existen otros trabajos de menor relevancia, publicados en revistas no indexadas o en congresos que también abordan el problema de optimización del emplazamiento de las turbinas eólicas. Entre ellos, los más destacables se citan a continuación. H. S. Huang [33] presentó en el año 2007 un trabajo en el que se plantea la resolución del problema por medio de un algoritmo genético distribuido. En el año 2009, F. Wang et al. [71] presentaron un nuevo trabajo analizando la influencia del tipo de dominio computacional seleccionado para la resolución del problema. En especial, el análisis se centra en la forma de la celda utilizada en la discretización del terreno. Los mismos autores presentaron en el mismo año otro trabajo [36] en el que se introduce un modelo analítico no lineal para el cálculo de las estelas realizando la optimización mediante un algoritmo genético. C. Wan et al. [37] presentaron un documento en el que el método de optimización implementado se basa en algoritmos genéticos con codificación real. Finalmente, H. S. Huang [38] presentó, también en el año 2009, otro trabajo en el que se propone la optimización mediante un algoritmo genético combinado con operadores de búsqueda local.

Por otro lado, hasta la fecha, la aplicación de análisis de riesgos a la planificación de parques eólicos únicamente ha sido abordada en el trabajo realizado, en el año 2009, por Kongnam et al. [72]. En este trabajo, los autores proponen la optimización de la capacidad de generación del parque eólico seleccionando la combinación de aerogeneradores más apropiada y teniendo en consideración la incertidumbre existente en la caracterización estadística del viento y en la relación potencia-velocidad de las turbinas.

Finalmente, aunque el problema de optimización de la instalación eléctrica no sea el objetivo principal de este trabajo. Sí que es necesario estudiar el diseño de dicha instalación y cuál es la influencia que su diseño tiene sobre la posición óptima de los aerogeneradores.

El problema de diseño óptimo de la instalación eléctrica es también un problema complejo que no es resoluble mediante algoritmos de optimización clásicos. Sin embargo, el problema es muy similar al cálculo de la solución óptima para redes de distribución asumiendo que no hay crecimiento de la demanda, que es un problema ampliamente estudiado. Únicamente, las instalaciones eólicas marinas presentan ciertas particularidades que han dado lugar a diversos estudios que abordan dicho problema de forma específica.

El problema de planificación óptima de redes de distribución ha sido abordado típicamente mediante dos planteamientos:

- División en dos subproblemas [73]-[77]. La resolución es realizada de forma secuencial. En primer lugar, se determina la posición de las subestaciones y seguidamente se afronta el problema de conexionado entre los diferentes puntos de consumo. Este planteamiento permite resolver el problema de forma relativamente rápida, pero no asegura que la solución obtenida sea el óptimo global, ya que ambos subproblemas están fuertemente relacionados y la configuración correspondiente a cada uno de ellos influye en la solución óptima del otro subproblema.

- Resolución integral del problema [78]-[81]. Este planteamiento aborda conjuntamente el cálculo de las posiciones óptimas de las subestaciones y el cálculo de los caminos de conexión óptimos. En principio, este planteamiento requiere un mayor esfuerzo computacional, pero en la actualidad resulta abordable debido al estado actual de la tecnología de computadores.

El problema a resolver puede ser definido como un problema de optimización combinatorial no lineal. Sin embargo, los primeros trabajos se basaron en la linealización del problema por medio de una serie de simplificaciones y posteriormente la resolución por medio de programación lineal [73], [75], [78]. Otra vertiente fue desarrollada en los primeros trabajos basada en la teoría de grafos y cálculo de los caminos de mínimo coste [82], [83]. Sin embargo, en los últimos años la tendencia general ha sido el empleo de técnicas metaheurísticas de optimización [84]-[90].

En referencia al diseño óptimo de la red colectora de parques eólicos cabe destacar un número limitado de trabajos centrados fundamentalmente en el caso de parques eólicos marítimos. Zhao et al. [91] proponen un algoritmo genético para obtener una configuración en la que el coste actualizado (teniendo en cuenta los costes de inversión y el coste de las pérdidas) de la instalación sea mínimo. Dong et al. [92] proponen un planteamiento similar utilizando como técnica de optimización un algoritmo genético mejorado.

Por otro lado, existen diversos estudios sobre la planificación del sistema de transmisión de grandes parques eólicos: B. Negra et al. [93] llevaron a cabo un estudio sobre las pérdidas eléctricas producidas en diferentes sistemas de transmisión tanto en corriente alterna (HVAC) como en corriente continua (HVDC) considerando diferentes rangos de potencia nominal del parque eólico, así como diferentes distancias del parque eólico al punto de conexión a la red de transporte en tierra firme. Bresesti et al. [94] ampliaron el estudio anterior realizando una comparación económica teniendo en cuenta los costes de instalación y coste de las pérdidas para un sistema de transmisión HVAC y otro HVDC-VSC. En el año 2008 el centro de investigación británico *Centre for Sustainable Electricity and Distributed Generation* publicó una metodología para el diseño óptimo de parques eólicos basado en un análisis de coste-beneficio de los sistemas de transmisión de grandes parques eólicos [95].

A continuación se analizan con detalle los trabajos más relevantes, publicados hasta la fecha, sobre el problema de planificación óptima de parques eólicos. Los trabajos son enumerados por orden cronológico. En cada uno de ellos se ha examinado, por un lado, las principales características relacionadas con el modelo de costes y producción del parque eólico y, por otro lado, el algoritmo de optimización empleado. Finalmente, se analizarán los casos analizados y se señalarán las principales novedades introducidas por cada uno de ellos.

2.4.1 Resumen del trabajo de G. Mosetti, C. Poloni and B. Diviacco

El primer trabajo reseñable que abordó el problema de posicionamiento óptimo, de los aerogeneradores en un parque eólico, fue realizado por G. Mosetti en el año 1994 [21]. Los autores presentan el problema a resolver y proponen su optimización mediante un algoritmo genético.

El objetivo propuesto es maximizar la producción con el mínimo coste posible. La función objetivo es la mostrada a continuación:

$$\text{Objetivo} = \frac{1}{P_{tot}} \cdot w_1 + \frac{\text{cost}_{tot}}{P_{tot}} \cdot w_2 \quad (1)$$

Donde P_{total} es la energía total producida por el parque eólico durante un año, cost_{tot} es el coste total anual del parque eólico. Y finalmente, w_1 y w_2 son los pesos, seleccionados arbitrariamente.

El coste total anual del parque eólico es calculado mediante la expresión:

$$\text{cost}_{tot} = N_t \cdot \left(\frac{2}{3} + \frac{1}{3} \cdot e^{-0.00174 \cdot N_t^2} \right) \quad (2)$$

Donde N_t es el número total de aerogeneradores ubicados en el parque eólico.

Para realizar el cálculo de la energía producida por el parque eólico los autores consideran una velocidad media (que puede variar en función de la dirección de procedencia del viento). Para realizar el cálculo del efecto de las estelas producidas entre aerogeneradores (ver Figura 9), se propone el uso del modelo de estelas desarrollado por Katic [96]. La pérdida de velocidad producida en el flujo de aire, cuando éste atraviesa el rotor de un aerogenerador, se calcula mediante la expresión:

$$u = u_0 \left[1 - \frac{2a}{\left(1 + \alpha \left(\frac{x}{r_1} \right) \right)^2} \right] \quad (3)$$

Donde a es el factor de inducción axial, x es la distancia a la que está situada la turbina aguas abajo, r_1 es el radio de la estela en la posición de la turbina ubicada a sotavento, u es la velocidad del aire en flujo libre y α es la constante de arrastre calculada mediante la expresión:

$$\alpha = - \frac{0.5}{\ln \left(\frac{z}{z_0} \right)} \quad (4)$$

Donde z_0 es la longitud de rugosidad en el emplazamiento y z la altura del buje del aerogenerador.

En el modelo de estelas propuesto en el artículo por Mosetti et al., el coeficiente de empuje de la turbina, C_t , y el radio de la estela aguas abajo, r_1 , están directamente relacionados con el factor de inducción axial, a , y con el diámetro del rotor, R_r , mediante las relaciones de Betz:

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

$$r_1 = r_r \sqrt{\frac{1-a}{1-2a}} \quad (6)$$

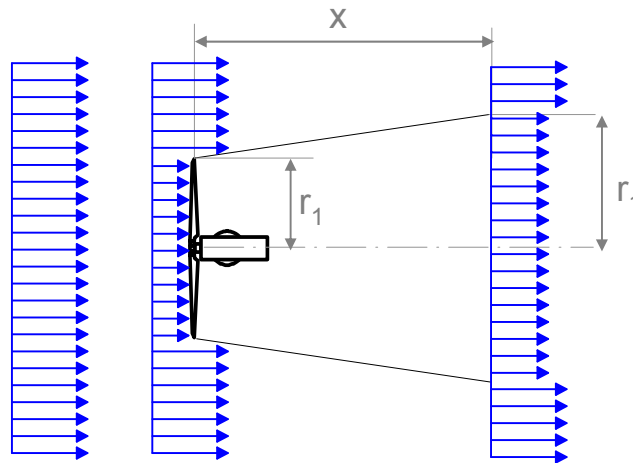


Figura 9. Representación esquemática del campo de velocidades en la estela.

El método de optimización utilizado por los autores es un algoritmo genético con codificación binaria. El terreno es dividido en diferentes celdas, cada una de las cuales corresponde a un gen del individuo. De esta forma, si en una celda se sitúa un aerogenerador el gen correspondiente a dicha celda toma un valor igual a la unidad. De lo contrario, el valor correspondiente al gen será nulo. La operación de mutación utilizada por los autores radica en la alteración aleatoria de un gen. Mientras que la operación de cruce consiste en la mezcla aleatoria de los genes de dos individuos dando lugar a dos nuevos individuos.

Casos estudiados por Mosetti et al.

Los autores proponen la resolución de tres casos sobre un mismo terreno cuadrado dividido en 10×10 celdas. El tamaño de la celda es 5 veces el diámetro del rotor (50 m) de la turbina por lo que las dimensiones totales de la parcela son 2.5×2.5 km.

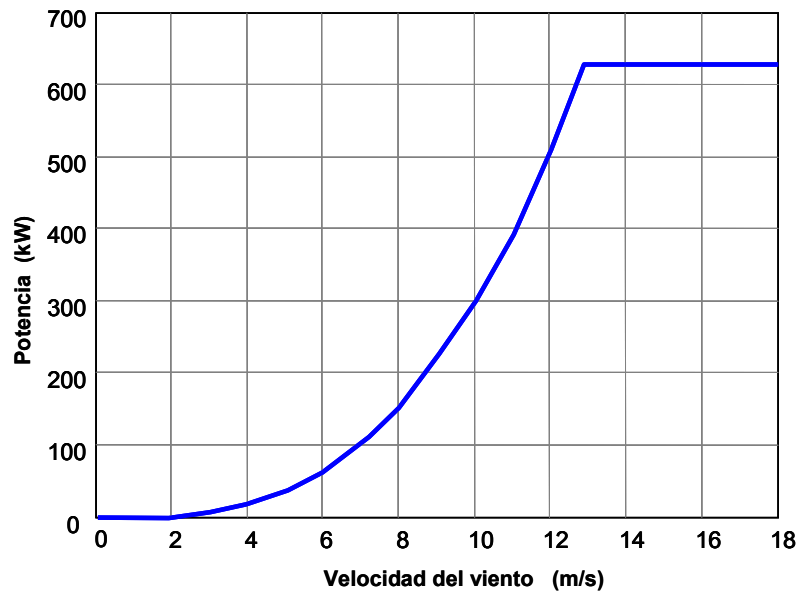


Figura 10. Curva de potencia de la turbina analizada por Mosetti et al.

La longitud de rugosidad es $z_r = 0.3$, la altura del buje es $z = 60$ m y el coeficiente de empuje de la turbina $C_t = 0.88$. La curva de potencia de la turbina considerada se muestra en la Figura 10.

Los tres casos propuestos por Mosetti et al. son posteriormente reproducidos por diferentes autores con el propósito de comparar, en condiciones de igualdad, el comportamiento de los diversos algoritmos desarrollados en cada uno de los trabajos. Por tanto, en lo que resta del presente capítulo dichos casos serán denominados como Caso A, Caso B y Caso C respectivamente.

El primer caso analizado consiste en una distribución de viento simple con una única dirección de procedencia. El segundo ensayo considera una distribución de viento uniforme para todas las direcciones de la rosa de los vientos. Finalmente, los autores analizan un caso con una distribución de viento más realista en la que se considera una distribución de viento variable en función de la dirección de procedencia.

Caso A. Viento de velocidad constante y dirección norte

En este ensayo, se ha considerado que el viento siempre procederá del Norte con velocidad constante. En la Figura 11 se muestra el comportamiento de la mejor y peor solución a lo largo de la evolución del algoritmo, para una población de 200 individuos, además de la media de la bondad o *fitness* de la población. Como puede observarse, la bondad crece rápidamente en las primeras generaciones, ya que parte inicialmente de un conjunto de posibles soluciones definidas de forma aleatoria. Sin embargo, a medida que evoluciona la población las diferencias existentes entre la bondad del mejor y peor individuo es cada vez menor.

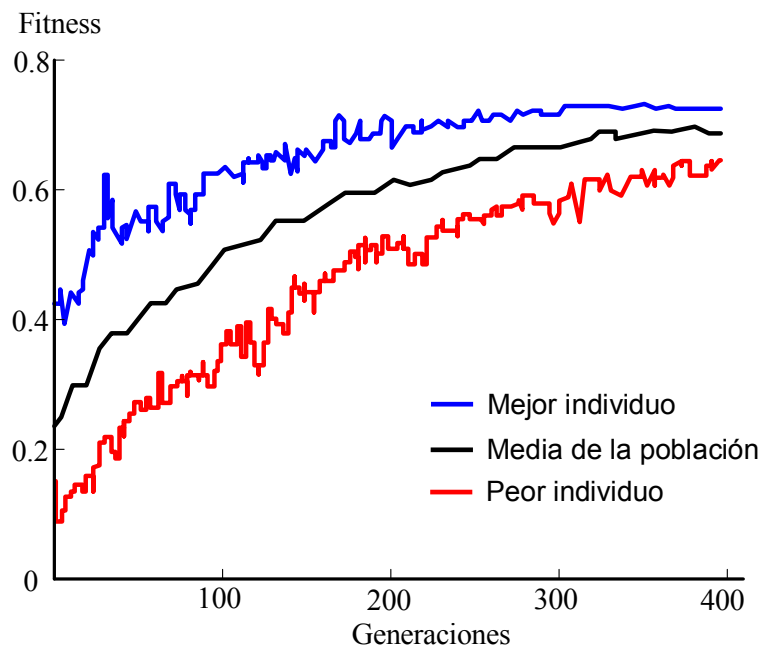


Figura 11. Evolución de la población para el Caso A analizado por Mosetti et al.

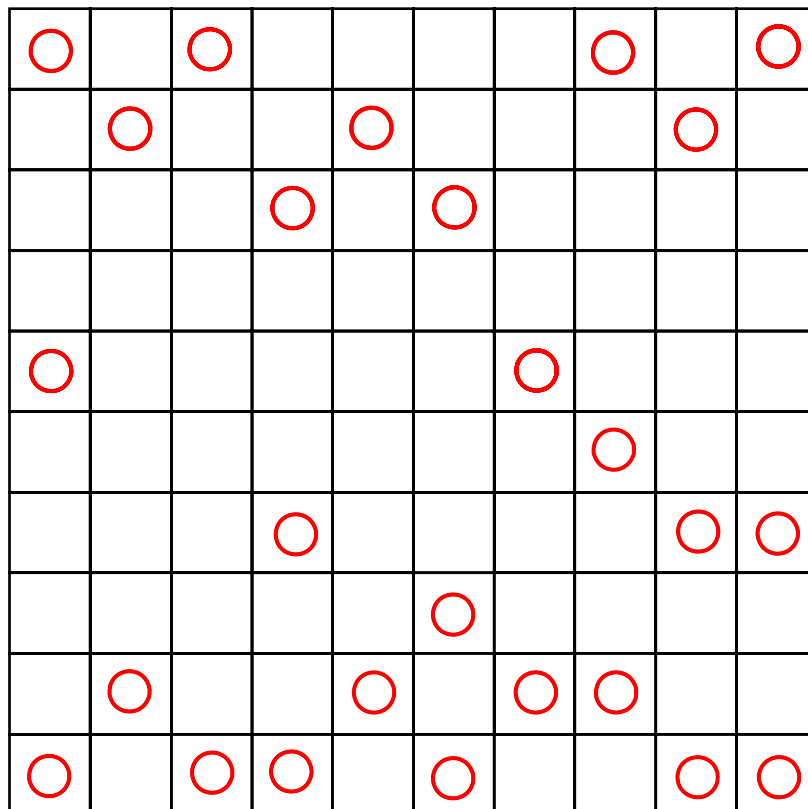


Figura 12. Solución óptima obtenida por Mosetti et al. para el *Caso A*.

En la Figura 12 puede observarse la mejor solución alcanzada por el algoritmo para el caso estudiado. Puede apreciarse la tendencia de los aerogeneradores a situarse con la

mayor separación posible según la dirección Norte-Sur con el propósito de reducir, en la medida de lo posible, el efecto de las estelas.

Caso B. Velocidad constante y viento uniforme para todas las direcciones

Este caso consiste en el estudio del posicionamiento de las turbinas suponiendo una distribución de viento (velocidad de viento y probabilidad de procedencia) uniforme para todas las direcciones. La dirección de procedencia del viento se modifica en intervalos de 10°, de forma que el número total de sectores es 36. La Figura 13 muestra la mejor solución alcanzada para este ensayo. Dicha solución está constituida por 19 turbinas que tienden a situarse en las zonas más próximas a los límites de la parcela y con la máxima separación posible.

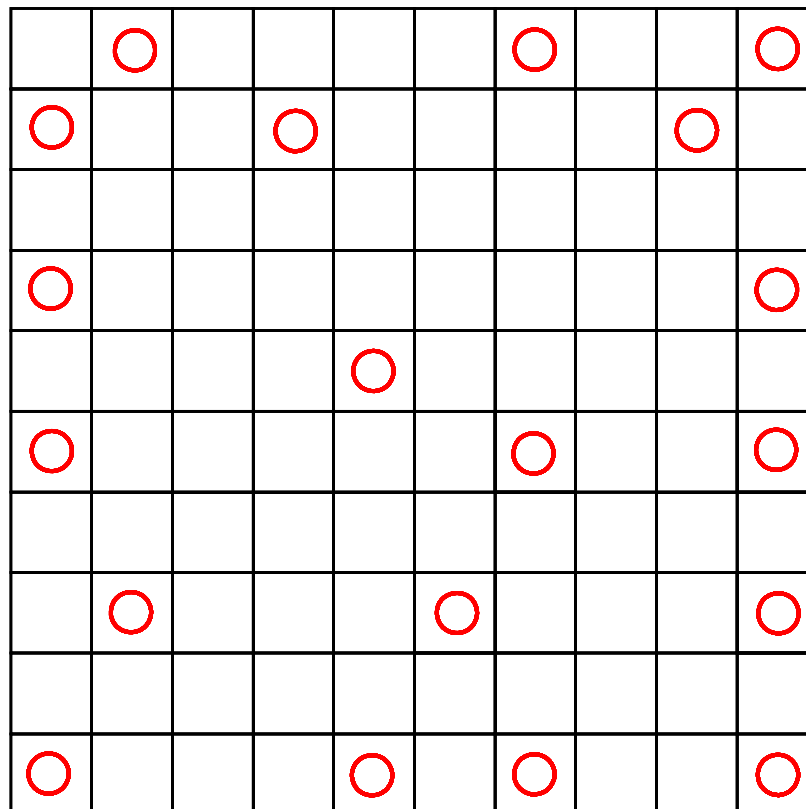


Figura 13. Solución óptima obtenida por Mosetti et al. para el *Caso B*.

Caso C. Múltiples direcciones de procedencia del viento e intensidad

En este ensayo se propone la optimización de un caso más realista en el que la dirección e intensidad del viento es variable. En la Figura 14 se muestra la velocidad de viento y probabilidad de procedencia para cada una de las direcciones.

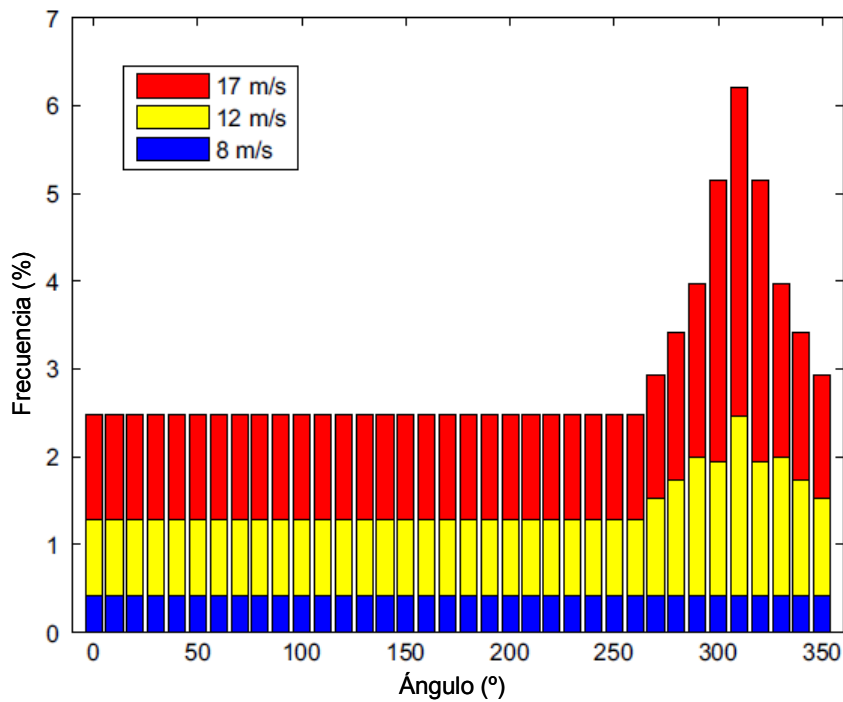


Figura 14. Frecuencias e intensidades de viento consideradas por Mosetti et al. para el Caso C.

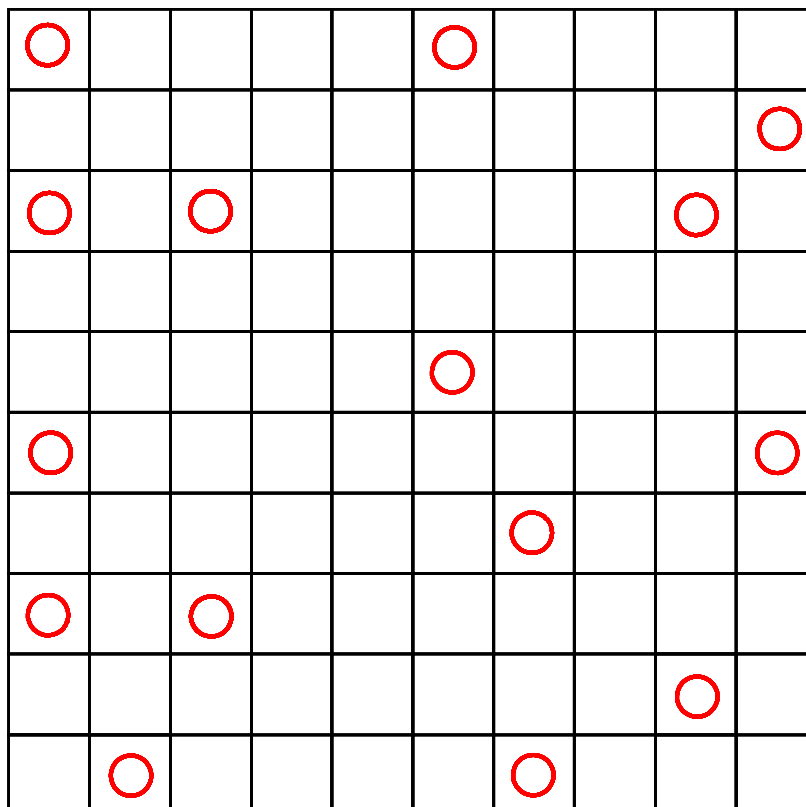


Figura 15. Solución óptima obtenida por Mosetti et al. para el Caso C.

La solución óptima obtenida en este ensayo consta de 15 turbinas (Figura 15). En la Tabla 3 se muestran los valores de la función objetivo, energía anual producida y

eficiencia del parque eólico (calculada como la fracción existente entre la energía producida y la que generarían si las turbinas estuviesen en flujo libre). Adicionalmente se comparan los resultados, para cada uno de los casos, con una solución aleatoria compuesta por 50 turbinas.

Tabla 3. Principales resultados obtenidos en los casos analizados por Mosetti et al.

Caso	Tipo de solución	Eficiencia (%)	N. Turbinas	Energía Anual	Función objetivo
Caso A	Aleatoria	50	50	13025	$2.57 \cdot 10^{-3}$
	Optimizada	95	25	12375	$1.57 \cdot 10^{-3}$
Caso B	Aleatoria	35	50	9117	$3.68 \cdot 10^{-3}$
	Optimizada	88	19	8711	$1.84 \cdot 10^{-3}$
Caso C	Aleatoria	34	42	4767	$7.04 \cdot 10^{-3}$
	Optimizada	84	15	3695	$3.61 \cdot 10^{-3}$

Conclusiones

Los autores presentan el problema con el objetivo mostrar la utilidad del método desarrollado para el posicionamiento óptimo de las turbinas en un parque eólico. Adicionalmente, estudian el comportamiento del algoritmo de optimización en función de diferentes parámetros sugiriendo además una posible mejora mediante la inclusión de soluciones iniciales. Finalmente, insisten en la posibilidad de considerar un modelo de costes del parque eólico más complejo, así como datos de turbinas más realistas.

2.4.2 Resumen del trabajo de U. A. Ozturk y B. A. Norman

En el año 2004 U. A. Ozturk y B. A. Norman [22] publicaron un nuevo trabajo en el que se ponía de manifiesto la complejidad del problema de optimización de la posición de los aerogeneradores en un parque eólico. En este caso el algoritmo de optimización utilizado es un algoritmo codicioso o voraz (*greedy*).

En este trabajo se emplea una función objetivo diferente a la utilizada en el trabajo anterior desarrollado por Mosetti et al. [21]. Los autores justifican este cambio en base a dos razones; por un lado, consideran que la elección de los pesos w_1 y w_2 empleados en el mencionado trabajo responden a una elección aleatoria y, por tanto, su estimación resulta complicada. Por otro lado, argumentan que la maximización del beneficio es un criterio más adecuado como medida del rendimiento económico de un parque eólico. En este trabajo, el beneficio es calculado por medio de la expresión (7).

$$\text{Beneficio} = \left[k - \left(\frac{\text{cost}_{tot}}{P_{tot}} \right) \right] \cdot P_{tot} \quad (7)$$

Donde k es el precio de venta de la energía, cost_{tot} es el coste total de los aerogeneradores empleados en el parque eólico y P_{tot} es la energía producida anualmente. Por razones de simplicidad, los autores proponen que la fracción $\text{cost}_{tot}/P_{tot}$ toma un valor igual a la unidad cuando la potencia producida por los aerogeneradores es máxima (cuando no existe afecciones entre los aerogeneradores). En caso contrario, el valor de dicha fracción estará condicionado por la reducción de energía por efecto de las estelas.

El cálculo de la energía producida se realiza teniendo cuenta una rosa de los vientos

dividida en ocho sectores. El efecto de las estelas se calcula considerando dos posibles afecciones (ver Figura 16). Una reducción lineal (8) sobre la potencia generada para los aerogeneradores situados perpendicularmente a la dirección de procedencia del viento, a distancias comprendidas entre dos y cuatro veces el diámetro del rotor. Por otro lado, para aerogeneradores situados a sotavento a una distancia comprendida entre $8D$ y $12D$ se asume una reducción en la potencia generada de tipo cuadrática (9).

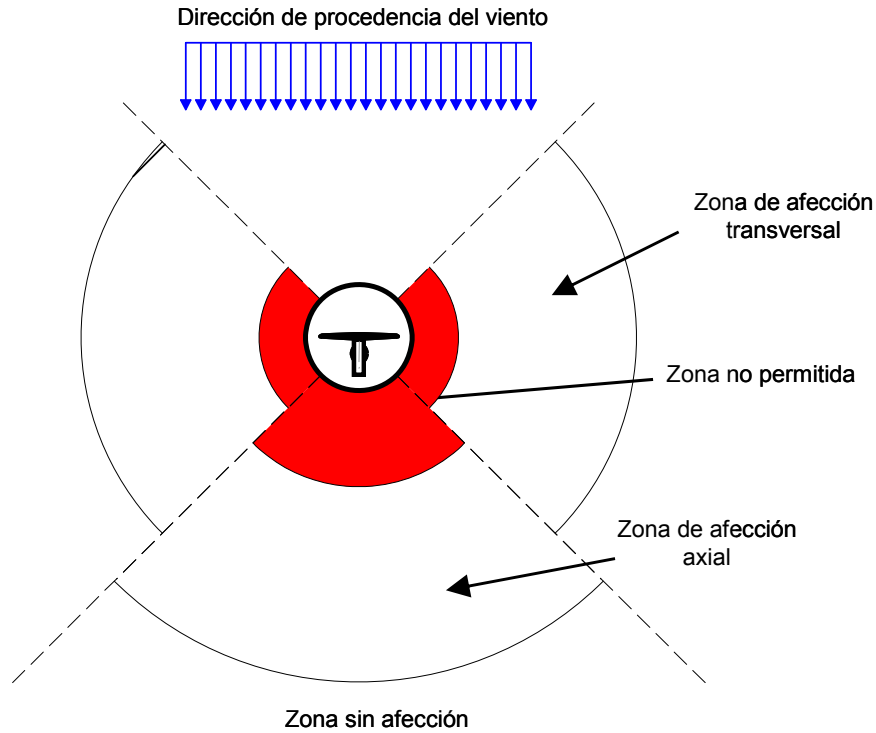


Figura 16. Esquema de afecciones entre aerogeneradores en el modelo utilizado por y Norman.

$$deficit_{Transversal} = 0.5 - \frac{1}{4}(d - 2) \quad (8)$$

$$deficit_{Axial} = 1.7289 - 0.283d + 0.0116d^2 \quad (9)$$

Donde d es la distancia entre ambos aerogeneradores.

Enfoque mediante programación no lineal

Los autores plantean la resolución del problema realizando varias simplificaciones sobre el planteamiento inicial. En primer lugar, suponen que las turbinas se ubicarán fuera de la zona de influencia de las estelas. Es decir, a distancias superiores a $4D$ perpendiculares a la dirección de procedencia del viento y distancias superiores $12D$ en el sentido de procedencia del viento. Por otro lado, si se asume que únicamente existe una dirección de procedencia, el problema puede ser formulado como se muestra en las ecuaciones (10) – (12).

$$\frac{(X_i - X_j)^2}{(12D)^2} + \frac{(Y_i - Y_j)^2}{(4D)^2} \geq 1 \quad \forall i \neq j \quad (10)$$

$$0 \leq X_i \leq 40D \quad \forall i \in N \quad (11)$$

$$0 \leq Y_i \leq 40D \quad \forall i \in N \quad (12)$$

Donde X_i e Y_i son las coordenadas geográficas del aerogenerador i -ésimo y N es el número de aerogeneradores existentes en el caso estudiado. Este problema puede ser resuelto mediante un *software* comercial de optimización no lineal. En el caso de que el número de aerogeneradores sea también una variable a optimizar es posible resolver el problema iterativamente variando dicho número. Por otro lado, un planteamiento análogo puede utilizarse para la optimización del problema en el caso de que existan múltiples direcciones de procedencia del viento. Sin embargo, si se pretende realizar la optimización teniendo en cuenta que es posible ubicar las turbinas dentro de la zona de influencia la optimización del problema ya no es abordable mediante programación no lineal, por lo que es preciso emplear técnicas heurísticas o meta-heurísticas de optimización.

Enfoque mediante un algoritmo codicioso

La búsqueda mediante el algoritmo codicioso comienza a partir de una solución inicial que puede ser constituida de forma aleatoria o definida mediante las características constructivas típicas del problema abordado. Seguidamente, se aplican tres tipos de operaciones sobre dicha solución:

1. Añadir un nuevo aerogenerador a la solución.
2. Eliminar un aerogenerador de la solución.
3. Modificar la posición de un aerogenerador.

Al efectuar la operación de añadir un aerogenerador se generan un conjunto de posibles ubicaciones para las nuevas turbinas. Cada una de estas posiciones se evalúa secuencialmente determinando cuál es el cambio producido sobre la función objetivo. El mismo efecto es estudiado para la eliminación de cada una de las turbinas existentes en la mejor solución hasta el momento. Finalmente, la posición de cada turbina se modifica según una distancia aleatoria inferior a $4D$ siguiendo cada una de las direcciones de procedencia del viento. Después de cada iteración se selecciona aquella operación que haya producido un mayor incremento sobre la función objetivo. El algoritmo termina cuando no se ha logrado ningún incremento sobre la función objetivo durante un determinado número de iteraciones consecutivas. Con el propósito de evitar la convergencia en un óptimo local, se modifica aleatoriamente la posición de un conjunto de turbinas cuando no se produce una mejora mediante las tres operaciones del algoritmo codicioso.

Por otro lado, tras la realización de diferentes pruebas sobre el algoritmo, los autores concluyen que la inclusión de una solución inicial mejora considerablemente la calidad de la solución alcanzada por el algoritmo. Se han estudiado dos tipos de semillas iniciales no aleatorias: solución compuesta por el máximo número de turbinas distribuidas uniformemente (considerando una distancia mínima entre aerogeneradores de $2D$) y, en segundo lugar, generar la solución partiendo inicialmente de una solución vacía y seguidamente aplicar las operaciones del algoritmo codicioso. Finalmente, los autores llegan a la conclusión de que la solución inicial constituida por la disposición regular de máximo empaquetamiento es la que proporciona los mejores resultados.

Casos estudiados por Ozturk y Norman

Los autores analizan un conjunto de seis casos diferenciados por la superficie de la parcela. Las dimensiones del terreno estudiado en el emplazamiento se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4. Dimensiones de la parcela para los casos estudiados por Ozturk y Norman.

Caso	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
Dimensiones	31Dx31D	32Dx32D	38Dx38D	40Dx40D	41Dx41D	46Dx46D

En cuanto a la probabilidad de ocurrencia del viento para cada uno de los sectores de la rosa de los vientos, los autores consideran como escenarios posibles los dos indicados en la Tabla 5. Nótese que el modelo de producción de energía empleado por los autores tiene en cuenta un efecto de producción de energía que es únicamente función de la distancia entre aerogeneradores y, por ello, es independiente de la propia intensidad del viento.

Tabla 5. Escenarios de viento estudiados por Ozturk y Norman.

	Probabilidad (%)							
	N	NE	E	SE	S	SO	O	NO
Escenario 1	30	10	0	30	0	20	10	0
Escenario 2	0	25	0	25	40	0	10	0

Los autores toman como solución inicial una solución factible que contenga el máximo número de aerogeneradores posibles para el tamaño de la parcela estudiada. Para cada caso se repite en diez ocasiones el proceso de generación de la semilla inicial y posterior mejora mediante el algoritmo codicioso. Los resultados son los que se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Resultados obtenidos en los casos estudiados por Ozturk y Norman.

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 (%)
Escenario 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
Escenario 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

Puede observarse cómo en 10 de los 12 casos estudiados el algoritmo codicioso conduce a una mejora sobre la semilla inicial. Así pues, los autores concluyen que la estrategia de mejora heurística conduce a una solución significativamente mejor apoyándose en los resultados estadísticos.

Conclusiones

Los autores presentan un nuevo enfoque del problema optimizando mediante un algoritmo codicioso. Introdicen un modelo de estelas basado en dos tipos de afección según la posición relativa de los aerogeneradores afectados para una determinada dirección de viento. En el caso de afección transversal asumen una reducción lineal de la potencia y en el caso de afección axial asumen una reducción cuadrática. El objetivo del trabajo es prioritariamente mostrar la complejidad del problema por lo que tanto el modelo de producción como el modelo económico del parque son relativamente simples.

2.4.3 Resumen del trabajo de S. A. Grady, M. Y. Hussaini y M. M. Abdullah

En el año 2005 Grady et al. [24] publicaron un nuevo trabajo que trataba la optimización de parques eólicos basándose en algoritmos evolutivos.

En este trabajo el modelo económico del parque eólico se basa en la siguiente expresión (13).

$$coste = N \left(\frac{2}{3} + \frac{1}{3} e^{-0.00174N^2} \right) \quad (13)$$

Como puede apreciarse, en este caso el coste anual del parque eólico únicamente depende de N , el número de aerogeneradores. Conforme aumenta el número de turbinas el coste unitario correspondiente a cada uno de ellos disminuye.

El proceso de optimización se basa en la siguiente función objetivo (14):

$$Objetivo = \frac{coste}{P_{tot}} \quad (14)$$

Donde P_{tot} es la potencia total generada por los N aerogeneradores instalados en el parque eólico. El objetivo será minimizar el coste total por unidad de energía producida. Por otro lado, el procedimiento de cálculo de las estelas es idéntico al utilizado por Mosetti et al. [21].

En cuanto al algoritmo de optimización Grady et al. [24] también proponen un algoritmo genético con una codificación binaria del individuo en la que cada gen corresponde a una celda en la que se ha dividido el terreno. La operación de cruce consiste en la selección aleatoria de los genes a cruzar en ambos padres. La operación de mutación radica en la alteración aleatoria de un gen del individuo, tal como se muestra en la Figura 17.

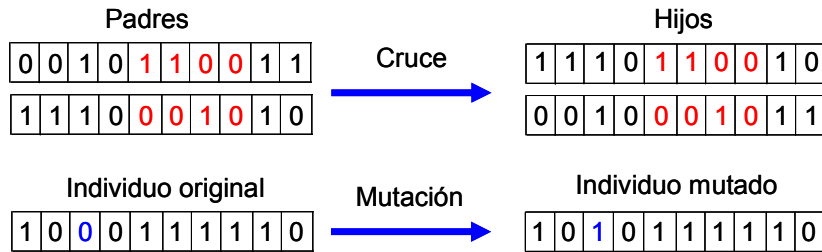


Figura 17. Operaciones de cruce y mutación empleadas en el trabajo de Grady et al.

Los autores sugieren un ajuste de los parámetros del algoritmo evolutivo en función del número de variables independientes, n , consideradas en el problema. De esta forma, basándose en la información existente en la bibliografía, el tamaño de la población debe contener como mínimo \sqrt{n} individuos y el mínimo número de generaciones empleado debe ser $200\sqrt{n}$ [24].

Casos estudiados por Grady et al.

El caso base considerado en este trabajo consiste en un terreno de 2×2 km dividido en 10×10 celdas. Las propiedades de la turbina utilizada en este caso se muestran en la Tabla 7. La longitud de rugosidad del terreno es $z_0 = 0.3$ m. La curva de potencia coincide con la expresión (15).

$$P = \sum_i^N 0.3u_i^3 \quad (15)$$

Tabla 7. Propiedades de la turbina estudiada en el trabajo de Grady et al.

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

Los autores reproducen los tres casos de prueba analizados por Mosetti et al. El primer caso (*Caso A*) considera una velocidad de viento uniforme igual a 12 m/s procedente de la dirección norte. En *Caso B* considera también una velocidad de viento igual a 12 m/s pero con una dirección de procedencia variable uniformemente distribuida a lo largo de los 36 sectores en los que se han dividido la rosa de los vientos. El tercer caso (*Caso C*) considera diferentes intensidades de viento (8, 12 y 17 m/s) con diferentes probabilidades de ocurrencia para cada una de las direcciones.

Caso A

Los autores argumentan que este caso puede ser simplificado mediante el uso de la lógica. En este caso, solo existe una dirección de procedencia del viento (norte) y, por otro lado, las dimensiones del terreno son lo suficientemente pequeñas para que la estela solo afecte a la celdas situadas en la misma columna. El algoritmo de optimización ha sido ejecutado sobre una columna. El resultado obtenido consiste en tres turbinas ubicadas en las posiciones 1, 6 y 10. La solución óptima para el terreno completo consistirá, en este caso, en la repetición de esta configuración para todas las columnas del terreno, como puede ser apreciado en la Figura 18.

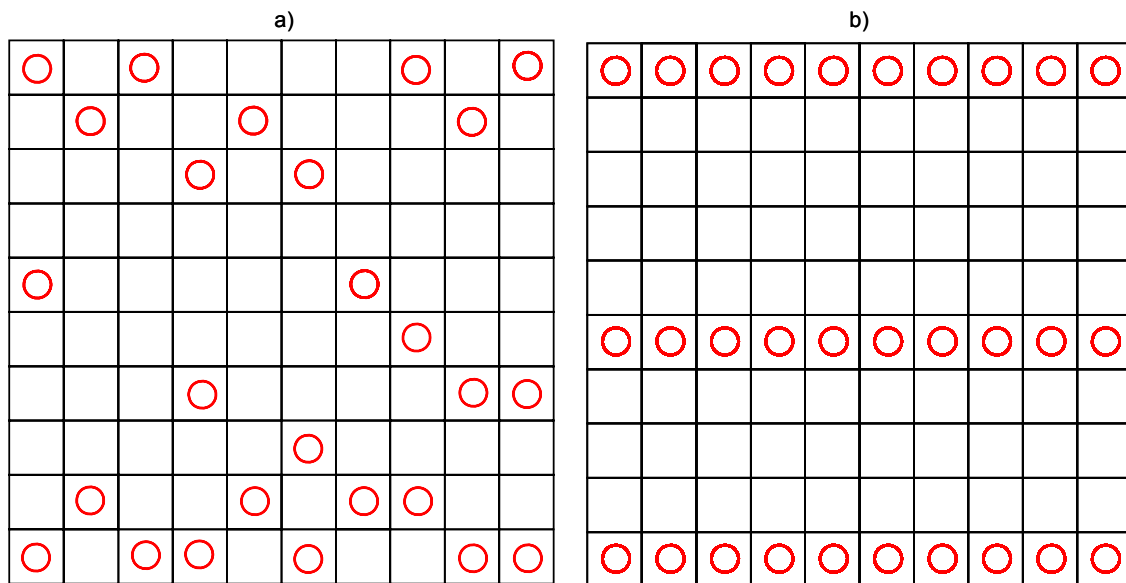


Figura 18. Comparación de las soluciones obtenidas para el Caso A por: (a) Masetti et al; (b) Grady et al.

El resultado obtenido aplicando la metodología desarrollada por Grady et al. [24] es el mismo que el obtenido mediante la simplificación anteriormente detallada. En comparación con los resultados obtenidos en el trabajo de Masetti et al. los autores destacan que el algoritmo utilizado es el mismo, y por tanto, la menor calidad de la solución obtenida por Masetti et al. puede ser fruto del uso de unos parámetros de población y criterio de convergencia inapropiados. Masetti et al. utilizaron una población de 200 individuos evolucionando durante 400 generaciones mientras que Grady et al. emplearon una población de 600 individuos dividida en 20 subpoblaciones durante 3000 generaciones. La Tabla 8 muestra una comparación de las principales características de las soluciones obtenidas por ambos autores.

Tabla 8. Comparación de las principales características de las soluciones óptimas.

Característica	i) Masetti 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

Caso B

Para el caso de viento procedente de múltiples direcciones con igual distribución de probabilidad no es posible aplicar la simplificación empleada en el ensayo anterior. Para este caso es de esperar que los aerogeneradores no se sitúen con una orientación preferente, ya que el viento procede con igual intensidad de todas las direcciones. Las soluciones obtenidas por ambos autores se muestran en la Figura 19.

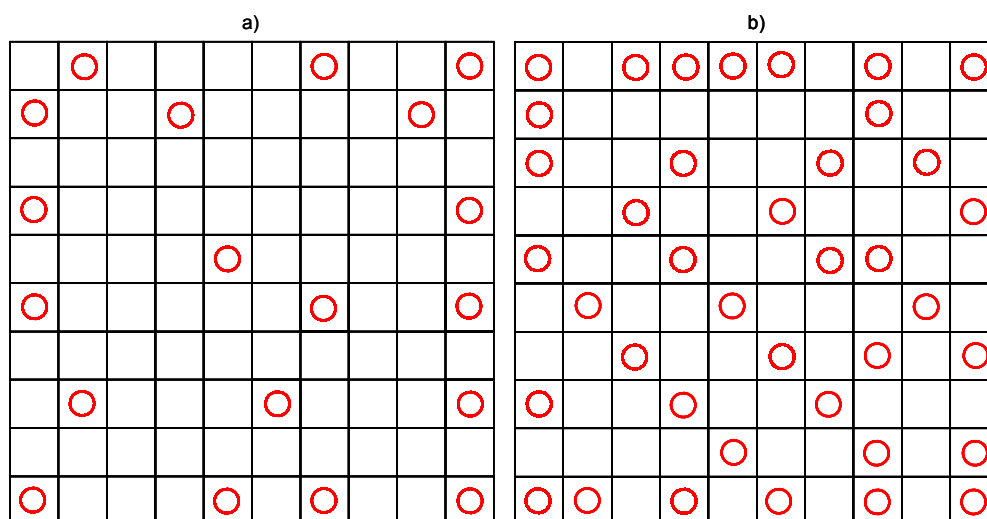


Figura 19. Comparación de las soluciones obtenidas para el Caso B por: (a) Mosetti et al; (b) Grady et al.

Las principales características de las soluciones obtenidas por ambos autores se muestran en la Tabla 9.

Tabla 9. Comparación de las principales características de las soluciones óptimas obtenidas para el *Caso B* por Mosetti et al y Grady et al.

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

La solución obtenida por Grady et al. contiene un menor número de turbinas (19 aerogeneradores) en comparación a la solución obtenida por Mosetti et al. (39 aerogeneradores) por lo que existe una diferencia sustancial en cuanto a la energía total producida y a la eficiencia de ambas soluciones.

Caso C

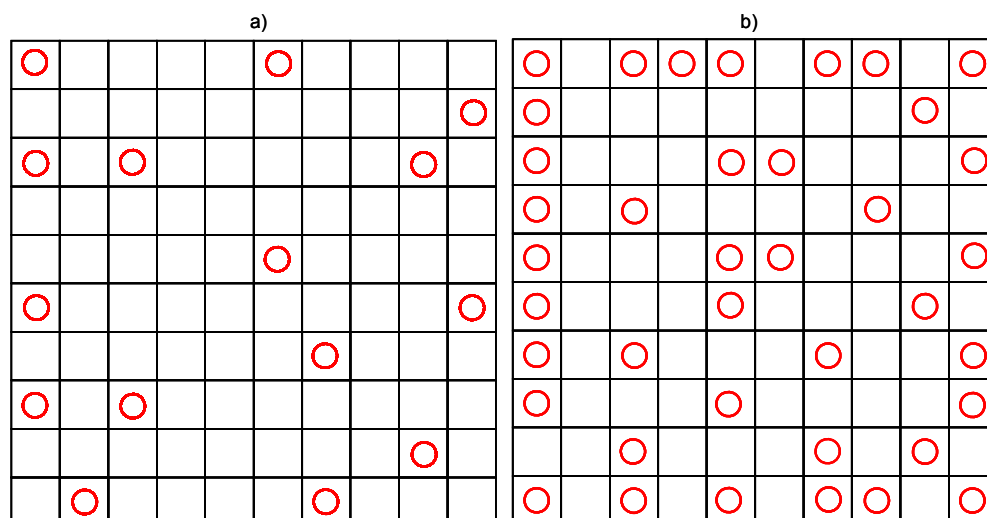


Figura 20. Comparación de las soluciones obtenidas para el Caso C por: (a) Mosetti et al; (b) Grady et al.

Como puede deducirse de la Figura 20 y la Tabla 10, de nuevo la configuración obtenida por Grady et al. está constituida por un menor número de aerogeneradores por lo que la eficiencia de la solución es mayor a costa de una menor energía anual producida.

Tabla 10. Comparación de las principales características de las soluciones óptimas obtenidas para el *Caso C* por Mosetti et al y Grady et al.

Característica	i) Mosetti et al.	ii) Grady et al.
Bondad	0.00099405	0.00080314
Producción anual (kW/año)	13460	32038
Eficiencia de la disposición (%)	94.620	86.619
Número de turbinas	15	39

Conclusiones

El trabajo presentado por Grady et al. está claramente ligado al desarrollado por Mosetti et al., ya que tanto el modelo de costes como de estelas es el mismo. La mejora más importante introducida por Grady et al. está relacionada con la calidad de los resultados obtenidos mediante el algoritmo genético desarrollado. Los autores analizan y comparan satisfactoriamente los mismos casos que Mosetti et al. alcanzando soluciones óptimas que mejoran considerablemente a las obtenidas por Mosetti et al.

2.4.4 Resumen del trabajo realizado por J. Castro Mora, J.M Calero Barón, J.M. Riquelme Santos y M. Burgos Payán

En el año 2007, J. Castro et al. [25] publicaron un nuevo trabajo en el que se incluye un modelo económico de parque eólico más complejo y realista que los empleados en estudios anteriores. El método de optimización utilizado es un algoritmo evolutivo con codificación entera. En este trabajo, además del número de aerogeneradores y su posición, se añaden dos nuevas variables a optimizar: el modelo de turbina y la altura del buje, ambos seleccionables de una base de datos.

El objetivo a alcanzar en este trabajo es la maximización del Valor Actual Neto (VAN) definido mediante la expresión (16).

$$NPV(x, i, t) = \frac{N_1(x)}{1+i} + \dots + \frac{N_t(x)}{(1+i)^t} - IC(x) \quad (16)$$

Donde N_i es el flujo de caja correspondiente al año k -ésimo, IC es la inversión inicial a realizar en el parque eólico, x es la configuración estudiada, t el tiempo de vida del proyecto e i es la tasa de actualización del dinero.

El cálculo de la energía anual producida en este trabajo se realiza mediante un modelo de viento más complejo y realista que los utilizados en trabajos anteriores. El comportamiento del viento se caracteriza estadísticamente por medio de la función de densidad de probabilidad de Weibull.

$$p(v) = \frac{K}{C} \left(\frac{v}{c} \right)^{K-1} e^{-\left(\frac{v}{c} \right)^K} \quad (17)$$

Donde $\rho(v)$ es la probabilidad (frecuencia) de ocurrencia de la velocidad de viento, v , C es el parámetro de escala y K el parámetro de forma de la distribución de Weibull.

Otra mejora significativa incluida en este trabajo es la posibilidad de tomar diferentes condiciones de viento para distintas partes de la parcela mediante la posibilidad de incluir valores del factor de escala, C , y de forma, K , diferentes en cada una de las celdas. Esta característica permite considerar situaciones más realistas que las planteadas en trabajos anteriores, ya que en la práctica las condiciones de viento son muy locales y pueden variar considerablemente para ubicaciones relativamente próximas.

Sin embargo, el efecto de apantallamiento producido entre las turbinas considerado en este trabajo se modela de forma más simple que en los trabajos existentes anteriormente. En este caso se utiliza un método de penalización de la energía producida, frente al modelo analítico utilizado por Mosetti et al. [21] y Grady et al. [24]. Cuando una turbina se ubica a sotavento de otra en la celda contigua, la cantidad total de energía producida se reduce mediante un factor de penalización.

La codificación del individuo se realiza de forma matricial donde cada gen es un número entero. Las dos primeras filas de genes corresponden a las coordenadas geográficas X e Y , la tercera fila representa el modelo de aerogenerador y la cuarta, y última fila, indica la altura de la torre. El número de columnas correspondiente a cada individuo puede ser variable en función del número de aerogeneradores que contenga. En este trabajo se han desarrollado cinco tipos de cruce adaptados al problema tratado:

- *Cruce simple*. Se seleccionan aleatoriamente cuatro puntos de corte (dos para la posición, uno para el tipo de turbina y otro para la altura). Seguidamente los genes correspondientes a ambos padres se unen para formar los nuevos hijos.
- *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). 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.
- *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.
- *Cruce unión mixto*. Se elige un punto de corte y se unen las dos primeras submitades para el primer hijo y las segundas para el segundo hijo.
- *Cruce intercambio*. Se intercambia elemento por elemento, siguiendo el patrón que impone una máscara aleatoria.

El operador de mutación actúa mediante la implementación previa de una máscara que determina los genes que van a ser mutados. El nuevo valor de los genes mutados se controla en virtud de un rango máximo de variación marcado por el parámetro *potencia de mutación*.

Casos estudiados por J. Castro et al.

Los autores plantean la resolución de tres casos sobre un terreno dividido en 20×20 celdas de longitud arbitraria. La distribución geográfica del factor de escala puede apreciarse en la Figura 21.

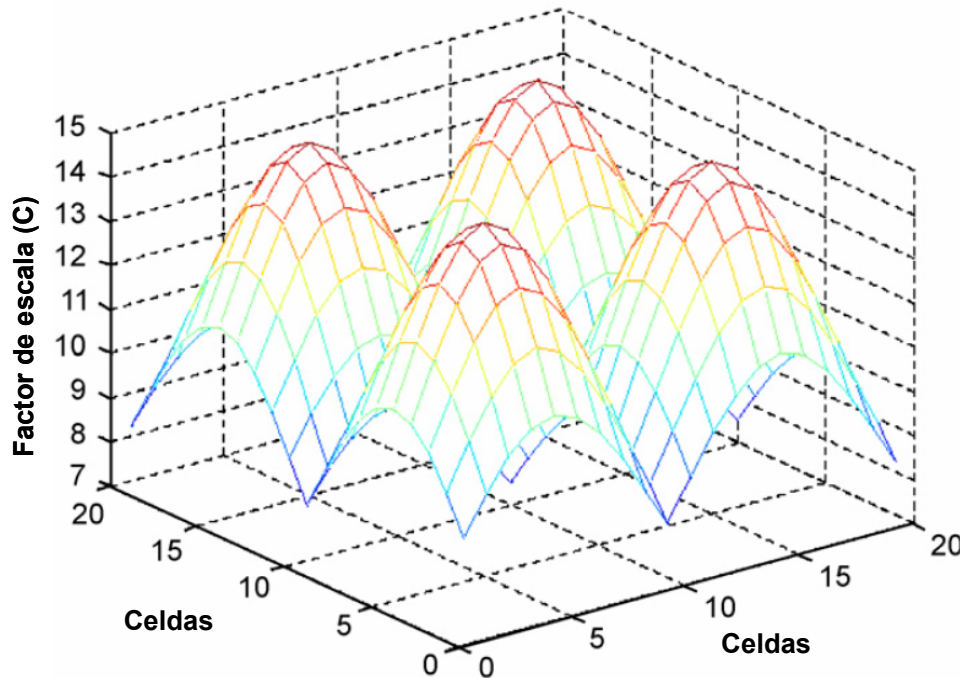


Figura 21. Distribución del factor de escala, C , a lo largo del terreno en el caso estudiado por Castro et al.

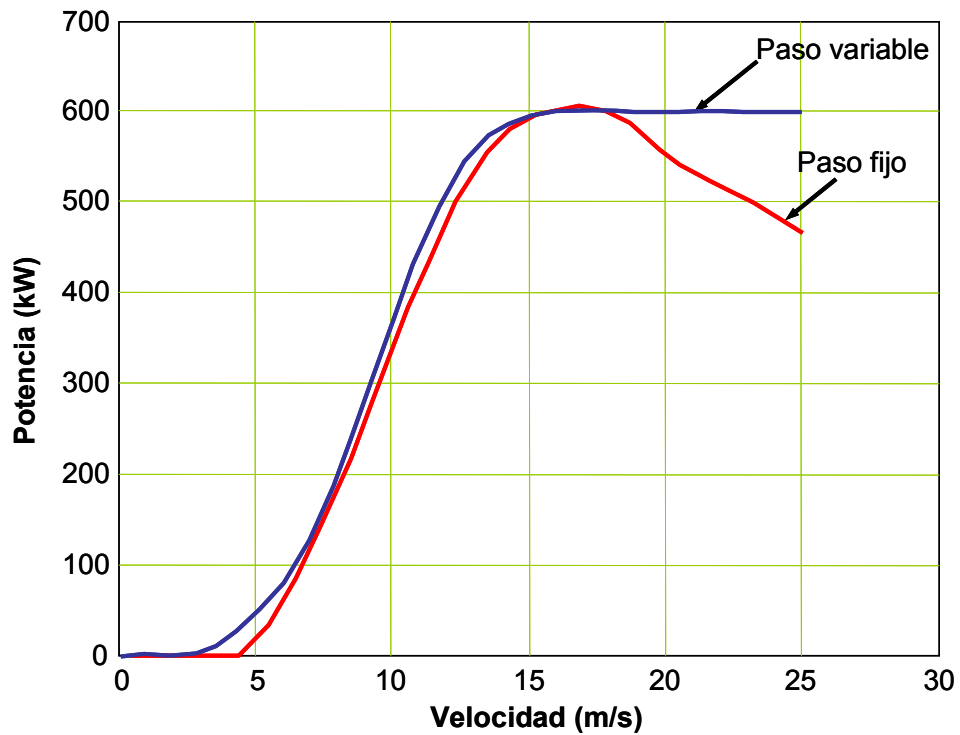


Figura 22. Curvas de potencia-velocidad de las turbinas estudiadas en el Caso 1 por Castro et al.

Los dos aerogeneradores que el algoritmo puede seleccionar tienen las curvas de potencia mostradas en la Figura 22. Las características de ambos generadores se resumen en la Tabla 11.

Tabla 11. Principales características de las turbinas estudiadas en el Caso 1 por Castro et al.

Aerogenerador	A1	A2
Tipo	Paso variable	Paso fijo
Potencia (kW)	600	600
Altura (m)	50	50
Coste (k€)	524	460
Coste de la torre (k€/m)	1.5	1.5

Las principales variables de entrada y parámetros del algoritmo evolutivo se muestran en la Tabla 12.

Tabla 12. Principales parámetros de entrada al algoritmo en el estudio realizado por Castro et al.

Tamaño de la población	150
Número de cruces	75
Probabilidad de cruce (%)	100
Probabilidad de mutación (%)	30
Penalización por cruce	0.9
Parámetro de convergencia	10
Máximo número de generadores en la solución	4
Altura de referencia (m)	50
Coefficiente de rugosidad	0.15
Tiempo de vida de la inversión (años)	10
Tasa de interés (%)	1
Precio de venta de la energía (c€/kWh)	6

Caso 1

En la realización de este ensayo se ha supuesto que el factor de forma es uniforme en todo el terreno con un valor $K = 3$ (viento relativamente variable). La solución óptima obtenida para este caso se muestra en la Figura 23.

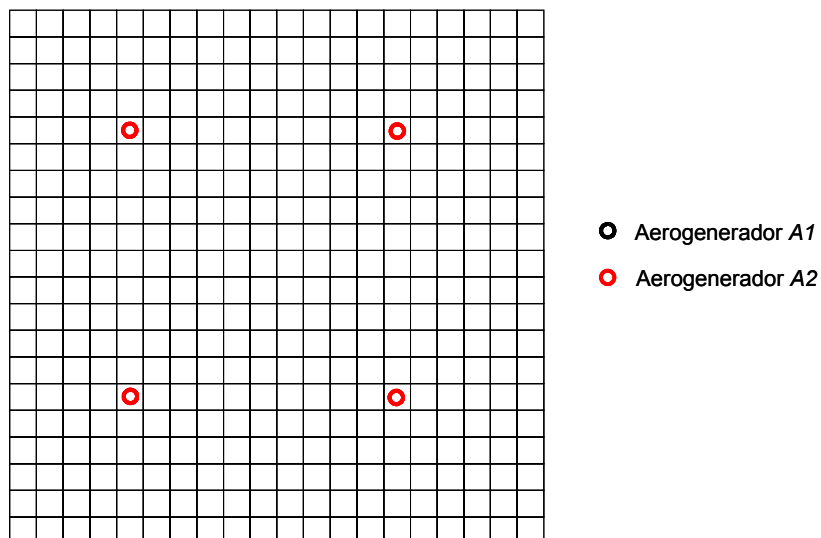


Figura 23. Solución óptima obtenida para el Caso 1 por Castro et al.

Caso 2

El segundo ensayo reproduce parte de las condiciones descritas para el *Caso A*. En este caso, el valor del factor de forma toma un valor igual $K = 5$ (viento relativamente constante) uniforme en todo el terreno. Se ha impuesto un límite máximo de la inversión a realizar de 3 M€. Las principales características de las turbinas estudiadas en este caso se detallan en la Tabla 13.

Tabla 13. Principales características de las turbinas estudiadas en el Caso 2 por Castro et al.

Aerogenerador	A2	A3
Tipo	Paso fijo	Paso fijo
Potencia (kW)	600	800
Altura (m)	50	50
Coste (k€)	460	613
Coste de la torre (k€/m)	1.5	1.5

La solución óptima lograda por el algoritmo para el caso estudiado puede ser observada en la Figura 24. La inversión inicial a realizar es 2.981 M€ y el VAN correspondiente a esta solución 11.466 M€. Como puede apreciarse, la inversión inicial está muy próxima al límite máximo impuesto, por lo que en el caso de haber seleccionado todos los aerogeneradores de 800 kW dicho límite hubiese sido violado.

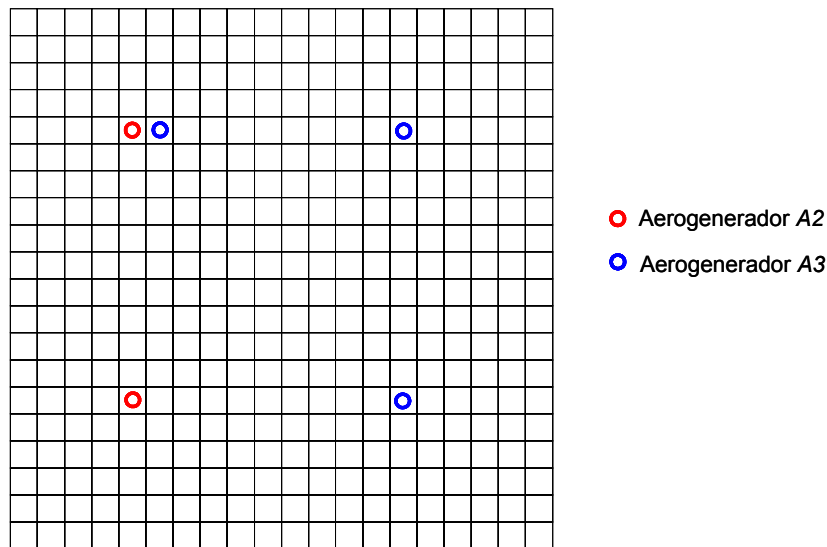


Figura 24. Solución óptima obtenida para el Caso 2 por Castro et al.

Conclusiones

En este trabajo se introduce un nuevo planteamiento del problema de diseño óptimo de un parque eólico. Por un lado, los autores introducen dos nuevas variables de diseño: modelo de aerogenerador y altura de la torre. Otra importante novedad introducida en este trabajo es un modelo económico más realista del parque eólico considerando el Valor Actual Neto del proyecto durante su vida útil. Sin embargo, el análisis de los casos bajo estudio se realiza sobre parques eólicos con un número de aerogeneradores relativamente reducido.

2.4.5 Resumen del trabajo de C. Wan, J. Wang, G. Yang y X. Zhang

El trabajo descrito en este apartado data del año 2010, en él se introduce un novedoso enfoque del problema realizando la optimización mediante el método de enjambre de partículas (PSO). Los autores destacan la facilidad de implementación del método de optimización PSO y su rápida convergencia [97]. La principal diferencia existente en el trabajo realizado por Wan et al. [28] es la consideración de un dominio continuo frente al discreto considerado en los trabajos anteriores.

El modelo de estelas empleado en este trabajo tiene en cuenta el teorema de balance de momentos y la teoría de Betz. La velocidad en el interior de la estela se determina mediante el modelo desarrollado por Jensen definido por la siguiente ecuación [103]:

$$u_0(d) = u_0 \left(1 - \left(1 - \sqrt{1 - C_T} \right) \left(\frac{D}{D + 2\alpha d} \right)^2 \right) \quad (18)$$

Donde u_0 es la velocidad del viento en flujo libre, C_T es el coeficiente de empuje de la turbina, D es el diámetro del rotor, α es la constante de expansión de la estela y d es la distancia entre ambos aerogeneradores.

Cálculo de la energía producida

Suponiendo que el parque eólico está compuesto por N turbinas, el viento está distribuido en M direcciones de procedencia y la velocidad de viento se discretiza en Q velocidades, la potencia total producida por el parque se calcula mediante (19).

$$P(Z) = \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^Q f_{i,j} \left(\sum_{k=1}^N 0.3u_{i,j,k}^3 \right) \quad (19)$$

Donde $f_{i,j}$ es el porcentaje de la j -ésima velocidad de viento para la i -ésima dirección de viento, $u_{i,j,k}$ es la velocidad de viento real en la k -ésima turbina.

Admitiendo que la distancia mínima permisible entre aerogeneradores es d_{min} , el problema de posicionamiento óptimo de las turbinas queda definido por la siguiente formulación:

$$\max P(Z)$$

s.a.

$$\begin{cases} g_k(Z) = (x_m - x_n)^2 + (y_m - y_n)^2 - d_{min}^2 \geq 0 \\ 0 \leq x_m \leq X_{max}, \quad 0 \leq x_n \leq X_{max} \end{cases}$$

$$(k \in \{1, 2, \dots, C\}, \forall m \neq n, m, n \in \{1, 2, \dots, N\})$$

Donde (x_m, y_m) representan las coordenadas cartesianas de la m -ésima turbina, $g_k(Z)$ es la restricción de posición entre la m -ésima y la n -ésima turbina. El número de restricciones totales entre turbinas es $C = N(N-1)/2$.

Con el objetivo de gestionar las diferentes restricciones existentes en el problema, los autores proponen la siguiente función de penalización (20).

$$\phi(Z) = \sqrt{\sum_{k=1}^C |\min\{0, g_k(Z)\}|} \quad (20)$$

En el caso de que se cumpla $\phi(Z) = 0$ la solución es factible. En cambio, cuando $\phi(Z) > 0$ la solución no es factible. Por tanto, tras introducir la función de penalización, la función objetivo queda:

$$F(Z) = P(Z) - \gamma\phi(Z) \quad (21)$$

Donde γ es el coeficiente de penalización.

Algoritmo de optimización

Los algoritmos PSO están basados en el comportamiento social de los bancos de peces y bandadas de pájaros. Este tipo de algoritmos fueron desarrollados por Kennedy y Eberhart en 1995 [55]. Destacan por su fácil implementación y su rápida convergencia en comparación con los algoritmos evolucionarios de optimización [97].

Con el propósito de mejorar la capacidad de convergencia del algoritmo PSO, es posible añadir un factor k que afecta a la regla de actualización de la velocidad. De esta forma, el dominio de búsqueda es reducido progresivamente. En este caso, las velocidades de las partículas se actualizan como sigue [101]:

$$V(t+1) = K \left(V(t) + c_1 R_1 \cdot (Z^p(t) - Z(t)) + c_2 R_2 \cdot (Z^g(t) - Z(t)) \right) \quad (22)$$

Donde k es:

$$k = \frac{2}{\left| 2 - c - \sqrt{c^2 - 4c} \right|}, \quad c = c_1 + c_2 > 4 \quad (23)$$

Los autores argumentan que los valores de $c_1 = 2.8$ y $c_2 = 1.3$ aportan experimentalmente buenos resultados para el problema planteado en este trabajo [101].

Casos bajo estudio

En este trabajo se resuelven los mismos casos planteados por Mosetti et al. La Figura 25 muestra las configuraciones óptimas obtenidas para los tres casos. La línea de trazo azul indica el límite de la parcela, a fin de considerar la misma área efectiva.

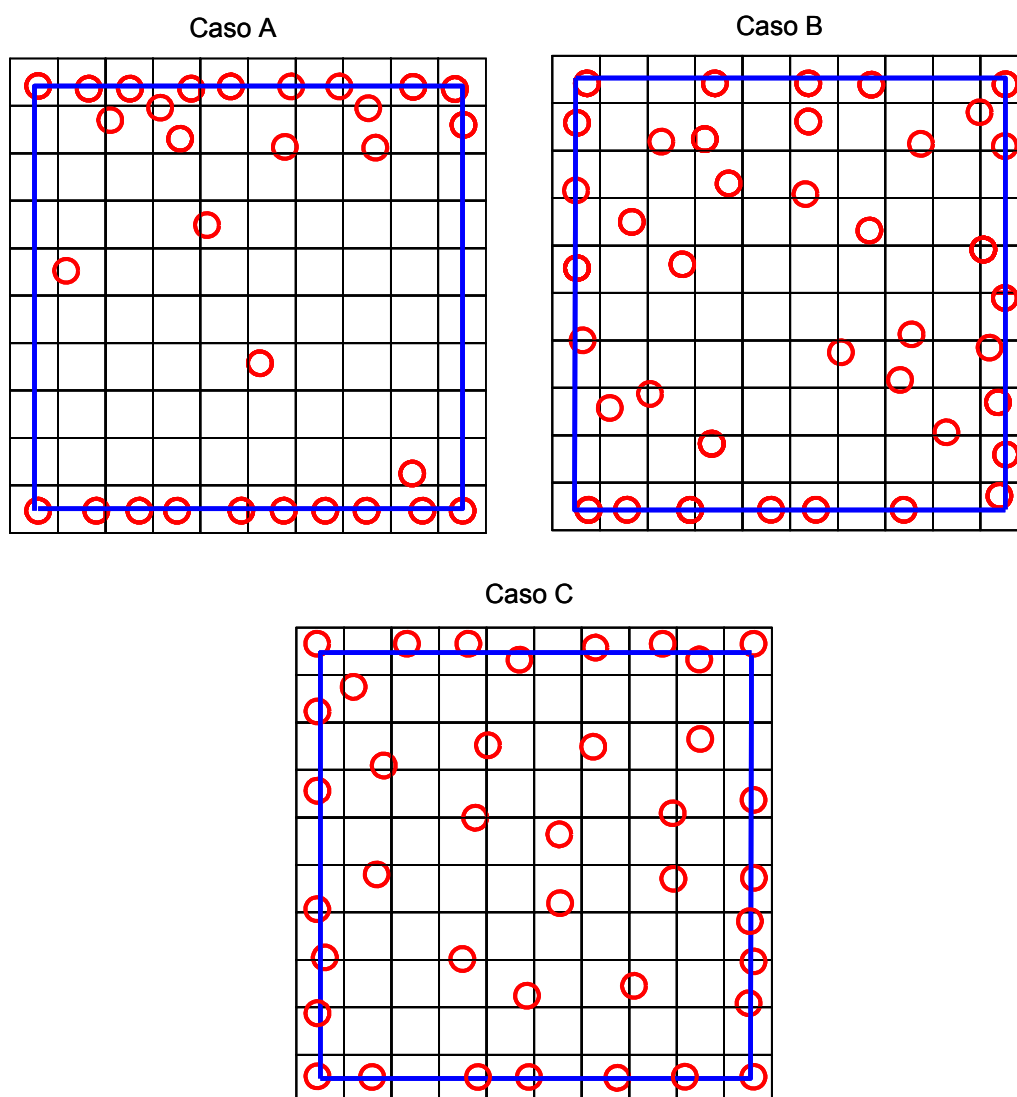


Figura 25. Soluciones óptimas obtenidas para los casos: Caso A, Caso B y Caso C por Wan et al.

En la Tabla 14 se comparan los principales resultados, relacionados con la producción de energía por parte del parque eólico, para las soluciones alcanzadas por Grady et al. y por Wan et al. Como puede observarse, es en el primer caso donde la mejora obtenida sobre la producción es mayor (en términos de producción total y rendimiento). En el Caso A es posible ubicar los aerogeneradores más próximos entre sí como consecuencia del uso de un dominio continuo permitiendo, de esta forma, aumentar la distancia media entre aerogeneradores para la dirección predominante del viento. En cambio, para el Caso B y Caso C, el viento es multidireccional por lo que la distancia media entre aerogeneradores en la solución óptima es mayor. Por tanto, las mejoras en términos de rendimiento para estos dos casos son menores al considerar un dominio continuo.

Tabla 14. Comparación de los resultados obtenidos para los tres casos por Grady et al. y por Wan et al.

	<i>Caso A</i>		<i>Caso B</i>		<i>Caso C</i>	
	Potencia (kW)	Eficiencia (%)	Potencia (kW)	Eficiencia (%)	Potencia (kW)	Eficiencia (%)
Grady	14312	92.03	17241	85.28	31649	85.54
Wan	15220	97.87	17953	88.80	32921	88.98

Conclusiones

En este trabajo se presenta un nuevo enfoque mediante el algoritmo de optimización PSO para el cálculo de la posición óptima de los aerogeneradores en un parque eólico. La principal novedad es el uso de un dominio computacional continuo. Sin embargo tanto el modelo de costes como de evaluación de la energía producida por el parque eólico es relativamente simple, siendo el mismo que el empleado por Mosetti et al. y Grady et al.

2.4.6 Resumen del trabajo de A. Kusiak y Z. Song

En el trabajo presentado por Kusiak y Song [30] en el año 2010 se plantea de nuevo el problema de micro-posicionamiento de los aerogeneradores en parques eólicos. La principal novedad en este caso es el uso de algoritmo evolutivo fuerte de Pareto (SPEA) [102]. El objetivo planteado por los autores es la maximización de la energía producida por el parque eólico. Para ello utilizan una función multiobjetivo, considerando por un lado la energía producida por el parque y, por otro lado, el cumplimiento de las distintas restricciones impuestas en el problema. La formulación del problema es la siguiente:

$$\min \{Obj_1, Obj_2\}$$

$$Obj_1 = \frac{1}{\sum_{i=1}^N E'(P_i)}$$

$$Obj_2 = \sum_{i=1}^N \max \{0, x_i^2 + y_i^2 - r^2\} + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1, j \neq i}^N \max \{0.64R^2 - (x_i - x_j)^2 - (y_i - y_j)^2\}$$

Donde x_i, y_i son las coordenadas geográficas del aerogenerador i -ésimo, R es el diámetro de la turbina, r es el diámetro del terreno (nótese que los autores consideran un terreno de forma circular), N es el número de aerogeneradores existentes en el parque eólico y $E'(P_i)$ es la energía generada por el conjunto de aerogeneradores.

El modelo de parque eólico implementado por los autores parte de un conjunto de suposiciones:

- Para un determinado proyecto de parque eólico, el número de turbinas a instalar es fijo y conocido de antemano.
- La posición de las turbinas es determinada por sus coordenadas cartesianas (x, y) representado por un vector de longitud $\sqrt{x^2 + y^2}$. Esto implica la suposición de que el terreno es relativamente plano.
- Todas las turbinas consideradas en el proyecto tienen las mismas características técnicas. Es decir, curva de potencia, diámetro del rotor, altura del buje, etc.
- La velocidad de viento en el emplazamiento está caracterizada por la distribución de Weibull.
- Para las diferentes localizaciones dentro de la misma parcela se asumirán que las condiciones de viento, distribución de Weibull y direcciones de procedencia son idénticas. Esta suposición es relativamente cierta para terrenos con superficie plana.

- Dos turbinas cualesquiera del parque eólico han de estar separadas por distancias superiores a cuatro veces el diámetro del rotor.

El modelo de cálculo de las estelas es el mismo que el utilizado en el trabajo de Wan et al. [28] desarrollado por Jensen [103]. Los autores suponen una curva de potencia del aerogenerador aproximada por tres tramos lineales (24):

$$P(v) = \begin{cases} 0, & v < v_{inicio} \\ \lambda v + \eta, & v_{inicio} \leq v \leq v_{nominal} \\ P_{nominal}, & v_{nominal} < v < v_{fin} \end{cases} \quad (24)$$

Donde v es la velocidad de viento, v_{inicio} es la velocidad de inicio de generación de las turbinas (*cut-in speed*), v_{fin} es la velocidad final de generación de la turbina (*cut-out speed*), $v_{nominal}$ es la velocidad de viento en la que la turbina alcanza el punto de generación nominal y $P_{nominal}$ es la potencia nominal de la turbina.

El algoritmo de optimización implementado por Kusiak y Song [30] es un algoritmo evolucionario SPEA. El individuo queda definido por una pareja de vectores (z^j, σ^j) . El número de elementos en cada uno de los vectores es dos veces el número de aerogeneradores existentes en el parque eólico. Por tanto, el individuo j -ésimo tendría la siguiente forma:

$$\begin{aligned} z^j &= (x_1^j, y_1^j, \dots, x_N^j, y_N^j)^T \\ \sigma^j &= (\sigma_{1,x}^j, \sigma_{1,y}^j, \dots, \sigma_{N,x}^j, \sigma_{N,y}^j)^T \end{aligned} \quad (25)$$

La pareja (x_i^j, y_i^j) representa la posición de la turbina i -ésima y $(\sigma_{i,x}^j, \sigma_{i,y}^j)$ es la desviación estándar aplicada a la mutación de las posiciones geográficas correspondientes.

El proceso de optimización consiste en la ejecución del siguiente pseudocódigo:

1. Inicialización de tres conjuntos: *Padres*, *Hijos* y *Elite*.
2. Búsqueda de soluciones no dominadas en *Hijos* y copiarlos en *Elite*. Eliminar soluciones dominadas en *Elite*. Reducir el tamaño de *Elite* mediante *clustering*, si fuese necesario.
3. Asignación de la bondad (*fitness*) a los individuos de *Hijos* y *Elite*.
4. Selección mediante el método de torneo un número, μ_{padres} , de individuos de las poblaciones *Hijos* y *Elite* y almacenarlos en *Padres*.
5. Generación de una nueva población *Hijos* mediante la selección de los padres.
6. Mutación de los individuos en *Hijos*.
7. Asignación de la bondad a los individuos de *Hijos*.
8. Volver al *Paso 2* hasta que se haya logrado el criterio de convergencia.

El criterio de convergencia adoptado en este trabajo es el transcurso de un determinado número de generaciones.

Casos estudiados por Kusiak y Song

El terreno estudiado es circular con un radio de 500 m. El análisis del caso se ha repetido en varias ocasiones variando el número de turbinas desde un valor inicial de 2 hasta un valor final de 6. El modelo de aerogenerador considerado en el estudio

realizado por Kusiak y Song tiene un diámetro de rotor igual a 38.5 m, la velocidad de inicio de generación (*cut-in speed*) es $v_{inicio} = 3.5$ m/s, la velocidad nominal es $v_{nominal} = 14$ m/s, la potencia nominal de la turbina es $P_{nominal} = 1500$ kW, la altura del buje es 80 m, el coeficiente de empuje de la turbina es $C_t = 0.8$ y la constante de dispersión de la estela se ha considerado $k = 0.075$. La rosa de los vientos ha sido dividida en 24 intervalos de forma que cada sector comprende 15° . El escenario de vientos considerado se muestra en la Tabla 15. La Figura 26 muestra las soluciones óptimas alcanzadas por el algoritmo en función del número de turbinas considerado.

Tabla 15. Escenario de viento estudiado en el caso analizado por Kusiak y Song.

Sector	Ángulo	Ángulo final	K	C	Probabilidad
1	0	15	2	13	0
2	15	30	2	13	0
3	30	45	2	13	1
4	45	60	2	13	1
5	60	75	2	13	20
6	75	90	2	13	60
7	90	105	2	13	1
8	105	120	2	13	1
9	120	135	2	13	1
10	135	150	2	13	1
11	150	165	2	13	1
12	165	180	2	13	1
13	180	195	2	13	1
14	195	210	2	13	1
15	210	225	2	13	1
16	225	240	2	13	1
17	240	255	2	13	1
18	255	270	2	13	1
19	270	285	2	13	1
20	285	300	2	13	1
21	300	315	2	13	1
22	315	330	2	13	1
23	330	345	2	13	1
24	330	345	2	13	0

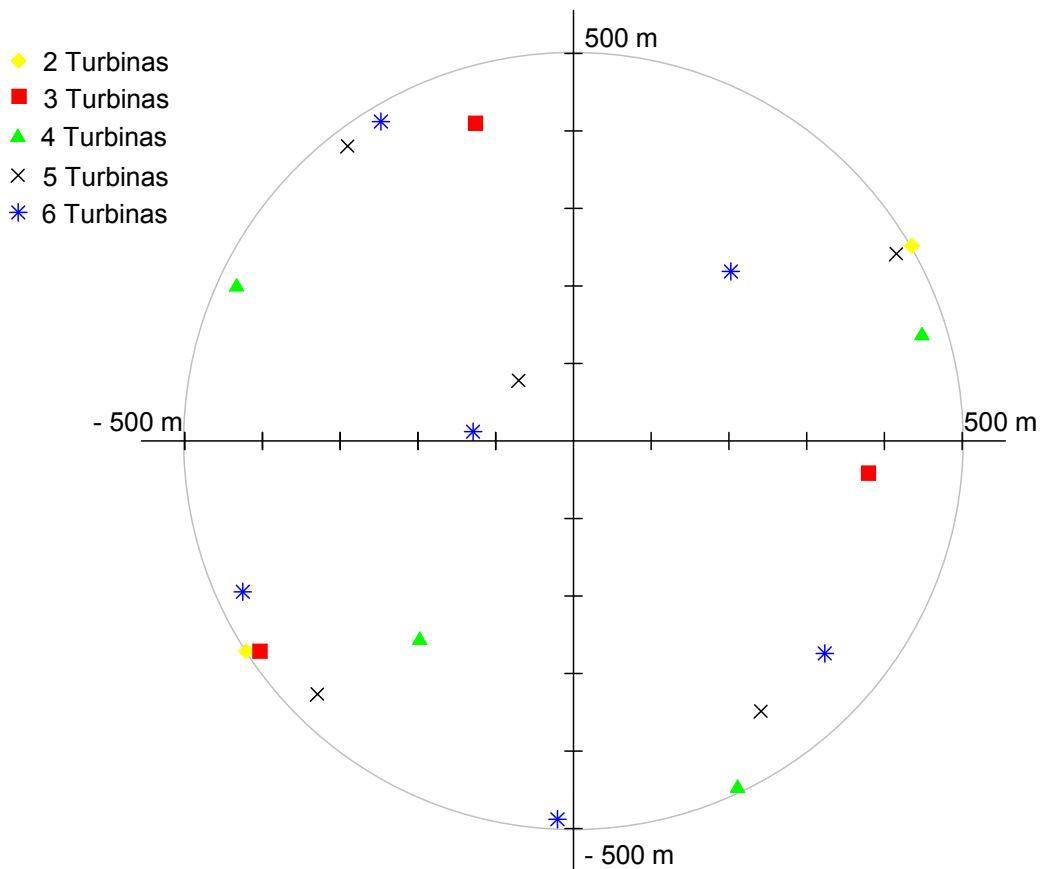


Figura 26. Soluciones obtenidas por Kusiak y Song para el caso analizado en función del número de aerogeneradores.

Los resultados referentes a la producción correspondientes a cada una de las soluciones óptimas obtenidas en función del número de turbinas se muestran en la Tabla 16. Puede observarse como el efecto de las estelas es cada vez mayor conforme aumenta el número de turbinas.

Tabla 16. Principales resultados correspondientes a las soluciones obtenidas por Kusiak y Song para el caso analizado en función del número de aerogeneradores.

Número de turbinas	Potencia (kW)	Potencia sin estelas (kW)	Pérdidas estelas (kW)
2	28083.42	28091.47	8.05
3	42101.06	42137.21	36.15
4	46057.77	56182.95	125.18
5	69922.97	70228.69	305.72
6	83758.79	84274.42	515.63

Conclusiones

El trabajo de Kusiak y Song introduce la optimización de la posición de los aerogeneradores de un parque eólico mediante un algoritmo SPEA. La función multiobjetivo implementada tiene en cuenta tanto la maximización de la energía producida por el parque eólico como las distintas restricciones involucradas en el problema. Al igual que Wan et al., Kusiak y Song consideran un dominio computacional continuo. Sin embargo, la optimización se centra únicamente en la

maximización de la energía producida, dejando a un lado el modelo económico del parque eólico. Además el número de aerogeneradores existentes en los casos bajo estudio es también relativamente moderado.

2.4.7 Resumen del trabajo de C. Kongnam, S. Nuchprayoon, S. Premrudeepreechacharn, S. Uatrungjit

Este trabajo propone un procedimiento para la evaluación económica de la capacidad de generación de un parque eólico [72]. El objetivo es maximizar la generación esperada y minimizar el riesgo derivado de la incertidumbre existente en las condiciones de viento y en la característica potencia-velocidad de la turbina. Las principales restricciones gestionadas en este problema son la inversión inicial a realizar, el área de implantación, la capacidad de generación y la energía anual producida por el parque eólico. El problema se formula como un problema de programación lineal entero mixto. Dicho problema se resuelve mediante el *solver* DICOPT bajo el entorno de GAMS (General Algebraic Modelling System) [104]-[106]. El objetivo es determinar el número óptimo y capacidad de generación de las turbinas a instalar en el parque eólico. La evaluación de cada una de las posibles alternativas se ha realizado teniendo en cuenta la relación existente entre beneficio y coste (B/C) y, por otro lado, el beneficio por unidad de área (B/A). Las incertidumbres se introducen en el modelo tomando diferentes distribuciones de viento y características de potencia-velocidad.

La función objetivo del problema es la maximización del Valor Actual Neto (VAN) del proyecto, definido como los beneficios anuales derivados de la venta de la energía producida menos los costes de inversión, y costes de operación y mantenimiento. El problema se formula de la siguiente manera:

max.

$$\left(\sum_{k=1}^K \frac{r_k}{(1+\delta)^k} \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^I N_i T_j P_{i,j} \right) - \left(\sum_{i=1}^I N_i C_i \right)$$

s.a.

$$M^{\min} \leq \sum_{i=1}^I N_i C_i \leq M^{\max}$$

$$L^{\min} \leq \max \left\{ \sum_{i=1}^I \pi N_i H_i^2, \sum_{i=1}^I W_C W_R N_i D_i^2 \right\} \leq L^{\max}$$

$$G^{\min} \leq \sum_{i=1}^I N_i P_{R,i} \leq G^{\max}$$

$$E^{\min} \leq \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^I N_i P_{i,j} \leq E^{\max}$$

Donde r_k es el precio de venta de la energía en el año k -ésimo, δ es la tasa de interés anual, N_i es el número de turbinas del tipo i -ésimo, T_j es el número de horas al año al nivel j de la velocidad de viento, $P_{i,j}$ es la potencia producida por la turbina de tipo i para el nivel j , C_i es el coste de la turbina i , M^{\min} y M^{\max} son los límites mínimos y

máximos de inversión, L^{min} y L^{max} son los límites mínimos y máximos de la parcela disponible respectivamente, H_i la altura de la torre, W_C y W_R son el espaciado de las columnas y filas de aerogeneradores respectivamente. G^{min} y G^{max} son los límites mínimos y máximos de capacidad de generación y, finalmente, E^{min} y E^{max} son los límites mínimos y máximos de energía anual generada respectivamente.

El modelo de incertidumbre asociado a la distribución del viento tiene en cuenta tres posibles modelos de comportamiento del viento: la distribución de Weibull, distribución de Rayleigh y la observación meteorológica.

Por otro lado, la incertidumbre existente en la curva potencia-velocidad del aerogenerador se gestiona asumiendo dos posibles modelos de curva de potencia. El primer modelo se define de la siguiente forma [107]:

$$P_{i,j} = \begin{cases} 0 & 0 \leq V_j \leq V_{1,i} \\ aV_j^\phi - bP_{R,i} & V_{1,i} \leq V_j \leq V_{R,i} \\ P_{R,i} & V_{R,i} \leq V_j \leq V_{0,i} \\ 0 & V_{0,i} \leq V_j \end{cases} \quad (26)$$

Siendo a y b :

$$a = \frac{P_{R,i}}{V_{R,i}^\phi - V_{1,i}^\phi} \quad (27)$$

$$b = \frac{V_{1,i}^\phi}{V_{R,i}^\phi - V_{1,i}^\phi}$$

Donde $P_{R,i}$ es la potencia nominal de la turbina i -ésima, V_1 es la velocidad de inicio de generación, V_R es la velocidad nominal y V_0 es la velocidad final de generación.

El segundo modelo de curva de potencia considerado en el trabajo realizado por Kongnam et al. [72] asume una relación cuadrática en el tramo creciente de la curva de potencia [108], [109]:

$$P_{i,j} = \begin{cases} 0 & 0 \leq V_j \leq V_{1,i} \\ (a + bV_j + cV_j^2)P_{R,i} & V_{1,i} \leq V_j \leq V_{R,i} \\ P_{R,i} & V_{R,i} \leq V_j \leq V_{0,i} \\ 0 & V_{0,i} \leq V_j \end{cases} \quad (28)$$

Donde a , b y c son los coeficientes de la evolución cuadrática de la curva de potencia.

Los problemas de toma de decisiones están orientados principalmente a dos tipos de problemas: incertidumbre y riesgo. La toma de decisiones bajo riesgo reside en la indisponibilidad de probabilidades asignadas a cada uno de los posibles estados de la naturaleza. Por el contrario, la toma de decisiones bajo riesgo implica el conocimiento de las probabilidades de ocurrencia de cada uno de los posibles estados de la naturaleza.

Kongnam et al. estudian cinco criterios diferentes de decisión bajo incertidumbre [110]-[111] aplicados al problema de capacidad óptima de generación de un parque eólico: *maximin*, *maximax*, *Hurwicz*, *Laplace* y *Savage*.

Casos estudiados por Kongnam et al.

En el estudio realizado por Kongnam et al. se ha analizado la planificación de un parque eólico teniendo en cuenta la base de datos de aerogeneradores mostrada en la Tabla 17.

Tabla 17. Principales características de los aerogeneradores considerados en el estudio realizado por Kongnam et al.

Modelo	Potencia Nominal (kW)	Altura (m)	Diámetro (m)	Velocidad de inicio (m/s)	Velocidad nominal (m/s)	Velocidad final (m/s)	Coste (k\$)
W1	1	30	2.5	2.6	11.0	13.0	5
W2	10	48	7.0	3.6	16.5	19.0	40
W3	50	25	15.0	4.6	11.3	22.4	115
W4	100	35	21.0	2.5	13.0	25.0	240
W5	150	26	20.5	4.0	17.0	25.0	300
W6	200	30	30.0	4.0	14.0	25.0	400
W7	250	42	29.5	2.5	15.0	25.0	500
W8	500	39	39.0	4.0	14.0	25.0	800
W9	600	50	43.0	3.0	10.8	20.0	960
W10	750	48	43.0	3.0	15.0	25.0	1000

Suponiendo que la capacidad total del parque eólico es 1000 kW se elaboran los ocho posibles planes de generación mostrados en la Tabla 18.

Tabla 18. Planes de generación estudiados por Kongnam et al.

Plan de Inversión	Combinación de aerogeneradores	Coste total (M\$)	Área (m ²)
1	50 kW + 100 kW + 250 kW + 600 kW	1.815	50779
2	4 × 100 kW + 600 kW	1.920	54195
3	8 × 50 kW + 600 kW	1.880	54735
4	4 × 50 kW + 2 × 100 kW + 600 kW	1.900	54465
5	150 kW + 250 kW + 600 kW	1.760	47092
6	2 × 200 kW + 600 kW	1.760	54735
7	50 kW + 2 × 100 kW + 750 kW	1.595	4434
8	250 kW + 750 kW	1.500	40789

Los autores realizan un análisis modificando diferentes parámetros como la inversión máxima a realizar, el área ocupada por el parque eólico, las características de la curva de potencia del aerogenerador y, finalmente, el modelo estadístico de comportamiento del viento. De esta forma, obtienen diferentes soluciones óptimas para cada caso cuyas principales características se muestran en la Tabla 19 y Tabla 20.

Tabla 19. Soluciones óptimas obtenidas por Kongnam et al. para un parque de 1MW suponiendo una distribución de Weibull.

	Característica potencia-velocidad												
	Lineal			Parabólica			Cúbica			Cuadrática			
	Plan	B/C	B/A	Plan	B/C	B/A	Plan	B/C	B/A	Plan	B/C	B/A	
Inversión (M\$)	4.0	2	0.424	63.03	2	-0.248	33.28	3	-0.615	16.50	3	-0.560	18.87
	2.0	2	0.424	63.03	2	-0.248	33.28	3	-0.615	16.50	3	-0.560	18.87
	1.9	1	0.437	64.17	4	-0.254	32.50	3	-0.615	16.50	3	-0.560	18.87
	1.8	5	0.356	63.29	6	-0.298	28.22	6	-0.708	11.73	6	-0.691	12.43
	1.7	7	0.180	53.03	7	-0.620	17.06	-	-	-	-	-	-
	1.6	7	0.180	53.03	7	-0.620	17.06	-	-	-	-	-	-
	1.5	8	0.246	57.26	8	-0.641	16.50	-	-	-	-	-	-
Área (m ²)	100	2	0.424	63.03	2	-0.248	33.28	3	-0.615	16.50	3	-0.560	18.87
	60	2	0.424	63.03	2	-0.248	33.28	3	-0.615	16.50	3	-0.560	18.87
	55	2	0.424	63.03	2	-0.248	33.28	3	-0.615	16.50	3	-0.560	18.87

Tabla 20. Soluciones óptimas Kongnam et al. para un parque de 1MW suponiendo una distribución de Rayleigh.

	Característica potencia-velocidad												
	Lineal			Parabólica			Cúbica			Cuadrática			
	Plan	B/C	B/A	Plan	B/C	B/A	Plan	B/C	B/A	Plan	B/C	B/A	
Inversión (M\$)	4.0	2	0.464	64.80	2	-0.223	34.37	3	-0.598	17.24	3	-0.527	20.31
	2.0	2	0.464	64.80	2	-0.223	34.37	3	-0.598	17.24	3	-0.527	20.31
	1.9	1	0.480	66.10	4	-0.219	34.02	3	-0.598	17.24	3	-0.527	20.31
	1.8	5	0.398	65.28	6	-0.270	29.33	6	-0.708	11.72	6	-0.608	12.86
	1.7	7	0.197	53.78	7	-0.633	16.49	-	-	-	-	-	-
	1.6	7	0.197	53.78	7	-0.633	16.49	-	-	-	-	-	-
	1.5	8	0.257	57.76	8	-0.661	15.60	-	-	-	-	-	-
Área (m ²)	100	2	0.464	64.80	2	-0.223	34.37	3	-0.598	17.24	3	-0.527	20.31
	60	2	0.464	64.80	2	-0.223	34.37	3	-0.598	17.24	3	-0.527	20.31
	55	2	0.464	64.80	2	-0.223	34.37	3	-0.598	17.24	3	-0.527	20.31

Finalmente, se aplica el criterio de decisión teniendo en cuenta los diferentes planes de generación. En la Tabla 21 se muestra el plan de generación más apropiado aplicando los diferentes criterios de decisión para los casos de incertidumbre en la caracterización del viento, incertidumbre en la característica potencia-velocidad y, finalmente, en ambos casos conjuntamente.

Tabla 21. Plan de generación óptimo según el criterio de decisión adoptado y fuente de incertidumbre.

	Fuente de Incertidumbre		
	Velocidad del viento	Característica Potencia-Velocidad	Ambos
<i>Hurwicz (a=0) o maximin</i>	1	3	3
<i>Hurwicz (a=0.25)</i>	1	3	3
<i>Hurwicz (a=0.50)</i>	1	1	1
<i>Hurwicz (a=0.75)</i>	1	1	1
<i>Hurwicz (a=1) o maximax</i>	1	1	1
<i>Laplace</i>	1	3	3
<i>Savage</i>	1	3	3

Conclusiones

El trabajo desarrollado por Kongnam et al. introduce la toma de decisiones en problemas de planificación de proyectos eólicos. Aunque el objetivo de la herramienta desarrollada por los autores no es la optimización de la posición de los aerogeneradores el problema planteado por Kongnam et al. presenta ciertas similitudes con el trabajo desarrollado en esta tesis. Los autores plantean la selección óptima del plan de generación, selección de los modelos de aerogenerador más adecuados, ante la presencia de incertidumbre en la distribución estadística del viento y en la característica potencia-velocidad de los aerogeneradores.

2.5 Conclusiones

En el presente apartado se ha realizado una revisión bibliográfica, en la que se ha analizado y detallado los trabajos sobre el problema de emplazamiento óptimo de las turbinas eólicas. Finalmente, también se ha realizado una breve revisión bibliográfica en la que se han estudiado los trabajos más reseñables acerca del problema de diseño óptimo de la instalación eléctrica en parques eólicos.

Tabla 22. Resumen de las principales características de los trabajos estudiados en la revisión bibliográfica.

	Mosteti et al.	Ozturk y Norman	Grady et al.	Castro et al.	Castro	Wan et al.	Kusiak y Song
Método de optimización	AG	Codicioso	AG	AG	AG	PSO	SPEA
Dominio	Discreto	Discreto	Discreto	Discreto	Discreto	Continuo	Continuo
Gestión de zonas prohibidas	No	No	No	Si	Si	No	No
Límite de Inversión	No	No	No	Si	Si	No	No
Modelo de estelas	Katic	Lineal y Cuadrático	Katic	-	Jensen	Jensen	Jensen
Coefficiente de empuje (C_T)	0.88	-	0.88	-	0.88	0.88	0.8
Sectores rosa de los vientos	36	8	36	1	8	36	24
Modelo de viento	V_{media}	V_{media}	V_{media}	Weibull	Weibull	V_{media}	Weibull
Viento uniforme en la parcela	Si	Si	Si	No	No	Si	Si
Curva de potencia	Cúbica	Cúbica	Cúbica	Catálogo	Catálogo	Cúbica	Cúbica
Selección del tipo de turbina	No	No	No	Si	Si	No	No
Modelo económico							
<i>Instalación Eléctrica</i>	No	No	No	No	Si	No	No
<i>Costes de obra civil</i>	No	No	No	Si	Si	No	No
<i>Adquisición de las turbinas</i>	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Función objetivo	(1)	(2)	(3)	(4)	(4)	(5)	(5)
Número máximo de turbinas	25	16	39	6	6	39	6

- (1) Minimizar ponderación de coste e inversa de energía producida
- (2) Maximizar beneficio
- (3) Minimizar relación coste - energía producida
- (4) Maximizar Valor Actual Neto
- (5) Maximizar energía producida

La Tabla 22 muestra un cuadro resumen de los trabajos anteriormente realizados sobre el problema de posicionamiento óptimo de las turbinas eólicas.

En base a la revisión bibliográfica realizada sobre el problema estudiado en la presente tesis pueden extraerse las siguientes conclusiones:

- La mayoría de los trabajos desarrollados han empleado los algoritmos genéticos como método de optimización sobre un dominio discretizado en celdas cuadradas [21], [24], [25], [26], [31] y [32]. Sin embargo, el problema también ha sido abordado mediante otros métodos de optimización como: búsqueda codiciosa [22], [32] y [34], método de Monte Carlo [27], PSO [28] y SPEA [30].
- La gestión de restricciones que permiten realizar el estudio desde un punto de vista más realista (como la existencia de zonas prohibidas y límite de la inversión máxima a realizar). Se estudia únicamente en tres de los trabajos analizados [25], [26] y [31].
- El viento se ha modelado de dos formas diferentes. Por un lado, en la mayoría de los trabajos, el comportamiento del viento se basa en la consideración de una velocidad media del viento [21], [22], [24], [27], [28], [31] y [34]. Por otro lado, en apenas cuatro de los trabajos [25], [26], [30] y [32] se emplea un modelo más preciso basado en la distribución estadística de Weibull.
- El modelo de estelas desarrollado por Katic [96] es el más empleado en la revisión bibliográfica [21], [24], [27], [31], [32] y [34]. Mientras que el modelo desarrollado por Jensen [103] es empleado en [26], [30] y [28].
- La consideración de diferentes condiciones de viento para distintas partes de la parcela es únicamente afrontada por Castro et al. [25] y Saavedra et al. [32]. De esta forma, es posible estudiar casos más realistas en los que, debido a la geografía de la zona, el comportamiento de viento puede ser diferente dependiendo de la zona del dominio estudiado. Sin embargo, estas variaciones se tienen en cuenta únicamente para el modelo de velocidad del viento, mientras que la distribución del viento para cada uno de los sectores de la rosa de los vientos se considera igual para todas las zonas del terreno.
- La resolución de la rosa de los vientos es muy diferente para los trabajos bajo estudio. Una rosa de los vientos discretizada en treinta y seis sectores ha sido la más empleada [21], [22], [28], [31] y [34]. Sin embargo, en otros trabajos se han estudiados rosas de los vientos divididas en veinticuatro [30], dieciséis [32] y ocho [22] y [26] sectores. Finalmente, [25] y [27] utilizan un modelo de viento unidireccional.
- El modelo de costes del parque eólico desarrollado en la mayoría de los trabajos es relativamente simple teniendo en cuenta únicamente el número de turbinas a instalar. Los dos trabajos realizado por Castro et al. [25] y Castro [26] introducen un modelo económico más complejo en el que se tienen en consideración diferentes aspectos relativos a la obra civil, instalación eléctrica, etc.
- Otro aspecto referente al diseño óptimo de parques eólicos como es la selección óptima de la turbina a instalar se estudia en [25], [26] y [29].
- En los estudios analizados se han empleado diferentes funciones objetivo. La minimización conjunta del coste total del parque eólico junto con la inversa de la

energía producida se plantea en [21]. La maximización del beneficio es propuesta por [22]. En los trabajos [24], [27], [29], [31] y [34] se propone minimizar la relación existente entre el coste total y la energía producida por el parque eólico. La maximización de la energía producida se propone por Kusiak et al. [30]. Finalmente [25], [26] y [32] plantean como objetivo la maximización del Valor Actual Neto del proyecto.

Después de haber realizado la revisión bibliográfica de los trabajos previamente existentes sobre el problema abordado en la presente tesis puede concluirse que el conjunto de los trabajos analizados presentan diversas carencias a la hora de abordar la planificación óptima de parques eólicos. Entre ellas, cabe destacar:

- Gran parte de la información utilizada para realizar la planificación de un parque eólico está sujeta a un alto grado de incertidumbre. Durante la fase de explotación del proyecto pueden darse condiciones muy diferentes a las estudiadas durante la fase de diseño. Las consecuencias de no haber realizado un estudio completo sobre los posibles escenarios pueden suponer grandes diferencias sobre el comportamiento económico del proyecto. Por ello, resulta fundamental acometer el estudio teniendo en cuenta los riesgos existentes y realizar el diseño de forma que puedan minimizarse los efectos de la aparición de condiciones inesperadas.
- El modelo de comportamiento del viento es relativamente simple. La mayoría de los trabajos realizan el estudio tomando una velocidad de viento media para cada una de las direcciones en las que se ha dividido la rosa de los vientos asociada a una probabilidad de ocurrencia para dicha dirección. Incluso en los modelos más complejos, que caracterizan el comportamiento del viento mediante la distribución de Weibull, las probabilidades de ocurrencia para cada una de las direcciones son consideradas iguales para todo el terreno bajo estudio. Esta suposición no permite abordar la optimización en una situación realista, ya que las condiciones de viento son extremadamente locales y dependen de la geografía del terreno.
- La dependencia del coeficiente de empuje (C_T) con la velocidad de viento hace que el efecto de las estelas (en términos de reducción de velocidad del viento) sea altamente dependiente de la propia velocidad. En los estudios analizados se ha considerado que el coeficiente de empuje de la turbina es constante, independientemente de la velocidad del viento. Esta suposición introduce un error relativamente considerable a la hora de realizar la evaluación de la energía producida por el parque eólico.
- En todos los casos el tamaño de los parques eólicos estudiados se basan en un número de turbinas relativamente reducido. Dado que la complejidad del problema aumenta extraordinariamente con el tamaño del parque eólico, el coste computacional requerido a la hora de abordar el problema de grandes parques eólicos sería muy elevado, lo que puede inducir a que el problema sea virtualmente inviable.
- El modelo de costes del parque eólico utilizado en la mayoría de los trabajos es muy simplificado. Únicamente los trabajos realizados por Castro et al. [25] y Castro [26] emplean un modelo más complejo y detallado. Sin embargo, este modelo se centra únicamente en parques eólicos terrestres, por lo que el modelo

económico de parques eólicos marítimos no se aborda por ninguno de los autores.

- El trabajo de Castro [26] introduce el diseño de la instalación eléctrica y de caminos auxiliares de acceso a los aerogeneradores. Dicho diseño influye en la posición de los aerogeneradores. Sin embargo, el cálculo de las distancias existentes entre turbinas se realiza asumiendo que el terreno es completamente llano. Adicionalmente, el trazado alternativo de los caminos de acceso e instalación eléctrica —en el caso de la existencia de una zona prohibida intermedia— se realiza mediante un método aproximado.

2.6 Objetivos

En base a las conclusiones extraídas sobre los trabajos previos acerca del problema de posicionamiento óptimo de los aerogeneradores en parques eólico y teniendo en cuenta las carencias de las que éstos adolecen se proponen un conjunto de objetivos y mejoras que supondrán la base del trabajo desarrollado en este trabajo:

- En esta tesis se aborda el problema de posicionamiento óptimo de las turbinas en un parque eólico teniendo en cuenta un criterio económico. Por ello, tanto para parques eólicos en tierra como en el mar, se proponen modelos económicos que tienen en cuenta los principales factores que influyen en su diseño. Dichos modelos están compuestos por conceptos como costes en obra civil, instalación eléctrica (tanto interna de distribución como enlace a red de transporte), transporte e instalación de los equipos y costes de operación y mantenimiento entre otros.
- El problema a resolver involucra un alto grado de complejidad desde un punto de vista matemático, por lo que su optimización no es abordable mediante algoritmos de optimización clásicos. Por ello es necesario recurrir a un método de optimización heurístico. El principal problema que presentan estos métodos es el alto coste computacional requerido. En el caso del problema abordado en este documento, la complejidad aumenta extraordinariamente con el tamaño de la parcela y el número de turbinas a instalar en el parque eólico. Como consecuencia, conforme mayor es el tamaño del parque, el tiempo empleado por los algoritmos de optimización aumenta de forma considerable y, además, las posibilidades de que el algoritmo converja en una solución sub-óptima son mayores. Los planteamientos anteriores sobre este problema se centran en la optimización de parques con un número de turbinas relativamente moderado, por lo que su aplicación sobre grandes parques eólicos (como los que se están instalando en la actualidad) resultaría inviable. Por lo tanto, en este trabajo se exponen diferentes mejoras sobre el método de optimización orientadas al problema de micro-emplazamiento de las turbinas en un parque eólico que permiten obtener un progreso considerable en cuanto a tiempo de ejecución y calidad de la solución en comparación con las herramientas existentes hasta la fecha.
- La explotación económica de un proyecto eólico está condicionada por el comportamiento de determinadas variables durante su fase de explotación. En este sentido, la caracterización estadística del viento merece especial atención,

ya que el propio viento es la fuente de energía primaria de las explotaciones (y por tanto responsable de los ingresos). Sin embargo, debido a la propia naturaleza aleatoria del viento, pueden aparecer grandes divergencias sobre el rendimiento económico esperado si se considerase un modelo puramente determinista. Por ello, se propone una optimización realizada en virtud de un criterio de toma de decisiones que permite seleccionar la solución más apropiada del problema teniendo en cuenta un conjunto de posibles escenarios. De esta forma, es posible determinar una disposición de los aerogeneradores cuyo comportamiento frente al riesgo sea más apropiado que el comportamiento de soluciones obtenidas mediante los enfoques deterministas planteados hasta la fecha.

- En este trabajo se plantea un modelo de comportamiento del viento realista y completo. Las condiciones de viento se definen mediante los parámetros de forma y de escala de la distribución de Weibull, así como la probabilidad asignada a cada una de las direcciones de procedencia del viento. Cada uno de estos parámetros pueden ser diferentes para cada una de las celdas en las que se discretiza el terreno. De esta forma, el modelo de comportamiento del viento en todo el dominio estudiado puede ser extraído mediante la mayoría de los programas comerciales de evaluación del recurso eólico existentes en la actualidad [16]-[19].
- El cálculo del efecto de las estelas entre las turbinas eólicas puede realizarse de una forma más precisa. Se sugiere la evaluación de dicho efecto teniendo en cuenta la dependencia de la velocidad del viento sobre el coeficiente de empuje, C_T , de la turbina. Adicionalmente, el modelo de producción desarrollado será validado mediante la comparación de un conjunto de ensayos con el programa comercial WAsP [16].
- El cálculo de las distancias existentes entre los diferentes puntos del parque eólico puede realizarse de forma exacta teniendo en cuenta la orografía del terreno. Para ello, se propone la implementación del algoritmo de Dijkstra [112] para el cálculo del camino de mínimo coste. De esta forma es posible obtener con mayor precisión la distancia total correspondiente a las conexiones existentes en la instalación eléctrica, tanto en instalaciones en tierra firme, como marítimas y el coste de los caminos de acceso en parques eólicos terrestres. Adicionalmente, permite también realizar con mayor exactitud el cálculo del camino alternativo cuando es necesario rodear una zona prohibida.
- El sistema de transmisión de energía eléctrica (conexión en alta tensión de AC o CC entre las subestaciones o estaciones convertidoras en alta mar y la red de transporte en tierra firme) de grandes parques eólicos marinos es también una instalación cuyo diseño merece especial atención, ya que supone —en términos económicos— una parte importante del proyecto. Aunque el número de variables de diseño es relativamente limitado y, por tanto, la selección de la configuración óptima no precisa de métodos de optimización complejos, sí que resulta vital realizar un estudio detallado ante los riesgos involucrados en una instalación de esta naturaleza. Entre los riesgos a tener en cuenta cabe destacar: las posibles desviaciones (sobre los valores esperados) que pudieran aparecer en la caracterización estadística del viento (ya que afectará a las pérdidas eléctricas en el sistema), costes de adquisición e instalación de los componentes, indicadores económicos y tasas de fallos. Por ello, se plantea una nueva

metodología para el diseño óptimo del sistema de transmisión empleando técnicas de análisis de riesgos que permitirá acometer dicho diseño en base a un criterio de toma de decisiones.

Por otro lado, cabe destacar que muchas de las innovaciones introducidas al problema de posicionamiento óptimo en el trabajo de J. Castro [26] también serán tenidas en cuenta en la presente tesis. Entre ellas, cabe destacar:

- Implementación de un Algoritmo Genético para el cálculo de la instalación eléctrica óptima. Este algoritmo actúa como algoritmo secundario, permitiendo determinar el diseño óptimo de la instalación eléctrica para cada uno de los individuos correspondientes al problema de posicionamiento de los aerogeneradores.
- Gestión de diversas restricciones que permiten un tratamiento flexible y realista del problema:
 - *Presencia de zonas prohibidas.* En la presente tesis se tendrán en cuenta tres tipos de zonas prohibidas que pueden ser gestionadas de forma independiente: regiones donde no está permitida la presencia de un aerogenerador, zonas que no pueden ser atravesadas por un camino de acceso auxiliar y, finalmente, regiones que no pueden ser atravesadas por la instalación de conexión eléctrico.
 - *Límite en la inversión máxima a realizar.* Esta restricción tiene como objetivo considerar el importe máximo que los promotores están dispuestos a asumir a la hora de acometer la inversión inicial del proyecto.
 - *Límite en el número máximo de aerogeneradores.* Es habitual que el cupo máximo de potencia a instalar en una determinada parcela sea regulado por las autoridades.
 - *Capacidad máxima de evacuación de las líneas de transmisión.* La potencia máxima que una línea puede transmitir en un determinado punto es limitada por razones técnicas. Por tanto, este hecho afectará también a la potencia eólica máxima que es posible instalar en un determinado parque eólico.
- El diseño del parque eólico no se centra exclusivamente en la selección del número de aerogeneradores, posición de cada uno de ellos y la instalación de conexión eléctrico, ya que durante el proceso de optimización el tipo de turbinas a emplear y la altura de la torre de cada una de ellas también son variables a optimizar. De esta forma, el diseño del parque eólico se ejecuta de forma integral realizando una optimización conjunta de las diferentes variables que definen dicho diseño.

Optimización integral de parques eólicos terrestres

3.1 Introducción

En este capítulo se estudia el diseño óptimo de parques eólicos ubicados en tierra. El objetivo es obtener el máximo rendimiento posible atendiendo a un criterio económico. Para realizar la evaluación del comportamiento económico del parque eólico se propone, por un lado, un modelo de evaluación de la energía producida y, por otro lado, un modelo de costes detallado que permitirá realizar una evaluación realista, tanto de los costes de inversión como de operación.

El criterio económico servirá de referencia durante el proceso de optimización. Como se ha comentado en capítulos anteriores, debido a las características del problema no es posible acometer el diseño óptimo mediante algoritmos clásicos de optimización. El método de optimización utilizado en este trabajo es un algoritmo genético. La selección de este tipo de algoritmos está justificada en base al buen comportamiento mostrado en la bibliografía para el problema tratado en este trabajo.

Hasta la fecha, el problema de diseño integral de parques eólicos ha sido dividido en dos subproblemas: el problema de posicionamiento de los aerogeneradores y el diseño óptimo de la instalación eléctrica. Este planteamiento tiene un doble soporte, por un lado, el peso económico de dicha instalación eléctrica que comprende, típicamente, entre 10 y 25 % del coste total del parque eólico; por otro lado, el problema de diseño óptimo de la instalación eléctrica es un problema relativamente complejo (como consecuencia de las condiciones de no derivabilidad y discontinuidad de la función objetivo). Sin embargo, en la práctica, el diseño de dicha instalación afecta a las posiciones de los aerogeneradores y, por tanto, al diseño óptimo del parque eólico. Por ello, en este trabajo se propone una herramienta que permite abordar el problema de forma integral realizando conjuntamente la optimización tanto del problema de posicionamiento como de la instalación eléctrica óptima.

Los modelos y metodologías propuestos se han analizado sobre un conjunto de casos de prueba que permitirán poner de manifiesto la aptitud de las herramientas desarrolladas para acometer el diseño óptimo de parques eólicos terrestres.

Finalmente, las conclusiones extraídas del trabajo mostrado en este capítulo han sido divulgadas en diferentes publicaciones científicas, entre las que cabe destacar dos artículos en la revista *Renewable Energy* [113], [114]. Un capítulo del libro *Wind Power Systems: Applications of Computational Intelligence* [115] publicado por la editorial Springer y una aportación al congreso internacional Powertech 2009 celebrado en Bucarest [116].

3.2 Evaluación económica de un parque eólico

El objetivo del problema planteado en este trabajo es realizar el diseño óptimo de un parque eólico en función de un criterio económico. Para ello, se propone uno de los criterios más ampliamente utilizados a la hora de evaluar el comportamiento económico de proyectos de inversión, el criterio de máximo Valor Actual Neto (VAN). Dicho criterio consiste en actualizar al momento inicial todos los flujos de caja existentes durante el tiempo de vida útil del proyecto. La expresión general empleada para su cálculo es:

$$VAN = -I_0 + \sum_{k=1}^{TV} \frac{FC_k}{(1+i)^k} \quad (29)$$

Donde, TV es la vida útil del parque expresada en años, i es la tasa de interés o depreciación anual del dinero y FC_k son los flujos de caja obtenidos en el año k -ésimo. Particularizando la expresión anterior para el caso de una instalación eólica se obtiene [113]:

$$VAN(x) = -I_{PE}(x) - C_D(x) + V_R(x) + C_{I\&T}(x) + \sum_{k=1}^{TV} \frac{Energía(x)p_{kWh}(1+\Delta p_{kWh})^{k+1} - C_{OM}(x)(1+\Delta C_{OM})^{k+1}}{(1+i)^k} \quad (30)$$

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

A grandes rasgos, la inversión necesaria para la puesta en funcionamiento de un parque eólico puede dividirse en tres conceptos bien diferenciados:

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

La Tabla 23 muestra la división típica correspondiente a cada uno de los conceptos para el caso de parques eólicos terrestres [117]-[119].

Tabla 23. Distribución de costes típica de un parque eólico terrestre.

Partida		%
Turbinas eólicas		65-75
Subestación e instalación eléctrica de distribución		01-10
	Instalación eléctrica de distribución interior	06-09%
	Subestación y línea eléctrica de evacuación	04-06%
Obra civil		05-10
Instalación de componentes		0-5
Otros		5
Coste de las turbinas (€/kW)		800-1100

Como puede observarse, la adquisición de las turbinas es el concepto que adquiere una mayor relevancia a la hora de acometer el proyecto. La inversión inicial en concepto de adquisición de los aerogeneradores depende únicamente del modelo de aerogenerador empleado y el número de turbinas a instalar en el parque eólico. Por tanto, este concepto solo afecta al diseño del parque eólico en lo referente al número de aerogeneradores contenidos en la solución óptima. La inversión en obra civil es función de los costes de transporte e instalación, costes de cimentación y de la ejecución de los caminos de acceso auxiliares. La obra civil tiene una doble influencia sobre el problema de diseño óptimo de un parque eólico. Por un lado, el número de turbinas contenidas en la solución óptima estará condicionado por los costes de cimentación y, en menor medida, por los costes de transporte, instalación y caminos de acceso auxiliares. Por otro lado, la separación media entre los aerogeneradores y grado de compacidad del parque eólico estará influenciado por los costes de construcción de los caminos de acceso auxiliares.

El diseño de la instalación eléctrica depende de diversos factores como la potencia nominal de los aerogeneradores, energía producida, costes de los equipos, distancia al punto de conexión, etc. La instalación eléctrica afectará principalmente a la separación media entre aerogeneradores y el grado de compacidad del parque eólico, ya que una disposición de parque eólico con los aerogeneradores excesivamente separados implicaría una mayor inversión a realizar en la instalación eléctrica de distribución y las pérdidas eléctricas en dicha instalación también serían mayores.

Finalmente, la evaluación de energía producida por el parque eólico está vinculada a las condiciones de viento existentes en el emplazamiento, al número de turbinas de la planta, así como a las posiciones relativas entre aerogeneradores, que condicionarán las pérdidas de producción como consecuencia de las estelas.

3.2.1 Evaluación de la energía anual generada por un parque eólico

Para estimar el potencial eólico existente en un determinado emplazamiento y posteriormente evaluar la energía generada por el conjunto de aerogeneradores que forman un parque eólico es preciso tener suficiente información del comportamiento del viento en cuanto a velocidad, frecuencia y dirección.

El proceso de modelado del comportamiento del viento resulta crucial a la hora de realizar una estimación suficientemente fiable sobre el potencial eólico existente en el proyecto bajo estudio. Dicho proceso consta de seis fases diferenciadas:

- Campaña de medidas y recopilación de observaciones meteorológicas.
- Extrapolación de los datos obtenidos mediante las diferentes fuentes.
- Modelado estadístico del comportamiento del viento a la altura y posición de la medida.
- Extrapolación a la altura del buje de la turbina eólica (*extrapolación vertical*).
- Modelado del campo de velocidades en el emplazamiento (*extrapolación horizontal*).
- Estimación de la probabilidad de ocurrencia para cada una de las direcciones de la rosa de los vientos y de los parámetros de escala y forma de la distribución de Weibull (*extrapolación temporal*).

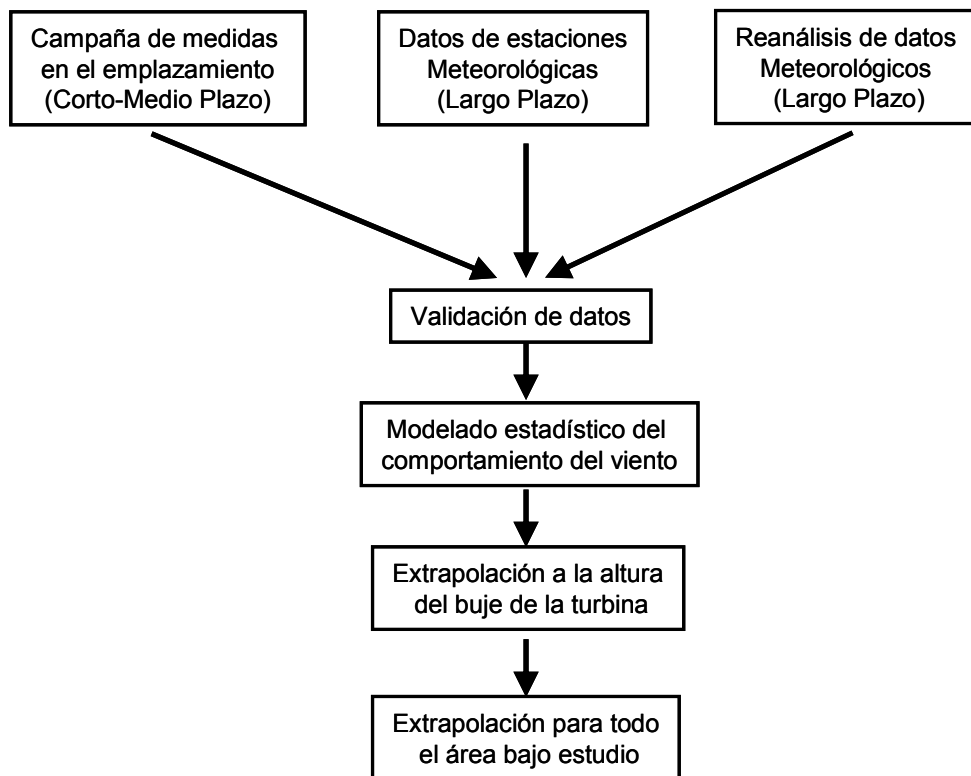


Figura 27. Esquema del procedimiento de modelado del viento en el emplazamiento.

Existen tres fuentes primarias de datos de viento: medidas en el emplazamiento, red de estaciones meteorológicas y modelos numéricos. El primer concepto consiste en la implantación de diferentes instrumentos de medida de la velocidad y dirección del viento en el emplazamiento como: anemómetros sobre torres o sensores (SODAR basados en ondas sonoras y LIDAR basado en pulsos de luz láser). Los datos medidos en las diferentes estaciones meteorológicas, como aeropuertos o estaciones pertenecientes a las agencias meteorológicas, constituyen una fuente valiosa de información sobre el comportamiento estadístico del viento a largo plazo. Sin embargo, esta información debe ser estudiada con cautela, ya que habitualmente la altura de medición es relativamente baja (entre 6 y 10 m) y además no suele estar disponible una información detallada sobre la calidad de las medidas y su incertidumbre. Finalmente, la tercera fuente primaria de datos meteorológicos es el denominado reanálisis de datos a largo plazo llevados a cabo por diferentes centros de investigación atmosférica para reproducir el comportamiento climático en horizontes temporales superiores a 50 años [120].

Tomando como referencia las mediciones realizadas en el emplazamiento, se determinan las correlaciones existentes entre las diferentes series temporales. De esta forma es posible estimar, por un lado, la predicción del recurso a largo plazo con la mayor precisión posible, ya que se han considerado diferentes fuentes de datos. Y por otro lado, también permite estimar el grado de incertidumbre, ya que cuanto más elevados y próximos a la unidad sean los coeficientes de correlación de las diferentes series temporales, menor será la incertidumbre existente en la estimación del recurso eólico [121].

El objetivo de todo este proceso es modelar matemáticamente el comportamiento del viento. Esto implica, establecer un patrón de comportamiento en cuanto a la dirección de procedencia del viento y caracterizar la pauta de comportamiento de la velocidad del viento (dependiente, a su vez, de la dirección de procedencia del viento).

Modelo estadístico de comportamiento del viento

El modelado de la dirección de procedencia del viento se realiza mediante la denominada rosa de los vientos. La rosa de los vientos consiste en discretizar mediante sectores las posibles direcciones de procedencia de la dirección del viento. A cada uno de los sectores le corresponderá una probabilidad de ocurrencia que indicará la frecuencia con la que el viento procede de una dirección comprendida entre los ángulos límites de dicho sector (ver Figura 28). En el estudio de proyectos eólicos es habitual el uso de rosas de los viento divididas en 8, 12 ó 16 sectores en función de la precisión con la que se realice el estudio.

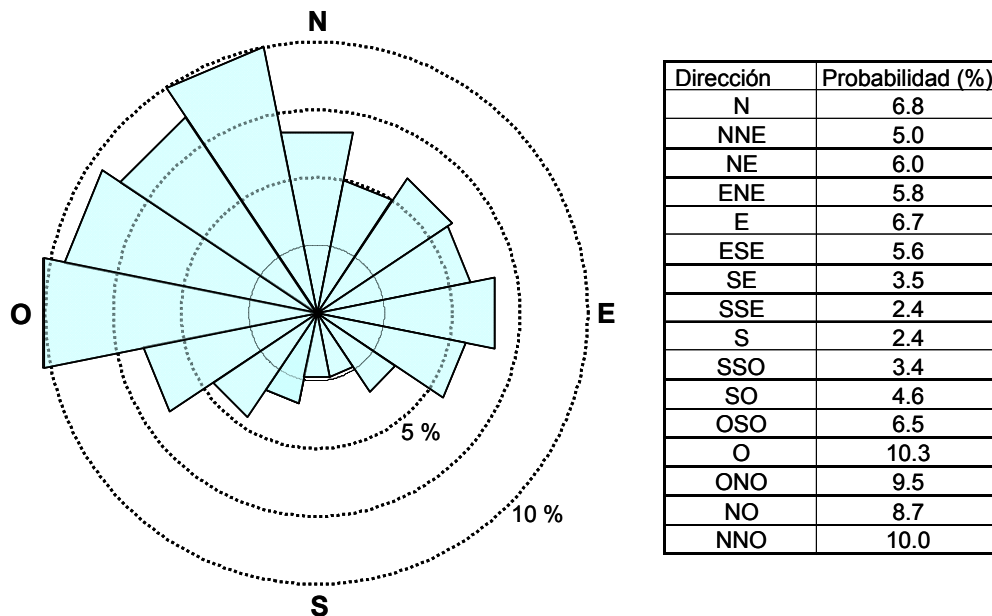


Figura 28. Rosa de los vientos (probabilidad de ocurrencia) de 16 sectores.

Por otro lado, el análisis de las series temporales correspondientes a la velocidad del viento —para cada una de las direcciones que componen la rosa de los vientos— permite obtener los parámetros de forma K y escala C de la distribución estadística de Weibull con la que se puede estimar la probabilidad o frecuencia con que aparece una velocidad de viento, v , [122], [123]:

$$p(v) = \frac{K}{C} \cdot \left(\frac{v}{C}\right)^{K-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^K} \quad (31)$$

Como su propio nombre sugiere, el parámetro de forma, K , influye sobre la forma de la curva. En la Figura 29 puede apreciarse como, conforme aumenta el valor de dicho parámetro (para el mismo valor del parámetro de escala, C), la forma de la función es

cada vez más puntiaguda. En otras palabras, la distribución se concentra, cada vez más, en torno al valor del parámetro de escala, C .

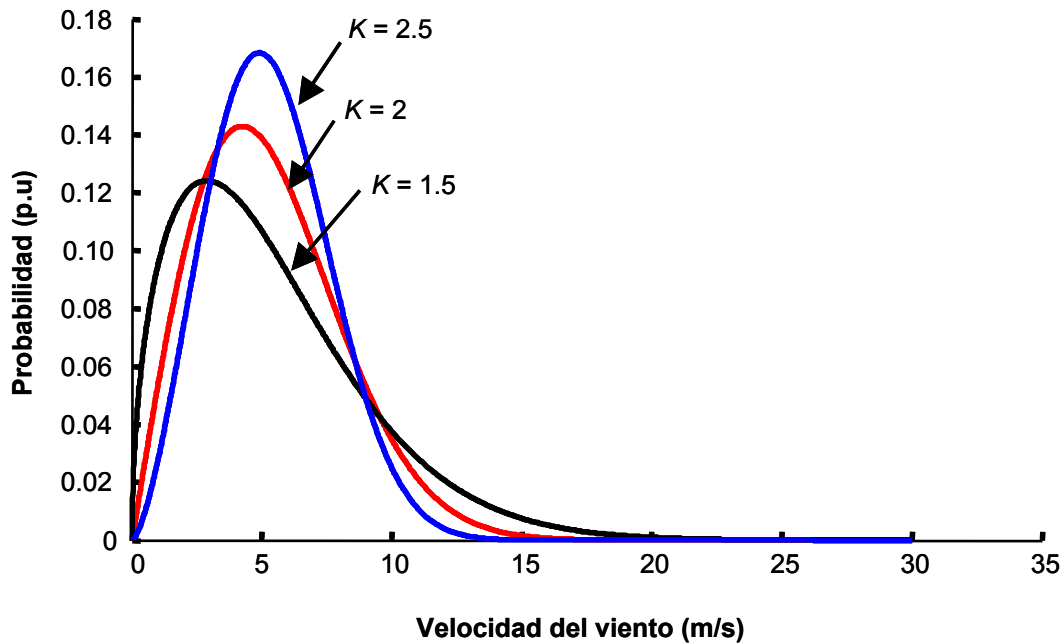


Figura 29. Variación de la densidad de probabilidad en función del factor de forma con factor de escala constante ($C = 6$ m/s).

El parámetro de escala, C , indica la escala de la curva estando directamente relacionado con el valor medio de la velocidad del viento. Cuanto mayor es el parámetro de escala (para un mismo valor del parámetro de forma) mayores son las velocidades medias de viento en el emplazamiento, como puede observarse en la Figura 30.

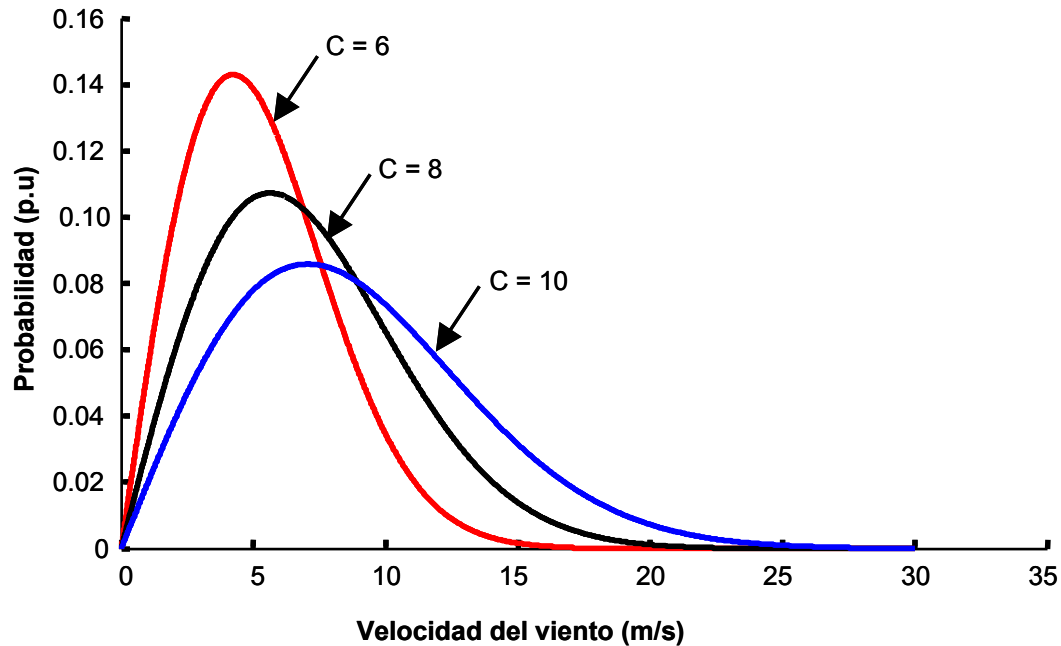


Figura 30. Variación de la densidad de probabilidad en función del factor de escala con factor de forma constante ($K = 2$).

Una vez evaluado el comportamiento del viento a una determinada altura de referencia (la del equipo de medida, típicamente, 50 metros) para realizar el cálculo de la energía producida por un aerogenerador es necesario conocer el comportamiento del viento a la altura del buje. La velocidad del viento aumenta al incrementar la altura, lo que se conoce como efecto de cizallamiento del viento. Así, conocida la velocidad del viento, $v(z_{ref})$, medida a una cierta altura de referencia, z_{ref} , la correspondiente velocidad a otra altura diferente, z , puede calcularse mediante una función exponencial como la de la ecuación (32), en la que z_0 es la longitud de rugosidad del terreno.

$$v(z) = v(z_r) \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \quad (32)$$

Puede demostrarse que la constante de forma K de la distribución de Weibull no varía con la altura y que el parámetro de escala, C , lo hace de la misma forma que el campo de velocidades:

$$v(z) = v(z_{ref}) \cdot \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)} \Rightarrow \begin{cases} K \neq f(z) \\ C(z) = C(z_{ref}) \cdot \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)} \end{cases} \quad (33)$$

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

A partir de los datos de viento validados para una posición dada, el siguiente paso es la extrapolación de dichos datos a todo el dominio computacional. Los métodos de extrapolación más comúnmente empleado son la simulación computacional de mecánica de fluidos (*CFD - Computational Fluid Dynamics - CFD*, por su acrónimo en inglés), modelos de mesoescala y de microescala.

Los modelos de mesoescala se basan en la aplicación de las ecuaciones de conservación de la masa, momento y energía sobre un dominio computacional discreto. Las ecuaciones se resuelven mediante el método de los elementos finitos con una resolución de unos pocos kilómetros sobre una región que puede comprender de 20 a 2000 km [124].

Los modelos CFD se emplean para modelar el flujo de aire en terrenos complejos junto con los efectos térmicos. Partiendo del modelo digitalizado del terreno, el mapa de rugosidad y los datos de viento, el proceso consiste en la resolución iterativa de las ecuaciones de Navier-Stokes, sobre un dominio computacional discreto, hasta que se alcanza el estado estacionario. Finalmente, como resultado de la simulación se obtiene la velocidad de viento en cada elemento de la discretización. El proceso requiere un alto esfuerzo computacional dependiendo de las dimensiones del dominio y el grado de resolución empleado.

Los modelos de microescala se basan en el mismo principio que los modelos de mesoescala. En cambio, las dimensiones del dominio estudiado son del orden de aproximadamente 100 km con una resolución de en torno a varias decenas de metros. El programa comercial de evaluación del recurso eólico WAsP [16] se basa en este tipo de modelos. Como resultado, el programa WAsP ofrece sobre una representación discreta del terreno estudiado y para cada celda: el parámetro de escala, C , el de forma K , y las probabilidades de ocurrencia para cada una de las direcciones en las que se ha dividido la rosa de los vientos. En este trabajo se ha empleado el *software* comercial WAsP para el cálculo de las condiciones de viento en el emplazamiento. Dichas condiciones se recopilan matricialmente de forma que cada uno de los elementos de la matriz corresponde a una de las celdas en las que se ha discretizado la parcela bajo estudio. Por tanto, los datos de entrada correspondientes a las condiciones de viento estarán constituidos por dieciséis matrices (en el caso de una rosa de los vientos dividida en 16 sectores) que indicarán el factor de escala, C , para cada una de las celdas y dirección de procedencia. Otras dieciséis matrices que representaran el factor de forma, K , para cada una de las celdas y dirección de procedencia, y finalmente, otras dieciséis matrices indicando la probabilidad de ocurrencia para cada una de las celdas y dirección de viento.

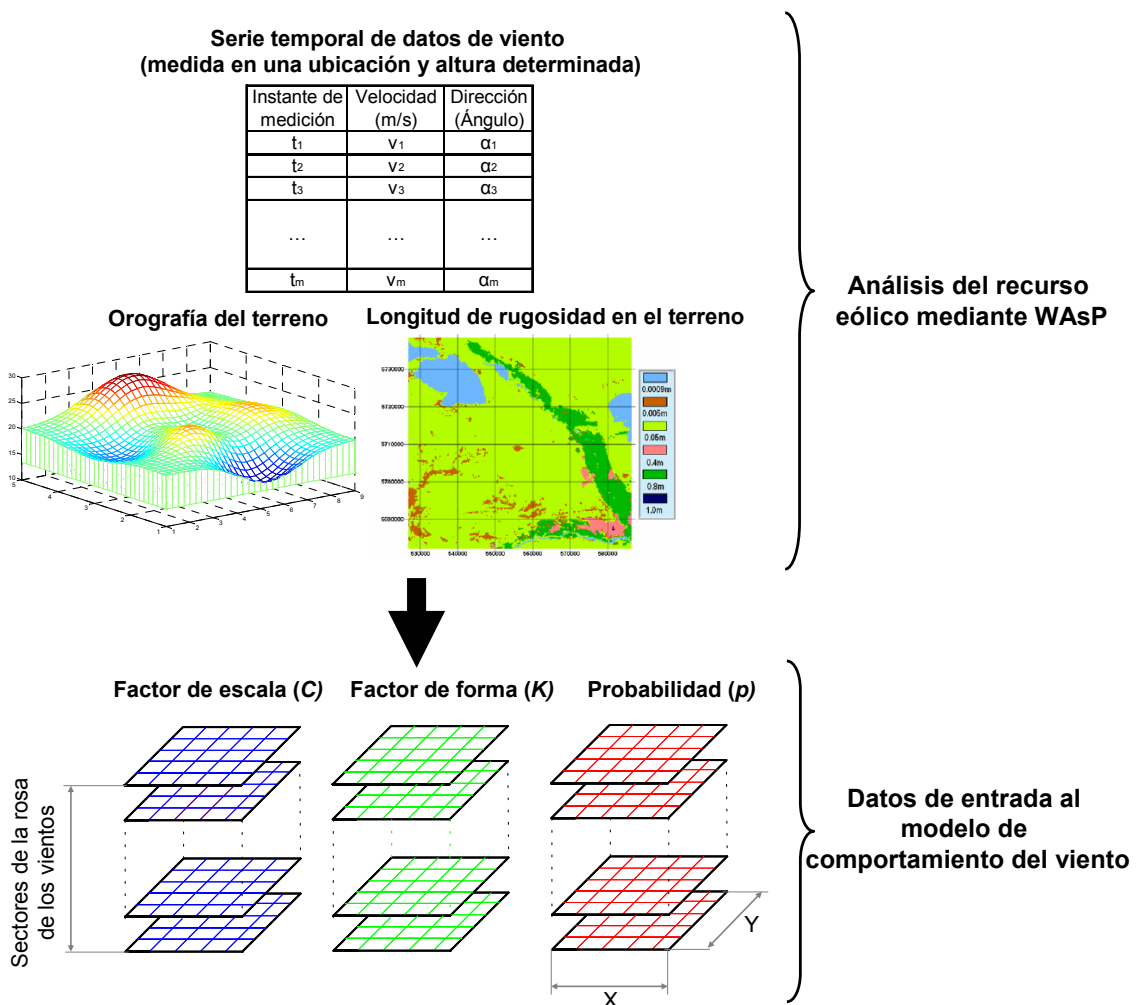


Figura 31. Proceso de tratamiento de los datos meteorológicos

En la Figura 31 se muestra de forma esquemática el proceso de tratamiento de los datos meteorológicos y la obtención, mediante WAsP, de los parámetros del modelo de viento empleado en este trabajo.

Características del aerogenerador

Para realizar la evaluación de la energía producida por una turbina eólica, además de conocer las condiciones de viento en el lugar donde el aerogenerador va ser instalado, es necesario tener presente las características de la máquina.

Curva potencia-velocidad

La propiedad más importante de un aerogenerador, en cuanto a la eficiencia en la conversión de la energía cinética del viento en eléctrica, es su curva de potencia. Esta curva describe la relación existente entre la potencia eléctrica generada por el aerogenerador y la velocidad del viento. En la práctica es indicada por el fabricante y determinada en base a un conjunto de ensayos normalizados. Dicha curva está caracterizada por diferentes variables de diseño:

- Velocidad de inicio de generación, v_{ci} , (*cut-in speed*). Es la velocidad del viento a partir de la cual la potencia eólica es suficiente para poner la turbina en rotación.
- Velocidad de fin de generación, v_{co} , (*cut-out speed*). Es la velocidad del viento a partir de la cual la turbina se detiene, principalmente por razones de seguridad, ya que los componentes de la turbina no están diseñados para soportar las cargas mecánicas que se producirían a partir de dicha velocidad.
- Velocidad nominal, v_N . Es la velocidad del viento a partir de la cual comienza a actuar la limitación de potencia de la turbina.
- Potencia nominal, P_N . Es la potencia generada por el aerogenerador para la velocidad de viento nominal ($P_N = P(v_N)$).

Una curva de potencia tipo de un aerogenerador comienza (ver Figura 32 [125]), en primer lugar, por un tramo en el que no se obtiene potencia hasta la velocidad de inicio de generación. A partir de esta velocidad, 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 (paso fijo o paso variable), la potencia puede mantenerse constante o disminuir ligeramente hasta alcanzar la velocidad final de generación.

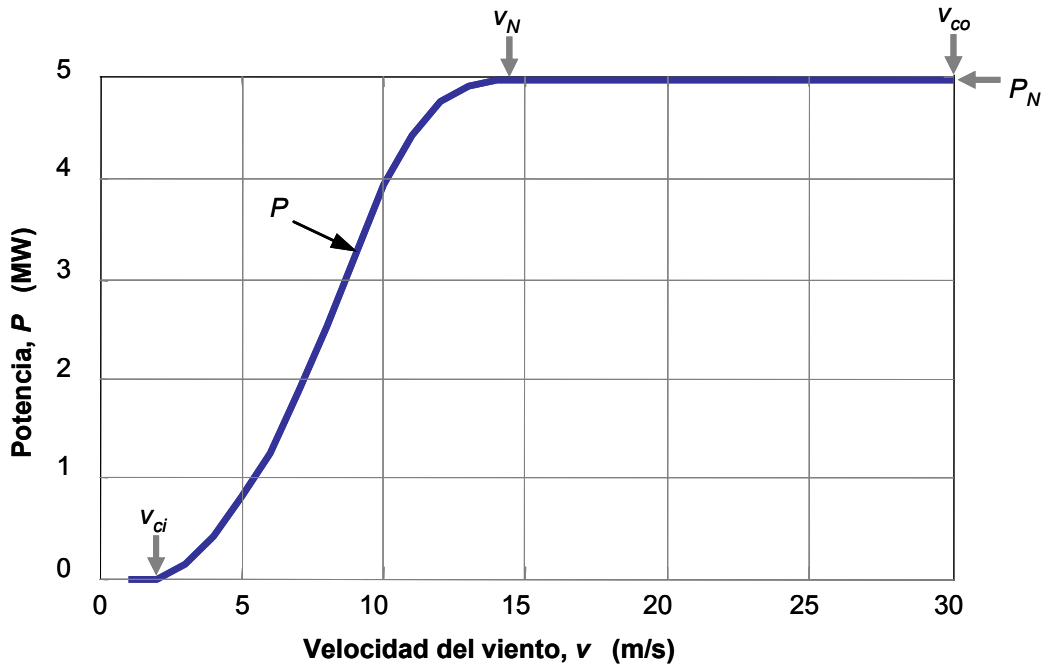


Figura 32. Potencia generada, P , en función de la velocidad del viento, v .

Los aerogeneradores pueden dividirse en dos grupos, en función de la tecnología utilizada para la limitación de la potencia: paso fijo y paso variable. Los primeros tienen los alabes colocados con un ángulo de ataque fijo y están diseñados para entrar automáticamente en pérdida aerodinámica al superar la velocidad nominal de diseño. Las turbinas de paso variable disponen de un mecanismo adicional que adecua constantemente el ángulo de ataque del alabe en función de la velocidad del viento con objeto de extraer la máxima cantidad de energía del viento (entre v_{ci} y v_N), al mantener las mejores condiciones aerodinámicas. Finalmente, al sobrepasar la velocidad nominal de diseño, se modifica el ángulo de ataque para hacer entrar a la máquina en pérdida. Con ello se consigue una potencia eléctrica de salida constante y, simultáneamente, una protección frente a sobreesfuerzos tanto de los propios alabes como del rotor. La tendencia general en la actualidad es el empleo de aerogeneradores de paso variable porque, a pesar de ser tecnológicamente más costosos, permiten obtener la potencia máxima durante un rango de velocidades de viento.

Curva coeficiente de empuje-velocidad

Otra característica importante del aerogenerador es el coeficiente de empuje de la turbina. Sin entrar en mayor detalle acerca del comportamiento aerodinámico de las turbinas, el coeficiente de empuje se define mediante el cociente de la fuerza de empuje ejercida sobre las palas de la turbina, F_A , y fuerza de empuje que el aire ejercería sobre la superficie total barrida por las palas del aerogenerador [126]. La expresión teórica del coeficiente de empuje es:

$$C_T = \frac{F_A}{\frac{1}{2} \rho U_\infty^2 A} \quad (34)$$

Donde ρ es la densidad del aire, U_∞ es la velocidad del aire en flujo libre y A es el área barrida por la turbina.

Teniendo en cuenta, que el coeficiente de inducción axial, a , es:

$$a = 1 - \frac{U_d}{U_\infty} \quad (35)$$

Donde U_d es la velocidad del viento inmediatamente después de atravesar el rotor de la turbina.

Por tanto, la fuerza ejercida sobre las palas es:

$$F_A = 2\rho AU_\infty^2 a(1-a) \quad (36)$$

Finalmente, la expresión teórica del coeficiente de empuje queda:

$$C_T = 4a(1-a) \quad (37)$$

El valor del coeficiente de empuje es preciso para el cálculo del efecto de las estelas según los modelos analíticos desarrollados por Jensen [98]-[100], [103] que detallarán más adelante.

En la práctica, al igual que en el caso de la curva de potencia, la relación coeficiente de empuje-velocidad del viento la suministra el fabricante de la turbina. Como puede apreciarse en la Figura 33, el coeficiente de empuje, C_T , presenta una alta dependencia de la velocidad del viento. El valor más alto aparece para la velocidad de comienzo de generación y, a medida que la velocidad del viento aumenta, el coeficiente de empuje es cada vez menor.

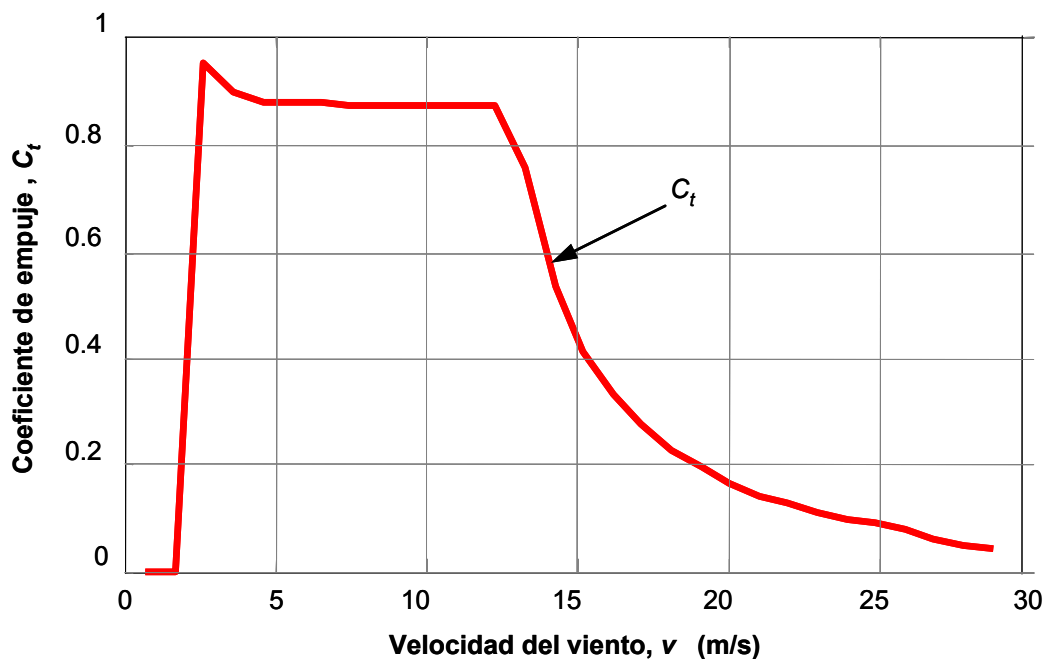


Figura 33. Coeficiente de empuje, C_T , en función de la velocidad del viento.

Energía anual producida por un parque eólico

Una vez caracterizado el comportamiento del viento, puede procederse a la evaluación de la energía producida por las turbinas eólicas. El cálculo de energía generada por una turbina aislada puede realizarse directamente a partir de los datos del modelo de comportamiento del viento, ya que el perfil de velocidades de viento no se modifica por la presencia de turbinas próximas. De esta forma, considerando una única dirección de procedencia del viento, la energía anual producida por un aerogenerador, E_{AE} , puede determinarse mediante la siguiente expresión:

$$E_{AE} = T \int_{v_{ci}}^{v_{co}} P_{Gen}(v_i) p(v_i) dv \quad (38)$$

Donde T es el número de horas anuales, v_i es la velocidad de viento en la posición de la turbina i -ésima, $P_{Gen}(v_i)$ es el valor de potencia que genera la turbina para la velocidad de viento v_i (determinada mediante la curva de potencia-velocidad del aerogenerador), $p(v_i)$ es la probabilidad de que la velocidad de viento tome un valor v_i (determinada mediante la distribución de Weibull) y v_{co} y v_{ci} son, respectivamente, las velocidades de inicio y fin de generación de la turbina.

Teniendo en cuenta que la rosa de los vientos está compuesta por N_s sectores y que la probabilidad de que el viento proceda del j -ésimo sector en la posición de la turbina i -ésima es p_{ij} , la expresión anterior queda de la siguiente forma:

$$E_{AE} = T \sum_{j=1}^{N_s} p_{ij} \int_{v_{ci}}^{v_{co}} P_{Gen}(v_{ij}) p(v_{ij}) dv \quad (39)$$

Si se considera un conjunto de N_t aerogeneradores. Suponiendo que no existen interferencias entre ellos, la energía total generada por todos ellos sería:

$$E_{PE} = T \sum_{i=1}^{N_t} \sum_{j=1}^{N_s} p_{ij} \int_{v_{ci}}^{v_{co}} P_{Gen}(v_{ij}) p(v_{ij}) dv \quad (40)$$

Sin embargo, al instalar una agrupación de aerogeneradores relativamente próximos entre sí, el perfil de velocidades de viento al que está sometido cada uno de los aerogeneradores puede verse modificado por la presencia de otras turbinas próximas.

El efecto de pérdida de velocidad se modela de forma analítica según Jensen [103]. 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 a sotavento. La Figura 34 muestra esquemáticamente la evolución de las velocidades de viento en el tubo de corriente que atraviesa el rotor. La velocidad del viento a la entrada, v_0 , que se considera en primera instancia igual a la velocidad del viento en flujo libre, disminuye en su componente axial tras atravesar la superficie barrida por las palas del aerogenerador en movimiento, tomando el valor v_a .

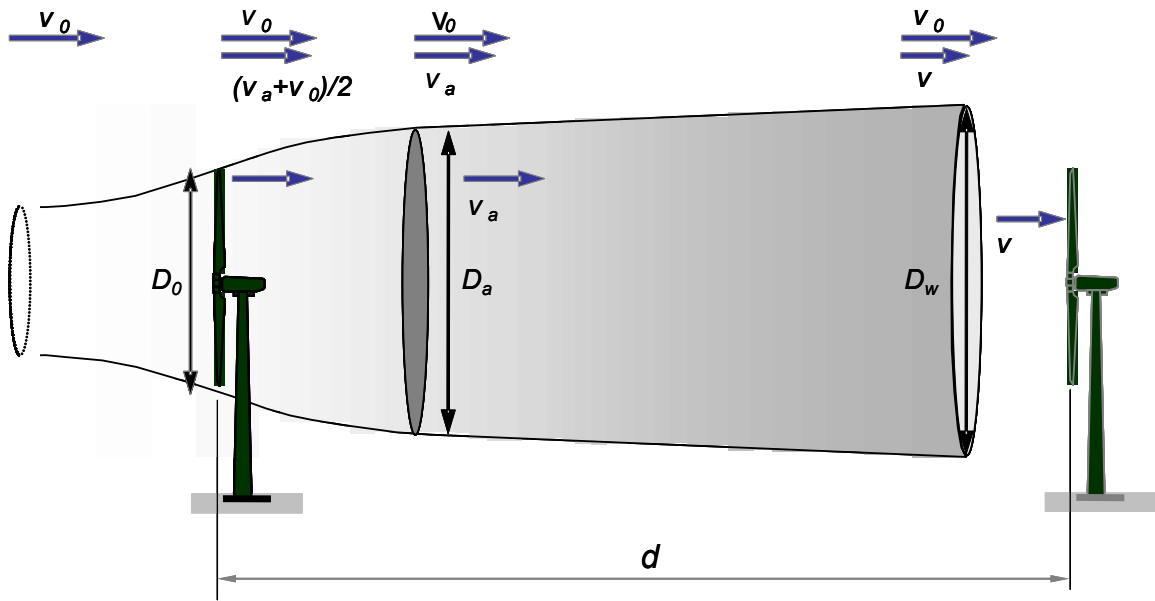


Figura 34. Evolución del campo de velocidades en la estela.

Considerando que el aire no variará sustancialmente su densidad, la corriente deberá expandirse para mantener la continuidad del flujo másico. Esta expansión se realiza inicialmente de forma rápida hasta un punto en el que se alcanza la presión de flujo libre (alrededor de 2-3 diámetros del rotor aguas abajo) [98]. 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 se conserva el momento cinético de la masa de aire en la estela. La velocidad del viento, v_{estela} , resultante a la distancia d aguas abajo de la turbina sombreadora es, según Jensen [103]:

$$\frac{v_{estela}(d)}{v_0} = \frac{1}{2} + \frac{1}{2} \sqrt{1 - 2C_T(v_0) \left(\frac{D_0}{D(d)} \right)^2} \quad (41)$$

Donde v_0 es la velocidad de entrada, D_0 es el diámetro del rotor, $D(d_a)$ el diámetro de la estela y $C_T(v_0)$ el coeficiente de empuje adimensional (determinado por la curva coeficiente de empuje-velocidad de viento del aerogenerador).

El diámetro de la estela, $D(d)$, depende de la distancia existente entre los dos aerogeneradores según la expresión:

$$D(d) = D_0 + 2k_w \cdot d \quad (42)$$

La constante k_w indica el ángulo de expansión de la estela. El valor recomendado para parques eólicos terrestres es de $k_w = 0.075$ mientras que para parques eólicos marítimos se recomienda un valor de $k_w = 0.05$ [16].

La expresión (41) permite realizar el cálculo del efecto de la estela cuando una turbina se encuentra a sotavento de otra. Sin embargo, los aerogeneradores no tienen porque encontrarse perfectamente alineados en la dirección de procedencia del viento, por lo que la estela puede afectar parcialmente a la turbina situada aguas abajo. En este caso, se emplea el método propuesto por Frandsen [98]-[100], según el cual, el déficit de velocidad equivalente se puede calcular mediante la expresión (43).

$$(v_{estela\ parcial} - v_0)^2 = \lambda (v_{estela} - v_0)^2 \quad (43)$$

En esta expresión, v es la velocidad a considerar en la turbina aguas abajo, v_{estela} es la velocidad del aire como consecuencia de la estela en la posición 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 35.

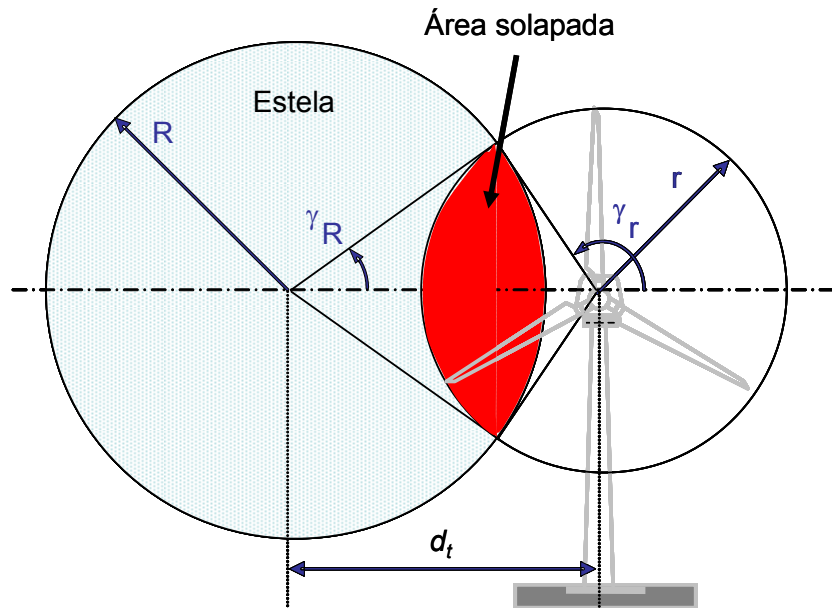


Figura 35. Esquema para la obtención de la porción de área rotórica de una turbina afectada por una estela.

Considerando que $dist$ es la distancia existente entre el buje de ambas turbinas, d_t es la distancia en dirección transversal, respecto a la dirección de procedencia del viento (ver Figura 36), calculada en función del ángulo existente entre la dirección de procedencia del viento y la línea que une el centro de los dos aerogeneradores, β :

$$d_t = dist \cdot \text{sen}(\beta) \quad (44)$$

De igual forma, la distancia axial, d_a , entre dos aerogeneradores es:

$$d_a = dist \cdot \text{cos}(\beta) \quad (45)$$

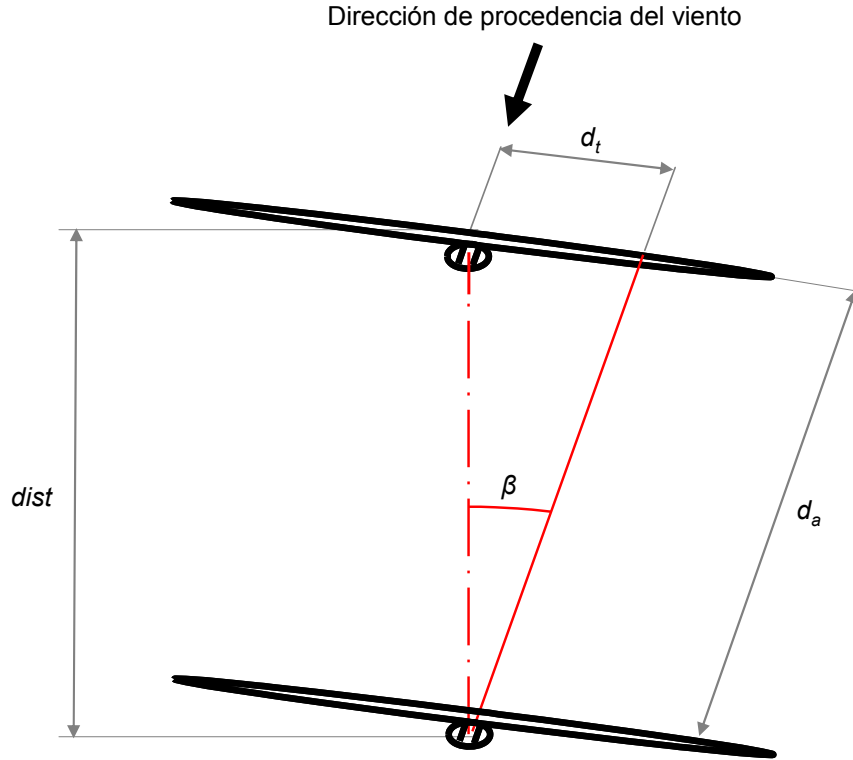


Figura 36. Esquema de cálculo de las distancias transversales y axiales entre dos turbinas en función de la dirección de procedencia del viento.

Por otro lado, teniendo en cuenta que R y r son los radios de las circunferencias de la estela y rotor de la turbina bajo estudio respectivamente, se obtienen los ángulos γ_R y γ_r :

$$\gamma_R = \cos^{-1}\left(\frac{R^2 + X^2 - r^2}{2d_t R}\right) \quad 0 \leq \gamma_R \leq \frac{\pi}{2} \quad \forall d_t : R - r \leq d_t \leq R + r \quad (46)$$

$$\gamma_r = \cos^{-1}\left(\frac{R^2 - d_t^2 - r^2}{2d_t r}\right) \quad 0 \leq \gamma_r \leq \frac{\pi}{2} \quad \forall d_t : \sqrt{R^2 + r^2} \leq d_t \leq R + r \quad (47)$$

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

De esta forma, el área solapada es:

$$A_{solapada} = R^2 \left(\gamma_R - \frac{\text{sen}(2\gamma_R)}{2} \right) + r^2 \left(\gamma_r - \frac{\text{sen}(2\gamma_r)}{2} \right) \quad \forall d_t : R - r \leq d_t \leq R + r \quad (48)$$

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

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

Finalmente, el cálculo de la pérdida de velocidad en la estela para el caso de afecciones parciales puede calcularse por medio de la expresión (49).

$$(v_{estela\ parcial} - v_0)^2 = \frac{A_{solapada}}{\pi \cdot r^2} (v_{estela} - v_0)^2 \quad (49)$$

Por otro lado, en un parque eólico, cada una de las turbinas puede verse afectada por la estela de más de un aerogenerador próximo. En este caso Frandsen [98]-[100] propone un modelo de cálculo del efecto de múltiples estelas basado en la suma cuadrática media de los déficits provocados, individualmente, por cada una de las turbinas.

$$(v_{estela} - v_0)^2 = \sum_i \frac{A_{solapada_i}}{\pi \cdot r^2} (v_{estela\ i} - v_0)^2 \quad (50)$$

Es importante destacar que el modelo para el cálculo del efecto de las estelas utilizado en este trabajo es más completo y realista que los empleados en trabajos anteriores. Esto se debe, principalmente, a la consideración del coeficiente de empuje, C_T , como una variable dependiente de la velocidad del viento. Este hecho introduce una mayor complejidad en el cálculo del efecto de las estelas ya que la relación de pérdida de velocidad de la corriente de aire al atravesar el rotor de una turbina es también dependiente de la velocidad del viento en flujo libre de dicha corriente. Por tanto, es necesario tener en consideración esta dependencia durante el proceso de integración requerido para la evaluación de la energía neta producida por el parque eólico. Adicionalmente, los resultados obtenidos con el modelo de producción empleado han sido validados mediante la comparación de una serie de casos con los resultados obtenidos con el módulo de evaluación de energía del programa comercial WAsP.

Introduciendo el factor de disponibilidad de los aerogeneradores, k_{dis} , en concepto de posibles averías y labores de mantenimiento. El cálculo de la energía total producida por el parque eólico se calcula finalmente mediante (51):

$$E_{PE} = k_{dis} T \sum_{i=1}^{N_t} \sum_{j=1}^{N_s} p_{ij} \int_{v_{ci}}^{v_{co}} P_{Gen}(v_{ij\ estela}) P(v_{ij\ estela}) dv \quad (51)$$

Donde $v_{ij\ estela}$ es la velocidad del viento en la posición de la turbina i -ésima para el sector j -ésimo de la rosa de los vientos, teniendo en cuenta el efecto de las estelas producido por la presencia de turbinas próximas.

Validación del modelo de producción de energía

La evaluación de la producción de energía eléctrica por parte de un parque eólico es un factor clave a la hora de acometer su diseño, ya que dicha energía es la fuente de ingresos del proyecto. Por ello, en este apartado se ha realizado un ensayo de validación del modelo de producción utilizado en esta tesis. Con tal propósito, se ha llevado a cabo una comparación entre la producción de energía obtenida mediante el programa desarrollado en el presente trabajo y el software comercial WAsP para un conjunto de casos.

Introducción al software WAsP

El software WAsP (*Wind Atlas Analysis and Application Program*) es un programa comercial desarrollado por el instituto de investigación danés *Risø DTU*. La principal funcionalidad del WAsP es analizar los datos climáticos en un emplazamiento conocida la orografía del terreno y las mediciones realizadas en una o varias estaciones meteorológicas. Dicho análisis consiste, en primer lugar, en el tratamiento y caracterización estadística de las series temporales obtenidas en las estaciones

meteorológicas y, posteriormente, en la extrapolación del recurso eólico a lo largo del emplazamiento para diferentes alturas.

Adicionalmente, ofrece otras prestaciones como la evaluación del potencial eólico en cada punto del terreno, caracterización matricial del recurso para un área determinada y evaluación de la energía producida por un aerogenerador o conjunto de aerogeneradores conocidas sus ubicaciones y características de la turbina (curva de potencia y coeficiente de empuje).

La documentación técnica ofrecida por los desarrolladores del WAsP ofrece algunos detalles sobre los métodos de cálculo utilizados para la evaluación de la producción de energía. Dicha evaluación consiste, en primer lugar, en la estimación de las condiciones reales de viento en la ubicación de la turbina a evaluar (teniendo en cuenta la distribución estadística del viento y las afecciones de otras turbinas) y en segundo lugar, el cálculo de la energía producida teniendo en cuenta las características de potencia-velocidad y coeficiente de empuje-velocidad del aerogenerador.

Comparación entre los modelos

La expresión utilizada por WAsP para el cálculo de la pérdida de velocidad del viento al atravesar la turbina es idéntica a la empleada en este trabajo (41). La expresión empleada para el cálculo de la energía producida, una vez conocido el comportamiento del viento en el emplazamiento, también coincide con la utilizada en el presente trabajo (40). Sin embargo, los desarrolladores del *software* no han dado a conocer el modelo utilizado para el cálculo de la reducción de velocidad cuando una turbina es afectada por la estela de múltiples turbinas.

Por otro lado, existen diferentes aspectos en los que los procedimientos de evaluación de la energía pueden diferir. Estas diferencias se deben principalmente a la discretización de las variables involucradas en los modelos.

Por un lado, el fabricante de turbina facilita los datos de la curva de potencia en forma discreta, habitualmente mediante los valores de potencia generada correspondientes a cada valor entero de la velocidad del viento comprendidos entre la velocidad de inicio de generación, v_{ci} , y la velocidad final de generación, v_{co} . Por lo tanto, a la hora de realizar el cálculo de la energía anual producida mediante la expresión (40) es necesario recurrir a un método de integración-interpolación numérico.

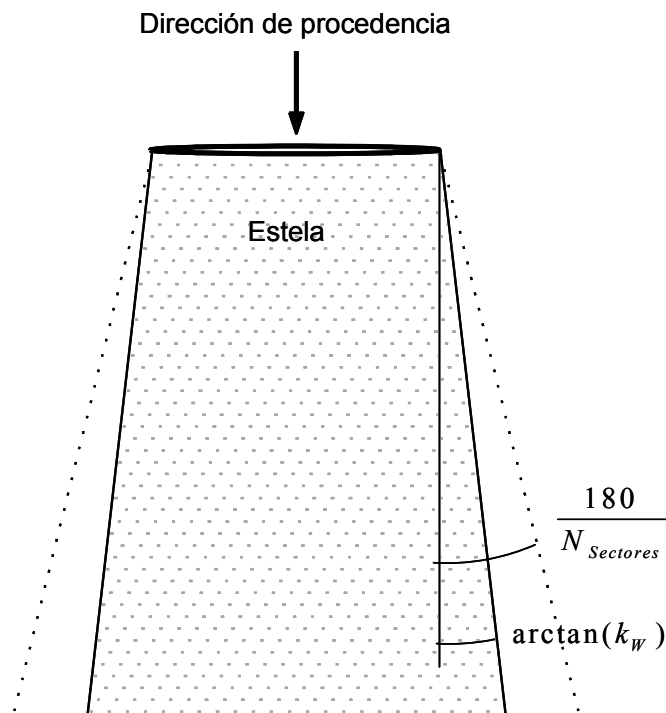


Figura 37. Expansión de la estela dentro de los límites de un sector de la rosa de los vientos.

Como puede observarse en la Figura 37 (en la que se muestra de forma esquemática un corte de la estela con el plano horizontal situado a la altura del buje), la estela producida por una turbina al ser atravesada por una corriente de aire tiene un diámetro variable (calculado mediante la expresión (42)). Por tanto, el ángulo de expansión de la estela — que depende de la constante del efecto estela, k_w — determinará el grado de afección de una turbina situada aguas abajo.

Habitualmente, el ángulo de expansión de la estela es menor que el ángulo de apertura de un sector de la rosa de los vientos considerada. Por ello, para una dirección de procedencia del viento, hay zonas, dentro de dicho sector, donde el efecto de la estela es diferente. Esto puede apreciarse en la Figura 38 donde se muestra un ejemplo de la pérdida de velocidad de una turbina situada a sotavento de otra, en función del ángulo que forma la dirección de procedencia del viento con la línea que une el centro de ambas turbinas, β .

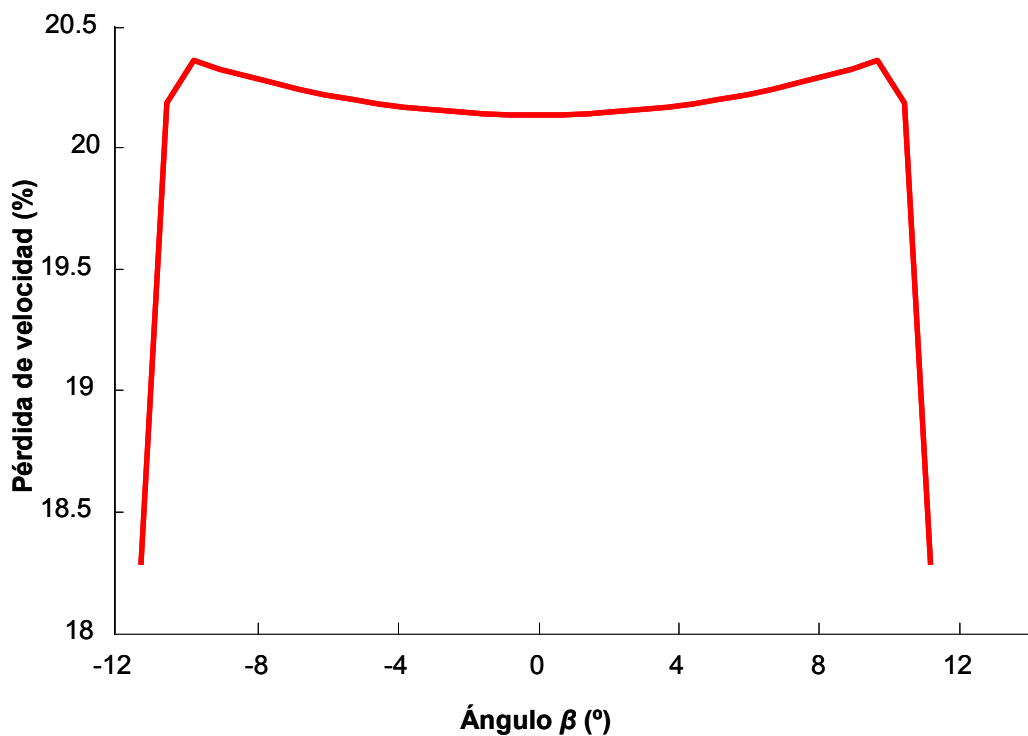


Figura 38. Pérdida de velocidad por efecto de las estelas en función de β para dos aerogeneradores Repower 5M situados a una distancia de 700 m ($k_W=0.05$).

Puede observarse cómo la máxima afección de las estelas no se produce para las turbinas alineadas con la dirección de procedencia del viento. El valor máximo de la pérdida de velocidad como consecuencia de las estelas se obtiene para un ángulo $\beta = \pm 9^\circ$. Esto se debe a que conforme aumenta el valor absoluto de β , la distancia axial es cada vez menor y, por tanto, el efecto de las estelas es mayor. Sin embargo, a partir de un determinado ángulo la turbina a sotavento, ya no es afectada totalmente. A partir de este ángulo comienza el efecto de las sombras parciales y, por tanto, el déficit de velocidad del viento decae rápidamente hasta que el aerogenerador a sotavento deja de ser afectado por la turbina ubicada a barlovento.

Este comportamiento no uniforme del efecto de las estelas en función del ángulo β plantea una serie de consideraciones adicionales sobre el modelo de comportamiento del viento a lo largo de un determinado sector. En este sentido se han estudiado diferentes posibilidades acerca de la dirección de procedencia del viento dentro de un sector. Se han analizado tres posibles procedimientos para el cálculo del efecto estela en función de la dirección concreta de procedencia considerada:

- Considerar como dirección de procedencia del viento la bisectriz del sector asignándole toda la probabilidad correspondiente a dicho sector. Según este planteamiento los valores máximos de afección tienen lugar para aerogeneradores alineados o cuasi-alineados con la bisectriz del sector (posición A en la Figura 39). La afección de aerogeneradores en el límite del sector pero fuera de la estela (posición B en la Figura 39) se calcularía únicamente como afecciones parciales. Finalmente, las turbinas situadas fuera del sector pero próximas al límite de dicho sector (posición C en la Figura 39) no se verían afectadas.

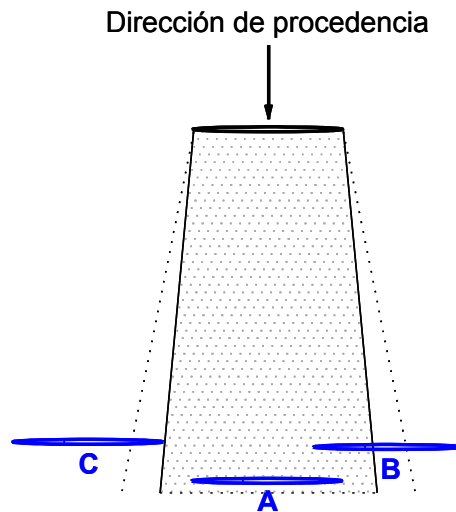


Figura 39. Suposición de la dirección de procedencia del viento alineada con la bisectriz del sector. A) Aerogenerador a sotavento afectado completamente, B) Aerogenerador a sotavento afectado parcialmente, C) Aerogenerador a sotavento sin afectación.

- El segundo planteamiento estudiado consiste en considerar la dirección de procedencia (dentro del sector correspondiente) alineada con las dos turbinas (posición A en la Figura 40). En el caso de que la turbina afectada se encuentre fuera del sector se considerará que la dirección de procedencia del viento coincide con el límite del sector más próximo a la turbina afectada (ver posición B en la Figura 40).

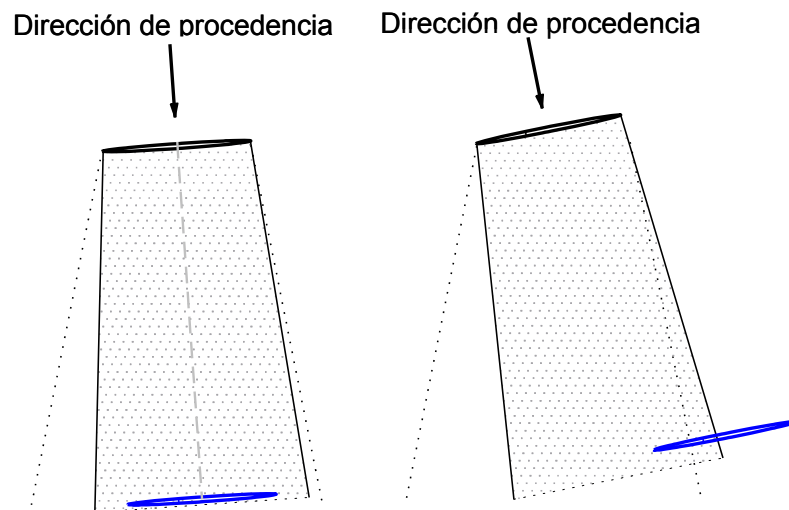


Figura 40. Suposición de la dirección de procedencia del viento alineada con el eje de las turbinas. A) Aerogenerador a sotavento dentro del sector, B) Aerogenerador a sotavento fuera del sector.

- Finalmente, el último planteamiento estudiado consiste en considerar que la dirección de procedencia del viento a lo largo del sector se distribuye uniformemente (Figura 41) y evaluar la afectación con el valor promedio del efecto de las estelas.

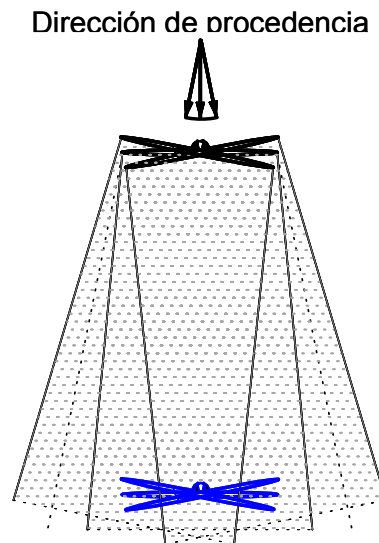


Figura 41. Suposición de distribución uniforme de la dirección de procedencia del viento sobre un determinado sector.

Es importante señalar que los dos primeros planteamientos conducen a resultados menos precisos. Sin embargo, puede justificarse el empleo de ambos métodos ya que, en ambos casos, los resultados serán más exactos cuanto mayor sea la resolución de la rosa de los vientos considerada (en una hipotética rosa de los vientos dividida en infinitos sectores el resultado de los tres procedimientos sería el mismo) y, por otro lado, cuanto mayor sea el valor de la constante del efecto estela, k_W (ya que el ángulo de apertura de la estela será mayor). Por tanto, para parques eólicos en tierra, para los que típicamente se toma un valor de $k_W \approx 0.075$ [16], los resultados obtenidos serán más precisos que en instalaciones marítimas para las que habitualmente se estima un valor de $k_W \approx 0.05$ [16].

Ensayos de validación del modelo de estelas

En este ejemplo se ha realizado una comparación de la energía producida entre los resultados obtenidos con WAsP y las tres posibles distribuciones de viento detalladas anteriormente: centrada en la bisectriz del sector, alineada con las turbinas y uniforme a lo largo del sector.

Se considera que la rosa de los vientos en el emplazamiento bajo estudio, mostrada en la Tabla 24, es uniforme para todo el terreno y que el valor de la constante de expansión de la estela es $k_W = 0.075$, para todos los sectores de la rosa de los vientos.

Tabla 24. Rosa de los vientos en el emplazamiento estudiado los ensayo de validación del modelo de producción.

Sector	Factor de escala, C (m/s)	Factor de forma, K	Probabilidad, p (%)
1	3.96	2.10	1.34
2	5.12	2.38	2.72
3	4.74	1.68	4.32
4	4.15	1.93	4.12
5	4.73	2.71	5.99
6	5.04	2.63	4.54
7	5.00	2.39	4.62
8	5.51	2.37	4.03
9	5.88	2.22	5.90
10	6.09	1.99	5.71
11	7.99	2.81	7.73
12	7.88	2.50	9.90
13	8.05	2.31	11.95
14	7.50	2.17	12.65
15	6.71	2.41	10.67
16	4.75	2.01	3.82

En la Figura 42 se muestra la rosa de densidad de potencia del viento, correspondiente a los datos mostrados en la Tabla 24, para el emplazamiento estudiado. Puede apreciarse que el viento predominantemente procede de la dirección Oeste para el que la densidad de potencia es de 44.51 W/m^2 .

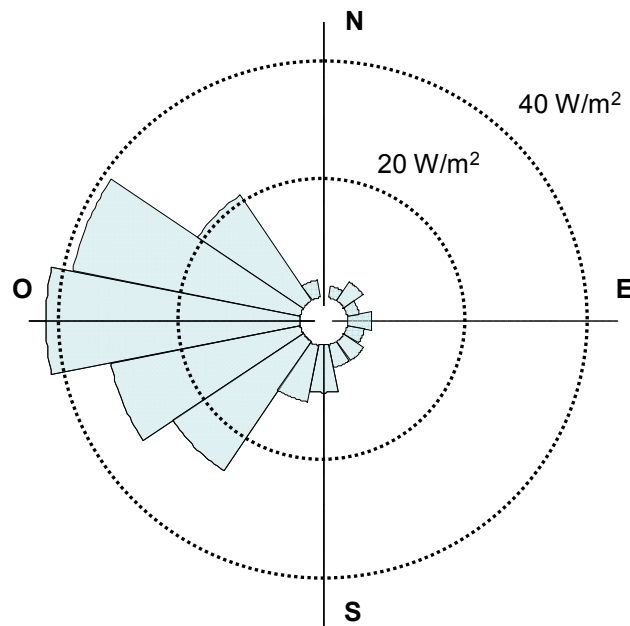


Figura 42. Rosa de densidad de potencia para el emplazamiento estudiado.

La relación potencia-velocidad junto con la relación coeficiente de empuje-velocidad del aerogenerador empleado en el estudio se muestran en la Figura 43.

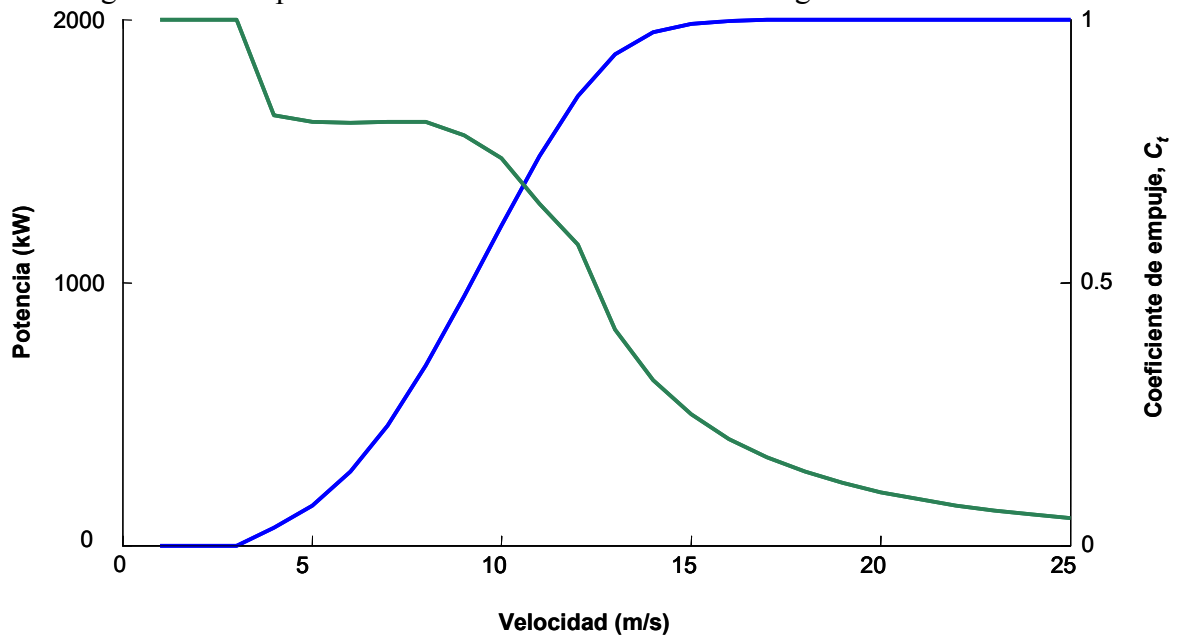


Figura 43. Curva de potencia-velocidad y coeficiente de empuje-velocidad del aerogenerador considerado en el ensayo.

Caso 1

Para la elaboración de este ensayo se consideran dos turbinas alineadas en la dirección Este - Oeste sobre un terreno plano como puede apreciarse en la Figura 44. El ensayo ha sido realizado sucesivamente variando la distancia existente entre los aerogeneradores, d , desde 400 m hasta 2000 m.

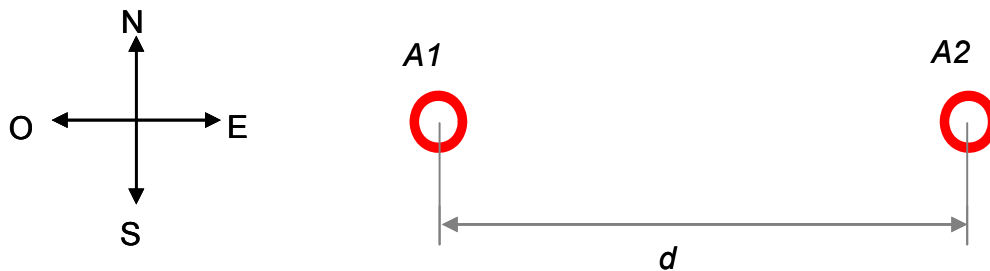


Figura 44. Posición de los aerogeneradores para el Caso 1 de validación de las estelas.

En la Figura 45 se comparan los resultados de producción para el aerogenerador $A2$ obtenidos mediante WAsP y el modelo implementado en este trabajo, considerando las tres hipótesis con respecto a la dirección de procedencia del viento detalladas anteriormente.

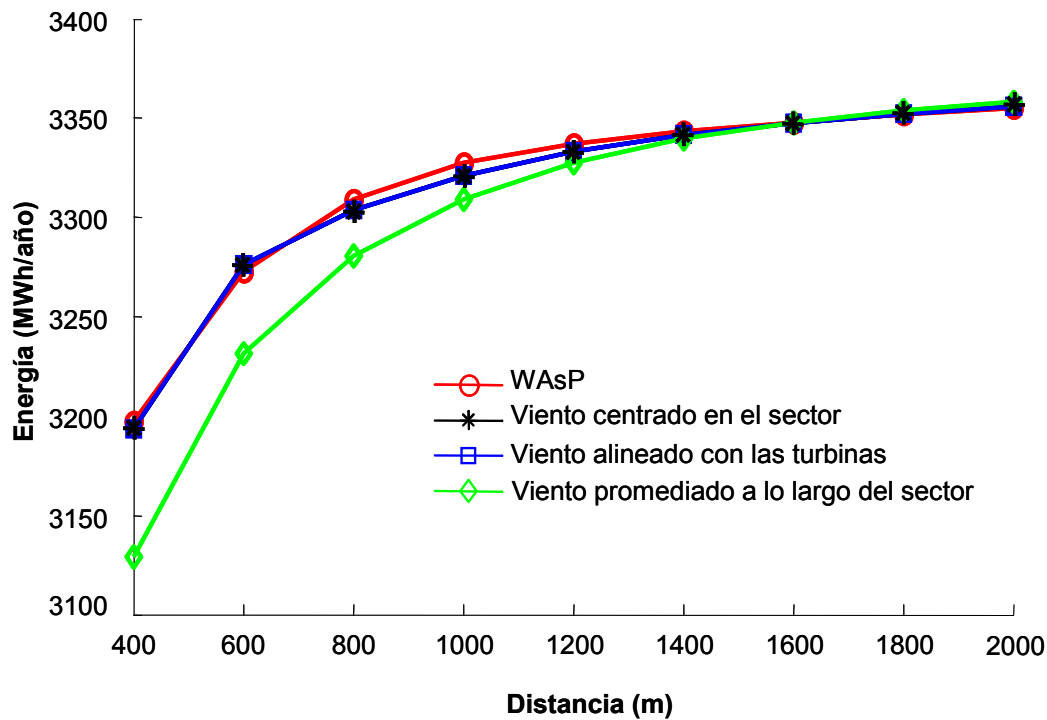


Figura 45. Comparación de la producción de energía producida por el aerogenerador A2 mediante WASP y el modelo implementado para el Caso 1 de validación del modelo de producción.

Como puede apreciarse en la Figura 45, la hipótesis de viento centrado en el sector (que en este caso, coincide con la suposición de viento alineado con las dos turbinas) es la que desprende unos valores de producción de energía más próximos a los obtenidos mediante WASP. El máximo error relativo, $\varepsilon_r = 0.46\%$, se produce para una distancia de 1000 m.

Caso 2

El segundo ensayo se ha realizado bajo las mismas condiciones que el primero, salvo que se asumirá una separación transversal de 100 m entre ambas turbinas según la dirección Norte-Sur, tal como puede apreciarse en la Figura 46.

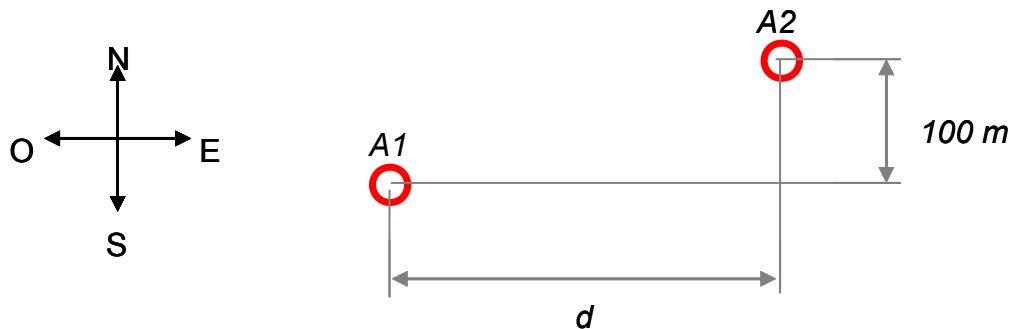


Figura 46. Posición de los aerogeneradores para el Caso 2 de validación del modelo de producción.

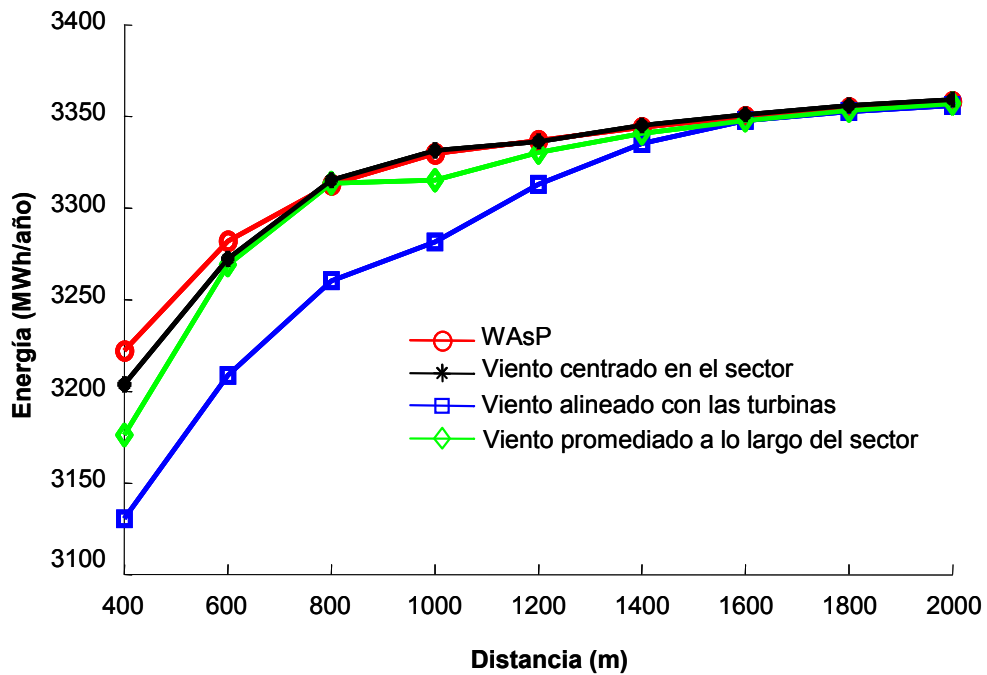


Figura 47. Comparación de la producción de energía de la turbina A2 mediante WASP y el modelo implementado para el Caso 2 de validación del modelo de producción.

En la Figura 47 puede apreciarse cómo, nuevamente, la suposición de viento centrado en la bisectriz del sector es la que proporciona unos resultados más parecidos a los obtenidos mediante WASP. En este caso, el máximo error relativo, $\varepsilon_r=0.48\%$, se obtiene para una distancia de separación horizontal de 400 m.

Caso 3

En este caso se pretende realizar una comparación de los valores de producción obtenidos mediante WASP y los alcanzados con el modelo implementado en este trabajo para el caso de un parque eólico compuesto por 10 aerogeneradores. De esta forma, es posible comparar el modelo de las estelas para el caso de afecciones múltiples. El ensayo ha sido realizado sobre las mismas condiciones de viento detalladas en los ensayos anteriores. La distribución geográfica de los aerogeneradores puede verse en la Figura 48.

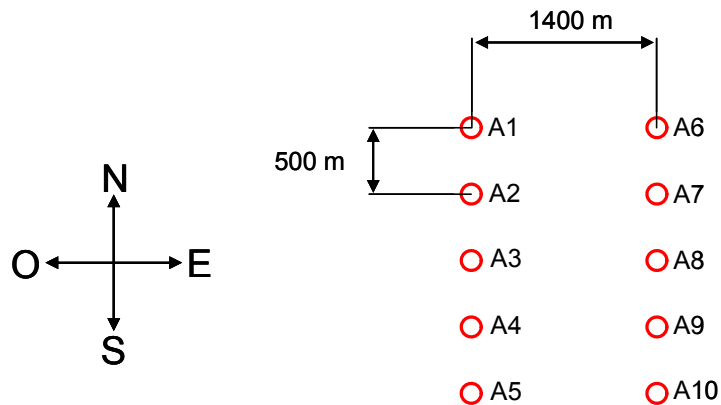


Figura 48. Distribución geográfica de los aerogeneradores para el Caso 3 de validación del modelo de producción.

Los valores de producción correspondientes a WAsP y al modelo implementado, para cada uno de los aerogeneradores del parque eólico, se muestra en la Figura 49. Puede observarse cómo el modelo que más se ajusta a los resultados obtenidos mediante WAsP es el correspondiente a viento centrado en la bisectriz del sector. El máximo error relativo obtenido en este caso es de un 0.55%, correspondiente al aerogenerador número 8. El modelo que proporciona mayores diferencias en la comparación de resultados con WAsP es la consideración de viento alineado con los aerogeneradores con un error relativo máximo del 1.71%, obtenido también para el aerogenerador número 8.

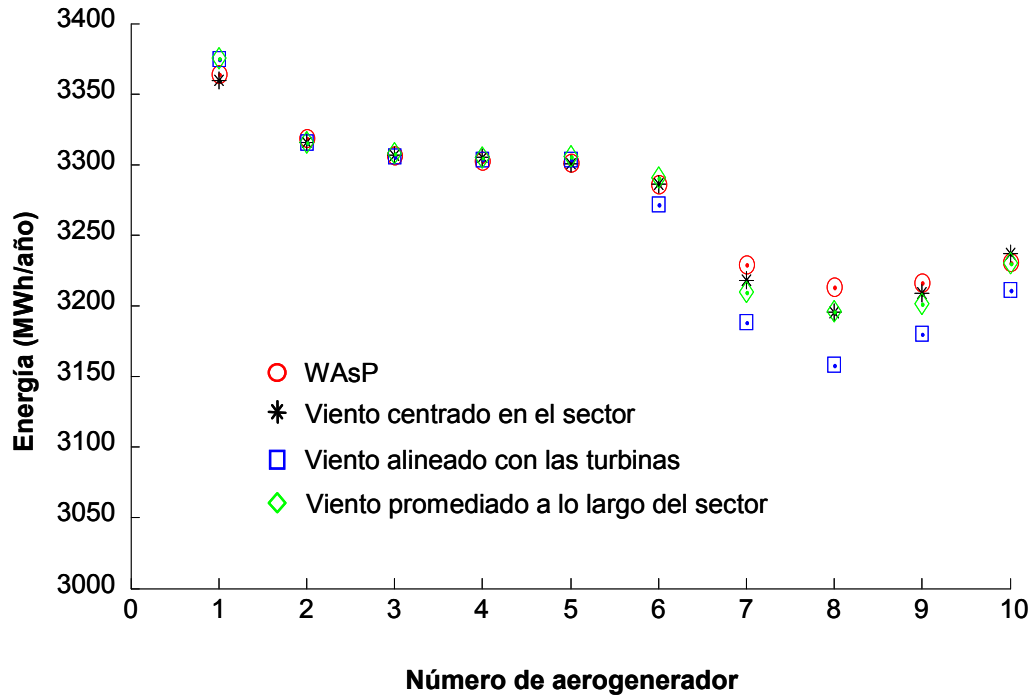


Figura 49. Comparación de la producción de energía mediante WAsP y el modelo implementado para el Caso 3 de validación del modelo de producción.

Como conclusión de los resultados obtenidos en los ensayos realizados puede afirmarse que WAsP asume una distribución de viento concentrada en la bisectriz de cada uno de los sectores que componen la rosa de los vientos. Para este caso (distribución centrada en la bisectriz), puede observarse la buena correspondencia de los resultados logrados mediante el modelo de producción implementado en esta tesis y los resultados obtenidos mediante WAsP.

Sin embargo, la consideración del viento distribuido uniformemente a lo largo del sector corresponde a una situación más realista y evita la presencia de zonas —especialmente aquellas situadas cerca de los extremos de los sectores— en las que se produciría una subestimación del efecto de las estelas que podría llevar a la ubicación errónea de aerogeneradores. Por ello, el modelo implementado en el presente trabajo tomará un modelo con viento uniformemente distribuido a lo largo del sector.

3.2.2 Modelo de costes de un parque eólico

En este apartado se detalla el modelo de costes del parque eólico. Este modelo, involucra, por un lado, el cálculo de la inversión inicial compuesta por diferentes conceptos y, por otro lado, los costes de operación y mantenimiento.

La inversión inicial del parque eólico, I_{PE} , puede calcularse como la suma del coste de adquisición de los aerogeneradores, I_{AE} , más el coste de la obra civil, I_{OC} , costes de transporte e instalación, $I_{I&T}$, y, finalmente, costes de la instalación eléctrica, I_{IE} , calculada según la expresión (52):

$$I_{PE} = I_{AE} + I_{OC} + I_{I&T} + I_{IE} \quad (52)$$

A continuación se detallan los modelos empleados para el cálculo de cada uno de los términos.

Inversión en aerogeneradores

La inversión total en los aerogeneradores de un parque corresponde a la suma de los costes de adquisición, C_{AEj} , de cada una de las N_t turbinas.

$$I_{AE} = \sum_{j=1}^{N_t} C_{AEj} \quad (53)$$

Los factores que principalmente influyen en el precio de los aerogeneradores son las características de la propia máquina como la potencia nominal o el tipo de tecnología (ángulo de paso fijo o variable). La incidencia de los costes de adquisición de los aerogeneradores sobre el problema tratado en esta tesis será, principalmente, sobre el tipo y número de turbinas contenidas en la solución óptima.

Inversión en obra civil

El capítulo de costes de obra civil está compuesto, de forma mayoritaria, por los costes de cimentación de cada máquina, I_{Cim} , y los costes de ejecución de los caminos auxiliares de acceso que comunican desde el camino principal hasta las ubicaciones finales de los aerogeneradores, I_{Acc} .

$$I_{OC} = I_{Cim} + I_{Acc} \quad (54)$$

Los costes de cimentación de cada máquina dependen, principalmente, de la altura de la torre empleada, del diámetro de la máquina (relacionado con su potencia) y de la capacidad portante del terreno. El modelo asumido en este trabajo toma un valor de coste de cimentación de referencia, $I_{CimReferencia}$, para un terreno de alta capacidad portante y una determinada altura de la torre, h_{ref} . Si la capacidad portante del terreno en la posición de la turbina i -ésima es menor que la de referencia se asumirá un coste adicional de cimentación determinado por la variable, $\Delta C_{CimCapacidad\ i}$, que indica el factor a aplicar a los costes de cimentación. Del mismo modo, si la altura de la torre del aerogenerador i -ésimo es superior a la altura de referencia, se considerará un aumento de coste de la cimentación proporcional a la diferencia de altura con respecto a la referencia determinado mediante la variable, $\Delta C_{CimAltura}$. De esta forma, el coste total de cimentación de un aerogenerador, i , se determina mediante (55):

$$I_{Cim\ i} = I_{CimReferencia\ i} (1 + \Delta C_{CimAltura} + \Delta C_{CimCapacidad}) \quad (55)$$

Donde

$$\Delta C_{CimAltura} \begin{cases} =1 & \text{si } h = h_{ref} \\ >1 & \text{si } h > h_{ref} \end{cases} \text{ y } \Delta C_{CimCapacidad} \begin{cases} =1 & \text{si Alta capacidad portante} \\ >1 & \text{si Baja capacidad portante} \end{cases}$$

La inversión total a realizar en cimentaciones, para el conjunto de turbinas que constituyen el parque eólico, queda finalmente determinada por la expresión:

$$I_{Cim} = \sum_{i=1}^{N_t} I_{Cim\ i} \quad (56)$$

Los costes de realización de los caminos auxiliares de acceso que deben 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. Estos costes pueden considerarse directamente proporcionales a la longitud total de los mismos. Pero la longitud total de los caminos auxiliares es, *a priori*, desconocida ya que el trazado óptimo que comunica cada aerogenerador con el camino principal es un problema de similares características al problema de optimización de la instalación eléctrica de distribución. Dicho problema se ha resuelto empleando el algoritmo de Prim, que permite calcular el árbol recubridor de mínimo coste (en este caso, mínima longitud) en grafos no conexos [127].

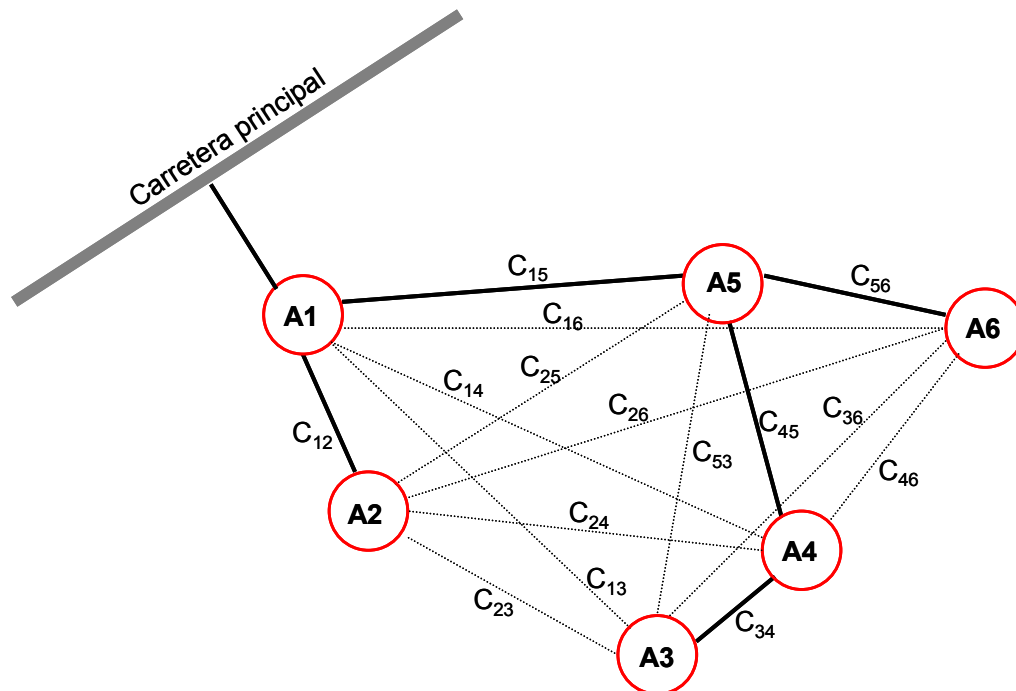


Figura 50. Ejemplo del grafo empleado para el cálculo de la red óptima (mínima longitud total) de caminos de acceso.

En la Figura 50 puede observarse el grafo correspondiente al problema de cálculo de los caminos de acceso de mínima distancia. El problema consiste en conectar todos los aerogeneradores con la carretera principal de forma que la distancia global de los caminos sea mínima. Para ello es preciso conocer el camino más corto entre todos los

aerogeneradores y, a su vez, la distancia de cada uno de ellos a la carretera principal (los costes de los arcos mostrados en la Figura 50 son precisamente dichas distancias entre turbinas). Para un terreno plano, el coste de cada uno de los arcos es fácilmente calculable mediante la distancia euclídea entre ambos aerogeneradores. Sin embargo, teniendo en cuenta el relieve del terreno es necesario recurrir a un algoritmo heurístico para hallar el camino de mínima distancia entre dos puntos, como se detalla más adelante. Adicionalmente, existe la posibilidad de que en la parcela estudiada para el emplazamiento del parque eólico existan zonas que, por diferentes razones, no puedan ser atravesadas por los caminos de acceso (zonas prohibidas).

Por otro lado, el árbol recubridor de mínimo coste obtenido mediante el algoritmo de Prim ha de conectarse, en última instancia, con la carretera principal. Para ello, se seleccionará el aerogenerador más próximo a dicha carretera y —en el caso de que las propias restricciones del problema permitan el acceso desde el camino principal en más de un punto— se comprueba si alguno de los arcos que parten de un aerogenerador tiene una longitud superior a la distancia del propio aerogenerador al camino principal. En caso afirmativo, el grafo se modifica reemplazando el arco correspondiente por un enlace directo a la carretera principal.

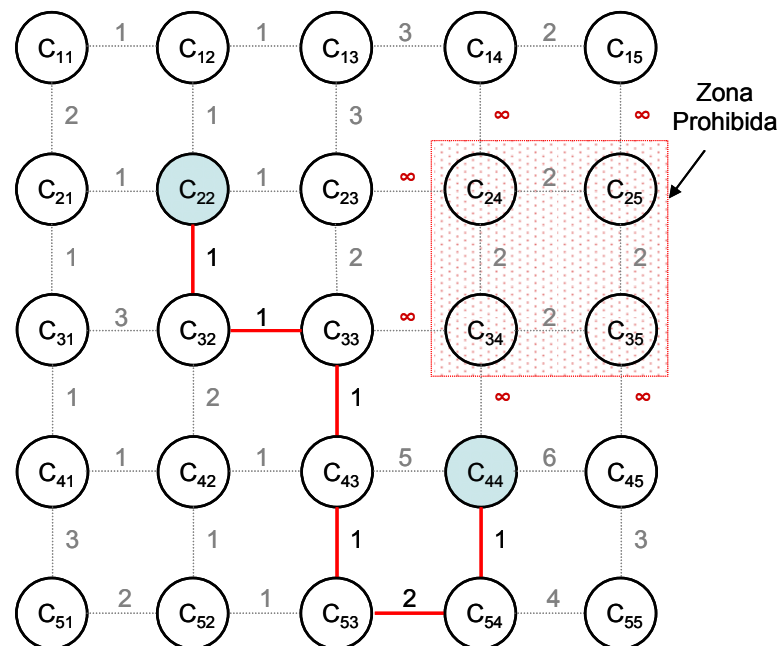


Figura 51. Ejemplo del grafo empleado para el cálculo del camino de mínima distancia entre dos puntos.

Para realizar el cálculo del camino mínimo entre dos puntos se empleará el algoritmo de Dijkstra [112]. Dicho algoritmo permite obtener el camino más corto entre dos puntos de un grafo en el que los pesos o costes de las aristas (en este caso, las distancias entre celdas) toman valores no negativos. En la Figura 51 se muestra, a modo de ejemplo, la implementación del grafo empleado para el cálculo del camino más corto entre dos puntos de una parcela. Cada nodo corresponde a una celda y los costes de los arcos corresponden a la distancia euclídea en el espacio tridimensional entre dos celdas contiguas. Nótese que empleando este procedimiento es posible tener en consideración la orografía del terreno para realizar un cálculo preciso de las distancia entre dos puntos

y, además, permite una gestión relativamente sencilla de las zonas prohibidas mediante la penalización del coste de los arcos de acceso a dichas zonas prohibidas.

Una vez conocido el trazado óptimo los caminos de acceso auxiliares y por tanto su longitud total, $L_{total\ acc}$, es posible determinar la inversión total correspondiente a este concepto, teniendo en cuenta su coste por unidad de longitud, C'_{acc} :

$$I_{Acc} = L_{total\ acc} \cdot C'_{acc} \quad (57)$$

Costes de instalación y transporte

Los costes de transporte de la góndola, los alabes y tramos de torre, así como la parte correspondiente a su montaje para el aerogenerador i -ésimo, $C_{I\&T\ i}$, no diferirán significativamente de lo que costaría si la máquina estuviese situada en las cercanías 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. Consecuentemente, 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. Por tanto, teniendo en cuenta que el coste de las labores de instalación y mantenimiento es igual para todos los aerogeneradores, se tiene finalmente:

$$C_{T\&I} = \sum_{i=1}^{N_t} C_{T\&I\ i} = N_t \cdot C_{T\&I\ i} \quad (58)$$

Costes de la infraestructura eléctrica

El cálculo de la inversión necesaria en instalación eléctrica merece especial atención, ya que el problema de diseño óptimo de dicha instalación es, también, un problema complejo de resolver desde un punto de vista matemático. La infraestructura eléctrica de un parque eólico está compuesta fundamentalmente por tres partes:

- Instalación de distribución o colectora en media tensión.
- Subestaciones.
- Instalación de enlace en alta tensión con la línea de evacuación.

En cuanto al modelo de comportamiento económico de la instalación cabe distinguir entre dos conceptos diferenciados. Por un lado, la inversión inicial, compuesta por los costes de adquisición e instalación de los diferentes componentes y, por otro lado, los costes de las pérdidas eléctricas (en concepto de energía no suministrada). El coste actualizado total de la instalación eléctrica, C'_{IE} puede expresarse como:

$$C'_{IE} = I_{MT} + I_{SB} + I_{AT} + \sum_{k=1}^L \frac{\left((EP_{MT}(k) + EP_{SB}(k) + EP_{AT}(k)) \cdot p_{kWh}(k) \right)^{k+1}}{(1+r)^k} \quad (59)$$

Donde I_{MT} es la inversión inicial en la instalación interna de distribución del parque eólico, I_{SB} es la inversión inicial en subestaciones, I_{AT} es la inversión inicial correspondiente a la instalación de enlace en alta tensión entre las subestaciones y la red de transporte. EP_{MT} son las pérdidas eléctricas anuales en la instalación de distribución, EP_{SB} son las pérdidas eléctricas anuales en la subestaciones $p_{kWh}(k)$ es el precio de venta

de la energía en durante el año k -ésimo y, finalmente, $EP_{AT}(k)$ son las pérdidas eléctricas anuales en la red de enlace en alta tensión.

El diseño de la instalación de distribución (selección de las conexiones entre aerogeneradores y dimensionado de las secciones de los conductores más adecuadas) y, por otro lado, la ubicación de la/s subestación/es son dos problemas acoplados, por lo que la configuración de uno de ellos influye en la solución óptima del otro y viceversa. Por tanto, es precisa su resolución global tratándolos de forma conjunta. El propio diseño de la instalación de distribución plantea un nuevo problema de optimización que, en este trabajo, se ha resuelto mediante un algoritmo genético.

3.3 Formulación del problema

El objetivo del problema planteado en este capítulo es optimizar el diseño de un parque eólico siguiendo un criterio de comportamiento económico. Para ello, en el apartado anterior se ha descrito el patrón de evaluación económica empleado, incluyendo aspectos como el modelo de producción del parque eólico, costes de obra civil, instalación, transporte e instalación eléctrica.

El diseño del parque eólico ha de realizarse de acuerdo a un conjunto de restricciones propias de un proyecto de este tipo. Por un lado, es preciso que el conjunto de variables que definen el individuo tomen unos valores comprendidos entre unos determinados límites inherentes a la propia naturaleza de las características que representan. Por otro lado, existen una serie de particularidades acerca del diseño óptimo de un proyecto eólico como la presencia de zonas prohibidas, límite máximo de la inversión a realizar, máxima potencia de evacuación de las líneas de transmisión, etc.

Siendo $x = [X_1, X_2, \dots, X_{N_t}, Y_1, Y_2, \dots, Y_{N_t}, T_1, T_2, \dots, T_{N_t}, H_1, H_2, \dots, H_{N_t}]$ la configuración del parque eólico, compuesto por N_t aerogeneradores, dada por la posición geográfica de cada una de ellos, (X_i, Y_i) , así como su tipo, T_i , y altura de la torre, H_i , el problema planteado en este trabajo puede ser formulado de la siguiente manera:

$$\max -I_{AE}(x) - I_{OC}(x) - I_{I\&T}(x) - I_{IE}(x, y) - C_D(x) + V_R(x) + C_{I\&T}(x) + \sum_{k=1}^L \frac{E_{Neta}(x, y) p_{kWh} (1 + \Delta p_{kWh})^{k+1} - C_{OM}(x) (1 + \Delta C_{OM})^{k+1}}{(1 + i)^k}$$

s. a.

$$X^{\min} \leq X_i \leq X^{\max} \quad \forall i = 1, 2, \dots, N_t$$

$$Y^{\min} \leq Y_i \leq Y^{\max} \quad \forall i = 1, 2, \dots, N_t$$

$$T^{\min} \leq T_i \leq T^{\max} \quad \forall i = 1, 2, \dots, N_t$$

$$H^{\min}(T_k) \leq H_i \leq H^{\max}(T_k) \quad \forall i = 1, 2, \dots, N_t \quad \forall k = 1, 2, \dots, T^{\max}$$

$$(X_i, Y_i) \notin [X, Y]^{ZP} \quad \forall i = 1, 2, \dots, N_t$$

$$\sqrt{(X_i - X_j)^2 + (Y_i - Y_j)^2} \geq d_{\min} \quad \forall i = 1, 2, \dots, N_t \quad j = 1, 2, \dots, N_t \quad j \neq i$$

$$I_{AE}(x) + I_{OC}(x) + I_{I\&T}(x) + I_{IE}(x) \leq I^{\max}$$

$$\sum_{i=1}^{N_t} P_{Ni} \leq P_{no\ min\ al}^{\max} \quad \forall i = 1, 2, \dots, N_t$$

$$N_t \leq N_{Turbinas}^{\max}$$

$$X_i \in \mathbb{N}^n$$

$$Y_i \in \mathbb{N}^n$$

$$T_i \in \mathbb{N}^n$$

$$H_i \in \mathbb{N}^n$$

El objetivo es maximizar VAN del parque eólico. Para ello, es preciso determinar la configuración, x , de dicho parque eólico sujeta a una serie de restricciones.

Las cuatro primeras restricciones mostradas en la formulación hacen referencia a los valores mínimos y máximos que pueden tomar cada una de las variables de diseño del problema. De esta forma, X^{\min} y X^{\max} indican los valores mínimos y máximos (determinado por los extremos occidental y oriental del terreno) que puede tomar la coordenada X , para cada uno de los aerogeneradores. Y^{\min} y Y^{\max} son, respectivamente, los límites mínimos y máximos para la coordenada geográfica Y (establecidos por los extremos meridional y septentrional de la parcela). T^{\min} y T^{\max} son los límites de la variable que codifica el tipo de aerogenerador a instalar. El valor mínimo es la unidad, ya que es necesario tener en cuenta, al menos, un aerogenerador durante el proceso de optimización y el valor máximo es determinado por el número de tipos de aerogeneradores introducido en la base de datos considerada para el caso bajo estudio. $H^{\min}(T_k)$ y $H^{\max}(T_k)$ son, respectivamente, los límites mínimo y máximo de la altura de la torre para la turbinas de tipo T_k .

El conjunto $[X,Y]^{ZP}$ representa las coordenadas geográficas de las celdas correspondientes a zonas prohibidas. Por tanto, la quinta restricción impide la ubicación de aerogeneradores en celdas no permitidas.

La sexta restricción tiene como objetivo evitar la ubicación de aerogeneradores demasiado próximos entre sí. La distancia mínima de seguridad a la que pueden situarse dos aerogeneradores viene determinada por el valor de la variable d_{min} .

La séptima restricción hace referencia al límite máximo de inversión, I^{max} , que el promotor del proyecto está dispuesto a asumir.

La siguiente restricción controla el valor máximo de potencia eólica nominal a instalar en el conjunto total del parque eólico, $P_{no\ min al}^{max}$. Dicha potencia total puede ser limitada debido a razones legislativas, o bien a razones técnicas, como la capacidad máxima de transporte de las líneas de transmisión disponibles.

Finalmente, la novena restricción hace referencia al número máximo de aerogeneradores a instalar en el parque eólico.

Por otro lado, puede observarse que en la función objetivo los términos correspondientes a la inversión inicial de la instalación eléctrica, $I_{IE}(x,y)$, y la energía neta anual vertida a la red, $E_{neta}(x,y)$, dependen tanto de la configuración del parque eólico, x , como de la configuración de la instalación eléctrica, y , (topología de las conexiones entre los aerogeneradores, subestaciones y líneas de evacuación de energía, además de las respectivas secciones de los conductores).

La inversión inicial de la instalación eléctrica, $I_{IE}(x,y)$, es función tanto de la configuración de los aerogeneradores, x , (posición geográfica, modelo de aerogenerador y altura de la torre), como del diseño de la instalación eléctrica, y , ya que la topología y secciones de los conductores condicionará el coste de inversión asociado a dicha instalación eléctrica.

Del mismo modo, la energía neta, $E_{Neta}(x,y)$, también está condicionada por el diseño de la instalación eléctrica, y , como consecuencia de la dependencia de las pérdidas eléctricas con la propia topología y secciones de dicha instalación eléctrica. Teniendo en cuenta que la energía neta anual vertida a la red puede expresarse como la diferencia entre la energía generada por el parque eólico, $E_{PE}(x)$, (en bornes de los aerogeneradores) calculada mediante (51) y la energía perdida en la instalación eléctrica por efecto Joule, $P_{IE}(x,y)$:

$$E_{Neta}(x,y) = E_{PE}(x) - EP_{IE}(x,y) \quad (60)$$

Las pérdidas eléctricas anuales EP_{IE} corresponden a la suma de la energía perdida en la red de media tensión, EP_{MT} , más las pérdidas en los enlaces de alta tensión entre las subestaciones y las líneas de transmisión, EP_{AT} , más las pérdidas correspondientes a las subestaciones, EP_{SB} :

$$EP_{IE}(x,y) = EP_{MT}(x,y) + EP_{AT}(x,y) + EP_{SB}(x,y) \quad (61)$$

Teniendo en cuenta la expresión (60), la función objetivo del problema planteado puede desglosarse de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
VAN(x, y) = & \underbrace{-I_{AE}(x) - I_{OC}(x) - I_{I\&T}(x) - C_D(x) + V_R(x)}_{\text{Configuración de los aerogeneradores}} \\
& + \underbrace{\sum_{k=1}^L \frac{E_{PE}(x) p_{kWh} (1 + \Delta p_{kWh})^{k+1} - C_{OM}(x) (1 + \Delta C_{OM})^{k+1}}{(1+i)^k}}_{\text{Configuración de los aerogeneradores}} \\
& - \underbrace{I_{IE}(x, y) - \sum_{k=1}^L \frac{EP_{IE}(x, y) p_{kWh} (1 + \Delta p_{kWh})^{k+1}}{(1+i)^k}}_{\text{Instalación eléctrica}}
\end{aligned} \tag{62}$$

En la expresión mostrada, los dos últimos términos hacen referencia a la instalación eléctrica, mientras que los términos restantes están relacionados con el problema de posicionamiento óptimo de los aerogeneradores. De esta forma, es posible plantear la resolución del problema de diseño óptimo de la instalación eléctrica, y , de forma acoplada, considerándolo como otro problema de optimización. Por tanto, para una determinada configuración del parque eólico, x , el diseño óptimo de la instalación eléctrica puede formularse de la siguiente manera:

$$\max -I_{IE}(y) - \sum_{k=1}^L \frac{EP_{IE}(y) p_{kWh} (1 + \Delta p_{kWh})^{k+1}}{(1+i)^k}$$

s.a.

$$P_{ij}^{max\ admissible}(y) \geq P_{N\ ij}^{max}(y) \quad i = 1, 2, \dots, N_t; \quad j = 1, 2, \dots, N_t; \quad j \neq i$$

$$P_{ik}^{max\ admissible}(y) \geq P_{N\ ik}^{max}(y) \quad i = 1, 2, \dots, N_t; \quad k = 1, 2, \dots, N_{SB}$$

$$P_{kl}^{max\ admissible}(y) \geq P_{N\ kl}^{max}(y) \quad k = 1, 2, \dots, N_{SB}; \quad l = 1, 2, \dots, N_{LAT}$$

$$A_{ij} \notin ZP_{IE} \quad i = 1, 2, \dots, N_t; \quad j = 1, 2, \dots, N_t; \quad j \neq i$$

$$A_{ik} \notin ZP_{IE} \quad i = 1, 2, \dots, N_t; \quad k = 1, 2, \dots, N_{SB}$$

$$A_{kl} \notin ZP_{IE} \quad k = 1, 2, \dots, N_{SB}; \quad l = 1, 2, \dots, N_{LAT}$$

$$\sum_{i=1}^{N_t} P_{Ni} \leq \sum_{l=1}^{N_{LAT}} P_{N_LATl} \quad \forall i = 1, 2, \dots, N_t; \quad l = 1, 2, \dots, N_{LAT}$$

Las tres primeras restricciones hacen referencia a la capacidad máxima de transporte de cada enlace que forma parte de la instalación eléctrica. $P_{ij}^{max\ admissible}$ es la capacidad máxima admisible del cable seleccionado para la conexión entre los aerogeneradores i -ésimo y j -ésimo, $P_{N\ ij}^{max}(y)$ es la potencia nominal correspondiente a dicha conexión entre los aerogeneradores i -ésimo y j -ésimo (dependiente de la potencia nominal de los aerogeneradores que directa o indirectamente evacuan la energía producida a través de esta conexión). De forma análoga, la segunda y tercera restricción se refieren a la capacidad máxima de transporte para las conexiones entre aerogeneradores y subestaciones y entre subestaciones y líneas de alta tensión respectivamente.

La siguiente restricción tiene como objetivo que la trayectoria de la conexión entre los aerogeneradores i -ésimo y j -ésimo, A_{ij} , no atraviese ninguna celda catalogada como zona prohibida para el problema del conexionado eléctrico, ZP_{IE} . Análogamente, la quinta y sexta restricción limitan, respectivamente, que las conexiones entre aerogeneradores y subestaciones y entre subestaciones y líneas de alta tensión atraviesen una zona prohibida.

La última restricción controla que la potencia nominal del parque eólico no sea superior a la capacidad de evacuación de las líneas de transmisión, P_{N_LAT} .

Finalmente, resulta conveniente indicar que existen dos subproblemas más de optimización involucrados en el diseño óptimo de parques eólicos, ya que para calcular la inversión inicial en obra civil, $I_{OC}(x)$, el diseño de los caminos auxiliares también ha de ser optimizado, de forma que la longitud global resultante de conectar todos los aerogeneradores con la/s carretera/s principales de acceso sea mínima. Como ya se ha comentado anteriormente, este problema se ha resuelto mediante el algoritmo de Prim para el cálculo del árbol recubridor de mínimo coste [127]. Por último, tanto para el cálculo de los caminos de mínima distancia, como para el diseño óptimo de la instalación eléctrica, es necesario determinar los caminos de mínima distancia entre los diferentes puntos del terreno se empleará el algoritmo de Dijkstra [112] (constituyendo un subproblema del diseño óptimo de la instalación eléctrica y los caminos de acceso).

3.4 Metodología propuesta

La metodología propuesta emplea dos algoritmos genéticos anidados, como se muestra en la Figura 52. El algoritmo principal de optimización (ver Figura 52) tiene como objetivo el cálculo óptimo de la posición, tipo y altura de cada uno de los aerogeneradores. El objetivo de este algoritmo es maximizar el VAN del proyecto eólico. Para cada uno de los individuos del algoritmo principal (una posible configuración de aerogeneradores) es relativamente sencillo determinar la mayoría de los términos correspondientes a la expresión de cálculo del VAN del parque eólico (30).

Sin embargo, los términos correspondientes a la instalación eléctrica (inversión inicial y pérdidas) han de ser calculados teniendo en cuenta el diseño óptimo de dicha instalación. Por ello, se propone un algoritmo de optimización secundario (ver Figura 53) para acometer el diseño óptimo de la infraestructura eléctrica que ha de ser ejecutado para cada uno de los individuos del algoritmo principal.

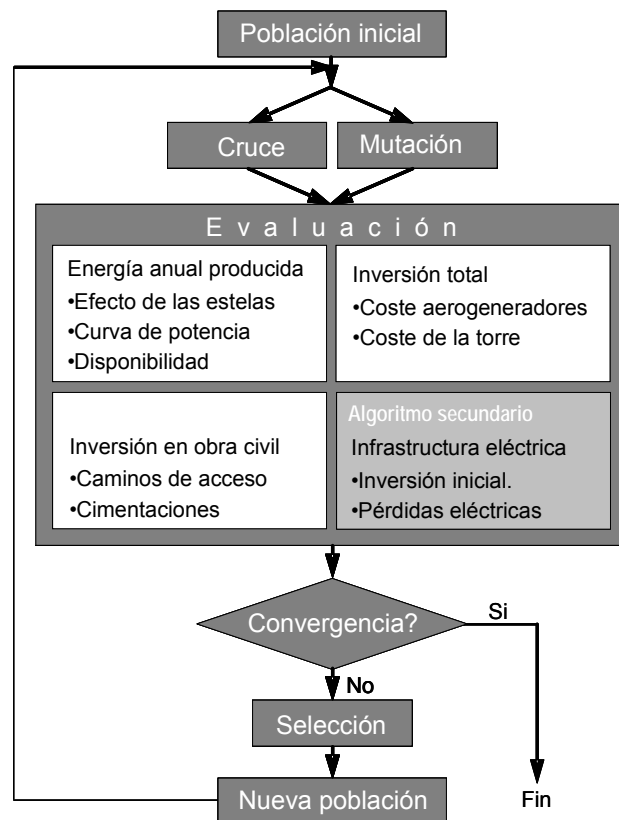


Figura 52. Diagrama de flujos de la metodología propuesta: algoritmo principal.

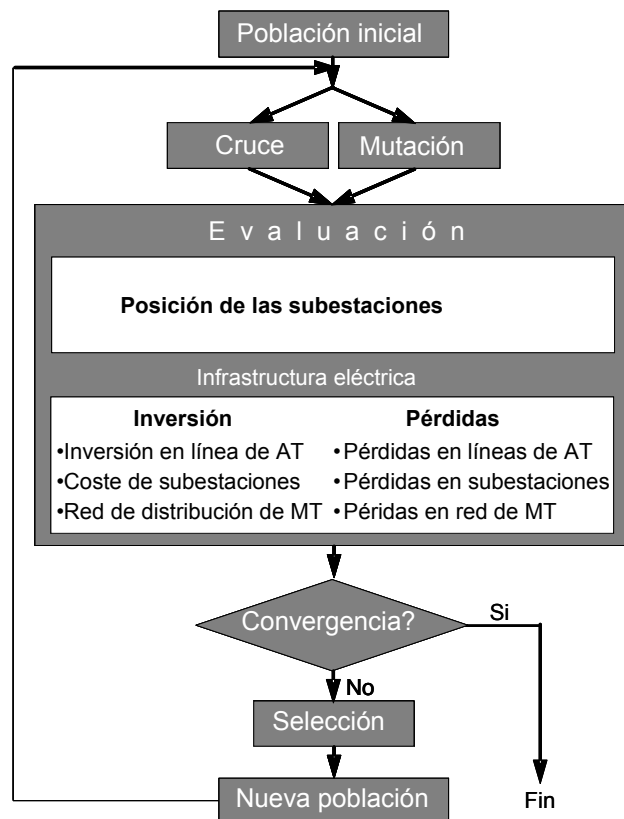


Figura 53. Diagrama de flujos de la metodología propuesta: algoritmo secundario.

El empleo de un algoritmo secundario para acometer la optimización de la infraestructura eléctrica implica un elevado coste computacional, ya que como se ha comentado, sería preciso ejecutar el algoritmo secundario para cada potencial solución del problema de emplazamiento de las turbinas. Por ello, se proponen diferentes planteamientos del problema en función de dos efectos contrapuestos: el coste computacional requerido y la precisión del modelo empleado:

- *Planteamiento desacoplado.* En este caso se plantea la optimización del parque eólico obviando el diseño de la instalación eléctrica. Por razones de simplicidad se asumirá que el coste asociado a la infraestructura eléctrica es igual a los de obra civil. Este planteamiento es el que permite obtener unos resultados menos precisos. No obstante, el coste computacional asociado es reducido, ya que no es precisa la ejecución del algoritmo secundario.
- *Planteamiento secuencial.* Se propone el cálculo de la instalación eléctrica una vez el algoritmo principal ha alcanzado la solución óptima del problema de posicionamiento óptimo de las turbinas eólicas (considerando también los costes de la instalación eléctrica iguales a los de la obra civil). Mediante este planteamiento puede obtenerse una configuración global del parque más veraz que en el caso anterior, ya que se ha procedido al diseño de la infraestructura eléctrica. Sin embargo, no se tiene en consideración el efecto que tiene dicha infraestructura sobre la posición geográfica de los aerogeneradores.
- *Planteamiento global completo.* En este caso se propone la ejecución del algoritmo secundario durante toda la evolución del algoritmo principal. Es decir, realizar el cálculo exacto de la instalación eléctrica para cada uno de los individuos del problema de posicionamiento de los aerogeneradores. Este planteamiento es el que requiere mayor esfuerzo de cálculo. En cambio, permite obtener un diseño del parque eólico más realista.
- *Planteamiento global acelerado.* Mediante este planteamiento se sugiere la ejecución del algoritmo secundario únicamente cuando el algoritmo principal ha alcanzado un cierto grado de evolución. Es decir, durante las primeras generaciones (en las que la bondad de los individuos todavía se encuentra distante del óptimo, ya que dichos individuos tienen una fuerte componente aleatoria) no se realiza el cálculo de la instalación eléctrica. Mediante este enfoque es posible reducir, en la medida de lo posible, el tiempo de ejecución del algoritmo, aunque se incurre en el riesgo de comprometer la calidad de la solución óptima en el caso de que el algoritmo secundario sea introducido demasiado tarde.

El empleo de cada uno de los planteamientos propuestos está justificado, en función de las necesidades de tiempo de cálculo, como consecuencia del relativamente reducido peso económico de la instalación eléctrica sobre la inversión total del parque eólico (como se muestra en la Tabla 23, aproximadamente un 15% de la inversión total).

3.4.1 Algoritmo principal

A continuación se describe el algoritmo implementado para obtener la configuración óptima del parque eólico. Dicho algoritmo realiza una búsqueda heurística de la mejor solución, tomando como criterio de evaluación la maximización del valor actual neto (VAN).

Los algoritmos evolutivos son técnicas robustas de búsqueda del óptimo que operan imitando los mecanismos de selección natural observados en la naturaleza [128], [129]. Este tipo de algoritmos trata 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. La función objetivo, F , proporciona una medida de la bondad (*fitness*) o grado de excelencia de cada individuo como potencial solución del problema. Así, se realizará una codificación del problema que permita tener en forma de vector cada una de las posibles soluciones del problema (individuo), de manera que el conjunto de soluciones posibles (población) vaya evolucionando tras cada iteración (generación).

El algoritmo parte de la población inicial compuesta por un conjunto de individuos que pueden ser generados de forma aleatoria o mediante técnicas heurísticas. A continuación se procede a la evaluación de dicha población inicial, en base a la cual, se realiza la selección de los individuos que van a participar en el cruce y la mutación en función de su *fitness*. El operador de cruce se aplica sobre dos individuos (padres), que son combinados formando nuevos individuos (hijos) correspondientes a una mezcla entre los genes de sus padres. El operador de mutación actúa sobre un individuo modificando uno o más genes de forma aleatoria. Cuando la población está confinada en torno al máximo local, este operador es clave para una eventual salida de la zona de atracción de dicho máximo, con lo que se potencia que el algoritmo evolucione hacia el óptimo global.

Tras la evaluación de los nuevos individuos surgidos de las operaciones de cruce y de mutación aquellos que merezcan —en base a su *fitness*— ser incluidos en la población reemplazarán a los antiguos individuos, formando así una nueva población.

El proceso se repite de forma iterativa hasta que durante un número determinado de generaciones, establecido por el parámetro de convergencia, el algoritmo no haya conseguido una mejora sobre la mejor solución.

Codificación del individuo

Cada potencial solución (individuo) se codifica de modo que queden definidos todos los parámetros de manera unívoca empleando para ello una notación numérica entera:

- 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 .

Tabla 25. Codificación de los individuos.

	Turbina 1	Turbina 2	...	Turbina <i>k</i> -ésima
Coordenada <i>X</i>	X_1	X_1	...	X_k
Coordenada <i>Y</i>	Y_1	Y_2	...	Y_k
Tipo de turbina	T_1	T_2	...	T_k
Altura de la torre	H_1	H_2	...	H_k

En la Tabla 25 se muestra el esquema de la codificación empleada. Cada individuo queda caracterizado en forma de matriz. Cada elemento de ésta es denominado gen. Las dos primeras filas de dicha matriz representan las coordenadas de la posición geográfica de cada turbina, la tercera fila corresponde al tipo de aerogenerador, mientras la última representa la altura. Hay que destacar que el número de columnas puede ser variable dependiendo del número de aerogeneradores que sean considerados en cada individuo.

Operador de selección

El objetivo del operador de selección es determinar aquellos individuos que van participar en las operaciones de cruce y mutación. La operación consiste en asignarle a cada uno de los individuos una probabilidad de selección ponderada según el *fitness* o bondad de dicho individuo. De esta forma, aquellos individuos con mayor bondad tendrán una probabilidad de ser seleccionados mayor que aquellos cuya bondad sea menor. Este método de selección es denominado ruleta debido a su similitud con la ruleta de un casino donde la probabilidad de que una determinada combinación sea agraciada es proporcional al sector que dicha combinación abarca en la ruleta.

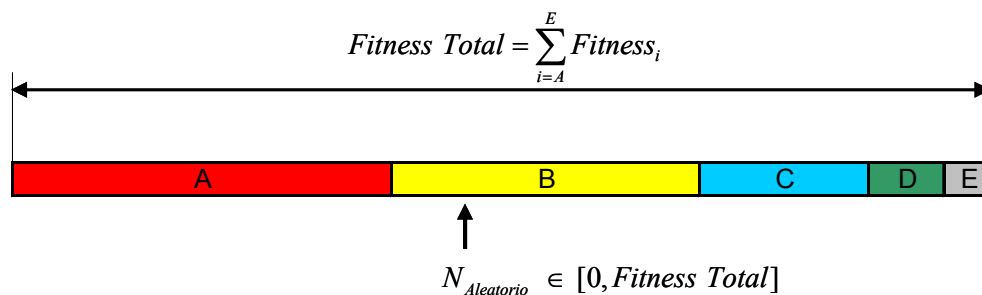


Figura 54. Ejemplo de selección mediante el método de ruleta.

El objetivo de realizar la selección de individuos mediante una selección elitista como la selección por ruleta es aumentar la probabilidad de obtener una mejora sobre la población actual, ya que es de esperar un mayor éxito al realizar las operaciones de cruce y mutación sobre individuos con una mayor bondad.

Operadores de cruce

La operación de cruce es la herramienta principal que permite la evolución de la población hacia la solución óptima. El fundamento de este operador consiste en recombinar los genes de dos individuos (padres) para formar otros dos nuevos individuos (hijos). La mezcla de las cualidades de ambos padres tiene como objetivo la obtención de individuos que potencialmente puedan superar la calidad de los existentes en la población actual.

Los padres se seleccionan de manera aleatoria en base a su bondad, según el operador *selección*. Por otro lado, es importante señalar que el cruce ha de ser realizado con cautela, ya que un uso excesivo de este operador puede conducir a una pérdida de diversidad y, por tanto, la capacidad de búsqueda del óptimo global del algoritmo puede verse comprometida. Con el objetivo de controlar el número de cruces realizado en cada generación, se ha incluido un parámetro denominado *probabilidad de cruce*. De modo que una vez seleccionados los padres, la operación se llevará a cabo sólo si un número elegido al azar supera el valor del citado parámetro.

En el trabajo desarrollado en el presente capítulo se han implementado los cinco tipos de cruce específicos para el problema de diseño óptimo de parques eólicos desarrollados por J. Castro et al. [25]:

- *Cruce simple*. Consiste en seleccionar un punto de corte para cada uno de los atributos existentes en la codificación del individuo, es decir: coordenada geográfica según el eje de ordenadas, coordenada geográfica en el eje de abscisas, altura de la torre y tipo de aerogenerador. Por tanto, una vez seleccionados los cuatro puntos de corte, se procede a la recombinación de los genes de ambos padres.
- *Cruce media*. Los hijos son generados calculando la media aritmética de las cualidades individuales de cada padre. El objetivo de este cruce es reducir el número de aerogeneradores de los individuos existentes en la población conservando, en la medida de lo posible, los atributos de los padres.
- *Cruce unión*. Los hijos se generan a partir de la unión de los cromosomas de ambos padres. En este caso, al contrario de lo que ocurre con el *cruce media*, el objetivo es aumentar el número de aerogeneradores de los individuos existentes en la población.
- *Cruce unión mixto*. Se seleccionan los puntos de corte correspondientes a cada uno de los atributos y, posteriormente, se unen las dos submitades primeras para formar el primer hijo y las segundas submitades para generar el segundo hijo.
- *Cruce intercambio*. El primer paso consiste en seleccionar aleatoriamente los genes que van a ser intercambiados entre ambos individuos. Posteriormente, se procede a realizar dicho intercambio elemento a elemento. El objetivo de este tipo de cruce es permitir el intercambio de la carga genética de ambos padres independientemente de la disposición de los genes en el propio individuo.

Una vez seleccionados ambos padres, la selección del tipo de cruce a efectuar se realiza de forma aleatoria, de manera que durante el proceso evolutivo la repercusión de cada tipo sea la misma.

Operador mutación

La mutación es el operador que 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 en la operación de cruce, se aplica el operador *selección* para elegir los individuos que van a ser mutados. De esta forma, la operación será realizada preferentemente sobre los individuos de mayor *fitness*. Por otro lado, también es

importante señalar que un uso intensivo del operador de mutación sería semejante a una búsqueda aleatoria y, por tanto, requeriría la evaluación innecesaria de un elevado número de individuos, retardando la ejecución del algoritmo. Por ello, se ha introducido un parámetro denominado *probabilidad de mutación* que permite controlar el número de mutaciones realizadas en cada generación.

Una vez seleccionado el individuo, el primer paso consiste en la selección aleatoria de los genes a mutar. El número de genes que van a ser mutados sobre un individuo debe ser moderado, ya que el objetivo es realizar pequeñas modificaciones aleatorias que potencialmente permitan continuar con la búsqueda del óptimo global. Por ello, en este trabajo el número de mutaciones a realizar sobre un mismo individuo se ha limitado como máximo a una por cada atributo del individuo (coordenadas geográficas, altura de la torre y tipo de aerogenerador).

Restricciones gestionadas por el algoritmo principal

El algoritmo de optimización principal tiene la capacidad de gestionar un conjunto de restricciones que, por un lado, tienen como objetivo asegurar la generación de soluciones factibles y, por otro lado, permiten abordar el problema de posicionamiento óptimo de las turbinas de una forma realista.

Las restricciones relativas a la generación de soluciones factibles se gestionan mediante operaciones regenerativas después de las operaciones de cruce y mutación. De esta forma se corrigen las posibles incongruencias existentes en los individuos, dando lugar a individuos potencialmente aptos para formar parte de la nueva población. En este sentido las restricciones que gestiona el algoritmo son:

- *Turbinas en la misma posición.* Como resultado de las operaciones de cruce y de mutación es posible que un mismo individuo contenga varios aerogeneradores en una misma posición. Sin embargo, resulta incuestionable que en la práctica esta situación no es posible. Por ello la operación correctiva consiste en la identificación de aerogeneradores repetidos y, posteriormente, modificación aleatoria de la posición de una de ellas hasta que se sitúe en una posición factible.
- *Límites de las variables.* Los valores de cada uno de los genes han de estar comprendidos entre unos determinados límites, en función del atributo que represente dicho gen. Por un lado, aquellos genes que correspondan a las coordenadas geográficas de los aerogeneradores han de tener valores que estén comprendidos dentro de las dimensiones del terreno. Por otro lado, los genes correspondientes al tipo de aerogenerador han de ser acordes con el número de aerogeneradores existentes en la base de datos que se este considerando para el caso concreto estudiado. Finalmente, los genes correspondientes a la altura de la torre también tienen que estar comprendidos entre unos determinados límite de altura máxima y mínima que, a su vez, están también relacionados con el tipo de aerogenerador correspondiente. En este caso el algoritmo regenerativo opera de forma similar al caso de turbinas repetidas, identificando las posibles incongruencias y mutando los genes correspondientes hasta que alcancen un valor apropiado.

Por otro lado, las restricciones introducidas sobre las características propias del diseño del parque eólico son:

- *Gestión de zonas prohibidas.* Es posible que, por diferentes razones, no sea viable la ubicación de aerogeneradores en determinadas posiciones. Por ello, se ha introducido en el algoritmo la capacidad de administrar este tipo de restricciones. En este caso también se ha implementado un algoritmo regenerativo que localiza y modifica la posición de aquellos aerogeneradores ubicados en zonas no permitidas. Por otro lado, también es importante señalar que mediante la inserción de esta restricción es también posible el tratamiento de parcelas cuyos límites constituyen formas geométricas complejas.
- *Limitación del máximo número de aerogeneradores.* Es habitual que en la implantación de proyectos eólicos, la capacidad máxima a instalar esté limitada por la legislación correspondiente y, por tanto, este límite afecta también al número de aerogeneradores a implantar en una determinada parcela. De nuevo esta restricción se trata de forma correctiva mediante un algoritmo regenerativo que elimina al azar el excedente de turbinas, en el caso de que lo hubiera, en un determinado individuo.
- *Limitación de la inversión inicial.* El capital disponible por los promotores para acometer el parque eólico es limitado. Por ello, esta restricción dota de un mayor realismo el problema tratado. En este caso la restricción ha de ser controlada una vez el individuo ha sido evaluado, ya que es preciso conocer la inversión inicial correspondiente a dicho individuo. Si se viola esta limitación, el individuo es penalizado descartándolo como potencial solución del problema.

3.4.2 Algoritmo secundario: Diseño de la instalación eléctrica

Como se muestra en la Figura 55, para la resolución de este problema se parte tanto de los datos de los aerogeneradores (posición, potencia nominal y energía producida) obtenidos para una configuración determinada del problema de posicionamiento como del trazado de las líneas de transporte existentes, costes de los equipos y precio de venta de la energía. Adicionalmente, es preciso tener en cuenta restricciones de tipo físico, como la existencia de zonas prohibidas, o de tipo técnico (límites de evacuación de potencia de las líneas de alta tensión, intensidades máximas admisibles o caídas de tensión).

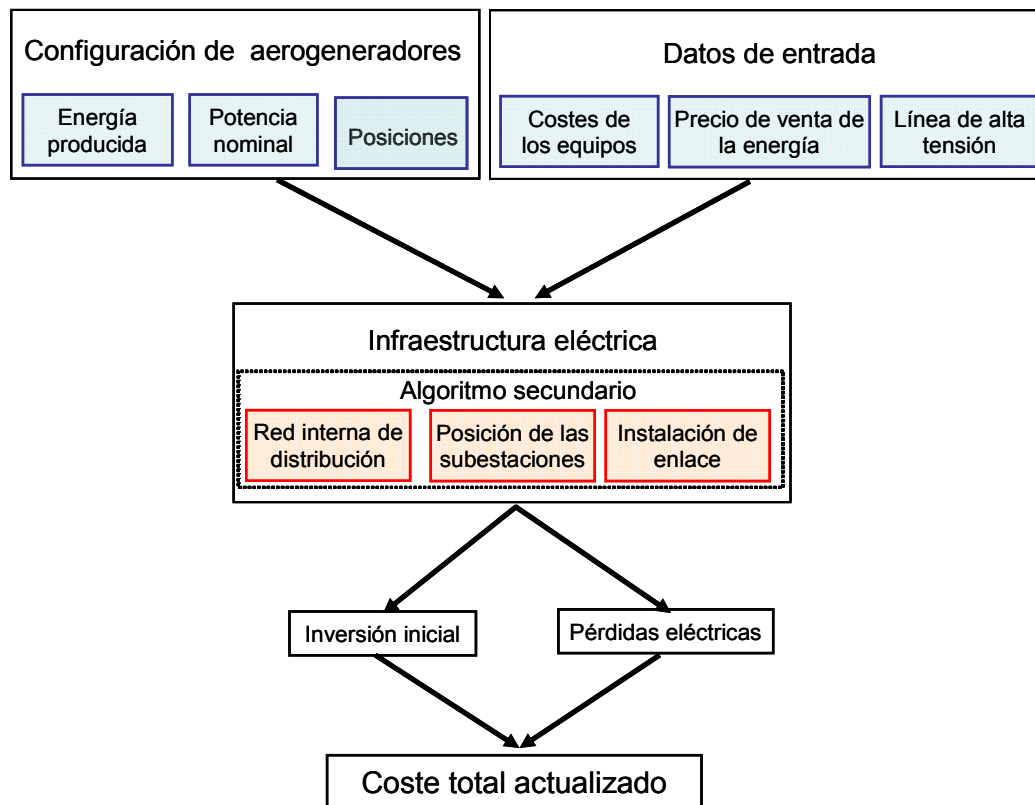


Figura 55. Esquema de cálculo de la instalación eléctrica de un parque eólico terrestre.

En este trabajo se propone una metodología híbrida compuesta por un algoritmo genético para el cálculo del conexionado de distribución óptimo más un algoritmo Newton-Raphson para el cálculo de la posición óptima de las subestaciones.

Evaluación de la función objetivo del algoritmo secundario para el diseño la instalación eléctrica

El cálculo de los costes de la infraestructura eléctrica de un parque eólico, pueden dividirse, en principio, en dos grandes capítulos:

- Costes unitarios (por unidad de longitud) de líneas eléctricas, tanto de las líneas de alta tensión como la red de media tensión de distribución interna.
- Costes de la subestación transformadora, incluyendo el propio transformador y los elementos necesarios para maniobra, protección y medida; dependen de las tensiones de transformación, potencia nominal de diseño y del número de líneas de media tensión que parten de una subestación determinada.

En ambos casos, los costes fijos vienen dados por los costes de la inversión, incluyendo equipos, material y obra civil necesaria. Los costes variables corresponden a la actualización de los costes por la energía perdida consecuencia del efecto Joule. Los costes variables dependen del cuadrado de la potencia circulante, P , por el conductor o subestación. Esta potencia, P , es promediada como el valor cuadrático medio a lo largo de un año (en el en el Apartado 6.3 del Capítulo 6 se profundizará acerca de su

procedimiento de cálculo) y depende de la configuración del parque, de la rosa de los vientos y de los parámetros de escala y de forma de la distribución de Weibull.

Suponiendo que se dispone de un catálogo amplio de conductores de la red de media tensión (con diferentes secciones) y, una vez satisfechos los criterios técnicos, puede comprobarse que la envolvente de las distintas funciones de coste actualizado de cada conductor por unidad de longitud se aproxima bastante bien, mediante la recta de ajuste de los puntos de corte entre las curvas de coste correspondientes a secciones consecutivas (denominados *puntos de límite económico*) [130].

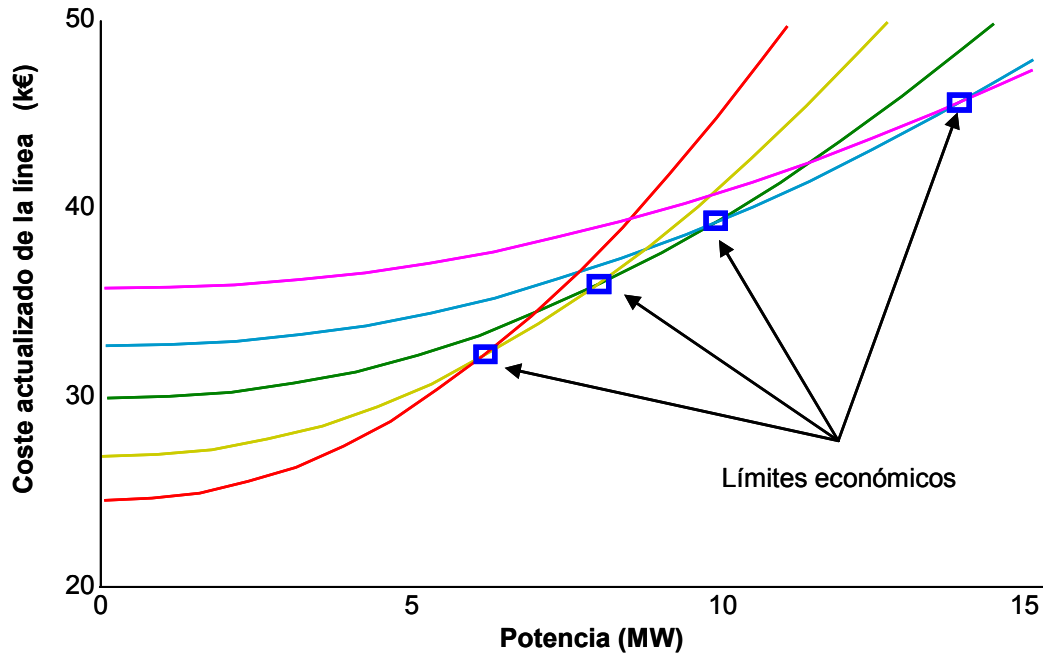


Figura 56. Coste actualizado de los conductores para distintas secciones.

Dicha recta tendrá la forma:

$$C_m(P) = C_{mv}P + C_{mf} \quad (63)$$

La pendiente, C_{mv} , multiplicada por el valor eficaz anual de la potencia a transportar, P , representa el coste variable actualizado de la línea por unidad de longitud. La ordenada en el origen, C_{mf} , representa su coste fijo 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 directa y linealmente la potencia a transportar con los costes mínimos (los del hipotético conductor *óptimo*). Este mismo razonamiento se puede aplicar a las líneas de alta tensión y a las subestaciones, aunque en este último caso se trataría de coste total (en lugar de coste por unidad de longitud). En virtud de la aproximación introducida, la función objetivo del algoritmo secundario puede expresarse de la siguiente manera:

$$C'_{IE} = \sum_{i=1}^{N_{MT}} l_{MTi} (C_{mv} \cdot P_{MTi} + C_{mf}) + \sum_{i=1}^{N_{SB}} (C_{sbv} \cdot P_{SBi} + C_{sbf}) + \sum_{i=1}^{N_{AT}} l_{ATi} (C_{av} \cdot P_{ATi} + C_{af}) \quad (64)$$

Donde N_{MT} es el número de conexiones en media tensión existentes en la red de media tensión colectora o de distribución interna correspondiente a la configuración estudiada, l_{MTi} es la longitud de la conexión i -ésima de media tensión, P_{MTi} es el valor eficaz anual de la potencia transportada por la conexión i -ésima de media tensión, N_{SB} es el número de subestaciones en la configuración estudiada, P_{SBi} es el valor eficaz anual de la potencia transformada por cada una de ellas, N_{AT} es el número de conexiones en alta tensión, P_{ATi} es el valor eficaz anual de la potencia transformada por cada una de ellas y l_{ATi} es la longitud de la conexión i -ésima de alta tensión. Al igual que en el caso de los caminos auxiliares, la longitud de cada una de las conexiones se calcula mediante el algoritmo de Dijkstra [112] para tener en cuenta la orografía del terreno y la presencia de zonas prohibidas.

Es importante señalar que la aproximación introducida mediante la expresión (64) permite evaluar de forma rápida cada una de las topologías estudiadas, ya que no es preciso realizar la selección de las secciones correspondiente a cada una de las conexiones implicadas en las configuraciones estudiadas durante la evolución del algoritmo genético. Por tanto, este planteamiento implica una importante reducción en el esfuerzo computacional requerido durante el diseño de la infraestructura eléctrica. Sin embargo, una vez obtenida la topología óptima de la instalación eléctrica, la función objetivo se obtiene de forma exacta mediante la selección de las secciones óptimas y el cálculo de las correspondientes pérdidas.

Codificación del algoritmo genético secundario (red interna de distribución)

A fin de agilizar la evaluación de los individuos, se ha optado por no codificar el posicionamiento de las subestaciones, con lo que la codificación de los individuos se reduce a representar el elemento (turbina o subestación) al que se conecta cada aerogenerador. En este sentido, cada individuo representa una posible solución del problema propuesto y se caracteriza mediante un vector, A_i , de tamaño $2 \times np$, donde np es el número de aerogeneradores.

Los primeros np elementos de este vector corresponden a una permutación de los np aerogeneradores. Las turbinas se ordenan de acuerdo a su cercanía a las subestaciones. Los np siguientes elementos se refieren bien a otros aerogeneradores o bien a las subestaciones a los que se conectan los puntos de generación anteriores. Para distinguir cuándo se realiza una conexión al punto de generación k o a la subestación k , se usan números positivos para las conexiones a subestaciones y negativos para las conexiones a otros puntos de generación. Además, en la conexión entre dos puntos, el número negativo indica la posición que ocupa el punto al que se conecta el aerogenerador asociado. De esta forma, un valor negativo, por ejemplo, $a_{i, j+np} = -4$, 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, $a_{i, j+np} = 4$ indicaría que el punto de generación que ocupa la posición j de la permutación se une a la subestación 4.

A modo de ejemplo, una posible codificación de un individuo con tres aerogeneradores y una subestación, podría ser:

Individuo $i = [2 \ 1 \ 3 \ 1 \ 1 \ -2]$

Cuya interpretación correspondería a la solución siguiente (ver Figura 57):

El punto de generación AE2 ($a_{i1} = 2$) se une a la subestación 1 ($a_{i1+3} = 1$)

El punto de generación AE1 ($a_{i2} = 1$) se une a la subestación 1 ($a_{i2+3} = 1$)

El punto de generación AE3 ($a_{i3} = 3$) se une al punto de generación AE1 (que ocupa la posición 2 en el vector de puntos de generación, $a_{i3+3} = -2$).

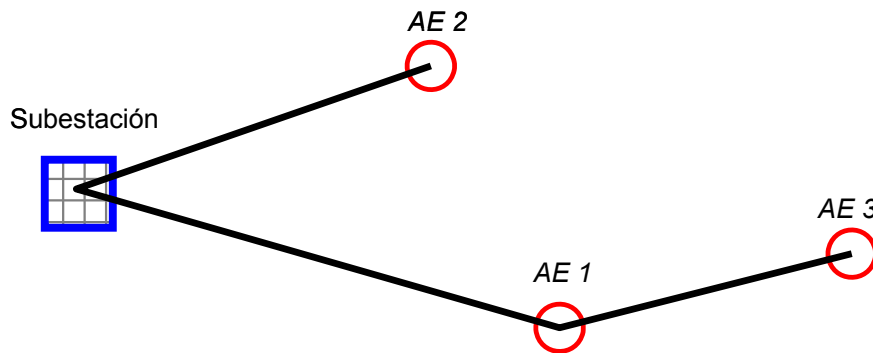


Figura 57. Ejemplo de codificación del individuo para el algoritmo de cálculo de la instalación eléctrica.

Si ns es el número de subestaciones, con la codificación adoptada los posibles valores de a_{ij+np} quedan limitados al conjunto:

$$\{-j+1, -j+2, \dots, -1, 1, 2, \dots, ns\}$$

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.

Por simplicidad, se ha establecido que una única subestación pueda conectarse a cada línea de alta tensión, asignándole el mismo índice a la subestación que a la línea.

Operador cruce del algoritmo genético secundario

Teniendo en cuenta las peculiaridades de la codificación empleada, se ha diseñado un operador de cruce específico que, en función del punto de corte, gestiona el cruce de forma particular.

El proceso de cruce se ha definido como sigue: se genera un número al azar n_{rand} , 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 cumpliendo con las siguientes consideraciones:

1. Si $n_{rand} < n_p$ se intercambian los puntos situados en dichas posiciones de ambos padres.
2. Si $n_{rand} \geq n_p$ se generarán dos soluciones "hijo":
 - a. La primera de ellas será una copia de los primeros elementos hasta la posición de cruce del primer "padre". El resto de elementos de esta

solución serán copia de los últimos elementos (desde la posición de cruce, hasta el final) del segundo “padre”.

- b. Los elementos de la segunda solución “hijo” serán aquellos no utilizados en la primera, como se aprecia en el ejemplo mostrado a continuación.

$$\begin{aligned} & \text{posición de cruce} = 5 \\ \text{individuo}_i &= [2 \ 1 \ 3 \ 1 \ 1-2] \Rightarrow \text{hijo}_1 = [2 \ 1 \ 3 \ 1 \ 1-1] \\ \text{individuo}_{i+1} &= [1 \ 3 \ 2 \ 1-1-1] \Rightarrow \text{hijo}_2 = [1 \ 3 \ 2 \ 1-1-2] \end{aligned}$$

Figura 58. Operador de cruce del algoritmo secundario.

Operador mutación del algoritmo genético secundario

Por otro lado, la población también es sometida a la operación de mutación. El número de mutaciones es controlado mediante 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 n_{gen} determina qué gen del individuo será mutado.

1. Si $n_{gen} < n_p$ la mutación respeta la permutación y se realiza una *mutación especial*. Para ello se toma un tercer número al azar dentro del rango $(1, np)$ y se intercambian los puntos situados en dichas posiciones.

$$[2 \ 1 \ 3 \ 1 \ 1-2] \Rightarrow \xrightarrow{n_{gen}=3} [3 \ 1 \ 2 \ 1 \ 1-2]$$

Figura 59. Operador de cruce del algoritmo secundario.

2. Si $n_{gen} \geq n_p$ se calcula el coste aproximado de: a) conectar el aerogenerador a cada una de las subestaciones transformadoras; b) conectar el aerogenerador a cada uno de los aerogeneradores precedentes en la permutación. El menor coste determina el nuevo valor del gen mutado.

Con el objetivo de no perder la mejor solución de cada generación, una de las copias del mejor individuo no se somete a mutación.

La población resultante de aplicar el operador mutación a la población actual más la población generada por la aplicación del operador cruce, se unirá a éstas constituyendo la población de partida para la iteración (generación) siguiente.

Posición de las subestaciones y enlace con la línea de alta tensión

Para calcular la posición de las subestaciones se realizan algunas simplificaciones que agilizan notablemente la convergencia. Se asume que existe una subestación por línea de alta tensión. También se considera que, si no existen zonas prohibidas, la subestación se encuentra en una perpendicular a la línea de alta tensión que pasa por el centro de gravedad de los puntos de conexión que evacuan su energía a través de la subestación.

Siendo P_i es la potencia del aerogenerador i , C_{bf} los costes fijos de la red de media tensión y C_{bv} los costes variables de media tensión. Las coordenadas del centro de

gravidad de los puntos de generación (x_{cdg}, y_{cdg}) que conectan con la subestación, j , se calculan mediante las expresiones:

$$x_{cdg,j} = \frac{\sum_i x_i (P_i C_{bv} + C_{bf})}{\sum_i (P_i C_{bv} + C_{bf})} \quad y_{cdg,j} = \frac{\sum_i y_i (P_i C_{bv} + C_{bf})}{\sum_i (P_i C_{bv} + C_{bf})} \quad (65)$$

Con el objetivo de reducir en la medida de lo posible el esfuerzo computacional se propone —durante la ejecución del algoritmo de optimización secundario— tres posibles ubicaciones de la subestación, de las cuales aquella que tenga asociado un valor mayor de la función objetivo (menor coste actualizado) será la seleccionada. Las tres posiciones propuestas para realizar la evaluación preliminar del individuo son:

- El punto de intersección de la línea de alta tensión con su perpendicular que pasa por el centro de gravedad.
- Las mismas coordenadas del centro de gravedad.
- Un punto intermedio entre los dos anteriores. 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 y C_{av} son los costes variables de alta tensión, 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:

$$\lambda = \frac{C_{av} P_i + C_{af}}{(C_{av} + C_{bv}) P_i + C_{af} + C_{bf}} \quad (66)$$

Por tanto, las coordenadas geográficas del punto intermedio, (X_I, Y_I) , son:

$$\begin{aligned} X_I &= X_L \lambda + X_{cdg} (1 - \lambda) \\ Y_I &= Y_L \lambda + Y_{cdg} (1 - \lambda) \end{aligned} \quad (67)$$

Finalmente, una vez el algoritmo genético secundario ha hallado solución de la instalación eléctrica colectora en media tensión, el cálculo de las posiciones exactas de las subestaciones se realiza minimizando la siguiente función:

$$f(x_0, y_0) = (C_{av} P_0 + C_{af}) L_0 + \sum_{j=1}^{nr} (C_{bv} P_j + C_{bf}) L_{j0} \quad (68)$$

Donde L_0 es la distancia desde la subestación a la línea de alta tensión y L_{j0} la distancia desde la subestación al punto de generación j . Siendo ambas distancias dependientes de la posición de la subestación (x_0, y_0) .

Restricciones gestionadas por el algoritmo secundario

El algoritmo tiene la capacidad de gestionar un conjunto de restricciones que permiten el tratamiento del problema de optimización de la infraestructura eléctrica de una forma flexible y realista. Dichas restricciones son:

- Tratamiento de zonas prohibidas. El algoritmo tiene la capacidad de gestionar la presencia de zonas prohibidas en el terreno estudiado. Ante la existencia de una zona prohibida, el algoritmo genera un camino alternativo de mínima distancia

que rodee dicha zona. El cálculo del camino de mínima distancia se realiza por medio del algoritmo de Dijkstra [112].

- Límite de la capacidad de los conductores de media tensión y subestaciones. Si la capacidad máxima de un conductor es sobrepasada, el individuo se penaliza de forma que cada individuo sea descartado del conjunto de posibles soluciones óptimas.
- Límite en la capacidad de evacuación de las líneas de alta tensión. Al igual que en el caso de los conductores de media tensión, si se sobrepasa la capacidad máxima de transmisión de una línea de alta tensión, el valor de la función objetivo correspondiente al individuo se penaliza de forma que dicho individuo sea descartado.

3.5 Resultados

Con objeto de poner de manifiesto el potencial del algoritmo propuesto se han resuelto cuatro casos de prueba en los que, partiendo de un planteamiento inicial común, se han incorporando distintas limitaciones y dificultades, que permitirán valorar la solución óptima alcanzada por el algoritmo y evaluar su grado de bondad (optimización) en función de la complejidad del problema resuelto. En la Tabla 26 se muestra un cuadro resumen con las características y restricciones que incorpora cada uno de los casos de prueba planteados. En los tres primeros casos se omite el cálculo de la instalación eléctrica mediante el algoritmo secundario—en estos casos se asumirá que los costes de la instalación eléctrica son iguales a los de obra civil— (planteamiento desacoplado). En el último caso se ha resuelto el problema realizando el cálculo de la infraestructura eléctrica mediante los planteamientos secuencial, global completo y global acelerado mencionados en el Apartado 3.4.

Tabla 26. Características de cada uno de los casos de prueba analizados.

	Ejemplo			
	1	2	3	4
Existencia de zonas prohibidas	x	x	x	x
Zonas con diferente capacidad portante		x	x	x
Dirección de viento variable			x	x
Cálculo de la instalación eléctrica				x

La Figura 60 muestra el terreno elegido para la realización de los ejemplos. Dicho terreno consiste en una planicie rectangular de 3.5 km de alto por 5.25 km de ancho y en la que, como puede observarse, existen dos zonas prohibidas: una en la parte central, donde no es posible situar aerogeneradores ni tampoco puede ser atravesada por un camino de acceso auxiliar; y una segunda zona prohibida, ubicada en la parte más septentrional del terreno (junto a la carretera principal), en la que no se pueden ubicar aerogeneradores, pero sí que puede ser atravesada por un camino auxiliar. Por otro lado, en la parcela existe también una zona donde la capacidad portante del terreno es reducida y, por tanto, es necesario asumir un aumento del coste en la cimentación (esta característica será introducida a partir del Caso 3.2). Como se muestra en la Figura 60 el terreno se ha discretizado en una matriz de 10×15 celdas cuadradas, de dimensiones de $350\text{m} \times 350\text{m}$.

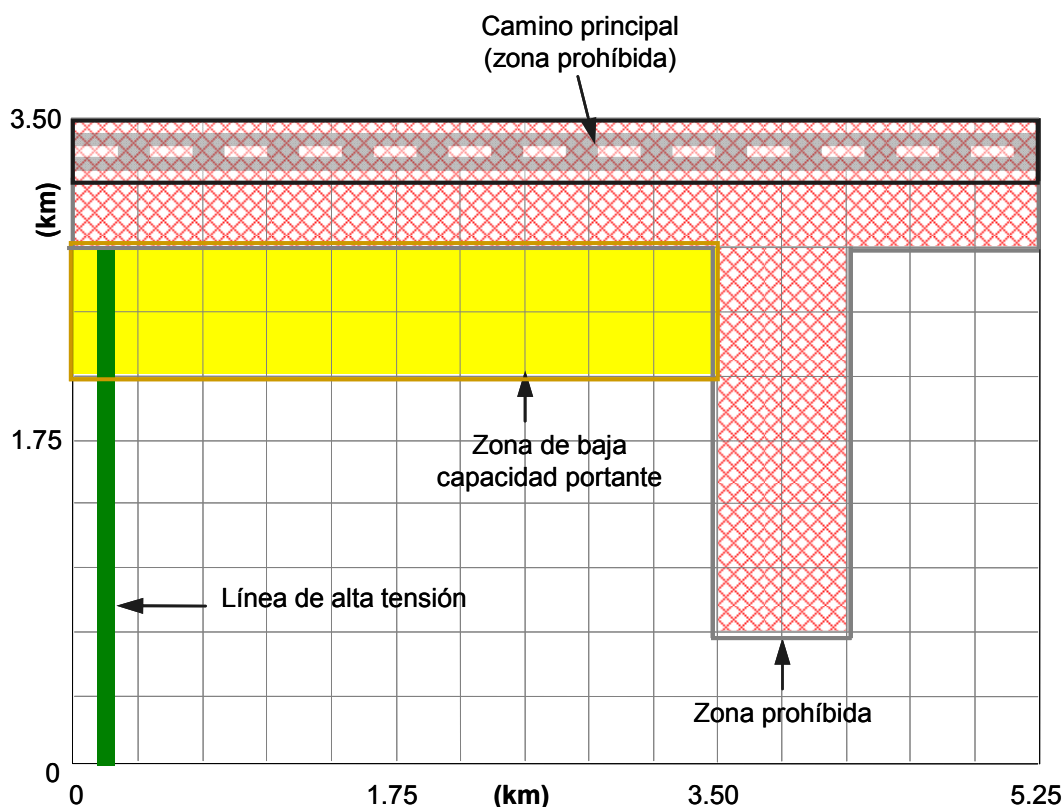


Figura 60. Características de la parcela considerada para los casos de prueba analizados.

La carretera principal discurre por el lado norte de la superficie bajo estudio. A partir de dicha carretera, se consideran unos costes de ejecución para los caminos auxiliares de 100 € por metro.

El viento está caracterizado mediante los factores de escala $C = 6.5$ m/s y forma $K = 2$ de la distribución de Weibull, iguales para todas las celdas en las que se ha dividido el terreno. Se considera para los casos 1 y 2 que el viento dominante procede de la dirección Norte, y para los casos 3 y 4 la dirección de procedencia del viento será variable. La longitud de rugosidad del terreno es de 0.055 m, a lo largo de toda la parcela.

En la Tabla 27 se muestra la base de datos de aerogeneradores entre los cuales el algoritmo puede seleccionar el modelo más adecuado para cada situación. La curva de potencia-velocidad del viento de dichos aerogeneradores se muestra en la Figura 61.

Tabla 27. Características de los aerogeneradores considerados para la realización de los casos de prueba.

	<i>AEA</i>	<i>AEB</i>	<i>AEC</i>	<i>AED</i>	<i>AEE</i>
Potencia nominal (MW)	1.3	1.67	1.67	2	2
Altura mínima (m)	60	60	60	60	60
Altura máxima (m)	80	80	80	100	100
Coste (M€)	0.748	1.253	1.253	1.65	1.5
Coste de la torre (k€/m)	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Coste de cimentación (k€)	80	80	80	80	80

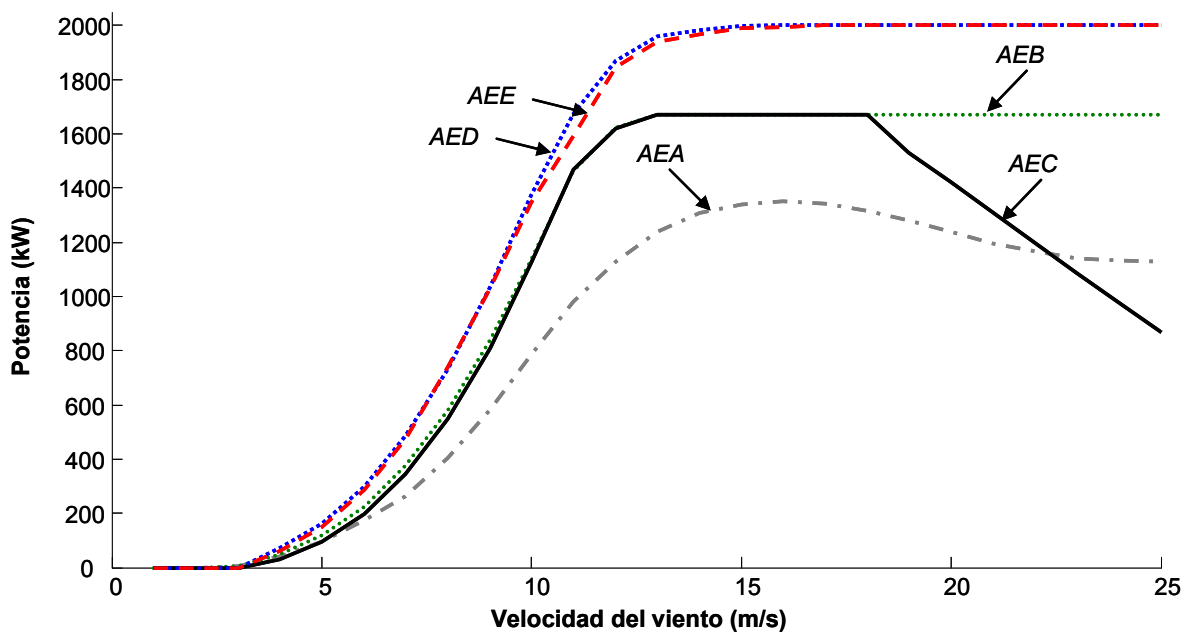


Figura 61. Curvas de potencia-velocidad de los aerogeneradores estudiados en los casos de prueba.

En la Tabla 28 se muestran los principales parámetros y datos económicos a tener en cuenta para la ejecución de los ejemplos.

Tabla 28. Parámetros y datos económicos considerados en los casos bajo estudio.

Parámetros del algoritmo		Datos económicos	
Tamaño de la población	200	Tiempo de vida (años)	20
Número de aerogeneradores en la población inicial	100	Tasa de interés (%)	6
Solución inicial	No	Precio de la energía (€/kWh)	0.07
Máximo número de aerogeneradores	7	Incremento del precio de la energía (%)	3
Probabilidad de cruce (%)	30	Factor de disponibilidad (%)	95
Probabilidad de mutación (%)	80	Coste de desmantelamiento (%)	3
Número de repeticiones para convergencia	40	Valor residual (%)	3

3.5.1 Caso 3.1

En la Figura 62 se muestran los resultados obtenidos para el Caso 3.1 partiendo de los datos y parámetros detallados. El algoritmo alcanza la solución óptima en 60 generaciones empleando un tiempo de ejecución de 260 s (en un ordenador Intel Core 2 Quad CPU, 2.83 GHz and 3.5 Gb RAM), obteniendo una solución en la que todos los aerogeneradores son de tipo *AEE* con una altura de torre de 100 m. Todas las turbinas se han situado en la celda más próxima al camino principal, de tal manera que la distancia global de los caminos auxiliares a la carretera principal sea mínima y, por otro lado, la producción de energía no se vea afectada por el efecto de las estelas, como consecuencia de la presencia de aerogeneradores próximos en la dirección de procedencia del viento.

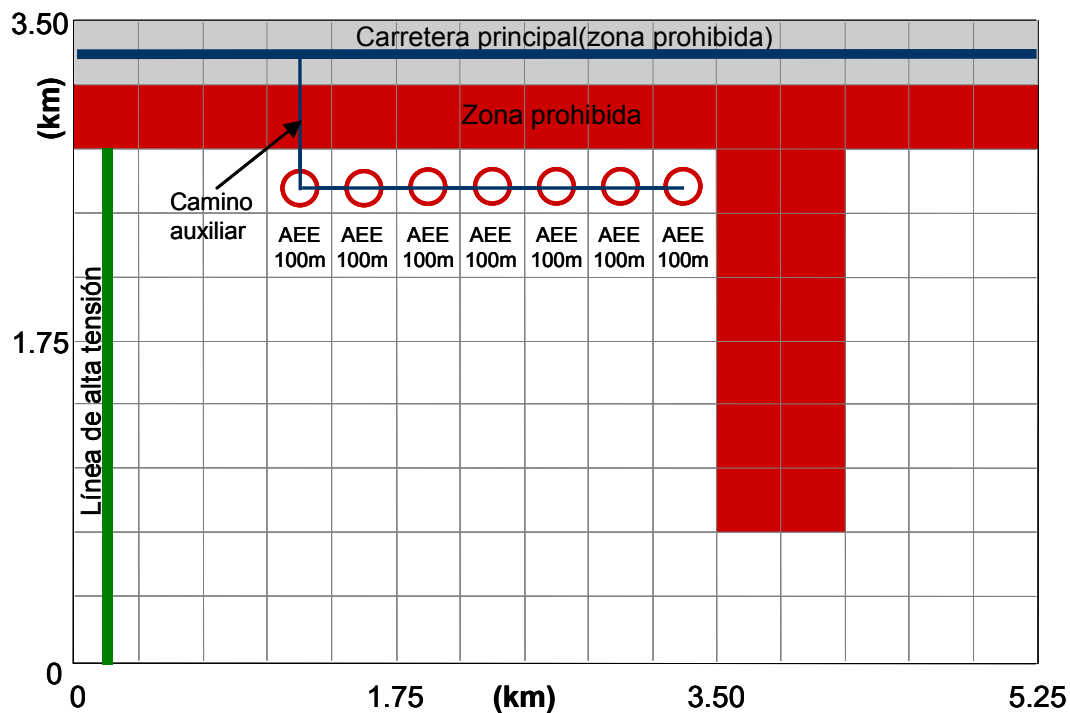


Figura 62. Solución óptima alcanzada por el algoritmo para el Caso 3.1.

En la Tabla 29 se observan los principales resultados económicos obtenidos para el Caso 3.1. Puede observarse que la mayor parte de la inversión inicial (un 84%) se destina a la adquisición de los aerogeneradores, mientras que la fracción restante corresponde a los costes en obra civil e instalación eléctrica (que en este caso se considera igual al coste en obra civil, ya que no se realiza su cálculo exacto).

Tabla 29. Principales resultados económicos correspondientes a la solución óptima del Caso 3.1

Concepto	Valor
VAN (k€)	21991
Inversión total (k€)	13790
Coste de los aerogeneradores (k€)	11550
Coste de la obra civil(k€)	1120
Coste de la infraestructura eléctrica (k€)	1120
Potencia media (MW)	3.538
Energía anual producida (GWh)	30.99

3.5.2 Caso 3.2

En este ensayo se incluye la presencia de una zona donde la capacidad portante del terreno es reducida. Por tanto, en el caso de que un aerogenerador se ubique en dicha zona, sería necesario realizar una mayor inversión en cimentación. En este caso, se asumirá un sobrecoste de un 25 % respecto a los costes de cimentación en zonas de alta capacidad portante.

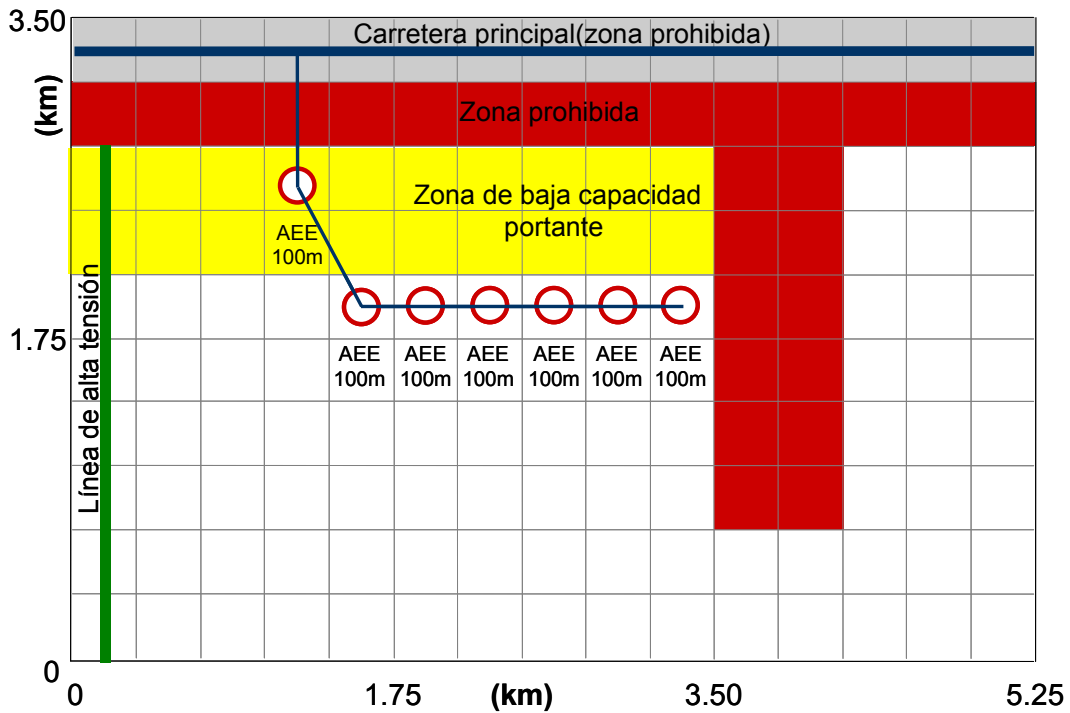


Figura 63. Solución óptima alcanzada por el algoritmo para el Caso 3.2.

Tabla 30. Principales resultados económicos correspondientes a la solución óptima del Caso 3.2

Concepto	Valor
VAN (k€)	21864
Inversión total (k€)	13917
Coste de los aerogeneradores (k€)	11550
Coste de la obra civil(k€)	1183
Coste de la infraestructura eléctrica (k€)	1183
Potencia media (MW)	3.538
Energía anual producida (GWh)	30.99

En la Figura 63 se representa la solución óptima alcanzada por el algoritmo tras 65 generaciones (291 s). Como puede observarse, los aerogeneradores se han situado formando una fila en la celda de alta capacidad portante más próxima al camino principal, excepto un aerogenerador que se ha posicionado en una celda contigua al camino principal pero en zona de capacidad portante del terreno reducida. Esta configuración permite minimizar los costes totales correspondientes a los caminos de acceso y costes cimentación, ya que al situar el aerogenerador en la zona de baja capacidad portante se logra disminuir la longitud de los caminos (a costa de aumentar los costes de cimentación de un aerogenerador) en comparación con una solución en la que todos los aerogeneradores estuviesen alineados en las celdas de alta capacidad portante más próximas al camino principal (el VAN de esta solución sería 21857 k€). Por otro lado, sería posible disminuir aún más la distancia de los caminos auxiliares desplazando el aerogenerador más septentrional una celda en dirección Este. Sin embargo, esta configuración tendría como consecuencia una reducción de la energía producida por el generador situado a sotavento por el efecto de las estelas, lo cual se traduciría como una pérdida de rentabilidad del parque.

3.5.3 Caso 3.3

Este ensayo reproduce las condiciones del Caso 3.2 con la salvedad de que la dirección de procedencia del viento es variable con una probabilidad de ocurrencia del 25 % para la dirección Norte, 50% para la dirección Noroeste y del 25 % para dirección Oeste; siendo nula para el resto de las direcciones.

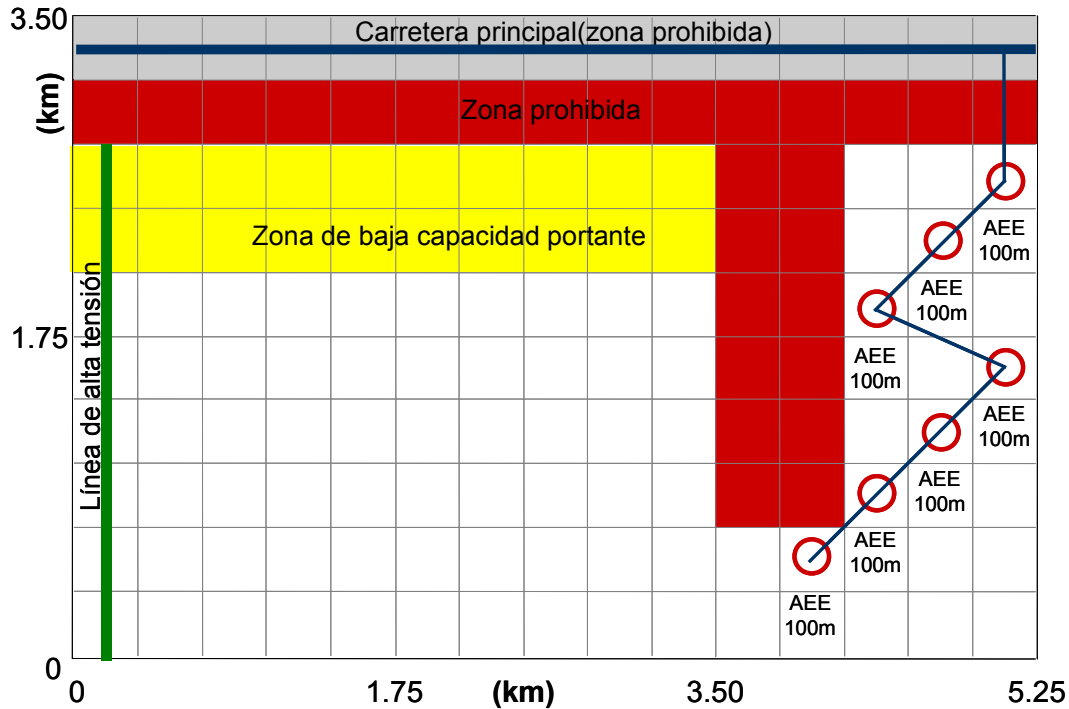


Figura 64. Solución óptima alcanzada por el algoritmo para el Caso 3.3.

El algoritmo alcanza la solución óptima en 54 generaciones empleando un tiempo de 250 s. Los aerogeneradores seleccionados son del mismo tipo y altura que en los casos 3.1 y 3.2. La disposición adoptada en este caso consiste en dos hileras diagonales a tresbolillo, separadas una distancia tal que minimice la afección de las estelas. Dichas hileras están orientadas en dirección Sudoeste-Noroeste y situadas en la parte más oriental del terreno, de forma que la longitud total de los caminos de accesos sea mínima. Al mismo tiempo, se evita situar aerogeneradores en celdas donde la capacidad portante del terreno es reducida, minimizando así el coste global en obra civil.

Con el objetivo de mostrar la calidad de la solución obtenida, se propone la comparación con dos posibles configuraciones alternativas mostradas en la Figura 65 y Figura 66 respectivamente.

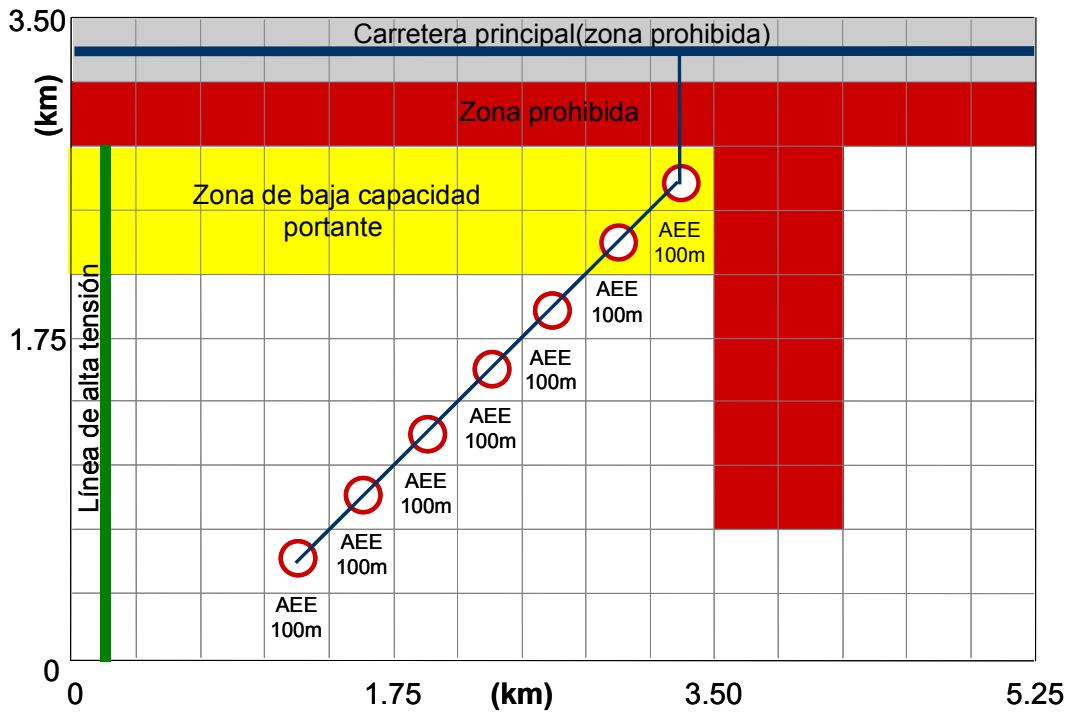


Figura 65. Solución Propuesta 1 para el Caso 3.3.

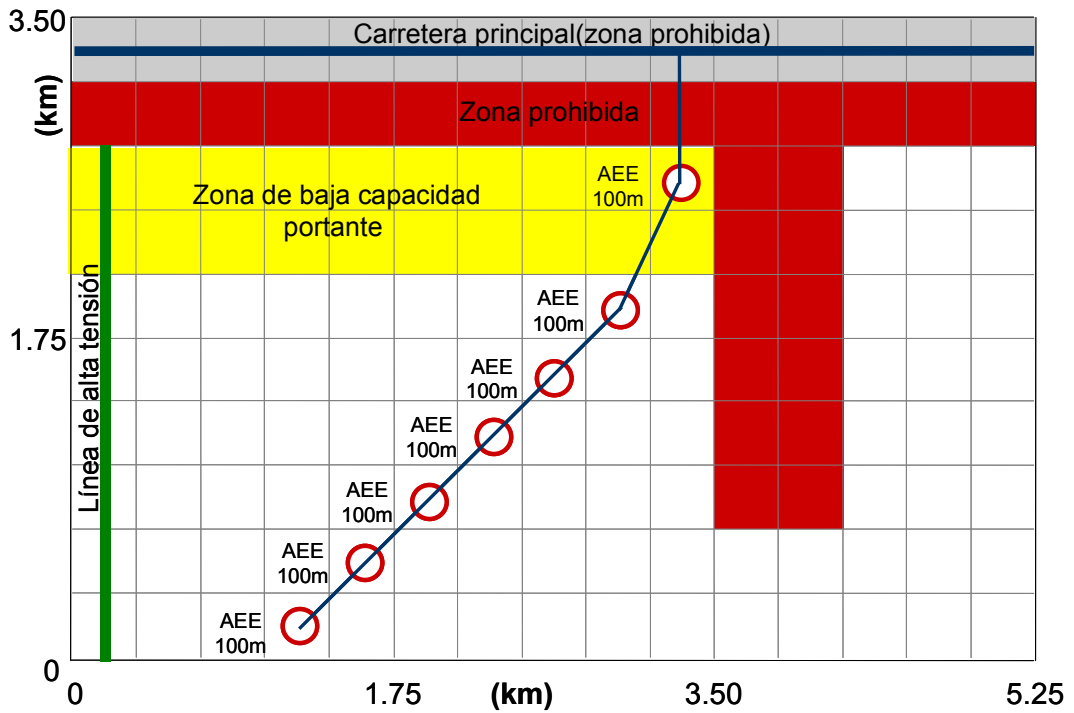


Figura 66. Solución Propuesta 2 para el Caso 3.3.

Tabla 31. Comparación de los resultados económicos correspondientes a la solución óptima y las dos configuraciones alternativas propuestas.

	Solución óptima	Solución propuesta 1	Solución propuesta 2
VAN (k€)	21748	21737	21720
Inversión total(k€)	14022	14044	14061
<i>Coste de los aerogeneradores (k€)</i>	<i>11550</i>	<i>11550</i>	<i>11550</i>
<i>Coste de la obra civil(k€)</i>	<i>1236</i>	<i>1247</i>	<i>1256</i>
<i>Coste de cimentación (k€)</i>	<i>840</i>	<i>880</i>	<i>860</i>
<i>Coste de caminos auxiliares (k€)</i>	<i>396</i>	<i>367</i>	<i>396</i>
<i>Coste de la infraestructura eléctrica (k€)</i>	<i>1236</i>	<i>1247</i>	<i>1256</i>
Potencia media (MW)	3.536	3.538	3.538
Energía anual producida (GWh)	30.98	30.99	30.99

En la Tabla 31 se muestra una comparación de los datos económicos y la función objetivo para las tres soluciones estudiadas: la solución óptima obtenida por el algoritmo genético y las dos configuraciones alternativas propuestas. Puede observarse que la diferencia entre las tres soluciones radica únicamente en los costes de obra civil, los cuales se desglosan en costes de cimentación y costes de realización de los caminos auxiliares. Puede apreciarse que resulta más rentable aumentar la longitud de los caminos auxiliares (*Solución óptima*), con respecto a la *Solución propuesta 1*, con el fin de evitar la cimentación en zonas de baja capacidad portante. Por otro lado, también puede observarse como en la *Solución propuesta 2* el coste en carreteras auxiliares es el mismo que para el caso de la *Solución óptima* pero, sin embargo, el coste en cimentación es mayor que en ésta, ya que es necesario situar un aerogenerador en zona de baja capacidad portante.

3.5.4 Caso 3.4

Finalmente, se ha resuelto el problema global realizando el cálculo de la infraestructura eléctrica de forma exacta partiendo del caso planteado en el Caso 3.3. El terreno es atravesado de Norte a Sur por una línea de alta tensión en su zona más occidental.

Los parámetros y datos para resolver el problema de posicionamiento son los mismos que los en los ejemplos anteriores. En la Tabla 32 se detallan los parámetros más relevantes, referentes al algoritmo secundario, empleados para la resolución del cálculo de la instalación eléctrica.

Tabla 32. Parámetros del algoritmo genético para el cálculo de la instalación eléctrica.

Concepto	Valor
Tamaño de la población	100
Número de repeticiones para alcanzar la convergencia	40
Probabilidad de cruce (%)	75
Probabilidad de mutación (%)	5

La Tabla 33 muestra los datos económicos y técnicos referentes a los diferentes componentes de la instalación eléctrica: líneas de media tensión, de alta tensión y subestaciones.

Tabla 33. Principales datos económicos y técnicos referentes a la instalación eléctrica.

	Media tensión (20 kV)				
Sección (mm ²)	70	95	140	240	300
S_{max} (kVA)	6298	7570	10042	13001	15000
Resistencia (Ω /km)	0.61360	0.42610	0.28690	0.19620	0.15000
Costes Fijos (k€/km)	24.60	27.00	30.00	33.00	36.00
	Alta tensión (132 kV)				
Sección (mm ²)	70	95	140	240	300
S_{max} (kVA)	31490	37850	50210	65005	75000
Resistencia (Ω /km)	0.55224	0.38349	0.25821	0.17658	0.13500
Costes Fijos (k€/km)	24.60	29.00	31.80	39.20	46.50
	Subestaciones				
S_{max} (kVA)	2500	10000	20000	30000	50000
Resistencia (Ω /km)	0.92130	0.32310	0.12000	0.09711	0.06921
Costes Fijos (k€/km)	90.00	200.00	300.00	400.00	550.00

El caso ha sido resuelto mediante los planteamientos global acelerado y global completo, obteniéndose en ambos casos la misma solución (ver Figura 67). En este caso, los aerogeneradores se han posicionado en la zona occidental del terreno con el propósito de minimizar la longitud global de los conductores. Ésta resulta la solución óptima a pesar de situar dos aerogeneradores en zona con capacidad portante del terreno reducida, ya que se logra minimizar la longitud global de caminos y conductores.

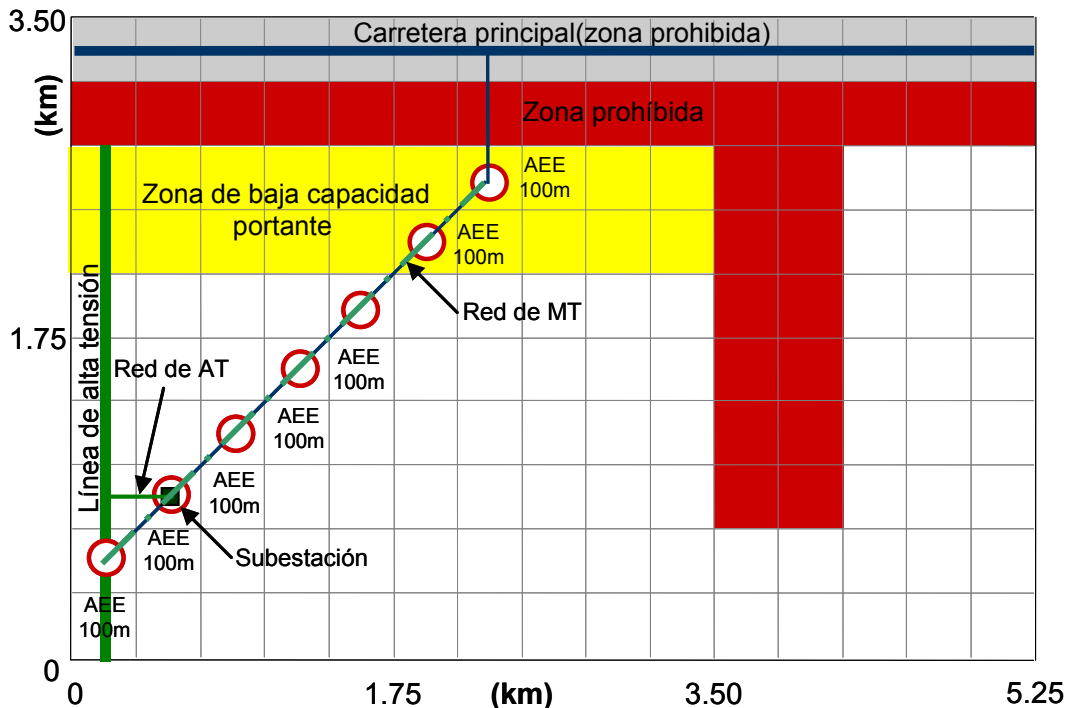


Figura 67. Solución óptima alcanzada por el algoritmo mediante el planteamiento global para el Caso 3.4.

El trazado de los caminos auxiliares y de las líneas de media tensión coincide en la mayor parte de su recorrido, con la salvedad del enlace entre los caminos auxiliares con la carretera principal (unión del aerogenerador más septentrional y carretera principal) y la interconexión entre subestación y línea de alta tensión, que se realiza desde la

posición del segundo aerogenerador más occidental, al ser ésta la posición de la subestación que hace que el coste total de la instalación eléctrica sea mínimo.

En la Tabla 34 se muestran los resultados económicos más relevantes correspondientes a este caso, la primera columna representa los resultados obtenidos mediante el método global (optimización conjunta de la posición de los aerogeneradores e instalación eléctrica) y la segunda corresponde a los resultados obtenidos mediante el método secuencial (resolviendo, en primer lugar, el problema de posicionamiento y, seguidamente, la instalación eléctrica) en el que la disposición de los aerogeneradores es la obtenida en el Caso 3.3, y cuya configuración, junto a la instalación eléctrica, se muestra en la Figura 68.

Tabla 34. Comparación de los resultados económicos correspondientes a las soluciones obtenidas mediante el planteamiento global y secuencial.

	Solución Global Acelerado/Completo	Solución Secuencial
VAN (k€)	22605	22487
Inversión total(k€)	13176	13228
Coste de los aerogeneradores (k€)	11550	11550
Coste de la obra civil(k€)	1247	1236
Coste de la infraestructura eléctrica (k€)	297	394
<i>Red de distribución interna</i> (k€)	88	99
<i>Conexión de alta tensión</i> (k€)	86	95
<i>Inversión en subestaciones</i> (k€)	200	200
Coste actualizado de la pérdidas eléctricas (k€)	83	103
Potencia media (MW)	3.538	3.536
Energía anual producida (GWh)	30.99	30.98

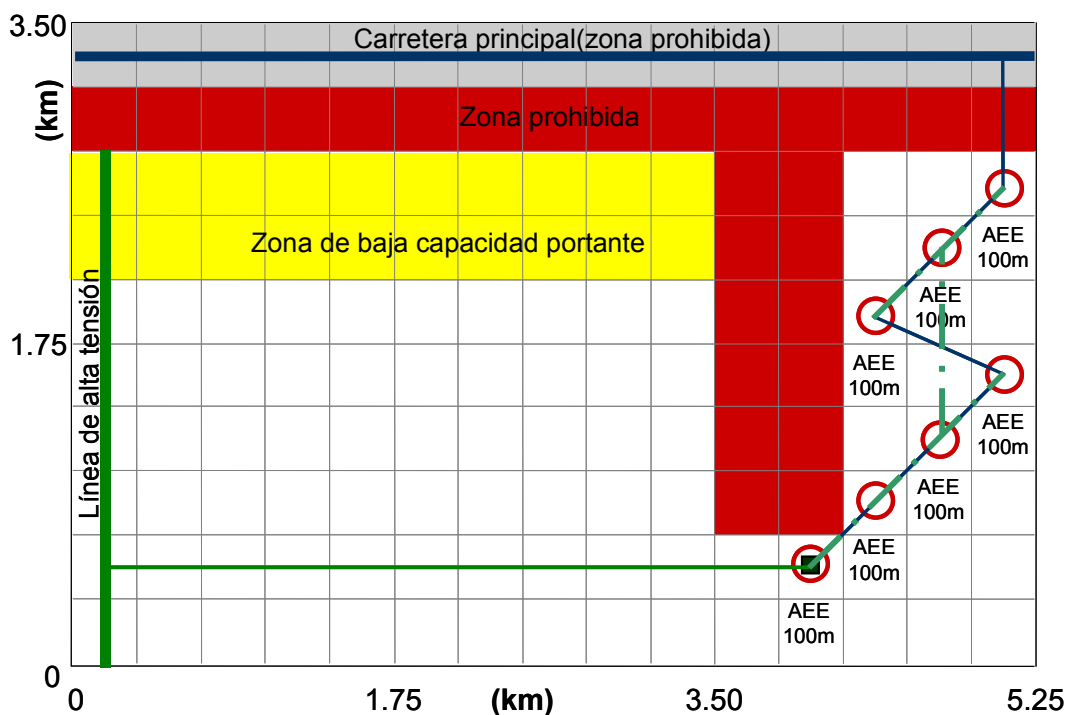


Figura 68. Solución óptima alcanzada por el algoritmo mediante el planteamiento secuencial para el Caso 3.4.

Tabla 35. Tiempo y número de generaciones empleado por los diferentes planteamientos empleados para la resolución del Caso 3.4.

	Generaciones		Tiempo ** (s)
	Principal	Secundario	Total
Global Completo	92	$92 \times (58^* \times 200)$	214671
Global Acelerado	103	$15 \times (58^* \times 200)$	23733
Secuencial	62	66	345

* Valor medio

** Intel Core 2 Quad CPU, 2.83 GHz and 3.5 Gb RAM

La Tabla 35 muestra una comparación del tiempo y número de generaciones empleadas para resolver el problema mediante tres planteamientos posibles: planteamiento secuencial, global acelerado y global completo (ejecutando el cálculo eléctrico exacto durante toda la evolución del algoritmo de posicionamiento). Es importante señalar que la solución óptima obtenida por el planteamiento global acelerado y global completo es la misma, difiriendo únicamente en el esfuerzo computacional requerido. Puede observarse, cómo el coste computacional del planteamiento secuencial es sensiblemente menor que el requerido por los planteamientos global acelerado y global completo.

3.5.5 Análisis de repetitividad del algoritmo

Para poner de manifiesto la robustez del método propuesto se ha realizado un ensayo de repetitividad, ejecutando 50 veces el Caso 3.4, obteniéndose los resultados de repetitividad mostrados en la Tabla 36.

Tabla 36. Resultados obtenidos en el análisis de repetitividad.

	Frecuencia	VAN (k€)	Error Relativo (%)
Solución Óptima	24	22605	-
2ª Solución	4	22594	0.04
3ª Solución	21	22589	0.07
4ª Solución	1	22557	0.21

Los resultados demuestran que los algoritmos evolutivos, aunque no siempre alcanzan la solución óptima, ésta se obtiene en un número muy elevado de ocasiones estando, además, el resto de soluciones obtenidas cerca del óptimo (con errores relativos inferiores al 0.21 %). Estos resultados confirman que el método propuesto es idóneo dada la complejidad del problema que se afronta en este capítulo.

3.5.6 Análisis de sensibilidad

En este apartado se realizará un ensayo de sensibilidad de la solución frente a la variación de ciertos parámetros partiendo de las condiciones descritas en el Caso 3.4. El objeto de este ensayo es observar cómo afecta a la solución óptima las posibles variaciones que pudieran existir en los datos de entrada al algoritmo, como pueden ser tasa de interés y el precio de venta de la energía.

Sensibilidad a la tasa de interés

Partiendo del *Caso 3.4*, se ha ejecutado el algoritmo modificando la tasa de interés partiendo de un valor de un 1 % hasta el 15 %. En la Figura 69 se muestra la evolución que han tenido los resultados económicos más relevantes.

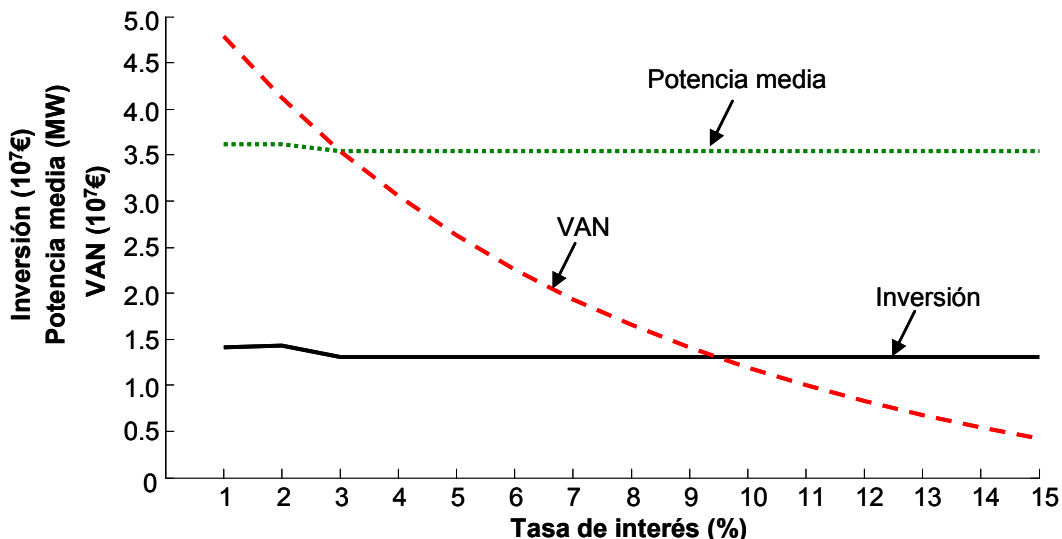


Figura 69. Evolución de las principales variables económicas del parque eólico frente a la variación de la tasa de interés.

Puede observarse como al aumentar el interés se produce una disminución en la rentabilidad del proyecto. Además, para valores de la tasa del interés comprendida entre el 1% y 3% resulta más rentable aumentar la inversión en aerogeneradores, seleccionando turbinas del tipo *AED* que son ligeramente más caras, pero que permiten aumentar la producción anual.

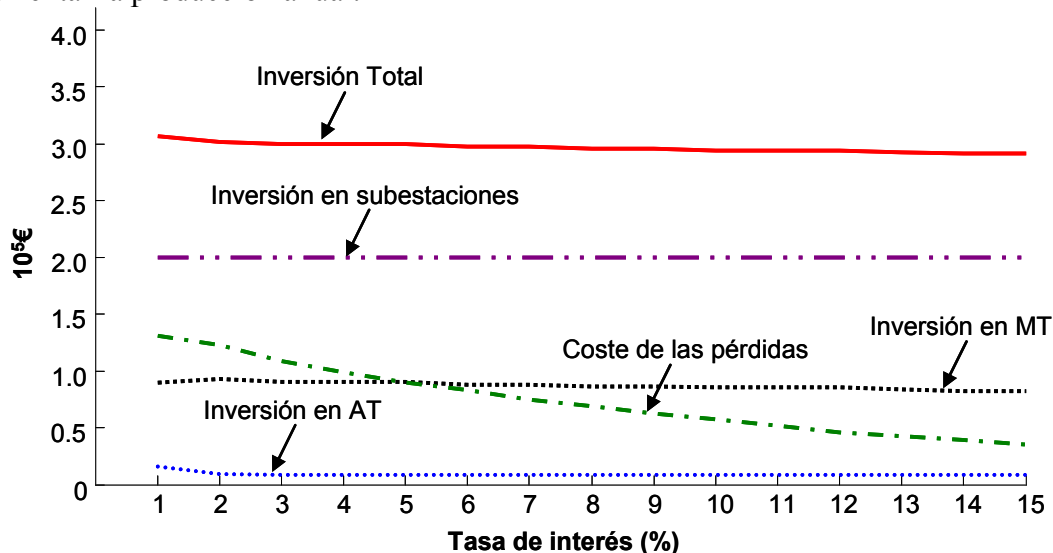


Figura 70. Evolución de las principales variables económicas referentes a la instalación eléctrica frente a la variación de la tasa de interés.

En la Figura 70 puede apreciarse la evolución de los indicadores económicos más relevantes referentes a la instalación eléctrica. Puede verse cómo al aumentar la tasa de interés, se reducen los costes derivados de las pérdidas eléctricas y, a su vez, resulta más

rentable realizar una inversión menor en instalación eléctrica, bien reduciendo la inversión en la instalación de alta tensión, o bien disminuyendo la inversión en la red de media tensión.

Sensibilidad al precio de venta de la energía

En este ensayo se modifica el precio del kWh desde 0.01 € hasta 0.15 €. En la Figura 71 se muestra la evolución de los resultados más relevantes.

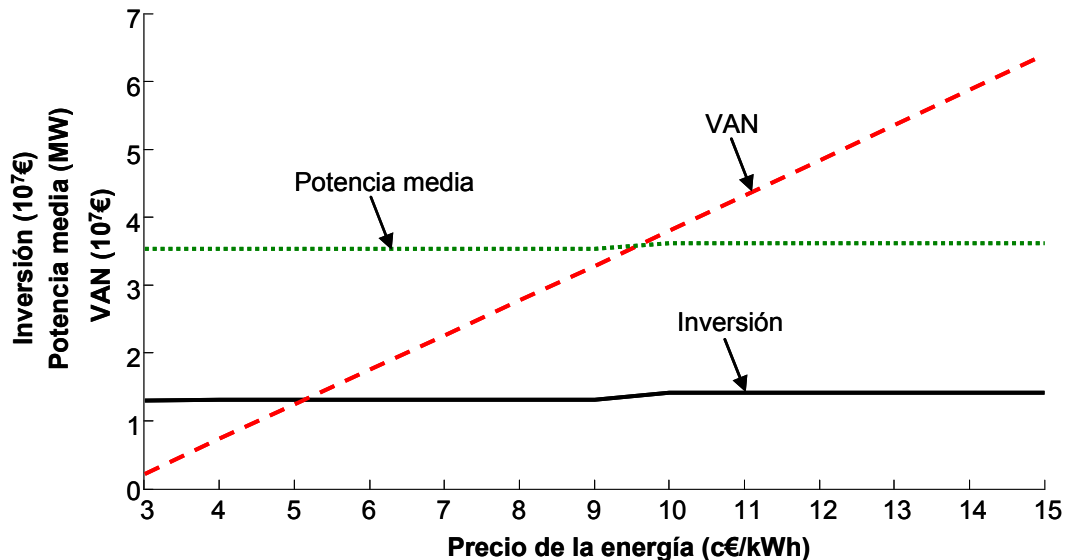


Figura 71. Evolución de las principales variables económicas del parque eólico frente a la variación del precio de venta de la energía.

Puede observarse el incremento del VAN conforme aumenta el precio de la energía. Así como para precios superiores a 0.09 €/kWh, resulta más conveniente aumentar la inversión en aerogeneradores, seleccionando todos ellos de tipo *AED*, con lo que se consigue un aumento en la energía generada por el parque.

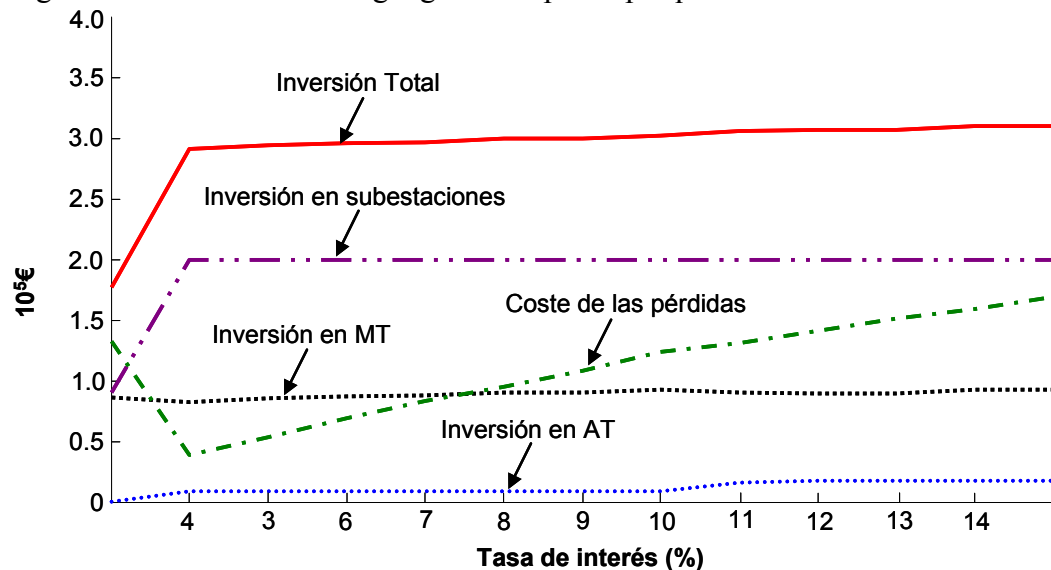


Figura 72. Evolución de las principales variables económicas referentes a la instalación eléctrica frente a la variación del precio de venta de la energía.

En la Figura 72 se observa que al aumentar el precio de la energía resulta más conveniente aumentar la inversión en la instalación eléctrica. Esta tendencia se debe a la reducción de las pérdidas eléctricas que se consigue aumentando la sección de los conductores. En la curva correspondiente al coste de las pérdidas eléctricas puede observarse el efecto del aumento de la sección de los conductores, ya que la pendiente de dicha curva decrece ligeramente a partir de precios de la energía superiores a 0.04 €/kWh. Sin embargo, para un precio de la energía igual a 0.03 €/kWh (en el que la rentabilidad del parque es relativamente baja), resulta más conveniente realizar la menor inversión posible en infraestructura eléctrica, situando la subestación sobre la línea (minimizando la inversión en instalación de alta tensión), a costa de aumentar la longitud de los conductores de media tensión (más baratos que los de alta) pero con el consecuente aumento de las pérdidas eléctricas.

3.6 Conclusiones

En este capítulo se ha abordado la optimización del problema del emplazamiento y selección de las turbinas en parques eólicos terrestres. Para acometer dicha tarea se ha implementado una herramienta que emplea un modelo de costes como instrumento de evaluación permitiendo, por medio de un proceso evolutivo, determinar la configuración global del parque que produce el máximo retorno de la inversión (VAN) a lo largo de todo el ciclo explotación del proyecto eólico.

Con el propósito de evaluar el comportamiento económico del parque eólico, se ha desarrollado un modelo de costes constituido por diferentes módulos: evaluación de la producción de energía, coste de inversión, costes de operación y mantenimiento, pérdidas eléctricas, costes de desmantelamiento y valor residual de la instalación. La complejidad que requiere la evaluación de cada uno de los módulos es muy desigual. Merecen especial atención, por un lado, la evaluación de la energía producida para la que es preciso tener en consideración la caracterización estadística del viento (mediante la distribución de Weibull y la rosa de los vientos) y el efecto de las estelas entre aerogeneradores. Por otro lado, el cálculo de los costes de inversión y operación de la instalación eléctrica es un problema que ha de resolverse mediante técnicas metaheurísticas de optimización. Por ello, en este trabajo se ha propuesto una herramienta compuesta por dos algoritmos genéticos anidados: un algoritmo principal —para el cálculo de la posición de las turbinas, tipo y altura de la torre— anidado con un algoritmo secundario que determina la configuración óptima de la instalación eléctrica.

La herramienta propuesta es capaz de tratar restricciones tales como la presencia de vías de acceso en las proximidades del parque eólico y de una o varias líneas de evacuación de energía con capacidad de evacuación limitada, así como gestionar zonas prohibidas (para la implantación de aerogeneradores 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).

Como es lógico, una solución desacoplada del problema de la configuración global del parque, no siempre conduce a la mejor solución global del problema. Por este motivo se ha planteado la resolución de la optimización global del parque eólico, considerando

conjuntamente la disposición de los aerogeneradores y la infraestructura eléctrica de forma integral, como partes de un único problema global.

Finalmente, la metodología propuesta ha sido verificada satisfactoriamente sobre un conjunto de casos en los que la dificultad del problema a resolver ha sido incrementada progresivamente, mostrando la capacidad de la herramienta desarrollada para solventar las diferentes restricciones introducidas.

Optimización de parques eólicos en ambiente de riesgo

4.1 Introducción

Cuando un inversor toma la decisión de afrontar la construcción y posterior explotación de un parque eólico, no son pocas las dificultades a las que debe hacer frente. Además de la complejidad tecnológica involucrada en el desarrollo del proyecto, también presenta un elevado grado de incertidumbre (bastante mayor de lo que sería deseable) en cuanto al retorno o la rentabilidad que obtendrá de su explotación durante el periodo de vida útil. Son muchos los factores que influyen en la incertidumbre de la rentabilidad de un parque, de entre los que cabe destacar los enumerados a continuación:

- *Comportamiento aleatorio del viento.* En el caso de un parque eólico, el viento es la fuente de energía primaria y, por tanto, resulta crucial tener un conocimiento adecuado sobre su comportamiento para poder evaluar con la mayor certeza posible la generación anual de energía, cuya venta constituye la principal fuente de ingresos que reportará el parque [131].
- *Curva de potencia.* El proceso de conversión de energía eólica a eléctrica tiene asociado una determinada incertidumbre. Los fabricantes de aerogeneradores estiman la relación entre velocidad del viento y potencia generada, en base a una serie de ensayos realizados sobre varios aerogeneradores del mismo tipo situados en emplazamientos diferentes. Sin embargo, las estimaciones de la incertidumbre en el proceso de conversión de energía tienen un valor relativamente elevado [131].
- *Precio de la energía.* Para poder estimar el retorno obtenido por la venta de la energía eléctrica producida es preciso conocer su precio de venta a lo largo de toda la vida útil del parque. El comportamiento futuro de los precios es obviamente desconocido, como desconocida es también la evolución la tasa de actualización del dinero que va a intervenir en la actualización de estos ingresos [132].
- *Estimación de costes.* Se precisa conocer los costes de distintos factores que influyen en el normal desarrollo del proyecto, en especial durante sus fases de construcción y explotación (costes de construcción de la obra civil, plazos de ejecución, averías, cambios legislativos, etcétera), aunque también será necesario estimar los costes implicados en su fase final de desmantelamiento [133].

Como ha quedado patente a lo largo de este trabajo, el correcto posicionamiento de cada una de las turbinas dentro de un parque eólico es uno de los factores que más incidencia tiene sobre la rentabilidad de la instalación. A la hora de acometer un proyecto de este

tipo es necesario tener en cuenta dos cuestiones básicas. Por un lado, las condiciones meteorológicas del emplazamiento (especialmente en lo que se refiere al viento) y, por otro lado, las curvas de potencia-velocidad de los aerogeneradores utilizados. Todo ello permitirá hacer una evaluación preliminar del potencial de energía extraíble en el emplazamiento analizado. Sin embargo, en la práctica, la energía eléctrica realmente generada es afectada por una serie de factores, de entre los que cabe destacar los siguientes [131]:

- *Pérdidas en la red de distribución.* Típicamente están comprendidas entre el 1 y 3% de la energía teórica que se obtendría considerando únicamente las curvas de potencia de los aerogeneradores.
- *Suciedad de las palas.* La suciedad adherida a la superficie de la palas deteriora su aerodinámica, lo que repercute negativamente en su funcionamiento. Esto hace que cuando las palas no están perfectamente limpias, el rendimiento de la turbina se deteriore entre un 1 y un 2%.
- *Indisponibilidad de los aerogeneradores por averías o mantenimiento.* En general, las turbinas modernas tienen una fiabilidad elevada, en torno a un 98%, lo que significa que las pérdidas de producción debidas a este concepto son de aproximadamente un 2%.
- *Pérdidas por cambios bruscos en la dirección del viento.* Cuando se produce un cambio repentino en la dirección del viento es preciso reorientar el eje de la turbina para que la corriente de aire incida en dirección normal a la superficie rotórica. Dado que este ajuste no puede hacerse de forma instantánea, se producen unas pérdidas que generalmente son reducidas; en torno a un 1%.
- *Pérdidas debidas al efecto de las estelas.* Estas pérdidas se producen por el efecto de apantallamiento que produce el rotor de un aerogenerador sobre otro situado a sotavento. Esto hace que la turbina situada en la estela de la primera producirá menor cantidad de energía que si la turbina estuviese expuesta al flujo libre de la corriente de aire. Estas pérdidas, típicamente, toman un valor entre un 5% - 10%.

De los factores citados, únicamente el primero y el último son en cierta medida controlables, ya que dependen de la ubicación geográfica de las turbinas. Además, son los factores que mayores pérdidas producen con respecto al potencial de producción teórico. Sería posible reducir el efecto de las estelas separando los aerogeneradores tanto como fuese posible pero este planteamiento supone, por el contrario, un aumento de la extensión de terreno necesaria, aumentando también la distancia total de los caminos de acceso (en el caso de parques eólicos en tierra firme), así como de la longitud de los conductores, lo que haría incurrir al inversor en mayores costes de inversión y produciría mayores pérdidas en la instalación eléctrica interior del parque.

Por tanto, resulta fundamental analizar detalladamente la rentabilidad del proyecto teniendo en cuenta la posición de los aerogeneradores, de tal manera, que la suma de los costes de inversión (en caminos auxiliares e instalación eléctrica) y de las pérdidas (debidas al efecto de las estelas y al calentamiento de los conductores por efecto Joule) sea mínima.

Para realizar dicha tarea se tendrá en cuenta la rosa de los vientos caracterizada mediante el estudio meteorológico del emplazamiento, así como la probabilidad de que

se produzcan alteraciones sobre dicha caracterización, una vez el proyecto esté en fase de explotación. En la Figura 73 se muestra, a modo de ejemplo, los cambios en la rosa de los vientos en un mismo emplazamiento, List/Sylt (Alemania), medida en los años 1969 y 1972 [134].

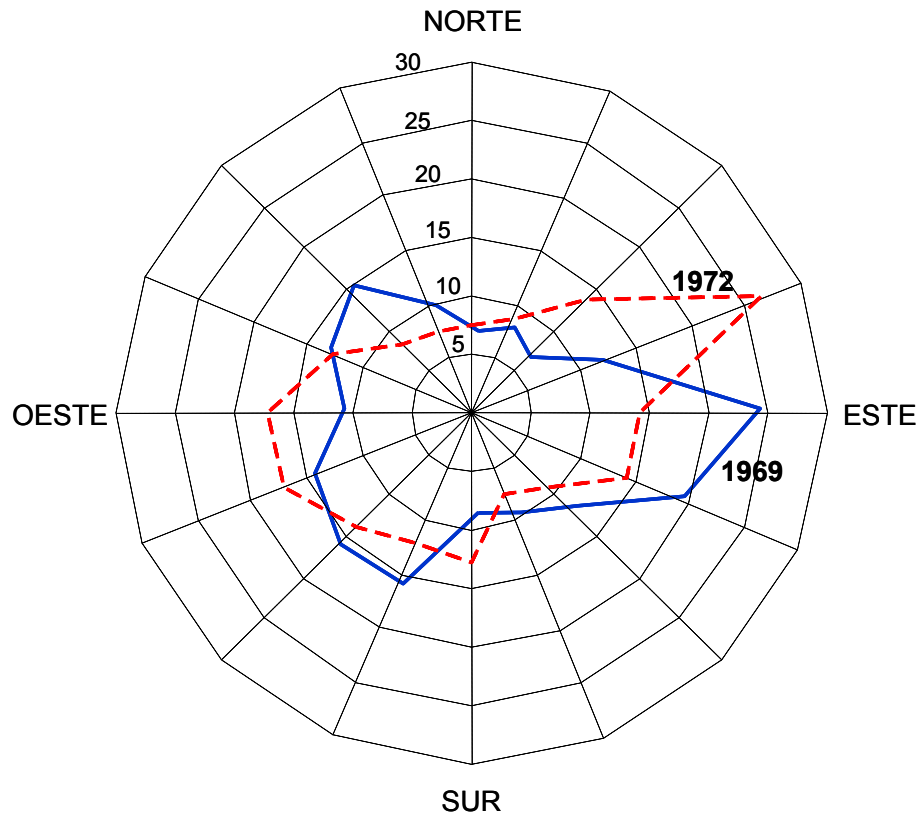


Figura 73. Ejemplo de variación anual en la rosa de los vientos. Rosa de los vientos de List/Sylt (Alemania) correspondientes a los años 1969 y 1972.

La Figura 74 muestra las variaciones en la velocidad del viento caracterizadas mediante los parámetros de escala, C , y de forma, K , de la distribución de Weibull, y el efecto de éstos sobre la densidad de energía anual observados durante 30 años en el mismo emplazamiento, Hong Kong [135]. Puede observarse, en ambos ejemplos, como las direcciones predominantes del viento y las intensidades pueden variar sustancialmente a lo largo del tiempo.

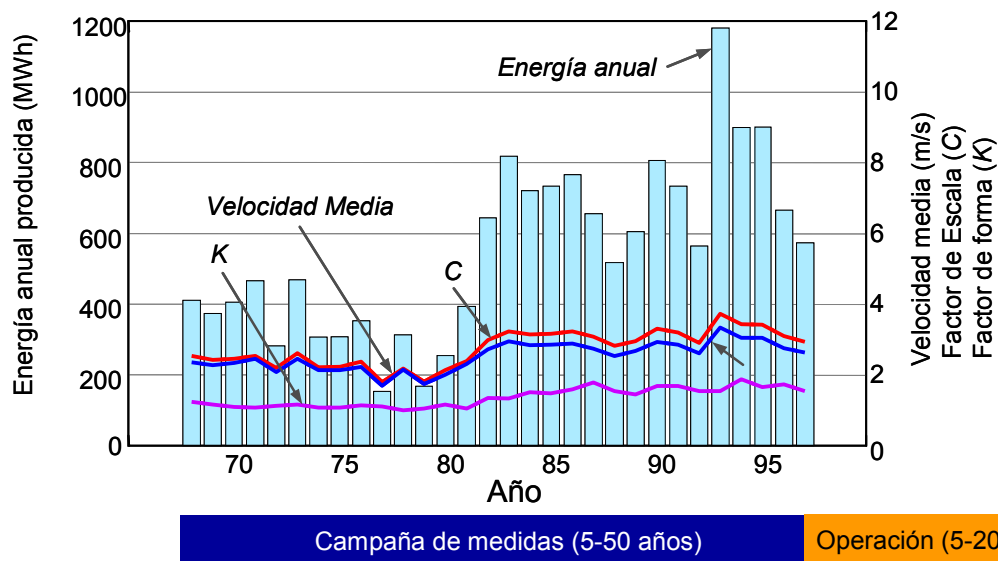


Figura 74. Variación de la velocidad media del viento y densidad de energía anual en Hong Kong desde el año 1968 hasta 1997.

Para tratar de acotar este tipo de efectos adversos en la rentabilidad esperada de la instalación, se estudiará el problema de diseño de un parque eólico considerando la incertidumbre existente en la caracterización estadística del viento. Es decir, teniendo en cuenta la incertidumbre tanto en intensidad (velocidad) del viento como en su dirección. El objetivo es determinar la configuración óptima del parque, de tal forma que la incertidumbre en la rentabilidad se ajuste al nivel de riesgo que el inversor esté dispuesto a asumir. Por otro lado, el estudio permitirá poner en conocimiento del inversor las cotas máximas y mínimas de rentabilidad del proyecto, lo cual resulta fundamental en la decisión del inversor de acometer o no el proyecto.

Por otro lado, cabe señalar que fruto del trabajo detallado en este capítulo ha sido el artículo aceptado para publicación en la revista *IEEE Systems Journal* [136] y la aportación al congreso internacional *Modern Electric Power System* celebrado en Wroclaw (Polonia) [137]. Trabajos en los que se describen los principales aspectos de la metodología desarrollada para la optimización de parques eólicos en ambiente de riesgo.

4.2 Teoría de la toma de decisiones

En este apartado se describen los métodos estadísticos de los que se hará uso a la hora de afrontar un problema de toma de decisiones en ambiente de riesgo. Se puede distinguir entre dos clases de incertidumbre; la debida puramente al azar, por ejemplo, en un lanzamiento de moneda (perfectamente equilibrada) la probabilidad de que el resultado sea cara o cruz se debe únicamente al azar. Por tanto, el problema puede describirse perfectamente mediante la aplicación de las leyes del azar a este problema concreto. Por otro lado, el segundo tipo de incertidumbre aparece cuando se desconoce cuales son las leyes de azar que se deben aplicar. Por ejemplo, volviendo al supuesto anterior, supóngase ahora que la moneda está desequilibrada. En este caso, uno de los posibles resultados, cara o cruz, tendría mayor probabilidad de aparecer siendo, en

principio, la probabilidad asignada a cada uno de los sucesos desconocida. En este caso, puede decirse que se desconoce el *estado natural* del experimento.

Ante esta situación, una posible forma de proceder sería —en el caso de que fuese posible— tomar observaciones del proceso. Ahora bien, se desconoce *a priori* cuantas observaciones son necesarias para caracterizar el proceso.

Otro asunto a tener en cuenta, es la conveniencia de realizar más o menos observaciones atendiendo a otros criterios. Por ejemplo, supóngase que el hecho de efectuar un experimento tiene un coste asociado. Sería necesario evaluar el número más conveniente de experimentos a realizar atendiendo a un criterio económico teniendo en cuenta, por un lado, el coste asociado a la toma de cada muestra y, por otro lado, cual es la retribución obtenida por acertar el resultado del lanzamiento.

Por tanto, sería necesario acudir a la teoría de toma de decisiones en ambiente de riesgo para determinar la conveniencia o no de aceptar la apuesta y, en el caso de aceptarla, definir cual sería el número de observaciones más conveniente a realizar para obtener una estimación suficientemente buena del proceso.

Cuando un individuo se enfrenta a problemas de toma de decisiones, en muchas situaciones es posible tomar dichas decisiones basándose únicamente en la intuición y la experiencia, pero en otras situaciones la complejidad del problema es tal que es necesario recurrir a otro tipo de análisis. Es en este punto donde la teoría de la decisión entra en juego.

Los elementos que caracterizan un problema de decisión son [67]:

- *Decisor o tomador de decisiones*. Persona u organización cuyo objetivo es alcanzar unos determinados resultados manifestando sus preferencias y asumiendo la responsabilidad de la decisión.
- *Alternativas*. Son las distintas opciones que tiene el decisor para alcanzar el objetivo.
- *Estados de la naturaleza*. Conjunto de factores o variables que no son controlados por el decisor y que definen el entorno del problema.
- *Consecuencias*. Son los resultados obtenidos para cada una de las posibles alternativas del problema y la concreción de un determinado estado de la naturaleza. La elección de una alternativa en función de los resultados dependerá del criterio de decisión y estará vinculado al nivel de conocimiento del decisor sobre el estado de la naturaleza.

Los procesos de decisión se pueden clasificar atendiendo a diversos criterios entre los que cabe destacar [67]:

1. *Según el número de decisores:*

- a) *Procesos de decisión individual*. Si solo existe un decisor, en este caso el problema se resuelve mediante la Teoría de la Decisión Estadística [138].
- b) *Procesos de decisión colectivos*. En el caso de que existan varios tomadores de decisiones, el problema se resuelve mediante la Teoría de las Decisiones Colectivas [139].
- c) *Procesos de decisión en ambiente de conflicto*. Si existen varios decisores y las consecuencias de las decisiones tomadas por uno de ellos

dependen de la reacción de los demás. Este tipo de problemas es afrontado mediante la Teoría de Matemática de los Juegos de Estrategia [140].

2. *Según el número de decisiones:*
 - a) *Procesos de decisión únicos.* En los que únicamente se debe adoptar una solución.
 - b) *Procesos de decisión secuenciales.* En los que se deben de adoptar una serie de decisiones dependientes y cada una de ellas depende de los resultados de las tomadas anteriormente.
3. *Según el grado de conocimiento del decisor sobre los estados de la naturaleza:*
 - a) *Certeza.* El decisor tiene conocimiento perfecto acerca del estado de la naturaleza que se va a presentar. Cada alternativa tiene asociado un único resultado, decidiéndose cual es el más apropiado según un criterio fijado con anterioridad.
 - b) *Riesgo.* Los estados de la naturaleza pueden ser representados mediante un conjunto de variables aleatorias de la que el decisor conoce su distribución de probabilidad.
 - c) *Incertidumbre.* En este caso, el decisor no posee información para asignar probabilidad sobre los estados de la naturaleza.

Cuando se pretende resolver un problema de decisión es necesario organizar las preferencias sobre el conjunto de alternativas, reflejando el orden de satisfacción del decisor sobre éstas y determinando la solución que resulte más apropiada. En este punto cabe distinguir dos planteamientos:

1. *Enfoque axiomático.* Parte de la suposición de que el conjunto de alternativas forman una estructura organizada y, además, la racionalidad del comportamiento del decisor puede modelarse mediante una función (función de utilidad). En este enfoque está basada la Teoría de la Utilidad [141].
2. *Enfoque no axiomático.* El punto de partida no es la existencia de un orden en el conjunto de alternativas, sino que trata de determinar una disposición de preferencia coherente con las manifestaciones del decisor.

4.2.1 Decisiones en ambiente de riesgo

Los problemas de decisión en ambiente de riesgo se caracterizan por el grado de conocimiento que tiene el tomador de decisiones sobre el estado de la naturaleza. De dicho estado, el decisor conoce sus posibles concreciones pero no tiene total conocimiento sobre la presentación de cada una de ellas. Sin embargo, tiene la capacidad de caracterizar el comportamiento cada uno de los estados mediante distribuciones de probabilidad.

Los elementos participantes en un problema de decisión en ambiente de riesgo son:

- *Decisor.* Persona o entidad cuyo objetivo es el logro de unos determinados objetivos manifestando sus preferencias. El problema que se resolverá en este trabajo involucra a un único tomador de decisiones.
- *Alternativas.* Conjunto de posibles actuaciones que tiene el decisor para conseguir sus objetivos.
- *Estado de la naturaleza.* Representa los factores que influirán en el problema de decisión y que no están bajo control del decisor. Es la variable de estado que representará el entorno del problema de decisión. El decisor conoce tanto las concreciones de la variable de estado como la distribución de probabilidad asociada a dicha variable.

La variable de estado de la naturaleza será designada por $E = \{E_j\}_{j \in J}$ donde E_j es cada una de las concreciones de esa variable y J es el número de posibles concreciones. Las variables de estado pueden ser:

a) *Discretas.* En cuyo caso la variable será de la forma $E = \{E_1, \dots, E_n\}$ y la función de probabilidad asociada a dicha variable será también discreta, de la forma $P = \{p_1, \dots, p_n\}$, donde $p_j = P(E_j)$ es la probabilidad de presentación de la j -ésima concreción de la variable. Cumpliéndose, por tanto, que $p_j \in [0, 1] \forall j$ y $\sum_j p_j = 1$.

b) *Continuas.* La variable de estado es de la forma $E = \{E_j\}_{j \in J}$ siendo J continuo. La distribución de probabilidad es, por tanto, también continua y su función de densidad será de la forma $f_j = f(E_j)$, donde $f(E_j)$ representa la densidad de probabilidad de presentación de E_j .

Verificando que $f(E_j) \geq 0$ para todo j y $\int_{i \in J} f(E_j) dj = 1$.

- *Criterio de evaluación.* Es necesario valorar el conjunto de alternativas para cada estado de la naturaleza, E_j . Para ello, se dispondrá de un criterio de evaluación que asignará a cada una de las alternativas, A_i , un conjunto de valores numéricos o resultados, r_{ij} . Haciendo uso del criterio de evaluación se obtiene la denominada *matriz de resultados*, que tendrá la siguiente forma:

Tabla 37. Matriz de resultados.

	P_1	...	P_j	...	P_m
	E_1	...	E_j	...	E_m
A_1	r_{11}	...	r_{1j}	...	r_{1m}
\vdots	\vdots		\vdots		\vdots
A_i	r_{i1}	...	r_{ij}	...	r_{im}
\vdots	\vdots				\vdots
A_n	r_{n1}	...	r_{nj}	...	r_{nm}

- *Criterio de decisión.* Es la directriz que permitirá —teniendo en cuenta la información disponible— asociar a cada alternativa un valor que posibilite determinar la estructura de preferencia del decisor permitiendo, por tanto, identificar la alternativa óptima.

Enfoque no axiomático

En este apartado se describirá el enfoque no axiomático que no tiene en consideración la existencia de un orden en el conjunto de alternativas, sino que pretende establecer un criterio de preferencia de acuerdo con las manifestaciones del decisor.

Criterio de dominación simple

Considérense A_s y A_k dos posibles alternativas de un problema de decisión en ambiente de riesgo con la misma distribución de probabilidad. Se dice que la alternativa A_s domina a A_k y se denota como $A_s \succ A_k$, cuando los resultados obtenidos con A_s son siempre mejores o iguales que con A_k .

Mediante el criterio de dominación simple se puede dividir el conjunto de posibles alternativas en dos subconjuntos:

- Conjunto de alternativas admisibles. Aquellas que no son dominadas por ninguna otra.
- Conjunto de alternativas no admisibles. Constituido por aquellas alternativas que son dominadas por alguna otra.

Dominación estocástica

Considérense A_s y A_k , dos posibles alternativas de un problema de decisión en ambiente de riesgo. Se dice que A_s domina estocásticamente para un valor C a A_k , y se denota como $A_s \succ^{e/C} A_k$, cuando la probabilidad de obtener resultados superiores a C con A_s , es siempre mayor o igual que la probabilidad de obtener resultados superiores a C con A_k .

De esta manera, un criterio de decisión en ambiente de riesgo será válido si propone como alternativa óptima a una alternativa que no esté dominada ni simple ni estocásticamente.

Criterio del valor monetario esperado

El objetivo de este criterio es asignar a cada alternativa, un valor que sea representativo del conjunto de resultados asociados a dicha alternativa. El valor monetario esperado se determina como la esperanza matemática de dichos resultados, distinguiendo entre las posibles naturalezas de la variable de estado:

- *Discreta.* En el caso de que la variable de estado E sea discreta, de la forma $E = \{E_1, \dots, E_m\}$ y la distribución de probabilidad de dicha variable es dada por $P = \{p_1, \dots, p_m\}$, donde $p_j \in [0, 1]$ y $\sum_j p_j = 1$. Los resultados de cada alternativa

A_i vendrán dados por $\{r_{i1}, \dots, r_{im}\}$. Entonces el valor monetario esperado se calcula mediante la expresión:

$$VME_i = E[A_i] = \sum_{j=1}^m r_{ij} p_j \quad (69)$$

- *Continua*. La expresión para determinar el valor monetario esperado es:

$$VME_i = E[A_i] = \int_j R_i(E_j) f(E_j) dj \quad (70)$$

Una vez calculado el valor monetario esperado, se seleccionará la alternativa óptima como aquella que proporcione el valor esperado máximo. Cabe señalar que el criterio del valor monetario esperado siempre cumple los criterios de dominación simple y dominación estocástica.

Enfoque axiomático: Teoría de la utilidad

La toma de decisiones basada en la teoría de la utilidad se realiza mediante un punto de vista axiomático [141]. Es necesario construir una escala de preferencias que debe permitir la comparación entre las distintas alternativas. Por otro lado, también se debe tener la capacidad de identificar propiedades susceptibles de ser medidas para cada una de las alternativas, de manera que, la comparación entre alternativas quede reducida a una simple comparación numérica.

A cada alternativa le corresponde una distribución de probabilidad llamada *perspectiva aleatoria* o *lotería*. Cada lotería representa la manera de modelar una alternativa en ambiente de riesgo, de forma que a los resultados de la misma se les denominará *premios*. Puede distinguirse entre dos tipos de loterías:

- Loterías simples o unietápicas (l): son aquellas cuyos premios, x_i , son la consecuencia de la elección de una alternativa. Su notación es:

$$l = \begin{pmatrix} p_1 & \dots & p_n \\ x_1 & \dots & x_n \end{pmatrix} \quad \text{con } p_i \in [0,1] \text{ y } \sum_{i=1}^n p_i = 1 \quad (71)$$

- Loterías compuestas o multietápicas (L): aquellas cuyos premios, x_i , son nuevamente loterías, se denotan de la siguiente forma:

$$L = \begin{pmatrix} q_1 & \dots & q_m \\ l_1 & \dots & l_m \end{pmatrix} \quad \text{con } q_i \in [0,1] \text{ y } \sum_{j=1}^m q_i = 1 \quad (72)$$

La teoría de la utilidad postula, mediante una serie de axiomas, el comportamiento del decisor. Dichos axiomas permiten definir una función que revela la estructura de preferencias del conjunto de alternativas. Esta función se denomina *función de utilidad*. En otras palabras, la función de utilidad expresa de forma numérica la preferencia del tomador de decisiones por un determinado premio o valor monetario.

A continuación, se enumeran los seis axiomas en los que se fundamenta la teoría de la utilidad en ambiente de riesgo [69]:

- Todo decisor racional puede ordenar los resultados monetarios de mejor a peor.
- Todo decisor racional puede reducir toda perspectiva aleatoria compuesta a otra simple equivalente a ella.
- Todo decisor racional es capaz de ordenar el conjunto de loterías. Es decir, el conjunto de loterías tiene estructura de *preorden completo*.
- Sea un conjunto de premios con estructura de *preorden completo* donde x_1 es el mejor de los premios y x_2 es el peor de ellos. Todo decisor es capaz de asignar a cada uno de los premios x_i una probabilidad subjetiva u_i , de forma que le resulte indiferente recibir con certeza el premio x_i o participar en una lotería formada por el mejor y el peor de los premios con probabilidades u_i y $1 - u_i$, respectivamente. A dicha probabilidad, u_i , se le denomina utilidad del premio.
- Todo decisor racional podrá sustituir cualquier lotería por otra equivalente a ella, formada sólo por los premios mejor y peor.
- Dado un conjunto de loterías formadas sólo por dos premios (los mismos en todas ellas). El decisor preferirá aquella con mayor probabilidad del mejor premio.

Propiedades de la función de utilidad

Cualquier función de utilidad derivada de la axiomática de Luce y Raiffa [69] verifica las propiedades que se enumeran a continuación:

- La función de utilidad definida sobre un conjunto de premios ordenados de peor a mejor es una función monótona no decreciente.
- La función utilidad de un decisor es única salvo transformaciones lineales positivas de ésta.
- Las distintas actitudes del decisor frente al riesgo (aversión, preferencia y neutralidad) pueden deducirse de la forma de la función de utilidad.
- Principio de óptimo. La axiomática permite tomar una decisión. Es decir, elegir una de las alternativas como óptima. Permitiendo reducir cualquier lotería a otra indiferente con solo dos premios: el mejor y el peor. El enunciado del principio de optimalidad es el siguiente [67]:

Todo decisor racional es capaz de asignar a cada lotería, l , un número real, denominado utilidad esperada de la lotería, $l \rightarrow u(l) = \sum_{i=1}^n p_i u_i$, de manera que la lotería óptima será aquella que tenga máxima utilidad esperada.

Actitud del decisor frente al riesgo

La disposición de los decisores frente al riesgo puede ser distinta atendiendo no únicamente a la conducta habitual del decisor sino, también, respondiendo a la naturaleza del problema al que se enfrenta y el contexto en el que se realiza la decisión.

Equivalente de certeza y valor monetario esperado

Considérese la siguiente lotería con premios monetarios (x_i) y sus respectivas probabilidades (p_i):

$$l = \begin{pmatrix} p_1 & \cdots & p_i & \cdots & p_n \\ x_1 & \cdots & x_i & \cdots & x_n \end{pmatrix} \quad (73)$$

A continuación se realizan las siguientes definiciones:

- *Equivalente de certeza* de una lotería es aquella cantidad $C \in R$ que hace que al decisor le resulta indiferente recibir con seguridad la cantidad C o participar en la lotería l .
- *Valor monetario esperado* de una lotería es aquella cantidad $E(l) \in R$ que representa el beneficio esperado del juego. Es decir, la cantidad que el tomador de decisiones espera obtener, como promedio, si participa sucesivas veces en esa lotería.

Por tanto, si u es la función de utilidad del decisor, C será el equivalente de certeza de la lotería l si sus utilidades coinciden, es decir: $C \sim l \leftrightarrow u(C) = u(l)$.

Aversión al riesgo

Un decisor presenta aversión al riesgo si prefiere recibir una cantidad inferior al valor esperado de la lotería a participar en ella. Es decir, no está dispuesto a asumir el riesgo que le supone participar en la lotería. Aunque el beneficio esperado que se obtiene de ella sea mayor. Por tanto, un individuo presenta aversión al riesgo si $E(l) > C$.

Existen distintas formas de identificar la aversión al riesgo de un determinado decisor:

1. Si la función de utilidad es cóncava hacia abajo, el decisor presenta aversión al riesgo, ya que el equivalente de certeza, C , tendrá un valor inferior al valor monetario esperado de la lotería, $E(l)$, como puede observarse en la Figura 75.

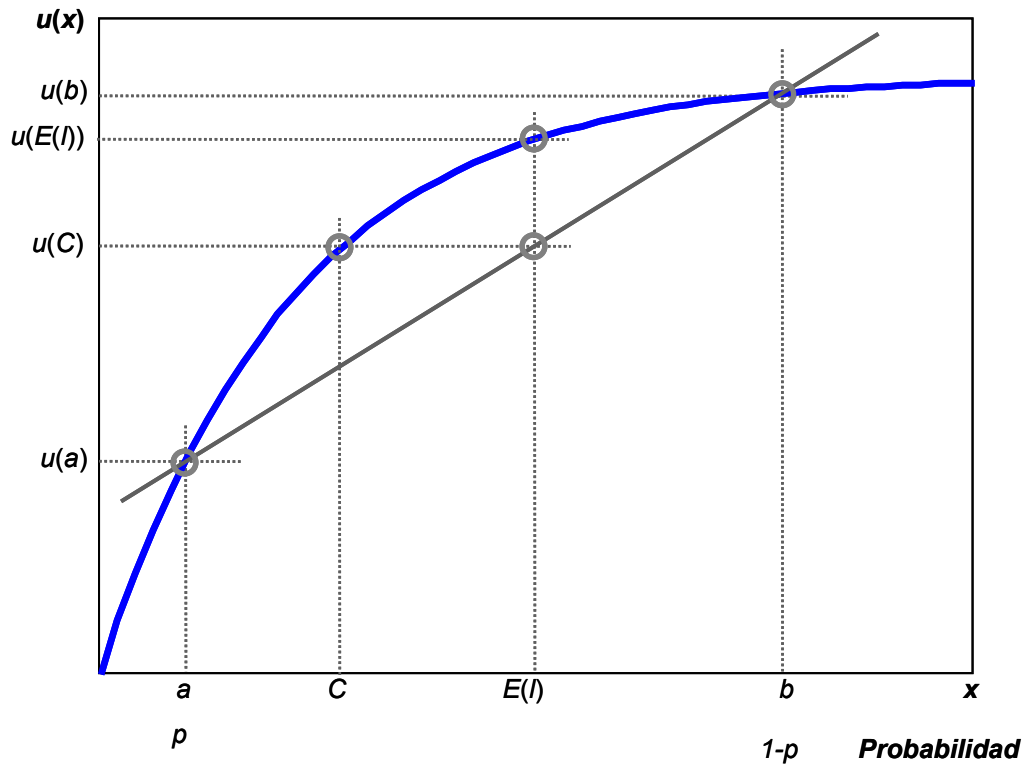


Figura 75. Función de utilidad de un decisor con aversión al riesgo.

- Se define la *prima de riesgo* de una lotería como la diferencia entre su beneficio esperado y su equivalente de certeza:

$$PR = E(l) - C \quad (74)$$

La prima de riesgo representa la cantidad a la que el decisor está dispuesto a renunciar por asumir el mínimo riesgo posible. Es decir, por no participar en la lotería. Adicionalmente, la prima de riesgo es una medida del grado de aversión por el riesgo del decisor, ya que cuanto mayor sea su valor, mayor será dicha aversión del decisor. Un individuo presenta aversión al riesgo si $PR > 0$.

- Función de aversión.* Si la función de utilidad de un decisor es dos veces derivable, se puede definir la función de aversión de la siguiente manera:

$$r(x) = -\frac{u''(x)}{u'(x)} \quad (75)$$

Un individuo presenta aversión al riesgo cuando $r(x) > 0$.

Puede extraerse información adicional de la función de aversión, según ésta sea creciente o decreciente:

- En el caso de que la función de aversión sea creciente, el decisor tiene *aversión absoluta por el riesgo*, es decir, la aversión por el riesgo aumenta al aumentar la riqueza: cuanto más dinero tiene el individuo, más precavido se vuelve.

- Si la función de aversión es decreciente, el decisor tiene *aversión relativa por el riesgo*, es decir, al aumentar la riqueza disminuye la aversión por el riesgo. Cuanto más dinero tiene el individuo, menos precavido se vuelve.

Preferencia por el riesgo

Un decisor presenta preferencia por el riesgo si prefiere participar en una lotería a cambio de una cantidad que supera el beneficio esperado de dicha lotería. Es decir, el individuo está dispuesto a afrontar el riesgo que supone participar en ella. Por tanto, el tomador de decisiones presenta preferencia por el riesgo cuando $E(I) < C$.

La preferencia por el riesgo, únicamente, viene caracterizada por la forma de la función de utilidad, ya que los conceptos de prima de riesgo y función de aversión son propios de comportamientos aversivos frente al riesgo.

Por tanto, atendiendo a la forma de la función de utilidad, un decisor presenta preferencia por el riesgo cuando dicha función sea convexa. Ya que como se observa en la Figura 76, el valor del equivalente de certeza C es superior al valor monetario esperado de la lotería $E(I)$.

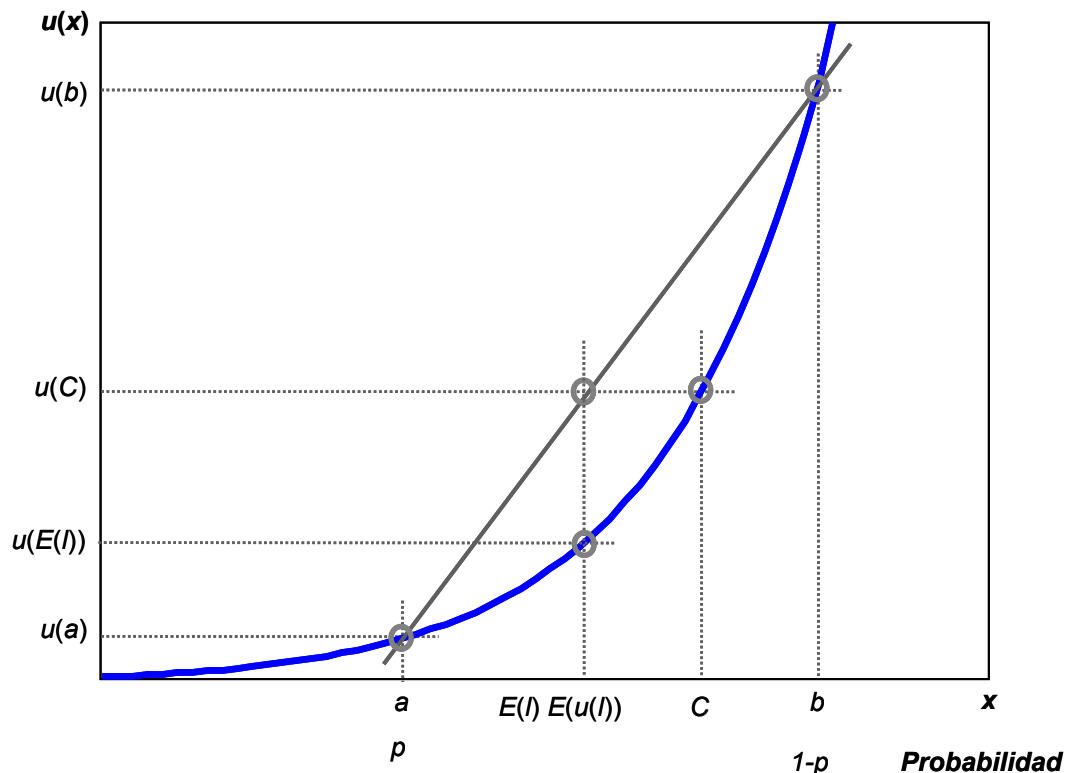


Figura 76. Función de utilidad de un decisor con preferencia por el riesgo.

Neutralidad frente al riesgo

La neutralidad al riesgo corresponde al caso límite de los dos anteriores. Es decir, para el individuo es indiferente participar en una lotería o recibir con seguridad su valor monetario esperado. En este caso, la función de utilidad es lineal, coincidiendo el valor

del equivalente de certeza C y el valor esperado de la lotería $E(I)$, como puede apreciarse en la Figura 77.

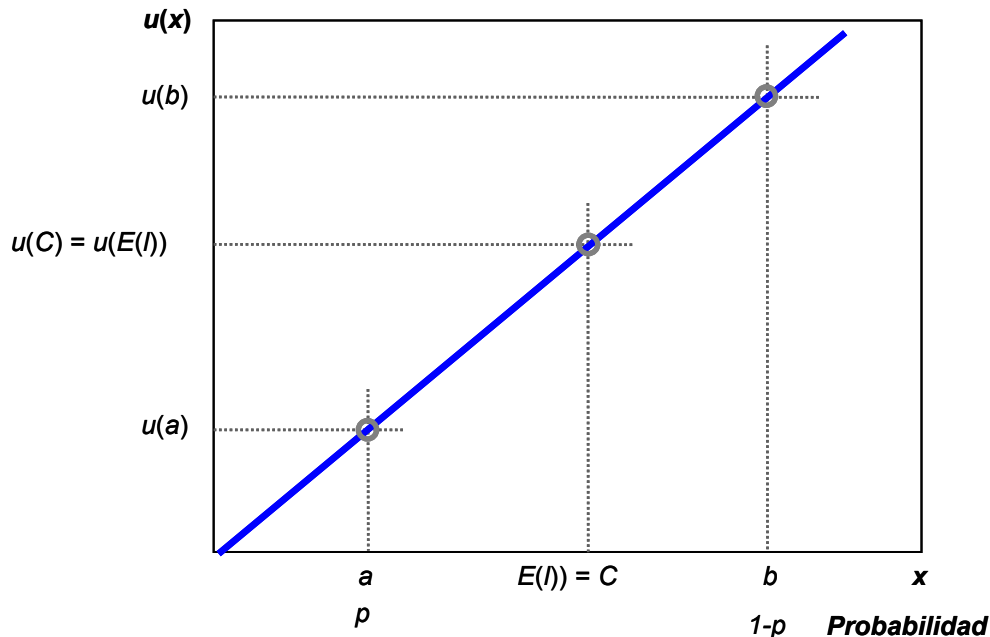


Figura 77. Función de utilidad de un decisor neutral al riesgo.

Función de utilidad

Como se ha comentado, la función de utilidad es la expresión matemática que representa el orden de preferencias del decisor ante cada uno de los resultados posibles de la lotería. La forma de dicha función es intrínseca a cada decisor, ya que ésta dependerá de sus preferencias condicionadas por su actitud frente al riesgo y el entorno de decisión.

En este apartado se propone un tipo de función de utilidad conocida como función de utilidad exponencial [142]. Esta función permite representar un amplio conjunto de comportamientos frente al riesgo. La función de utilidad exponencial es función del valor monetario, x , obtenido mediante un determinado criterio de evaluación. Queda definida por la siguiente expresión:

$$u(x) = \begin{cases} \frac{1 - e^{-(x-x_{\min})/\rho}}{1 - e^{-(x_{\max}-x_{\min})/\rho}} & \text{si } \rho \neq \infty \\ \frac{x - x_{\min}}{x_{\max} - x_{\min}} & \text{si } \rho = \infty \end{cases} \quad (76)$$

Donde ρ es el parámetro de tolerancia al riesgo. Dicho parámetro define la actitud del decisor. Si el parámetro de tolerancia al riesgo es positivo, el tomador de decisiones presenta aversión al riesgo. El caso contrario sucede si el parámetro de tolerancia es negativo, en cuyo caso el decisor tiene preferencia por el riesgo. El caso extremo se alcanza para un valor infinito de dicho parámetro, siendo la actitud del decisor neutral al riesgo.

Por otro lado, es importante señalar que la función de utilidad exponencial está escalada para que tome valores comprendidos en el intervalo $[0,1]$. Cuando la variable correspondiente al criterio de evaluación, x , está comprendida entre sus valores mínimo y máximo $[x_{min}, x_{max}]$.

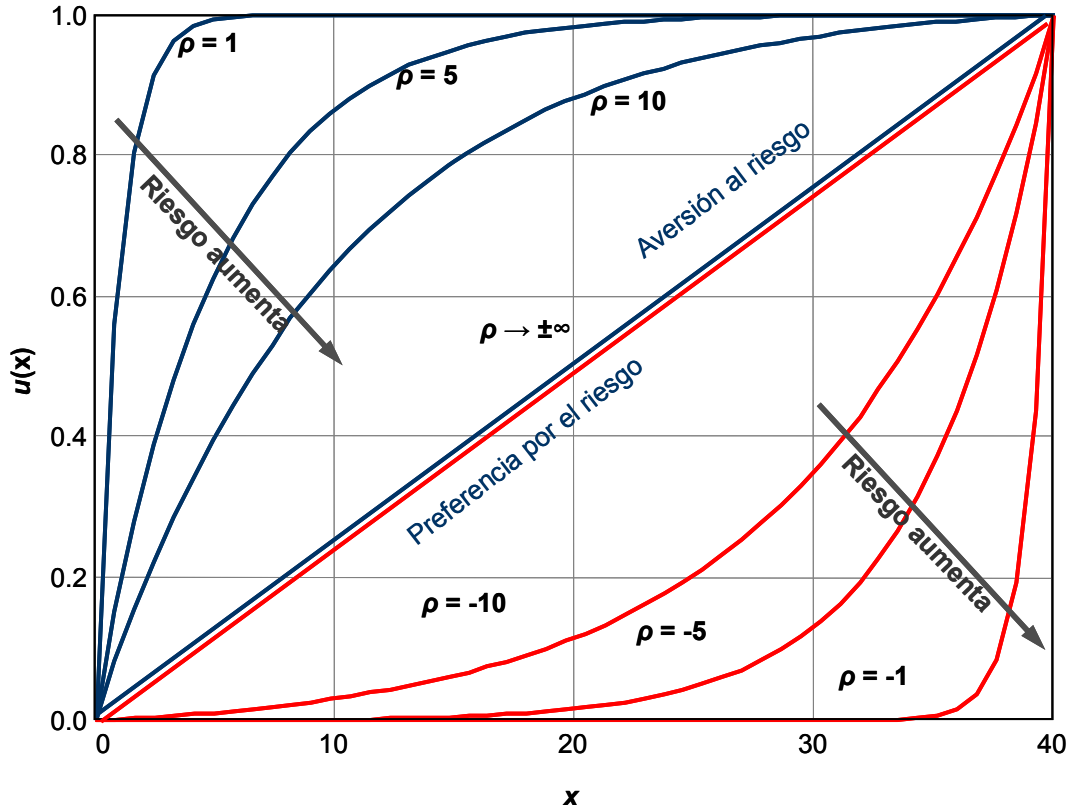


Figura 78. Familia de la función de utilidad exponencial en función de la tolerancia al riesgo, ρ .

En la Figura 78 puede observarse un ejemplo de subfamilia de curvas correspondiente a un decisor con aversión al riesgo ($\rho > 0$) representadas en color azul. También puede apreciarse como al aumentar el valor de la tolerancia al riesgo, la actitud del decisor es cada vez menos conservadora (ya que el tomador de decisiones valora cada vez más los incrementos de valor monetario) hasta que esta alcanza un valor infinito, siendo en este caso la actitud, neutral al riesgo. Por otro lado, el conjunto de curvas representadas en rojo corresponden a un decisor con preferencia por el riesgo, caracterizados por valores negativos de la tolerancia al riesgo, en este caso, cuanto mayor es el valor de ρ , mayor es la preferencia al riesgo del decisor.

4.3 Metodología propuesta para el diseño óptimo de parques eólicos en ambiente de riesgo

Al afrontar el problema de diseño óptimo de un parque eólico desde un planteamiento determinista (Figura 79.a), el conjunto de variables de diseño se supone definido por un único escenario posible. En este caso, la solución óptima se determina por medio de un algoritmo de optimización, tomando como objetivo un determinado criterio económico que es calculado considerando el conjunto de variables de entrada (escenario

determinista). Sin embargo, mediante un planteamiento basado en análisis de riesgos (Figura 79.b) teniendo en cuenta la incertidumbre existente en las variables de diseño del proyecto —en el que las variables de entrada son caracterizadas mediante un conjunto de escenarios (E_1, E_2, \dots, E_N) y su probabilidad de ocurrencia (p_1, p_2, \dots, p_N)— es preciso acudir a la teoría de toma de decisiones con el propósito de evaluar la aptitud (bondad) y el comportamiento de cada una de las posibles alternativas de diseño ante el conjunto de estados de la naturaleza (escenarios).

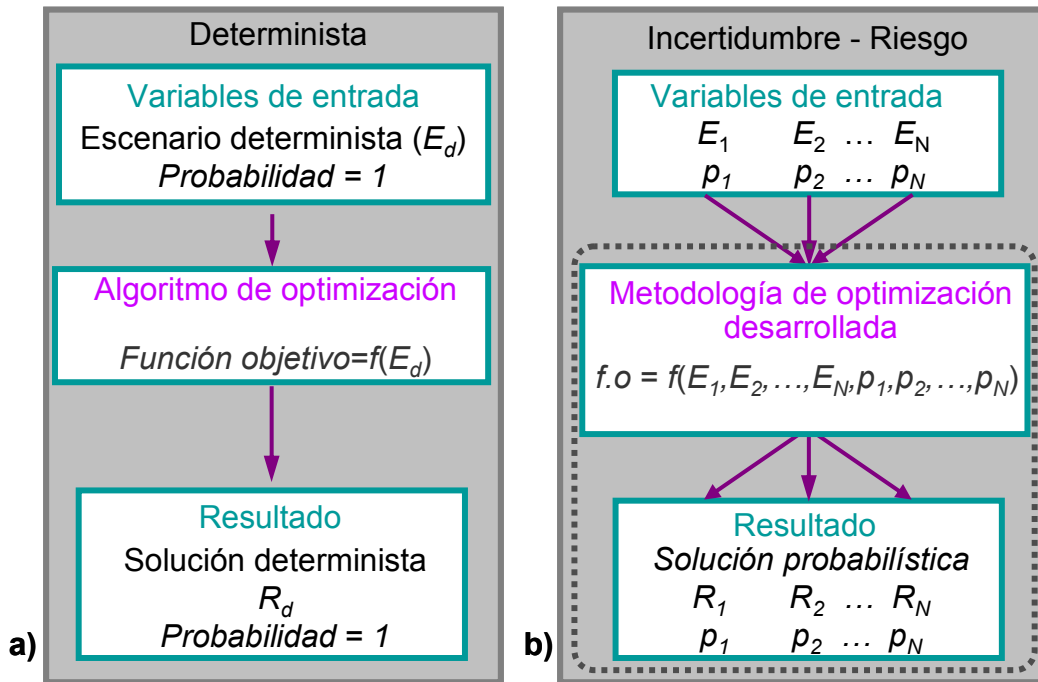


Figura 79. Metodologías empleadas para la optimización de parques eólicos mediante: a) planteamiento determinista. b) planteamiento basado en análisis de riesgos.

La metodología propuesta en este trabajo para acometer el diseño óptimo de parques eólicos teniendo en cuenta el riesgo asociado a las variables involucradas en el diseño consiste en la combinación de un algoritmo de optimización con los métodos de toma de decisiones bajo riesgo. En la Figura 80 se muestra, de forma esquemática, el diagrama de flujos correspondiente a la metodología desarrollada. Por un lado, el algoritmo genético ejerce como método de optimización y, por otro lado, el análisis de toma de decisiones permite evaluar el comportamiento frente al riesgo de cada una de las configuraciones (individuos) estudiadas durante el proceso de optimización.

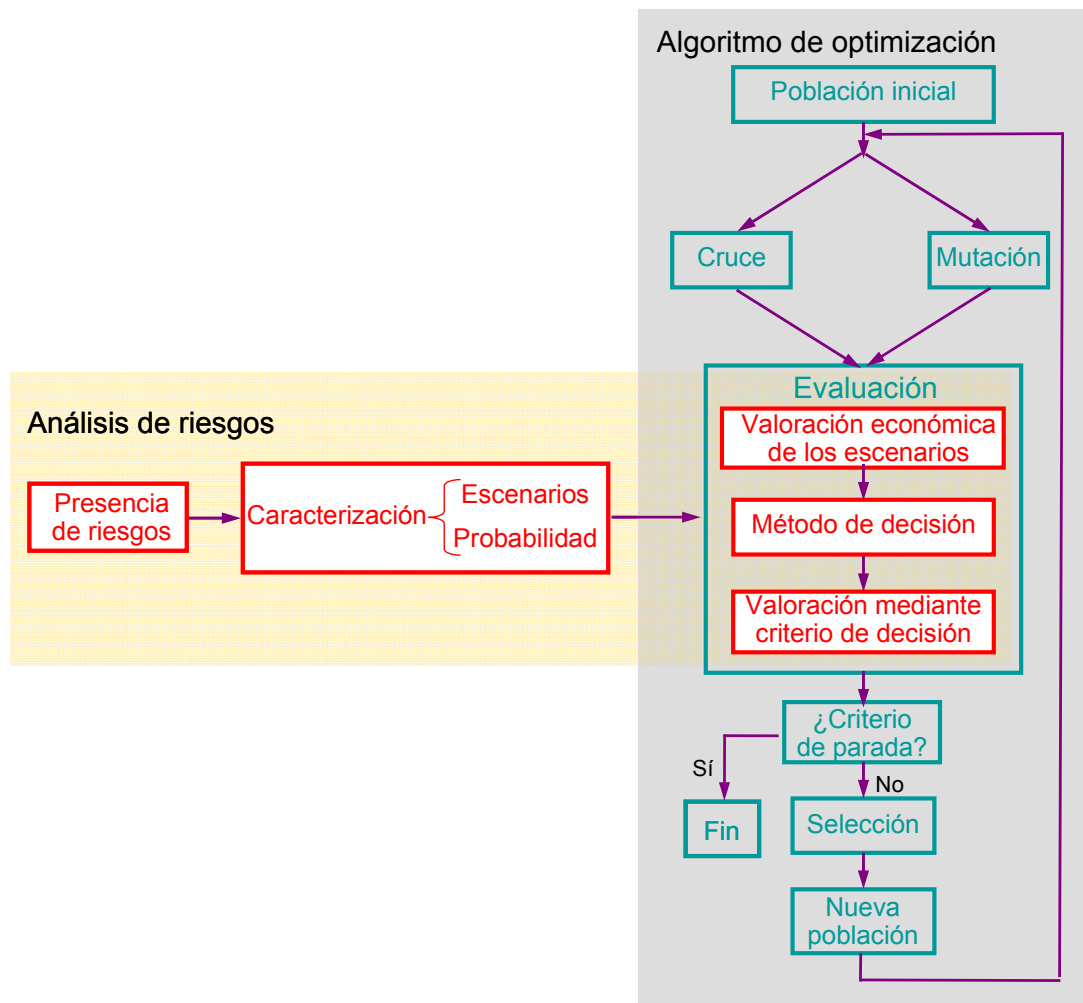


Figura 80. Diagrama de flujos de la metodología desarrollada para la optimización de parques eólicos en ambiente de riesgo.

El algoritmo genético implementado en este trabajo es el mismo que el detallado en el Capítulo 3 para la optimización integral de parques eólicos. La metodología desarrollada consiste en la inclusión del análisis de riesgos durante el proceso de evaluación de los individuos, de forma que la evaluación se realice atendiendo a un criterio de toma de decisiones.

La toma de decisiones ha de ser realizada en base a un criterio económico. En este trabajo, se ha empleado el valor actual neto (VAN) del proyecto calculado a partir del modelo económico de parques eólicos desarrollado en el Capítulo 3. Para realizar la evaluación de cada uno de los individuos de la población (mediante el criterio de toma de decisiones) es necesario calcular el VAN correspondiente para todos los escenarios. De esta forma se obtiene la matriz de resultados representada, a modo de ejemplo, en la Figura 81.

		Escenarios				
		p_1	...	p_j	...	p_m
		E_1	...	E_j	...	E_m
Alternativas	Individuo ₁	VAN_{11}	...	VAN_{1j}	...	VAN_{1m}
	:	:		:		:
	Individuo _i	VAN_{i1}	...	VAN_{ij}	...	VAN_{im}
	:	:		:		:
Individuo _n	VAN_{n1}	...	VAN_{nj}	...	VAN_{nm}	

Figura 81. Matriz de resultados obtenida para el conjunto de alternativas de diseño y escenarios.

En base al comportamiento económico de cada una de las alternativas estudiadas (cada individuo de la población) para el conjunto de escenarios se aplica el criterio de toma de decisiones para poder comparar la conducta de cada uno de los individuos frente al riesgo. Para ello, en este trabajo, se proponen dos posibles funciones objetivo de forma independiente: maximizar el valor esperado del VAN y maximizar la utilidad esperada.

4.3.1 Criterio de máximo valor esperado.

Mediante este criterio la preferencia del decisor será mayor cuanto mayor sea el valor esperado del VAN asociado a una determinada configuración. Por tanto, el objetivo, según este planteamiento, será la maximización del valor esperado del VAN calculado mediante la expresión:

$$VME_i = \sum_{j=1}^m VAN_{ij} p_j \quad (77)$$

Donde VME_i , es el valor medio esperado del VAN para el individuo i -ésimo, VAN_{ij} , es el valor actual neto correspondiente al individuo i -ésimo y al escenario j -ésimo y p_j , es la probabilidad de ocurrencia del escenario j -ésimo.

Por tanto, el valor esperado del VAN correspondiente a cada individuo (alternativa de diseño) ha de ser calculado a partir de cada uno de los elementos de la matriz de resultados, VAN_{ij} , obtenidos para dicho individuo y cada uno de los escenarios, tal como se muestra en la Figura 82.

		Escenarios					Valor esperado
		p_1	...	p_j	...	p_m	
Alternativas	<i>Individuo</i> ₁	VAN_{11}	...	VAN_{1j}	...	VAN_{1m}	$\sum_{j=1}^m VAN_{1j} p_j$
	:	:		:		:	:
	<i>Individuo</i> _{<i>i</i>}	VAN_{i1}	...	VAN_{ij}	...	VAN_{im}	$\sum_{j=1}^m VAN_{ij} p_j$
	:	:		:		:	:
	<i>Individuo</i> _{<i>n</i>}	VAN_{n1}	...	VAN_{nj}	...	VAN_{nm}	$\sum_{j=1}^m VAN_{nj} p_j$

Figura 82. Cálculo del valor esperado de correspondiente a cada individuo a partir de la matriz de resultados.

El criterio de máximo valor esperado permite adoptar decisiones en base a un enfoque no axiomático. Sin embargo, no permite realizar la decisión teniendo en consideración la dispersión de los resultados económicos asociada a dicha decisión. En este sentido, el criterio de máxima utilidad esperada puede conducir a recomendaciones más apropiadas ante el nivel de riesgo que el tomador de decisiones está dispuesto a asumir.

4.3.2 Criterio de máxima utilidad esperada

En este caso, la preferencia del decisor por una cuantía concreta del VAN es valorada mediante la función de utilidad. De esta forma, la predilección del decisor por una determinada alternativa de diseño (individuo) será mayor cuanto mayor sea su utilidad esperada, calculada mediante la expresión:

$$UE_i = \sum_{j=1}^m u(VAN_{ij}) p_j \quad (78)$$

Donde, UE_i , es la utilidad esperada correspondiente al individuo i -ésimo, $u(VAN_{ij})$ es la utilidad correspondiente al valor del VAN obtenido para el individuo i -ésimo y el escenario j -ésimo y p_j es la probabilidad de ocurrencia del escenario j -ésimo.

La utilidad correspondiente a un determinado VAN se calcula por medio de la función de utilidad exponencial definida por la expresión (76). Según el planteamiento definido por la teoría de la utilidad, es preciso delimitar aquellos valores del VAN para los que el decisor mostrará una preferencia nula (valor de utilidad igual a cero) y una preferencia máxima (valor de utilidad igual a la unidad). Para el caso de un conjunto de alternativas de diseño definido de antemano, la práctica habitual es seleccionar un valor máximo de utilidad para el valor monetario máximo existente en la matriz de resultados y, por el contrario, un valor nulo de utilidad para el mínimo de dicha matriz de resultados. Sin embargo, para la metodología implementada en este trabajo el conjunto de alternativas de diseño no está definido *a priori*, sino que es el resultado de la evolución de la población durante la ejecución del algoritmo evolutivo. Por ello, los límites de preferencia han de ser asignados de forma que su dependencia con la población actual (las alternativas de diseño que se están estudiado en una determinada generación) sea mínima. Por lo tanto, para un valor del VAN igual al mínimo que el tomador de

decisiones está dispuesto a asumir para acometer el proyecto se le asignará un valor de utilidad nulo. Mientras que el valor máximo de utilidad (la unidad) corresponderá al máximo valor histórico del VAN de la matriz de resultados durante la evolución del algoritmo. Nótese que mediante este procedimiento, el valor de la utilidad para un mismo individuo puede diferir a lo largo de la evolución del algoritmo. No obstante, permite realizar la evaluación en condiciones de igualdad de la población en una misma generación, ya que la referencia correspondiente a una preferencia máxima ($u = 1$) corresponde al mayor VAN posible (el valor máximo histórico de la matriz de resultados).

En la Figura 83 se muestra, a modo de ejemplo, el cálculo de la utilidad, u , correspondiente a un determinado elemento de la matriz de resultados, VAN_{ij} , teniendo en cuenta las observaciones detalladas.

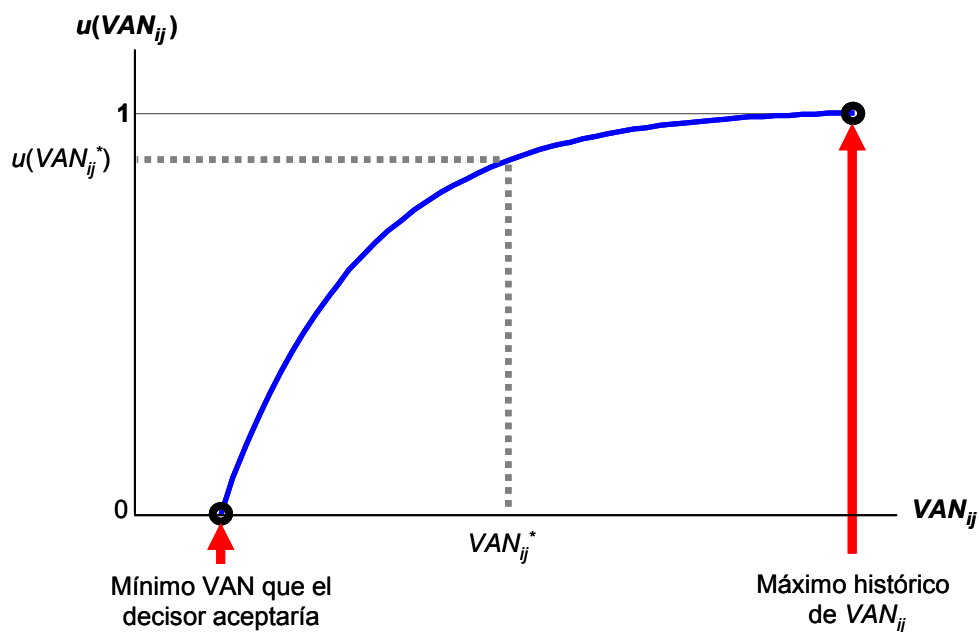


Figura 83. Cálculo del valor de utilidad de un determinado elemento de la matriz de resultados, VAN_{ij} , considerando los límites de preferencia máxima y mínima del tomador de decisiones.

El proceso de cálculo de la utilidad esperada consistirá, por tanto, en determinar la utilidad asociada a cada uno de los elementos de la matriz de resultados y, posteriormente, calcular la utilidad esperada correspondiente a cada uno de los individuos tal como se muestra en la Figura 84.

Alternativas	Escenarios				Función de utilidad $u(NPV)$	Escenarios				Utilidad esperada		
	p_1	...	p_j	...		p_m	p_1	...	p_j		...	p_m
	E_1	...	E_j	...		E_m	E_1	...	E_j		...	E_m
Individuo ₁	VAN_{11}	...	VAN_{1j}	...	VAN_{1m}	$u(VAN_{11})$...	$u(VAN_{1j})$...	$u(VAN_{1m})$	$\sum_{j=1}^m u(VAN_{1j})p_j$	
...	:	...	:	...	:	:	...	:	...	:	$\sum_{j=1}^m u(VAN_{ij})p_j$	
Individuo _i	VAN_{i1}	...	VAN_{ij}	...	VAN_{im}	$u(VAN_{i1})$...	$u(VAN_{ij})$...	$u(VAN_{im})$	$\sum_{j=1}^m u(VAN_{ij})p_j$	
...	:	...	:	...	:	:	...	:	...	:	$\sum_{j=1}^m u(VAN_{ij})p_j$	
Individuo _n	VAN_{n1}	...	VAN_{nj}	...	VAN_{nm}	$u(VAN_{n1})$...	$u(VAN_{nj})$...	$u(VAN_{nm})$	$\sum_{j=1}^m u(VAN_{nj})p_j$	

Figura 84. Cálculo de la utilidad esperada a partir de la matriz de resultados.

Es importante señalar que, mediante el criterio de máxima utilidad esperada, la actitud del decisor frente al riesgo juega un papel fundamental sobre la configuración óptima obtenida, ya que, por ejemplo, si el decisor presenta una actitud de preferencia por el riesgo, la tendencia será obtener el mayor VAN posible para un determinado escenario, desatendiendo las posibles divergencias de rentabilidad para el resto de escenarios. Sin embargo, para actitudes más conservadoras, las soluciones obtenidas estarán orientadas a minimizar el riesgo asociado a los peores escenarios posibles, manteniendo un nivel de rentabilidad aceptable para los restantes escenarios.

4.4 Casos

En este capítulo se muestra, sobre un conjunto de dos casos de prueba, la capacidad de la metodología desarrollada para acometer la optimización de parques eólicos en ambiente de riesgo. El estudio se ha centrado en analizar el riesgo asociado al comportamiento del viento, ya que éste es la principal fuente de ingresos del proyecto y, además, debido a su propia naturaleza aleatoria es el factor que presenta un mayor grado de incertidumbre. Los métodos de decisión (criterio de máximo valor esperado y criterio de máxima utilidad esperada) se integran con el algoritmo de optimización, permitiendo seleccionar la solución más adecuada para cada situación y nivel de riesgo que el decisor está dispuesto a asumir. En ambos casos, se ha considerado la incertidumbre presente en los datos referentes a la caracterización del viento: incertidumbre en la dirección de procedencia del viento (Caso 4.1) e incertidumbre tanto en la dirección de procedencia como intensidad del viento (Caso 4.2).

4.4.1 Caso 4.1

La Figura 85 muestra los cuatro distintos escenarios posibles de viento considerados para el Caso 4.1. Cada escenario tiene una probabilidad de ocurrencia asociada y, adicionalmente, cada uno de ellos está compuesto por la probabilidad de procedencia del viento para cada una de las direcciones que componen la rosa de los vientos. En todas las celdas el campo de velocidad del viento está caracterizado por el mismo factor de escala ($C = 6.5$ m/s) y de forma ($K = 2$), radicando la diferencia entre dichos escenarios en las direcciones de procedencia del viento. En la Tabla 38 pueden observarse los cuatro escenarios —representados mediante la probabilidad de procedencia del viento para cada una de las direcciones— siendo dicha probabilidad nula para el resto de direcciones de la rosa de los vientos.

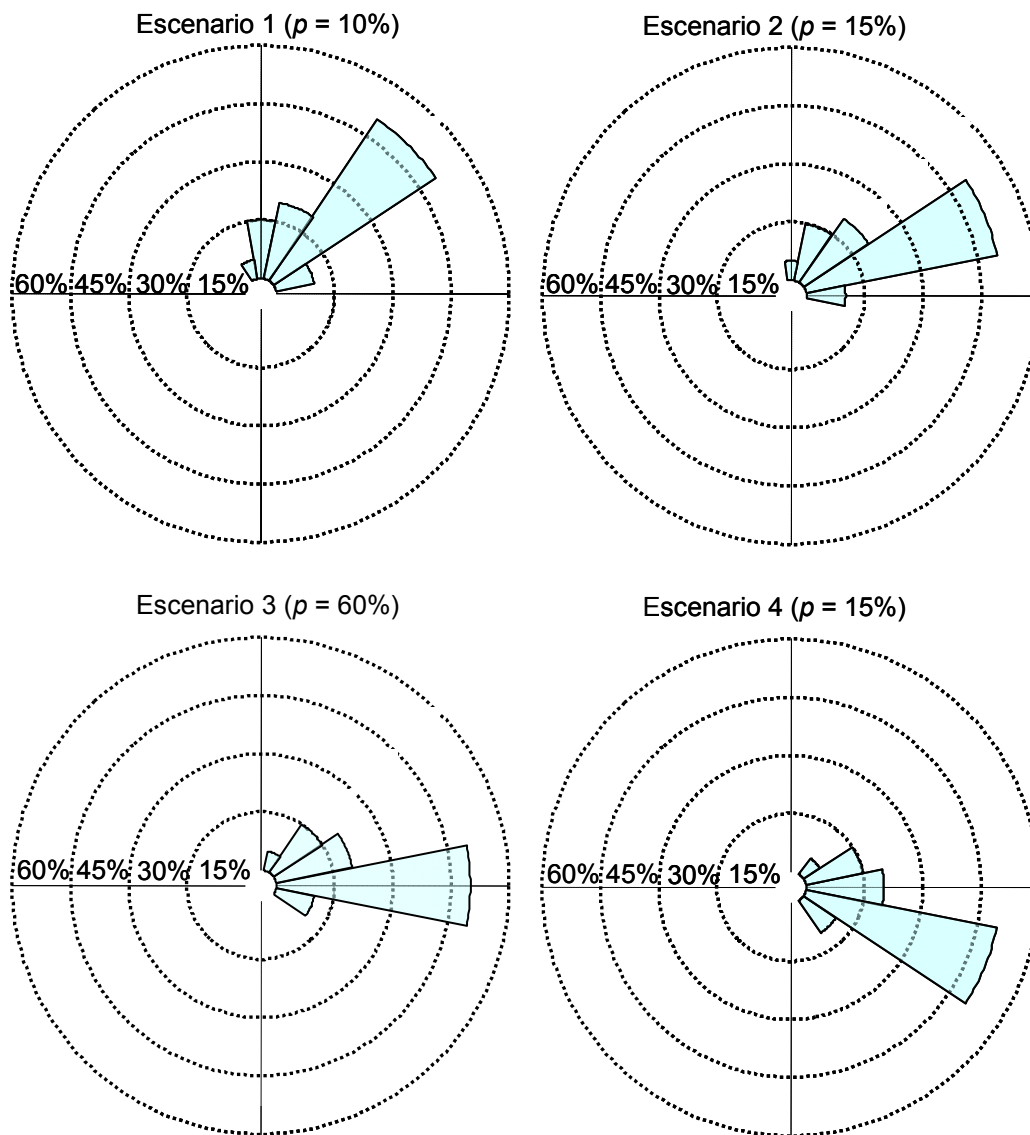


Figura 85. Rosa de los vientos y probabilidad para cada uno de los escenarios considerados en el Caso 4.1.

Tabla 38. Escenarios de procedencia del viento considerados para el Caso 4.1.

Escenario (Probabilidad)	Dirección de procedencia							
	NNO	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE
Escenario 1 (10 %)	5	15	20	50	10	0	0	0
Escenario 2 (15 %)	0	5	15	20	50	10	0	0
Escenario 3 (60%)	0	0	5	15	20	50	10	0
Escenario 4 (15 %)	0	0	0	5	15	20	50	10

Como se muestra en la Figura 86, el emplazamiento del parque eólico bajo estudio consiste en un terreno cuadrado de dimensiones $3 \text{ km} \times 3 \text{ km}$. Para seleccionar las posibles ubicaciones de los aerogeneradores se discretiza el terreno en 10×10 celdas. De manera que, la dimensión de cada celda es de $300 \text{ m} \times 300 \text{ m}$. La parcela es atravesada por una carretera en sentido Este-Oeste en su zona más septentrional. Se considera que la capacidad portante del terreno es tal, que es posible realizar la cimentación mediante

zapatas, excepto en una parte de la parcela situada en la zona nordeste donde, al ser la capacidad portante del terreno más reducida, será necesario realizar la cimentación mediante pilotes por lo que habría que asumir un coste superior al realizar dicha cimentación.

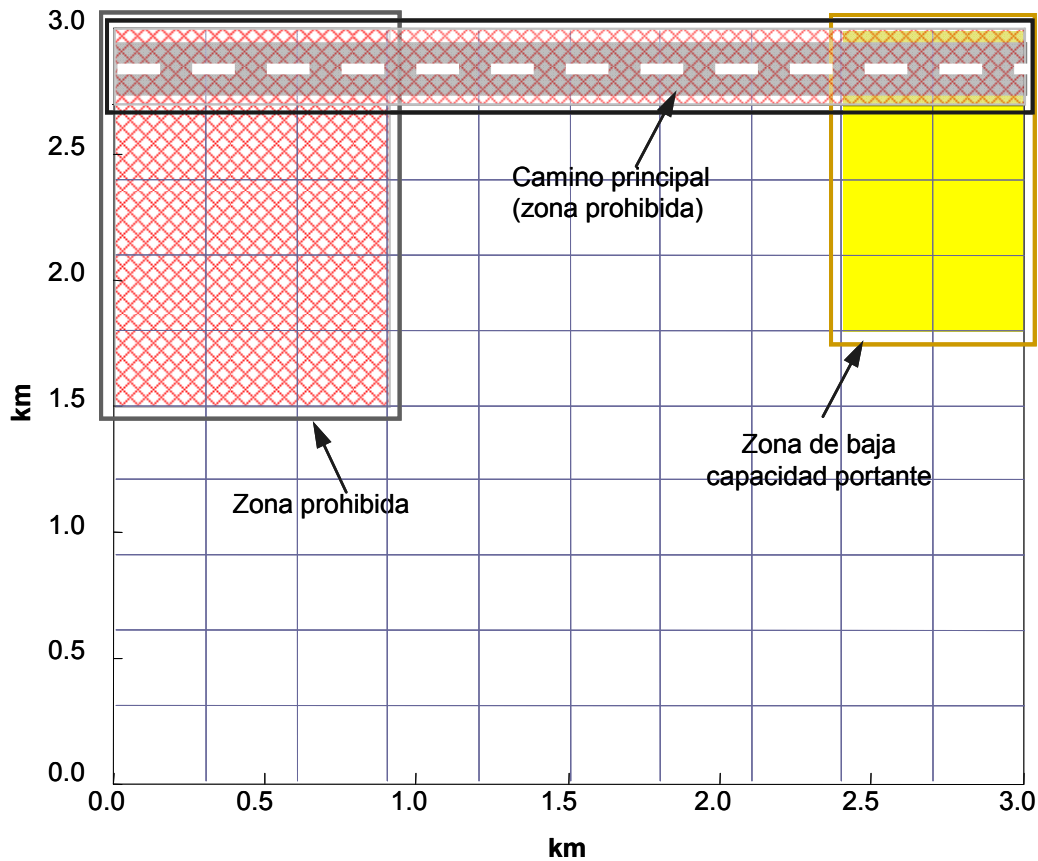


Figura 86. Características del terreno considerado en el ensayo.

El algoritmo tiene la capacidad de seleccionar la turbina más apropiada en cada situación. Las principales características técnicas de los aerogeneradores considerados en el caso bajo estudio se muestran en la Tabla 39. Las correspondientes curvas de potencia-velocidad de dichos aerogeneradores se representan en la Figura 87.

Tabla 39. Características de las turbinas consideradas para los casos de prueba.

	<i>AEA</i>	<i>AEB</i>	<i>AEC</i>
Potencia (MW)	2.00	2.00	1.67
Altura mínima (m)	60	60	60
Altura máxima (m)	100	100	80
Precio/Coste (M€)	2.10	2.00	1.67
Coste por metro de la torre (k€/m)	1.5	1.5	1.5
Coste cimentación (k€)	80	80	80

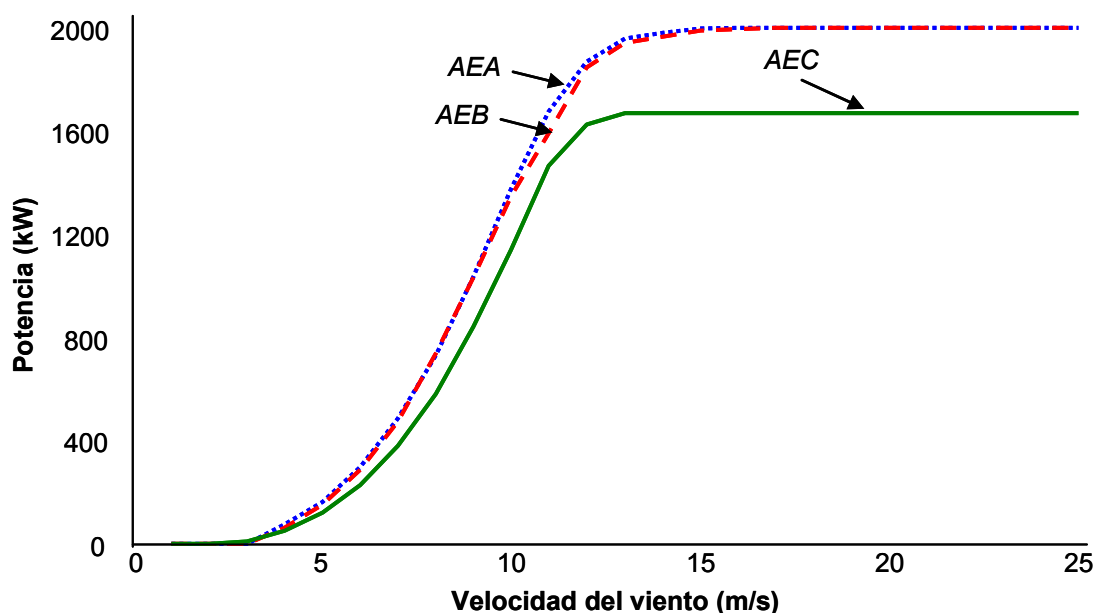


Figura 87. Curvas de potencia de los aerogeneradores considerados para los casos de prueba.

En la Tabla 40 se muestran los principales datos técnicos y económicos de entrada al algoritmo.

Tabla 40. Principales datos técnicos y económicos de entrada.

Concepto	Valor
Vida de la inversión (años)	20
Tasa de actualización (%)	6
Precio del kWh (€/kWh)	0.07
Número máximo de generadores en solución final	8
Coste de realización de los caminos (€/m)	100
Sobrecoste cimentación al superar la torre una altura de 50m (%)	50
Sobrecoste cimentación en zona de baja capacidad portante (%)	25
Longitud de rugosidad del terreno (m)	0.0055
Factor de disponibilidad (%)	95
Valor actualizado de los costes de desmantelamiento (%)	3
Valor residual actualizado (%)	3
Mínimo valor del VAN para acometer el proyecto (M€)	10

Planteamiento determinista

En primer lugar, se ha resuelto el problema, mediante el planteamiento determinista (detallado en el Capítulo 3), para cada uno de los escenarios considerados en el Caso 4.1. Las soluciones obtenidas para cada uno de los escenarios se muestran en la Figura 88. Como puede observarse, la disposición geográfica óptima de los aerogeneradores difiere en función de las condiciones de viento en el emplazamiento. A excepción de la solución determinista obtenida para los Escenarios 3 y 4 para los que la solución alcanzada es la misma.

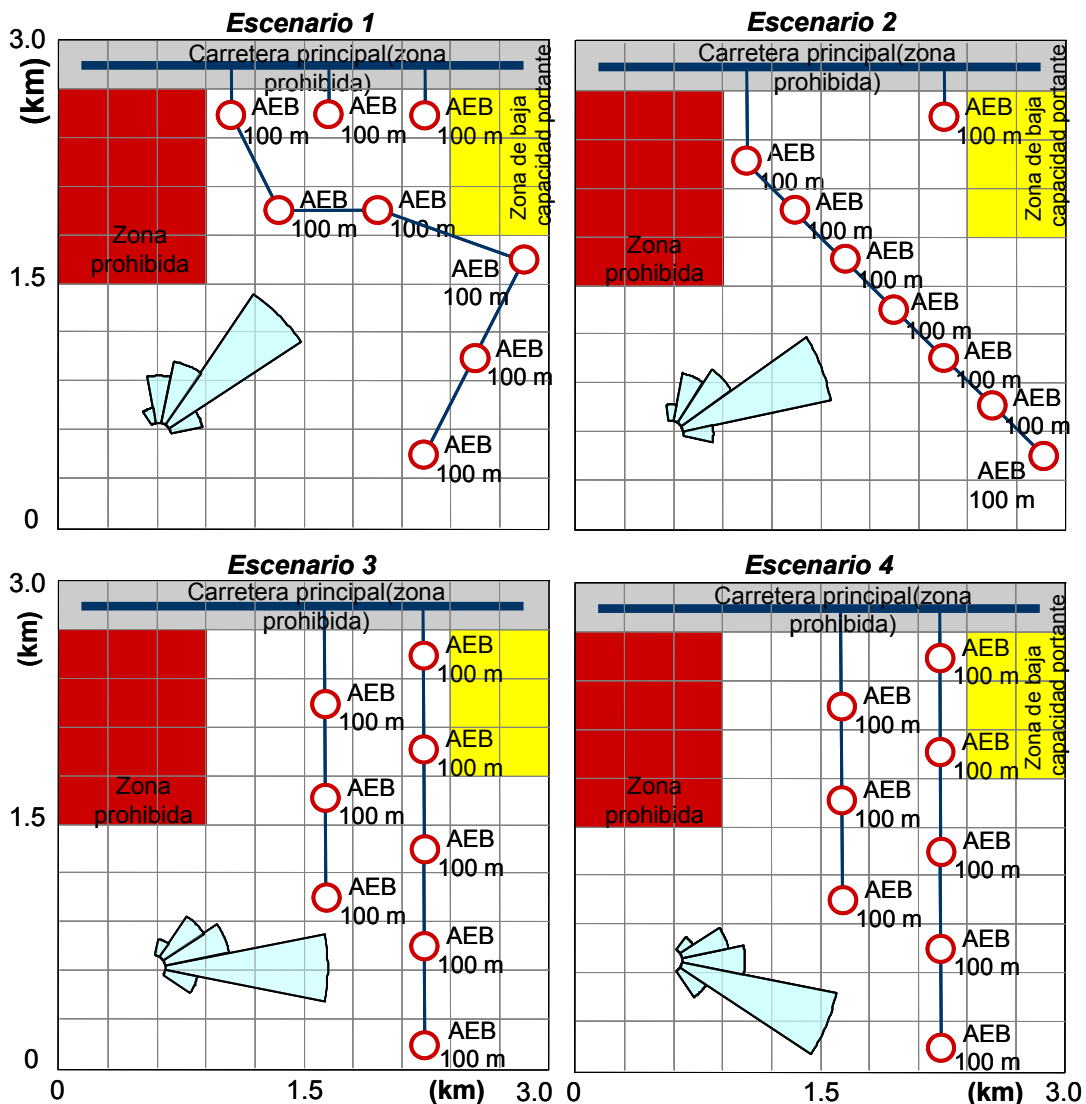


Figura 88. Soluciones óptimas obtenidas mediante el planteamiento determinista correspondientes a cada uno de los escenarios estudiados en el Caso 4.1.

Tabla 41. VAN correspondiente a cada una de las soluciones obtenidas mediante el planteamiento determinista para el conjunto de escenarios estudiados

	<i>Escenario 1</i>	<i>Escenario 2</i>	<i>Escenario 3</i>	<i>Escenario 4</i>	Valor Esperado
Solución determinista (<i>Escenario 1</i>)	21.02	20.78	19.69	20.41	20.09
Solución determinista (<i>Escenario 2</i>)	20.76	21.21	20.40	16.30	19.94
Solución determinista (<i>Escenario 3</i>)	20.20	20.77	21.05	21.05	20.93
Solución determinista (<i>Escenario 4</i>)	20.20	20.77	21.05	21.05	20.93

En la Tabla 41 se muestra el valor del VAN (para el conjunto de escenarios) correspondiente a cada una de las soluciones mostradas en la Figura 88. Como es de esperar, para cada uno de los escenarios la solución que proporciona una mayor rentabilidad es precisamente la solución óptima obtenida mediante el planteamiento determinista correspondiente a dicho escenario. Adicionalmente, la última columna de la tabla muestra el valor esperado del VAN correspondiente a cada una de las soluciones.

Criterio de máximo valor esperado

En la Figura 89 se muestran los resultados obtenidos tomando como función objetivo el valor máximo esperado. En este caso, el algoritmo alcanza la solución óptima en 254 generaciones empleando un tiempo de ejecución de 1170 segundos (en una computadora Intel Pentium Dual Core 2 GHz).

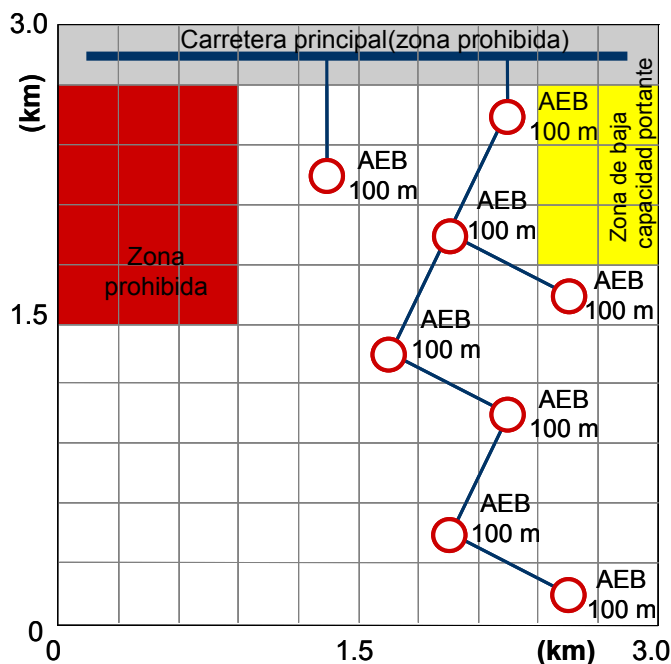


Figura 89. Solución óptima obtenida mediante la metodología desarrollada empleando el criterio de máximo valor esperado para el Caso 4.1.

En la Tabla 42 se muestran los resultados económicos más relevantes obtenidos por el algoritmo.

Tabla 42. Principales resultados económicos correspondientes a la solución obtenida mediante el criterio de máximo valor esperado para el Caso 4.1.

Concepto	Valor
Valor esperado del VAN (M€)	20.96
Inversión total (M€)	19.91
<i>Inversión en turbinas (M€)</i>	<i>17.20</i>
<i>Inversión en obra civil (M€)</i>	<i>1.35</i>
<i>Inversión en infraestructura eléctrica (M€)</i>	<i>1.35</i>
Valor esperado de la potencia media (MW)	4.042
Valor esperado de la energía anual producida (GWh)	35.408

Como puede apreciarse, a partir de los resultados mostrados en la Tabla 41 y Tabla 42, el valor esperado del VAN correspondiente a la solución alcanzada, mediante la metodología desarrollada considerando como criterio de decisión el máximo valor esperado, es superior al valor esperado correspondiente a cada una de las soluciones obtenidas mediante el planteamiento determinista.

Tabla 43. VAN correspondiente a cada escenario para la solución óptima obtenida mediante el criterio de máximo valor esperado para el Caso 4.1.

	<i>Escenario 1</i>	<i>Escenario 2</i>	<i>Escenario 3</i>	<i>Escenario 4</i>	<i>Valor Esperado</i>
Probabilidad de ocurrencia (%)	10	15	60	15	-
VAN (M€)	20.94	20.99	20.99	20.85	20.96

En la Tabla 44 se muestra el VAN que se obtendría mediante la solución obtenida, por medio del criterio de máximo valor esperado, para cada escenario. Como puede observarse, la rentabilidad asociada a cada escenario es ligeramente inferior a la que se obtendría mediante el planteamiento determinista para cada uno de dichos escenarios (indicada por los valores sombreados en la Tabla 41). Sin embargo, mediante la solución obtenida aplicando el criterio de máximo valor esperado, los niveles de rentabilidad se mantienen a un valor elevado y muy similar para todos los escenarios, lo que hace que el valor esperado de esta solución sea máximo.

4.4.2 Criterio de máxima utilidad esperada

En este caso, el objetivo a maximizar es la utilidad esperada considerando la función de utilidad exponencial descrita mediante la ecuación (76). El ensayo se ha repetido en sucesivas ocasiones alterando el valor de tolerancia al riesgo, ρ . En cada fila de la Tabla 44 se muestra el VAN correspondiente a cada uno de los escenarios y el valor esperado para la solución alcanzada mediante el criterio de máxima utilidad esperada en función del parámetro de tolerancia al riesgo. Como puede apreciarse, para actitudes aversivas o neutrales al riesgo ($\rho > 0$ o $\rho = \infty$), la solución óptima obtenida es la misma que mediante el criterio de máximo valor esperado (mostrada en la Figura 89).

Sin embargo, cuando el decisor toma una actitud de preferencia por el riesgo ($\rho < 0$). La metodología desarrollada proporciona, conforme aumenta dicha preferencia, soluciones que tienden a maximizar el VAN de un escenario determinado. Por ejemplo, para valores de la tolerancia al riesgo $\rho = -0.01$ y $\rho = -0.008$, la solución óptima alcanzada tiende a maximizar el VAN de los Escenarios 3 y 4, ya que dichos escenarios son los más probables. Si el decisor toma una actitud aun más arriesgada ($\rho = -0.005$) la solución óptima incrementa el VAN correspondiente al Escenario 2 (ya que éste es el más rentable como puede observarse en la Tabla 41) a costa de reducir el valor esperado como consecuencia de la pérdida de rentabilidad en los escenarios restantes. Finalmente, si el tomador de decisiones adopta una actitud extremadamente arriesgada (en este caso, $\rho = -0.002$), la solución coincide con la obtenida mediante el planteamiento determinista considerando el Escenario 2 (ver Tabla 41). Es decir, el decisor arriesga con el propósito de que la ocurrencia del Escenario 2 sea mayor de la esperada.

Tabla 44. VAN (M€), en función del valor de la tolerancia al riesgo, ρ , correspondiente a las soluciones obtenidas mediante la metodología desarrollada considerando el criterio de máxima utilidad esperada

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Valor Esperado
$\rho=0.005$	20.84	20.94	20.99	20.99	20.96
$\rho=0.1$	20.84	20.94	20.99	20.99	20.96
$\rho \rightarrow \pm\infty$	20.84	20.94	20.99	20.99	20.96
$\rho=-0.01$	20.49	20.85	21.03	21.03	20.95
$\rho=-0.008$	20.20	20.77	21.05	21.05	20.93
$\rho=-0.005$	20.81	21.17	20.53	17.26	20.16
$\rho=-0.002$	20.76	21.21	20.40	16.28	19.94

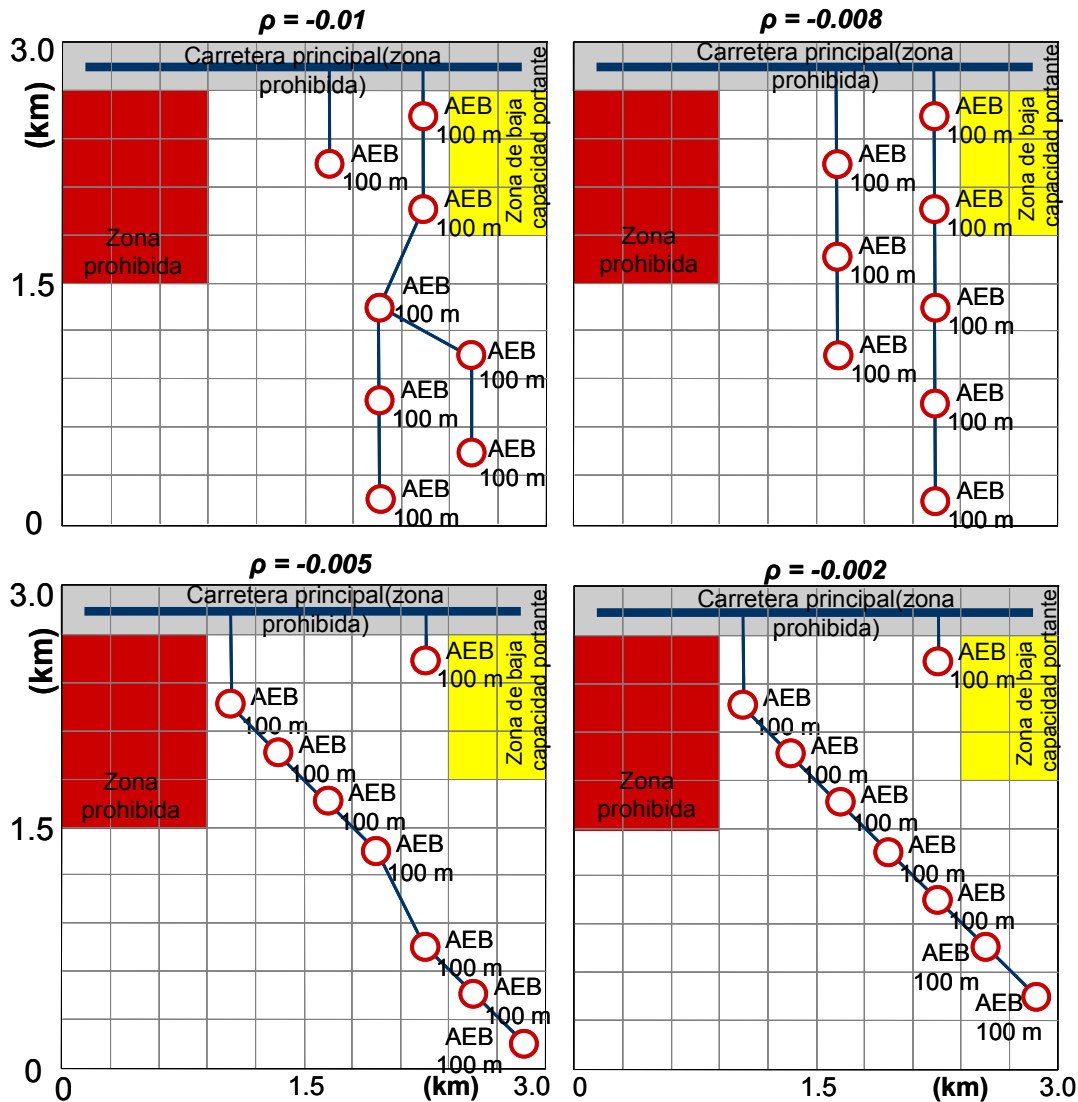


Figura 90. Soluciones óptimas alcanzadas mediante el criterio de máxima utilidad esperada para el Caso 4.1 variando el valor de la tolerancia al riesgo, ρ .

En la Figura 90 pueden observarse las cuatro configuraciones óptimas diferentes obtenidas para el Caso 4.1 mediante la metodología desarrollada considerando el criterio de máxima utilidad esperada al variar el parámetro de tolerancia al riesgo, ρ .

4.4.3 Caso 4.2

El Caso 4.2 se realiza analizando el mismo parque eólico estudiado en el Caso 4.1, pero con diferentes condiciones de viento y añadiendo incertidumbre en el parámetro de escala, C , de la distribución de Weibull. Los escenarios considerados en este caso se muestran en la Tabla 45.

Tabla 45. Escenarios de viento analizados en el Caso 4.2.

Escenario (Probabilidad)	C (m/s)	Direcciones (Probabilidad %)		
Escenario 1 (2.25%)	7.5	ENE (20%)	E (70%)	ESE (10%)
Escenario 2 (8.25%)	6.5	ENE (20%)	E (70%)	ESE (10%)
Escenario 3 (4.50%)	5.5	ENE (20%)	E (70%)	ESE (10%)
Escenario 4 (9.75%)	7.5	NE (20%)	ENE (70%)	E (10%)
Escenario 5 (35.75%)	6.5	NE (20%)	ENE (70%)	E (10%)
Escenario 6 (19.50%)	5.5	NE (20%)	ENE (70%)	E (10%)
Escenario 7 (3.00%)	7.5	E (20%)	ESE (70%)	SE (10%)
Escenario 8 (11.00%)	6.5	E (20%)	ESE (70%)	SE (10%)
Escenario 9 (6.00%)	5.5	E (20%)	ESE (70%)	SE (10%)

Criterio de máximo valor esperado

En la Figura 91 se muestra la solución lograda mediante el algoritmo implementado en este trabajo, considerando el criterio máxima utilidad esperada. En la Tabla 46 se exponen los resultados económicos más relevantes obtenidos para dicha solución.

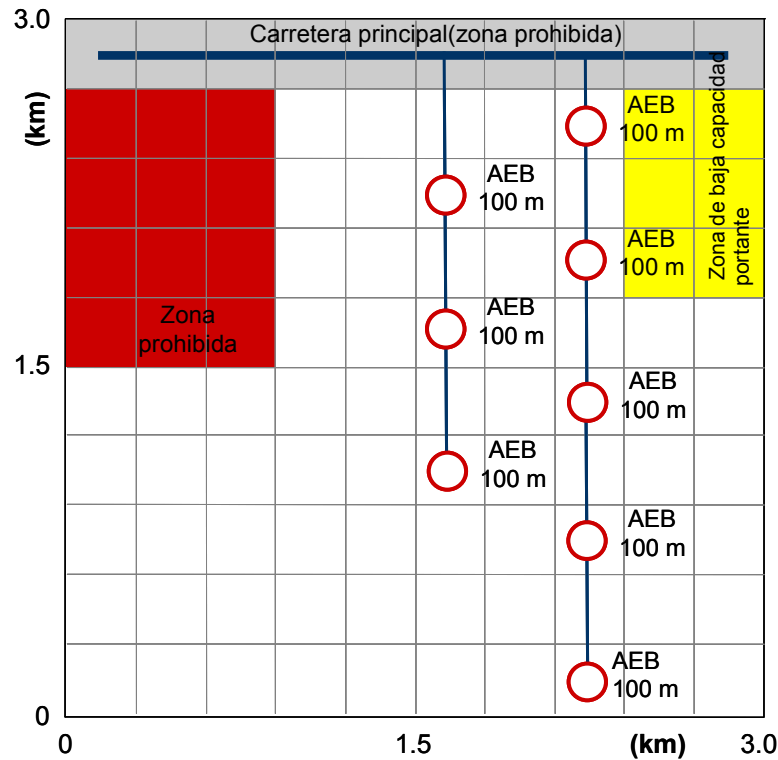


Figura 91. Solución óptima obtenida mediante la metodología desarrollada empleando el criterio de máximo valor esperado para el Caso 4.2

Tabla 46. Principales resultados económicos correspondientes a la solución obtenida mediante el criterio de máximo valor esperado para el Caso 4.2.

Concepto	Valor
Valor esperado del VAN (M€)	19.06
Inversión total (M€)	19.79
<i>Inversión en turbinas (M€)</i>	<i>17.20</i>
<i>Inversión en obra civil (M€)</i>	<i>1.30</i>
<i>Inversión en infraestructura eléctrica (M€)</i>	<i>1.30</i>
Valor esperado de la potencia media (MW)	3.842
Valor esperado de la energía anual producida (GWh)	33.65

Puede observarse, como las diferentes condiciones de viento consideradas en el Caso 4.2 conducen a una configuración de aerogeneradores distinta a la alcanzada mediante el criterio de máximo valor esperado para el Caso 4.1.

Criterio de máxima utilidad esperada

En la Tabla 47 se muestra el VAN relativo a cada una de las soluciones obtenidas mediante el criterio de máxima utilidad esperada variando la actitud del decisor frente al riesgo (modificando el valor de la tolerancia al riesgo, ρ). Puede observarse, como para actitudes aversivas y neutrales frente al riesgo ($\rho \geq 0$), la solución alcanzada coincide, nuevamente, con la configuración lograda mediante el criterio de máximo valor esperado. Por otro lado, para una actitud de preferencia por el riesgo ($\rho < 0$), al aumentar la preferencia por éste, la tendencia es incrementar el VAN correspondiente al Escenario 4 en detrimento de la rentabilidad de los restantes escenarios y por lo tanto del valor medio esperado. Esto es consecuencia de que los Escenarios 1, 4 y 7 son los que mayor VAN proporcionarían, ya que tienen asociados un mayor valor del factor de escala (ver Tabla 45). Sin embargo, es precisamente el Escenario 4 el de mayor probabilidad de ocurrencia y, por ello, el algoritmo tiende a maximizar la rentabilidad correspondiente a dicho escenario conforme aumenta el riesgo.

Tabla 47. VAN (M€), en función del valor de la tolerancia al riesgo, ρ , correspondiente a las soluciones obtenidas mediante la metodología desarrollada considerando el criterio de máxima utilidad esperada.

	<i>E1</i>	<i>E2</i>	<i>E3</i>	<i>E4</i>	<i>E5</i>	<i>E6</i>	<i>E7</i>	<i>E8</i>	<i>E9</i>	<i>VE</i>
$\rho = 0.1$	34.81	21.10	7.45	34.81	21.10	7.45	34.81	21.10	7.45	19.06
$\rho \rightarrow \pm\infty$	34.81	21.10	7.45	34.81	21.10	7.45	34.81	21.10	7.45	19.06
$\rho = -0.1$	34.87	21.06	7.29	34.87	21.06	7.29	34.87	21.06	7.29	19.00
$P = -0.03$	34.26	20.56	6.94	35.00	21.21	7.43	29.02	16.02	3.49	18.07

La Figura 92 muestra las soluciones óptimas proporcionadas por el algoritmo teniendo en cuenta el criterio de máxima utilidad esperada para los niveles de preferencia por el riesgo $\rho = -0,1$ y $\rho = -0,03$.

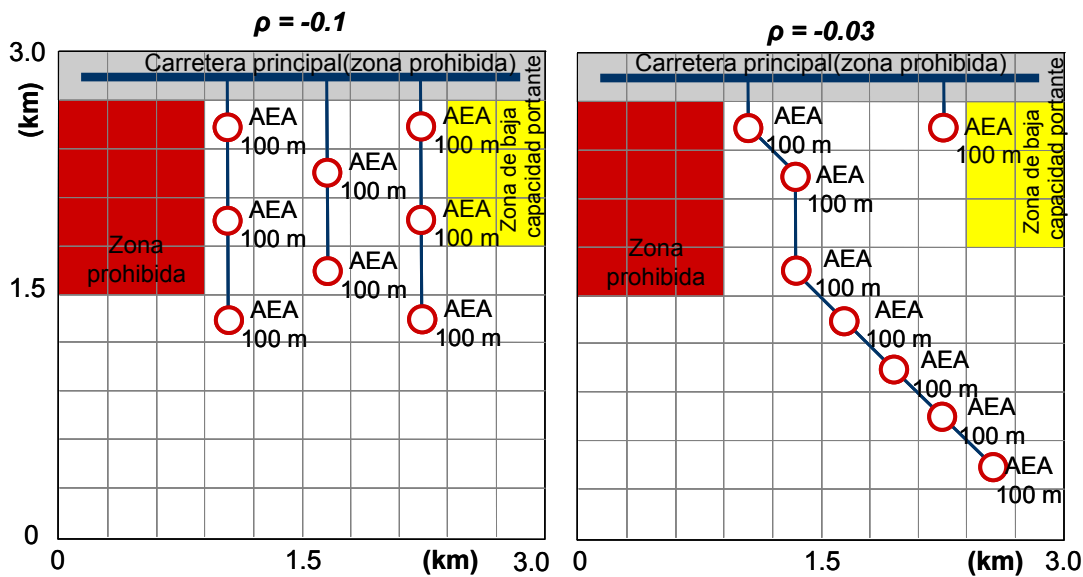


Figura 92. Soluciones óptimas alcanzadas mediante el criterio de máxima utilidad esperada para el Caso 4.2 variando el valor de la tolerancia al riesgo, ρ .

Como puede apreciarse en la Figura 92, para configuraciones correspondientes a una actitud de preferencia por el riesgo ($\rho < 0$) el tipo de aerogenerador es diferente (en este caso, *AEA*) al correspondiente a actitudes más conservadoras para los que el tipo de aerogenerador idóneo es *AEB*. Esto es consecuencia de la capacidad del primero de proporcionar mayor potencia (véase Figura 87), a pesar de requerir una mayor inversión inicial (véase Tabla 39). También puede observarse, como al aumentar el riesgo incrementando ρ de -0.1 a -0.03 , se modifica la disposición de aerogeneradores con el propósito de maximizar la captura de energía que correspondería al Escenario 4.

4.5 Conclusiones

El objetivo del trabajo abordado en este capítulo ha sido determinar la configuración óptima de un parque eólico considerando incertidumbre en la caracterización del viento presente en el emplazamiento.

La tarea de diseñar una instalación eólica es extremadamente compleja en la que intervienen un gran número de variables. El comportamiento de gran parte de ellas es *a priori* difícil de caracterizar; bien debido a la naturaleza aleatoria de algunas de dichas variables, como es el caso del viento, o bien a otros factores como errores en la estimación de los costes, incertidumbre en el comportamiento económico, etcétera.

De todas las variables que intervienen en la rentabilidad de un proyecto eólico es el viento la que mayor influencia tiene sobre la configuración del parque y su eficiencia económica. A modo de ejemplo, un error de un 3% en la predicción de la velocidad del viento tiene como consecuencia discrepancias en la energía generada cercanas al 10%. Por ello, este estudio de análisis de riesgos y toma de decisiones se ha focalizado sobre la incertidumbre en la caracterización del recurso eólico, resultando de vital importancia determinar las consecuencias derivadas de dicha incertidumbre, así como conocer la configuración que minimice sus consecuencias.

Los métodos de decisión utilizados en este trabajo permiten comparar y seleccionar, de entre varias configuraciones posibles, cual de ellas es la más adecuada. De manera que, los niveles de rentabilidad del proyecto sean acordes con las exigencias del inversor, aun cuando las predicciones realizadas durante la campaña de medidas en el emplazamiento no coincidan con el potencial eólico que se presenta durante su fase de explotación.

La capacidad de los métodos propuestos ha sido verificada mediante el análisis de un conjunto de casos en los que se ha puesto de manifiesto su conveniencia en presencia de incertidumbre, ya que las configuraciones obtenidas permiten al inversor asegurar un rendimiento adecuado a los niveles de riesgo que este puede asumir. Por otro lado, las soluciones determinadas mediante la toma de decisiones mejoran, en todos los casos, el comportamiento frente a incertidumbre con respecto a las soluciones obtenidas mediante un planteamiento determinista.

Metodología para el diseño de grandes parques eólicos marinos

5.1 Introducción

En este capítulo se estudia la implantación de parques eólicos marítimos. Como se ha indicado en el capítulo introductorio, la explotación de la energía eólica en el mar presenta ciertas ventajas con respecto a las instalaciones en tierra firme. Entre ellas, cabe destacar las mejores condiciones de viento (tanto en intensidad como en turbulencia), la disponibilidad de grandes áreas donde realizar la implantación y el menor impacto ambiental y sonoro. Sin embargo, la mayor dificultad que involucra la ejecución del proyecto en el mar se traduce en un importante incremento de los costes de los equipos así como los derivados de las operaciones de instalación, operación y mantenimiento.

En la Tabla 48 se muestra la división típica de los costes correspondientes a cada uno de los conceptos que componen un parque eólico marítimo [117]-[119].

Tabla 48. Distribución de costes típica de un parque eólico marino.

Concepto		%
Turbinas eólicas		30-50
Subestación e instalación eléctrica de distribución		15-30
<i>Instalación eléctrica de distribución interior</i>	2-8%	
<i>Sistema de transmisión</i>	18%	
<i>Subestación</i>	4%	
Cimentaciones		15-25
Instalación de componentes		5-30
Otros		8
Coste total del parque eólico por potencia instalada (€/kW)		1200-1850

Como puede observarse, existe una diferencia considerable en cuanto a la distribución de costes de las diferentes partidas entre parques eólicos en tierra firme y marinos. Para el caso de parques eólicos terrestres, es la adquisición de las turbinas el concepto que adquiere una mayor relevancia a la hora de acometer el proyecto. Sin embargo, para el caso de parques eólicos marítimos, los costes de adquisición de los aerogeneradores pierden parte de su protagonismo a favor de los costes de cimentación, instalación de los diferentes componentes y el sistema de transmisión a la red de transporte.

Por otro lado, es importante señalar la diferencia existente en cuanto a la forma de explotación realizada en instalaciones marinas y terrestres. Si bien, para el caso de parques eólicos en tierra firme, la extracción de energía se realiza mediante la instalación de un número de aerogeneradores relativamente moderado, en el caso de

parques eólicos marinos, la gran disponibilidad de superficie y los altos costes implicados inducen a una explotación intensiva del recurso instalando un número relativamente elevado de aerogeneradores. De esta forma, mediante la aplicación de economías de escala es posible operar este tipo de instalaciones de forma rentable.

Otro factor importante a tener en cuenta es el continuo desarrollo de la tecnología que persigue un triple objetivo: incremento de la eficiencia, aumento de la potencia individual de las máquinas y reducción de los costes.

Por todo ello, la potencia nominal de los parques eólicos marítimos sigue una tendencia creciente, estando compuestos por un número cada vez más elevado de aerogeneradores. Hasta la fecha (finales de 2011), el parque eólico operativo de mayor capacidad es Thanet situado en Reino Unido con una potencia nominal de 300 MW compuesto por 100 aerogeneradores de 3 MW [143].

Ante esta perspectiva de continua evolución de la energía eólica marina, en el presente trabajo se propone una nueva metodología que permite abordar el diseño óptimo de grandes parques eólicos en el mar. Por ello, los métodos desarrollados para parques eólicos en tierra firme han sido modificados y adaptados para el problema tratado en este capítulo. En primer lugar, es preciso definir un modelo de comportamiento económico específico para el caso de parques marítimos considerando las particularidades involucradas en cada uno de los conceptos que componen el proyecto. Por otro lado, para el problema tratado, cuanto mayor es el número de variables a optimizar (íntimamente ligado al número de aerogeneradores a instalar) y mayor es el número de celdas que componen el terreno bajo estudio, se requiere un incremento considerable del esfuerzo computacional para resolver el problema, lo que hace que sea virtualmente inabordable para el caso de grandes parques eólicos.

Por tanto, dadas las dimensiones típicas de los parques eólicos en el mar en este capítulo se ha desarrollado una nueva metodología que permite reducir el esfuerzo computacional. La metodología propuesta se basa en un conjunto de operaciones especialmente diseñadas para el problema de parques eólicos de gran dimensión. De esta forma, se ha logrado una mejora considerable en cuanto al tiempo de convergencia del algoritmo de optimización sin afectar negativamente a la calidad de la solución obtenida.

Parte de los resultados obtenidos en este capítulo han formado parte de una aportación al congreso internacional Powertech 2011, celebrado en Trondheim (Noruega) [144].

Finalmente, los modelos y metodologías propuestos se analizarán sobre un conjunto de casos de prueba que permitirán poner de manifiesto la aptitud de las herramientas desarrolladas en este trabajo para la optimización de grandes parques eólicos.

5.2 Modelo de comportamiento económico de parques eólicos marítimos

Al igual que para el caso de parques eólicos en tierra firme, el objetivo es maximizar el VAN del proyecto calculado mediante la expresión (30) mostrada en el Capítulo 3:

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

La mayoría de los términos implicados en el VAN son calculados de forma análoga al caso de parques eólicos en tierra:

- El procedimiento de cálculo de la energía anual producida por el parque eólico teniendo en cuenta el efecto de las estelas es el mismo que el detallado en el Capítulo 3. Únicamente es preciso tener presente que el valor del parámetro de expansión de la estela, k_W , toma un valor típico de 0.05 para el caso de instalaciones en el mar, frente al valor de 0.075 en tierra [16].
- La evolución de los precios y los correspondientes incentivos se regulan por la legislación correspondiente al país donde el proyecto va a ser ejecutado. Como norma general, la retribución para el caso de explotaciones marítimas es mayor que en instalaciones terrestres.
- Las condiciones de operación más severas y las dificultades de accesibilidad al emplazamiento de los aerogeneradores conllevan unos gastos de operación y mantenimiento superiores a los requeridos en instalaciones en tierra firme.

Sin embargo, existen ciertas peculiaridades que han de tenerse en cuenta para efectuar el cálculo de la inversión inicial para el caso de un parque eólico marino. La inversión total a realizar en un parque eólico marítimo se calcula mediante la suma del coste de adquisición de los aerogeneradores, I_{AE} , obra civil, I_{OC} , inversión necesaria en instalación eléctrica, I_{IE} , y costes de transporte e instalación, $I_{I\&T}$:

$$I_i = I_{AE} + I_{OC} + I_{I\&T} + I_{IE} \quad (79)$$

Los detalles correspondientes a cada uno de los conceptos involucrados en la ecuación (30) se detallan a continuación.

5.2.1 Inversión en aerogeneradores

De igual modo que en el caso de parques eólicos terrestres, la inversión total en adquisición de los aerogeneradores corresponde a la suma de los costes individuales de cada una de las turbinas, C_{AEj} .

$$I_{AE} = \sum_{j=1}^{N_i} C_{AEj} \quad (80)$$

El precio de los aerogeneradores destinados a explotaciones marinas es, habitualmente, algo más elevado que los empleados en instalaciones terrestres debido, principalmente, a las mayores exigencias requeridas en alta mar. Sin embargo, en ambos casos dicho precio es convenido entre promotores y fabricantes por lo que no existe ninguna diferencia en cuanto al modelo de costes empleado para este concepto para el caso de instalaciones en tierra firme y marítimas.

5.2.2 Inversión en obra civil

Los costes de obra civil están compuestos únicamente por las cimentaciones que en las instalaciones marinas adquieren una relevancia mayor desde un punto de vista económico que los costes de cimentación en tierra firme.

El factor que tiene una mayor influencia sobre dichos costes es la profundidad del lecho marino. Conforme más profundo es el lecho marino, más cara resultará la cimentación dependiendo también de la tecnología a utilizar según el rango de profundidades:

- Para el caso de aguas poco profundas (aproximadamente, entre 0 y 30 m de profundidad), las tecnologías más comúnmente empleadas son cimentaciones por gravedad y monopilotes. Las cimentaciones por gravedad son grandes cimentaciones de hormigón o acero que aseguran los aerogeneradores al fondo marino por su propio peso. Los monopilotes consisten típicamente en tres componentes: un pilote de acero, una pieza de transición que se asienta en el extremo superior del pilote y una plataforma de atraque para el acceso a la torre. Mediante el uso de este tipo de tecnologías, la cantidad de material necesario para realizar la cimentación tiene una dependencia cúbica de la profundidad del lecho marino [145]. Por tanto, los costes de cimentación también se supondrán que siguen esta tendencia.
- En el caso de aguas de profundidad intermedia (30 m - 60 m de profundidad), las tecnologías de cimentación más apropiadas son: trípodes, cimentaciones *jacket* (chaqueta o envoltura) y cimentaciones tipo *suction buckets* (cubo de succión). Las cimentaciones en trípode constan de una estructura de acero que es anclada al fondo marino mediante el uso de pilotes de acero. Los sistemas *jacket* son técnicas de cimentación habitualmente empleadas en la industria petrolífera, mientras que la cimentación tipo *suction bucket* se fijan al suelo marino mediante un sistema de succión a presión. Al igual que para el caso de cimentaciones en aguas poco profundas, la cantidad de material empleado en la cimentación tiene una alta dependencia con la profundidad del lecho marino [145] y, por ello, se asumirá también una dependencia cúbica de los costes en función de la profundidad.
- En aguas profundas (a partir de aproximadamente 60 m) se suele recurrir a plataformas flotantes ancladas al fondo marino mediante un sistema de amarres y anclas. En este caso, los costes de la plataforma y de las anclas no tienen una alta dependencia con la profundidad del fondo marino [146]. Por ello, el aumento de los costes de cimentación estará esencialmente ligado a la longitud de los amarres, por lo que se asumirá que una relación lineal de los costes con respecto a la profundidad.

Por tanto, como se muestra en la Figura 93, el modelo de costes de cimentación adoptado en este trabajo considera una evolución de los costes por unidad de potencia instalada, cúbica con la profundidad para aguas poco profundas e intermedias y una evolución lineal para aguas profundas. Adicionalmente, dichos costes se tomarán como referencia para una altura de la torre determinada y terreno con alta capacidad portante (para el caso de aguas poco profundas e intermedias). En el supuesto de que las condiciones difieran de las consideradas como referencia se asumirá un modelo de

incremento del coste de cimentación igual al adoptado para el caso de parques eólicos terrestres.

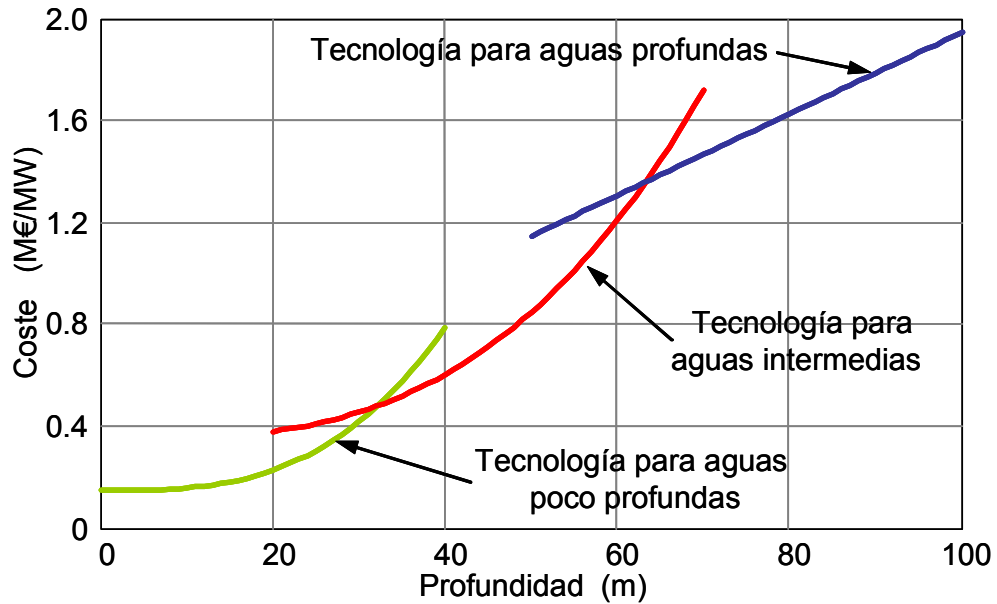


Figura 93. Coste de la cimentación (por unidad de potencia instalada) en función de la profundidad del lecho marino y tecnología empleada.

Por tanto, para una altura de referencia y terreno de alta capacidad portante, el coste de cimentación para cada una de las tecnologías estará determinado por la expresión (81):

$$\begin{aligned}
 C'_{AS} &= C_{0_AS} + C_{3_AS} \cdot z^3 \\
 C'_{AI} &= C_{0_AI} + C_{3_AI} \cdot z^3 \\
 C'_{AP} &= C_{0_AP} + C_{1_AP} \cdot z
 \end{aligned} \tag{81}$$

Donde C'_{AS} , C'_{AI} y C'_{AP} es el coste de cimentación, por unidad de potencia instalada, para las tecnologías empleadas en aguas superficiales, intermedias y profundas respectivamente. C_0 es el término independiente, C_1 y C_3 son, respectivamente, los coeficientes de los términos lineales y cúbicos de la ecuación de costes, y z es la profundidad del lecho marino.

Teniendo en cuenta, que la potencia nominal del aerogenerador es P_N y considerando el incremento de coste para situaciones diferentes a las de referencia se tiene:

$$\begin{aligned}
 C_{AS} &= P_N \cdot C'_{AS} (1 + \Delta_{CimAltura} + \Delta_{CimCapacidad}) \\
 C_{AI} &= P_N \cdot C'_{AI} (1 + \Delta_{CimAltura} + \Delta_{CimCapacidad}) \\
 C_{AP} &= P_N \cdot C'_{AP} (1 + \Delta_{CimAltura})
 \end{aligned} \tag{82}$$

Por tanto, la inversión en cimentación de la turbina i -ésima, $I_{cim\ i}$ vendrá determinada como el mínimo de los costes correspondientes a cada una de las tecnologías:

$$I_{cim\ i} = \min \{ C_{AS}, C_{AI}, C_{AP} \} \tag{83}$$

Finalmente, la inversión total a realizar en obra civil está compuesta por la suma del coste de las cimentaciones de cada una de las turbinas que componen el parque eólico:

$$I_{Cim} = \sum_{i=1}^{N_t} I_{Cim\ i} \quad (84)$$

5.2.3 Costes de instalación y transporte

La gran extensión que abarcan los parques eólicos marítimos, junto con la mayor importancia que adquieren los costes de transporte e instalación, hacen que éstos puedan variar según la posición de los aerogeneradores. En este trabajo, se ha empleado el modelo desarrollado por Herman [147]. El coste de transporte de la turbina i -ésima, $C_{T\ i}$, se calcula mediante la expresión (85):

$$C_{T\ i} = \left(\frac{2 \cdot D_{Costa\ i}}{v_{Barco} \cdot p_T} + t_{Carga} \right) \cdot C_{Trans} \quad (85)$$

Donde $D_{Costa\ i}$ es la distancia existente desde la turbina i -ésima hasta el puerto más próximo, v_{Barco} es la velocidad media del barco empleado para el transporte de la turbina a su ubicación marina, p_T es la probabilidad de existencia de buen tiempo para llevar a cabo el transporte, t_{Carga} es el tiempo de carga necesario para embarcar el aerogenerador (incluyendo la cimentación) y C_{Trans} es el importe diario correspondiente a la operación de transporte.

Por otro lado, el coste correspondiente a la instalación del aerogenerador i -ésimo, $C_{I\ i}$, se calcula mediante la expresión (86):

$$C_{I\ i} = \left(\frac{t_I}{p_I} + t_{Prep} \right) \cdot C_{Inst} \quad (86)$$

Donde t_I es el tiempo empleado en realizar la instalación del aerogenerador, p_I es la probabilidad de tener tiempo favorable para ejecutar la instalación, t_{Prep} es el tiempo de preparación requerido para la instalación de cada turbina y C_{Inst} es el coste diario correspondiente a la operación de instalación.

Finalmente, teniendo en cuenta que durante las labores de transporte e instalación es preciso utilizar un determinado número de barcos, N_{Barcos} , y que la movilización de cada uno de ellos tiene un coste asociado C_{Mov} , el coste total de instalación y transporte de todas las turbinas que componen el parque eólico puede calcularse mediante la expresión (87):

$$C_{T\&I} = \sum_{i=1}^{N_t} \left(\frac{2 \cdot D_{Costa\ i}}{v_{Barcos} \cdot p_T} + t_{Carga} \right) \cdot C_{Trans} + N_t \left(\frac{t_I}{p_I} + t_{Prep} \right) \cdot C_{Inst} + N_{Barcos} \cdot C_{Mov} \quad (87)$$

5.2.4 Infraestructura eléctrica de parques eólicos marinos

La metodología descrita en el Capítulo 3 para el cálculo óptimo de la instalación eléctrica es igualmente válida tanto para parques eólicos terrestres como marítimos. Sin

embargo, existen una serie de particularidades para el caso de parques marítimos que hacen que —desde un punto de vista pragmático— no sea preciso su cálculo óptimo:

- En primer lugar, el elevado número de aerogeneradores existente en las instalaciones eólicas en el mar implica que el cálculo de la instalación óptima requiera un esfuerzo computacional elevado. Además, resulta conveniente recordar que este cálculo sería preciso realizarlo para cada individuo (potencial solución) del problema de posicionamiento. Por tanto, el incremento en el tiempo de ejecución del algoritmo sería notable.
- Por otro lado, como puede apreciarse en la Tabla 23 y Tabla 48, para el caso de parques eólicos marítimos la división de costes correspondiente a la instalación eléctrica de distribución es considerablemente menor (aproximadamente entre un 2 % y un 8 %) que para el caso de parques eólicos en tierra (entre un 6 % y un 9 %). Adicionalmente, esta pérdida de protagonismo de los costes de la instalación eléctrica de distribución se ve acrecentada con el aumento del tamaño del parque eólico a favor de los costes de adquisición de los aerogeneradores, de cimentación y del sistema de transmisión [118].
- Finalmente, la capacidad máxima de los cables submarinos de media tensión es relativamente limitada. Por tanto, la elevada potencia nominal de los aerogeneradores hace que un único cable pueda interconectar un número reducido de aerogeneradores con la subestación. Este hecho, reduce las diferencias entre la solución óptima y las demás posibles configuraciones subóptimas.

Por tanto, aunque el problema de cálculo óptimo de la instalación colectora de un parque eólico marítimo es abordable mediante el algoritmo propuesto en el Apartado 3.5, con el objeto de reducir en la medida de lo posible el tiempo de ejecución del programa sin comprometer la calidad de las soluciones obtenidas por el algoritmo, se empleará una metodología aproximada que permita obtener de forma rápida una solución sub-óptima para el problema de diseño de la instalación eléctrica de distribución.

El cálculo de la red de infraestructura eléctrica se realiza de forma aproximada siguiendo los siguientes pasos:

1. Se considera que la subestación se encuentra ubicada en el centro de gravedad eléctrico correspondiente al grupo de aerogeneradores que forman el parque eólico.
2. Determinar el aerogenerador, A_i , más alejado de la subestación aún no conectado con ésta.
3. Unir el aerogenerador correspondiente, A_i , con la siguiente turbina más próxima, A_{i+1} , no conectada a la subestación, teniendo en cuenta las siguientes restricciones:
 - a. La distancia del aerogenerador A_{i+1} a la subestación, S_b , no puede ser mayor o igual a la distancia del aerogenerador A_i a la subestación, S_b . Es decir: $dist(A_{i+1}, S_b) < dist(A_i, S_b)$

- b. La distancia del aerogenerador A_i a la turbina A_{i+1} tiene que ser menor que la distancia del aerogenerador, A_i , a la subestación, Sb :

$$\text{dist}(A_i, A_{i+1}) < \text{dist}(A_i, Sb)$$
4. Pasar al siguiente aerogenerador: $A_{i+1} \rightarrow A_i$
5. Ir al segundo paso hasta que se haya alcanzado la capacidad máxima de transporte del cable.
6. Ir al primer paso hasta que todos los aerogeneradores estén conectados con la subestación.

De esta forma, es posible obtener de forma rápida una solución aproximada para el problema del diseño de la instalación de media tensión. Por otro lado, cabe señalar que una vez definida la posición de la subestación el diseño del sistema de transmisión de energía, que enlaza en alta tensión la subestación o estación convertidora con la red de transporte en alta tensión, no tiene influencia sobre la posición de los aerogeneradores. Sin embargo, el peso económico de dicho sistema puede ser relativamente elevado para el caso de grandes parques eólicos marítimos. Por ello, en el Capítulo 6 se describirá en detalle la metodología desarrollada para acometer el diseño óptimo del sistema de transmisión en el caso de grandes parques eólicos marítimos.

5.3 Optimización de parques eólicos de gran dimensión

En este apartado se describe la metodología desarrollada para acometer la optimización de parques eólicos de gran tamaño. Es decir, instalaciones eólicas compuestas por la implantación de un elevado número de aerogeneradores sobre una gran extensión de superficie.

Como se ha puesto de manifiesto a lo largo del presente trabajo, el cálculo de la función objetivo del problema de micro-emplazamiento óptimo de los aerogeneradores en un parque eólico involucra una gran complejidad. Por ello, dicho problema ha de resolverse mediante técnicas de optimización meta-heurísticas. Sin embargo, el comportamiento de estas técnicas está condicionado por el tamaño del espacio de soluciones. Para el problema tratado en este trabajo, el tamaño del espacio de búsqueda depende del número de celdas en las que se ha dividido la parcela y del número de aerogeneradores a instalar. Aunque es importante señalar que, según los requisitos del problema, dicha variable puede ser también una variable a optimizar introduciendo un orden de complejidad adicional.

Con el objetivo de ilustrar el extraordinario aumento del espacio de soluciones del problema (y por tanto su complejidad) se propone el siguiente ejemplo: suponiendo que el número de aerogeneradores a instalar en el parque eólico, N_{AE} , es conocido y que la superficie bajo estudio ha sido dividida en N_{celdas} , el número de soluciones posibles puede calcularse como el número de combinaciones sin repetición de N_{celdas} , tomadas de N_{AE} en N_{AE} , mediante la siguiente expresión:

$$N_{soluciones} = \binom{N_{celdas}}{N_{AE}} = \frac{N_{celdas}!}{N_{AE}!(N_{celdas} - N_{AE})!} \quad (88)$$

Para una mejor ilustración de este ejemplo, se asumirá que conforme aumenta el tamaño de la parcela el número de aerogeneradores por unidad de superficie, d_{AE} , permanece constante. De esta forma, el número de aerogeneradores en función de las dimensiones del parque eólico puede ser expresado como $N_{AE} = d_{AE} N_{celdas}^2$. Por tanto, la expresión (88) quedaría de la siguiente forma:

$$N_{soluciones} = \frac{N_{celdas}!}{(d_{AE} N_{celdas})! (N_{celdas} (1 - d_{AE}))!} \quad (89)$$

Tabla 49. Evolución del tamaño del espacio solución en función de las dimensiones del dominio computacional bajo estudio.

Dimensiones de la parcela (celdas)	Número de soluciones posibles	
	$d_{AE} = 0.25$	$d_{AE} = 0.5$
2x2	4	6
4x4	1820	12870
6x6	$9.41 \cdot 10^7$	$9.08 \cdot 10^9$
8x8	$4.89 \cdot 10^{14}$	$1.83 \cdot 10^{18}$
10x10	$2.43 \cdot 10^{23}$	$1.01 \cdot 10^{29}$
12x12	$1.13 \cdot 10^{34}$	$1.48 \cdot 10^{42}$

La Tabla 49 muestra el aumento del espacio solución al variar el tamaño del dominio computacional (asumiendo $d_{AE} = 0.25$ y $d_{AE} = 0.5$). A partir de los resultados mostrados, es posible percibir el extraordinario incremento de la complejidad del problema conforme aumentan las dimensiones del parque eólico. Puede observarse que el tamaño del espacio solución es también dependiente del número de aerogeneradores considerados y, por tanto, el espacio de búsqueda aumenta aún más si el número de aerogeneradores se considera una variable a optimizar.

Por tanto, conforme aumenta el tamaño del espacio de soluciones los parámetros del algoritmo de optimización deben ajustarse a la complejidad del problema. En particular, para el caso de un algoritmo genético, el criterio de convergencia y el tamaño de la población deben adecuarse a las dimensiones del problema.

Para el caso de grandes parques eólicos sería preciso el empleo de poblaciones con un elevado número de individuos requiriendo un esfuerzo computacional que hace que el problema sea virtualmente irresoluble con el estado actual de la tecnología de computación. Por ello, en este trabajo se plantea una nueva metodología para el diseño óptimo de grandes parques eólicos que permite la optimización de problemas de gran dimensión con un esfuerzo computacional relativamente moderado; significativamente inferior al requerido por los planteamientos desarrollados hasta la fecha.

La metodología implementada se centra en una doble actuación: mejora en las operaciones del algoritmo genético y el desarrollo de un procedimiento secuencial de optimización específico para grandes parques eólicos. En esta segunda actuación se propone una sectorización del terreno en diferentes partes (zonas de influencia), de esta forma será posible proceder a optimizar cada una de las zonas en las que se ha dividido la parcela. Sin embargo, es preciso realizar el proceso de forma secuencial, ya que la posición de los aerogeneradores en una determinada zona de influencia estará condicionada por la disposición de aquellos ubicados en el entorno de dicha zona. No obstante, este planteamiento conduce a una importante reducción en cuanto a esfuerzo

computacional. Como puede vislumbrarse del ejemplo mostrado en la Tabla 49, la complejidad involucrada en la optimización de una zona de menores dimensiones que las del parque completo es sensiblemente menor. Por ello, aunque sea preciso realizar la optimización de todas las zonas de influencia de forma iterativa, el procedimiento propuesto supone una importante reducción del esfuerzo computacional para el caso de grandes parques eólicos.

Por otro lado, como se mostrará en el Apartado 5.3.2, la división de la parcela en diferentes zonas de influencia no se realiza de forma arbitraria, sino que se efectúa teniendo en consideración que el efecto de las estelas sufre una rápida atenuación en función de la distancia, por lo que la afección de turbinas suficientemente alejadas puede despreciarse durante el cálculo de la energía producida por un determinado aerogenerador. De esta forma, si se toman las dimensiones de cada zona de influencia igual a la distancia a partir de la cual se considera despreciable el efecto de las estelas, la producción de energía por parte de los aerogeneradores situados en una determinada zona de influencia únicamente estará condicionada por la presencia de turbinas en las zonas adyacentes.

5.3.1 Implementación de operadores específicos para el problema de posicionamiento de los aerogeneradores en un parque eólico

La mejora llevada a cabo sobre los operadores del algoritmo de optimización se fundamenta en ciertas particularidades propias del problema estudiado. Los operadores de cruce y mutación desarrollados en este trabajo están especialmente orientados al problema de optimización de grandes parques eólicos. Dichos operadores aprovechan el hecho de que, por razones de excesiva pérdida de productividad por efecto de las estelas, no es posible ubicar aerogeneradores demasiado próximos entre sí. Patel [148] sugiere un distancia mínima entre aerogeneradores comprendida entre 1.5 y 3 veces el diámetro del rotor. El objetivo de las operaciones implementadas será impedir la generación de nuevos individuos que contengan aerogeneradores excesivamente próximos, evitando de esta forma la evaluación innecesaria de individuos y, por tanto, acelerando la convergencia hacia la solución óptima.

Operador de cruce

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

Debido a que el número de aerogeneradores en la solución óptima es también una variable a optimizar, el primer paso del cruce consiste en la selección aleatoria del número de turbinas que constituirán los individuos generados por la operación de cruce. Dicho número ha de estar contenido entre unos límites máximo y mínimo definidos *a priori*.

Seguidamente, se procede a ejecutar la operación de cruce específico desarrollada en este trabajo que consta de los siguientes pasos:

1. Determinar si hay turbinas repetidas en ambos individuos. En caso afirmativo, dichas turbinas se eliminan de uno de los padres (ver Figura 94). De esta forma, se evita la presencia de aerogeneradores en la misma posición en los individuos derivados del cruce y, por tanto, no es necesario emplear algoritmos correctivos o regenerativos.

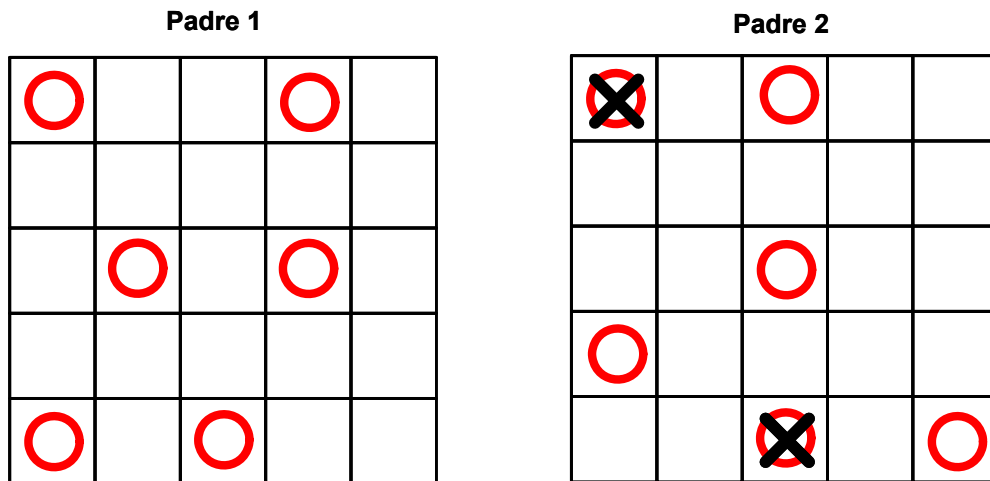


Figura 94. Operación de cruce específico para la posición de las turbinas: eliminación de turbinas repetidas en ambos padres.

2. Unión de ambos individuos. Como se muestra en la Figura 95, el individuo provisional resultante contiene todas las turbinas no repetidas en ambos individuos.

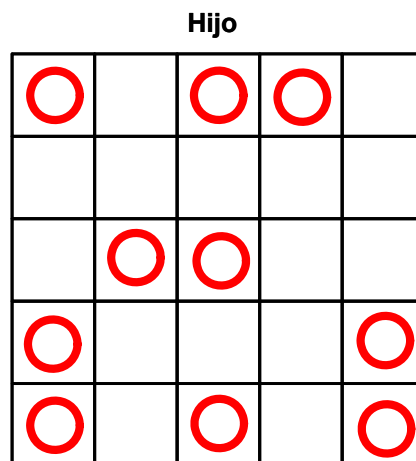


Figura 95. Operación de cruce específico para la posición de las turbinas: unión de ambos padres.

3. Identificar si existen turbinas situadas entre sí a una distancia inferior a la distancia mínima de seguridad entre turbinas, d_{min} . En caso afirmativo, una de las turbinas en dicha situación se selecciona al azar y se elimina. El proceso se repite hasta que no queden turbinas situadas a una distancia inferior a d_{min} . La finalidad de este paso es evitar que, tras el proceso de cruce, aparezcan generadores situados demasiado próximos entre sí en los que el efecto de pérdida de generación debido a las estelas

sería excesivo (además del efecto que las turbulencias tendrían sobre la vida útil de la turbina). De esta manera, se consigue evitar la evaluación innecesaria de individuos.

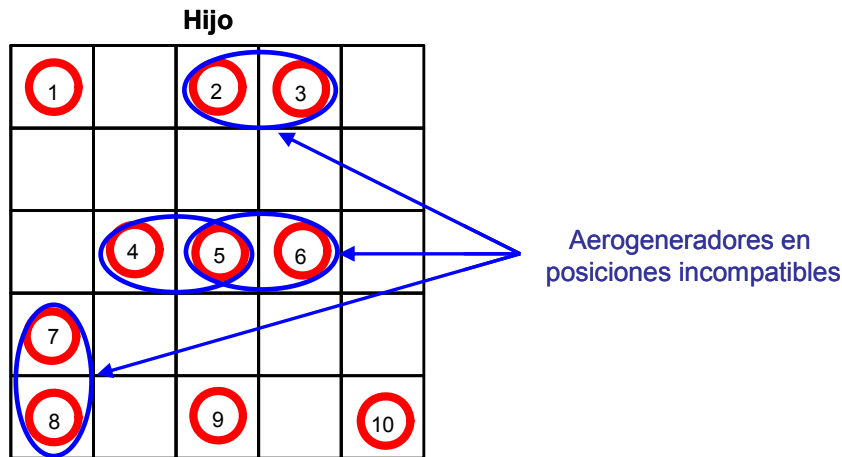


Figura 96. Cruce específico para la posición de las turbinas: identificación de aerogeneradores en posiciones incompatibles.

El proceso de identificación de los aerogeneradores situados en posiciones incompatibles se realiza mediante el cálculo de la matriz de distancias entre cada uno de los aerogeneradores. Las turbinas se numeran de forma secuencial. A continuación, se calculan las distancias existentes entre todos los aerogeneradores, formando la matriz de distancias. Aquellos elementos que tengan un valor inferior a la distancia mínima de seguridad, d_{min} , indicarán la presencia de aerogeneradores en posiciones incompatibles (ver Figura 97).

Aerogenerador	1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	d_{21}								
3	d_{31}	d_{32}							
4	d_{41}	d_{42}	d_{43}						
5	d_{51}	d_{52}	d_{53}	d_{54}					
6	d_{61}	d_{62}	d_{63}	d_{64}	d_{65}				
7	d_{71}	d_{72}	d_{73}	d_{74}	d_{75}	d_{76}			
8	d_{81}	d_{82}	d_{83}	d_{84}	d_{85}	d_{86}	d_{87}		
9	d_{91}	d_{92}	d_{93}	d_{94}	d_{95}	d_{96}	d_{97}	d_{98}	
10	$d_{10.1}$	$d_{10.2}$	$d_{10.3}$	$d_{10.4}$	$d_{10.5}$	$d_{10.6}$	$d_{10.7}$	$d_{10.8}$	$d_{10.9}$

Posiciones Incompatibles

Figura 97. Operación de cruce específico para la posición de las turbinas: identificación matricial de aerogeneradores en posiciones incompatibles.

En el ejemplo mostrado en la Figura 97, los aerogeneradores 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8 se encuentran situados excesivamente próximos de alguna otra turbina. Por tanto, se procede a la eliminación aleatoria de una de ellas. A modo de ejemplo, si la turbina seleccionada de forma aleatoria es la número 5, se actualiza la matriz de distancias

eliminando la fila y columna en la que dicha turbina está involucrada (ver Figura 98).

Aerogenerador	1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	d_{21}								
3	d_{31}	d_{32}							
4	d_{41}	d_{42}	d_{43}						
5	d_{51}	d_{52}	d_{53}	d_{54}					
6	d_{61}	d_{62}	d_{63}	d_{64}	d_{65}				
7	d_{71}	d_{72}	d_{73}	d_{74}	d_{75}	d_{76}			
8	d_{81}	d_{82}	d_{83}	d_{84}	d_{85}	d_{86}	d_{87}		
9	d_{91}	d_{92}	d_{93}	d_{94}	d_{95}	d_{96}	d_{97}	d_{98}	
10	$d_{10.1}$	$d_{10.2}$	$d_{10.3}$	$d_{10.4}$	$d_{10.5}$	$d_{10.6}$	$d_{10.7}$	$d_{10.8}$	$d_{10.9}$

Figura 98. Tercer paso de la operación de cruce específico para la posición de las turbinas: Eliminación matricial de aerogeneradores en posiciones incompatibles.

Es importante señalar, que el proceso debe realizarse de forma secuencial, actualizando las filas y columnas de la matriz de distancias, ya que la eliminación de un aerogenerador puede afectar a más de un conjunto de turbinas en posiciones incompatibles. En el ejemplo analizado, el aerogenerador 5 afecta tanto a la turbina número 6 como a la 4. Al ser eliminada la número 5, las turbinas 4 y 6 ya no se encuentran en zonas incompatibles y, por tanto, no deben ser descartadas en este proceso.

- Finalmente, se eliminan o añaden aerogeneradores al azar hasta que se alcanza el número correspondiente al individuo (seleccionado aleatoriamente entre los correspondientes valores máximo y mínimo). Si es necesario añadir aerogeneradores, previamente se determinan las zonas compatibles (en función de la distancia mínima de seguridad, d_{min}) en las que los nuevos pueden ser ubicados (ver Figura 99). En este caso, el proceso también ha de ser realizado de forma secuencial ya que la inserción de aerogeneradores afecta a las zonas compatibles que están disponibles para los siguientes. Puede darse el caso, de que no existan zonas compatibles donde ubicar una nueva turbina. En tal caso, el proceso de cruce se da por finalizado. Si el número de aerogeneradores contenidos en el individuo está comprendido entre los límites mínimo y máximo de turbinas, dicho individuo será evaluado. En caso contrario, será descartado.

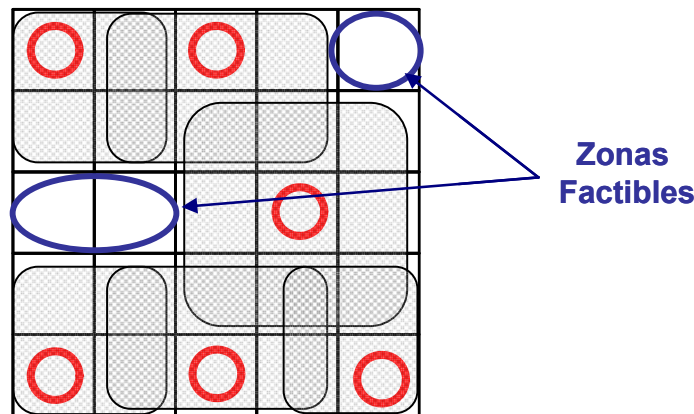


Figura 99. Zonas factibles para la adición de turbinas en la operación de cruce.

Debe notarse que el procedimiento de cruce desarrollado en este trabajo cumple con la filosofía de la operación de cruce de un algoritmo genético estándar en el que se combinan aleatoriamente los genes existentes en ambos padres para la obtención de nuevos individuos. El operador de cruce desarrollado limita la forma en la que los genes de ambos padres son combinados de forma que no sean generados individuos que, por sus propias características, no pueden constituir la solución óptima. A pesar de que la combinación de los genes se realiza de forma controlada, el proceso tiene lugar de forma aleatoria suministrando una mezcla de los genes de ambos padres. Por otro lado, también es importante señalar que el operador tiene la capacidad de generar, al igual que el cruce estándar, dos hijos a partir de dos padres (ya que únicamente es necesario repetir el proceso a partir del tercer paso).

Adicionalmente, cabe destacar que la ubicación de aerogeneradores en zonas prohibidas también es limitada durante el proceso de cruce. Asumiendo que los padres son soluciones factibles en las que no existe ningún aerogenerador en una zona prohibida (esto es cierto porque es un factor controlado durante el resto de operaciones del algoritmo), solo sería posible ubicar un aerogenerador en posiciones no permitidas en el caso de que sea necesario añadir turbinas. En este caso, se tiene en consideración las zonas prohibidas para determinar las posiciones factibles durante el proceso de adición de aerogeneradores.

Operación de mutación

La mutación potencia 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. El operador de mutación desarrollado en este trabajo persigue el mismo objetivo que la operación de cruce. Es decir, la generación de individuos factibles. Como el número de aerogeneradores contenido en un individuo puede ser variable, se han desarrollado tres operadores de mutación con el propósito de aumentar la capacidad del algoritmo a la hora de determinar el número óptimo de aerogeneradores:

- Introducir un nuevo aerogenerador. La operación consiste en introducir una nueva turbina en el individuo mutado, aumentando así el número de

aerogeneradores existente en el individuo. La nueva turbina será incluida en una posición donde la distancia con respecto al resto de turbinas existentes en el individuo sea mayor que la distancia mínima de seguridad, d_{min} . Para ello, se emplea el mismo procedimiento que el detallado en el último paso de la operación de cruce. En el caso de que no existan zonas factibles donde ubicar un nuevo aerogenerador, se descarta este tipo de mutación y se procederá a realizar una de las otras dos operaciones de mutación propuestas.

- Eliminación de un aerogenerador. En este caso se pretende reducir el número de aerogeneradores. Una de las turbinas es seleccionada de forma aleatoria y posteriormente eliminada.
- Modificación de la posición de un aerogenerador. El procedimiento consiste en realizar primero la eliminación de un aerogenerador y, seguidamente, introducir un nuevo aerogenerador. Como se muestra en la Figura 100, la posición inicial del aerogenerador y las zonas prohibidas serán consideradas también zonas no factibles para evitar, por un lado, la generación de un individuo idéntico al inicial y, por otro lado, la ubicación de aerogeneradores en zonas prohibidas.

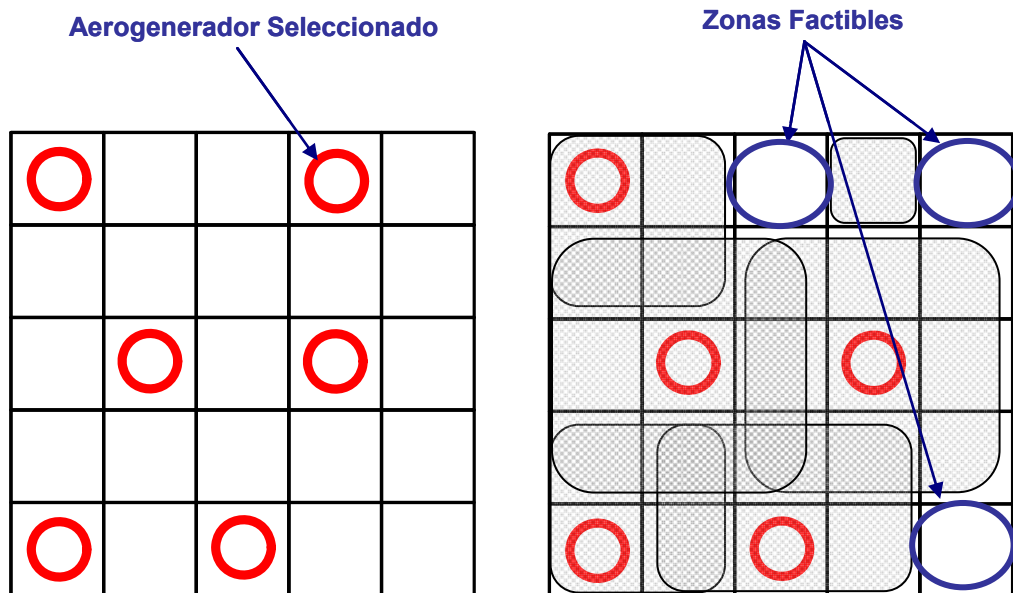


Figura 100. Mutación mediante la modificación de la posición de un aerogenerador. Izq.) Selección aleatoria de un aerogenerador. Dcha.) Cálculo de las zonas factibles.

En la Figura 101 se muestra, a modo de ejemplo (el caso completo será detallado en el apartado de resultados del presente capítulo), una comparación del comportamiento del algoritmo genético empleado en trabajos anteriores [25], [26] frente al algoritmo genético propuesto con las operaciones de cruce y mutación desarrolladas en este capítulo.

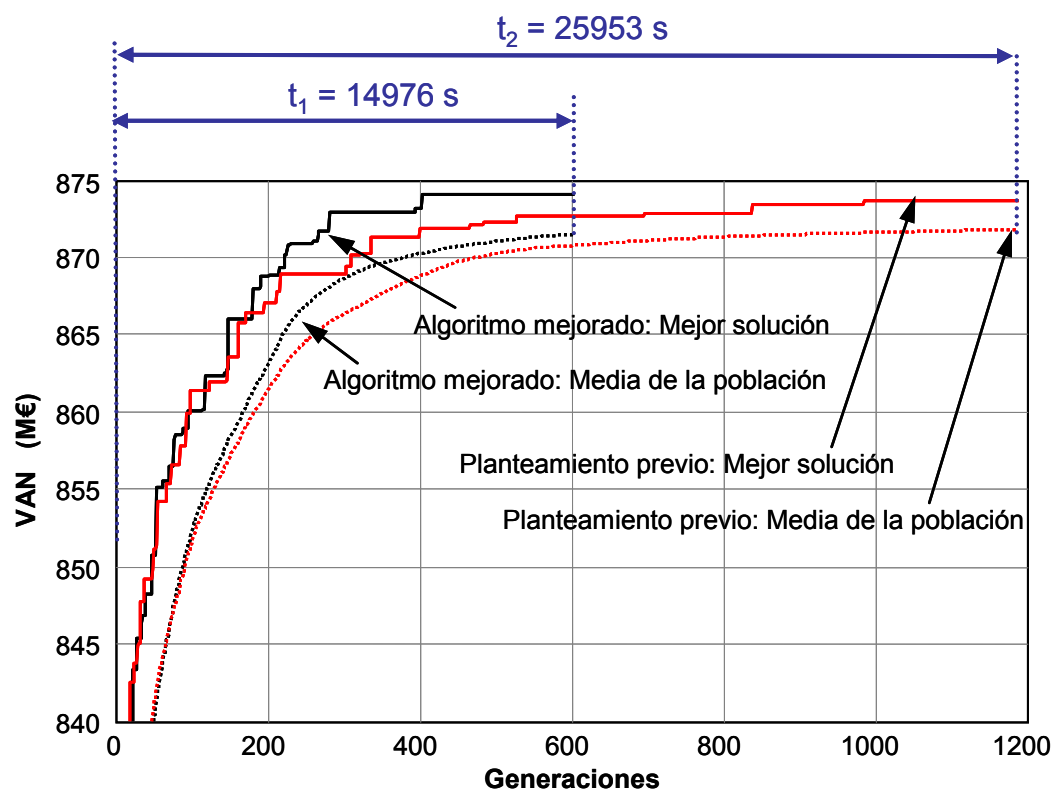


Figura 101. Comparación del comportamiento del algoritmo genético implementado en este trabajo frente al correspondiente a trabajos anteriores.

Como puede observarse, el número de generaciones empleadas para alcanzar el óptimo se ha reducido prácticamente a la mitad. No obstante, la mejora en tiempo consumido por el algoritmo es ligeramente inferior (aproximadamente un 42%) debido al consumo requerido por las operaciones especiales desarrolladas.

Por otro lado, cabe señalar que aunque las mejoras introducidas suponen un progreso significativo en cuanto al consumo computacional del algoritmo, estas no resultan suficientes para acometer la optimización de grandes parques eólicos en los que la complejidad del problema aumenta sustancialmente. Por ello, a continuación se detalla la metodología adoptada para el caso de parques eólicos de gran dimensión.

5.3.2 Metodología desarrollada para la optimización de parques eólicos de gran dimensión

En el presente apartado se exponen los métodos desarrollados para acometer el diseño de un parque eólico de gran dimensión. El procedimiento se basa en la optimización secuencial por zonas mediante algoritmos genéticos. Como se muestra a continuación, la división de la parcela en diferentes zonas está justificada por la influencia residual y uniforme del efecto de las estelas producido por aerogeneradores suficientemente alejados. De esta forma, es posible recurrir a una optimización secuencial que, para el caso de grandes parques eólicos, permite abordar el problema mediante un coste computacional relativamente moderado.

División del terreno en zonas de influencia

El factor que mayor influencia tiene sobre el diseño final del parque eólico es la energía neta generada por cada una de las turbinas. La energía generada por un aerogenerador depende fundamentalmente de las condiciones de viento en el emplazamiento y de la presencia de aerogeneradores próximos (en virtud del efecto de reducción de la velocidad del viento introducida por las estelas). La influencia del efecto de las estelas es mayor cuanto más próximos están los aerogeneradores. En la Figura 102 se muestra la pérdida de velocidad (para distintas intensidades del viento) en función de la distancia a sotavento de una turbina eólica Repower 5M [125]. Como puede observarse, el efecto de pérdida de velocidad por las estelas depende fuertemente de la velocidad del viento a la entrada de la turbina, v_0 . Cuanto mayor es la velocidad del viento, menor es la pérdida de velocidad debido a la dependencia de dicho efecto con el coeficiente de empuje. Por otro lado, también puede observarse la rápida atenuación que sufre el déficit de velocidad con la distancia para todas las velocidades de viento. Para distancias superiores a 30 veces el diámetro del rotor, D_0 , el déficit de velocidad es inferior al 2% independientemente de la velocidad del viento en flujo libre.

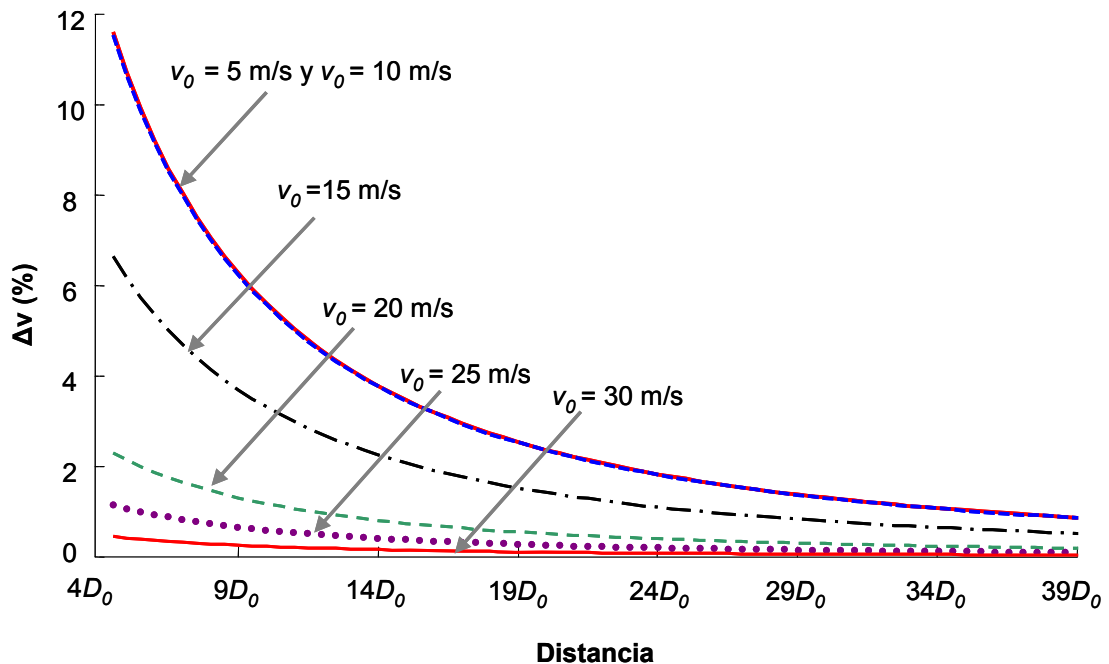


Figura 102. Efecto de las estelas entre dos turbinas en función de la distancia para distintas velocidades de viento.

Es importante destacar que las únicas variables, referentes a la turbina, involucradas en el modelo de cálculo del efecto de las estelas son el diámetro del rotor, D_0 , y el coeficiente adimensional de empuje de la máquina, C_t . La distancia a la que está situada la turbina a sotavento ha sido adimensionalizada dividiéndola por el diámetro del rotor, D_0 . Por otro lado, las características coeficiente de empuje-velocidad de los diferentes aerogeneradores son relativamente similares como se muestra en la Figura 103. Por tanto, las curvas mostradas en la Figura 102 tendrán características semejantes para los diferentes tipos de aerogeneradores [16].

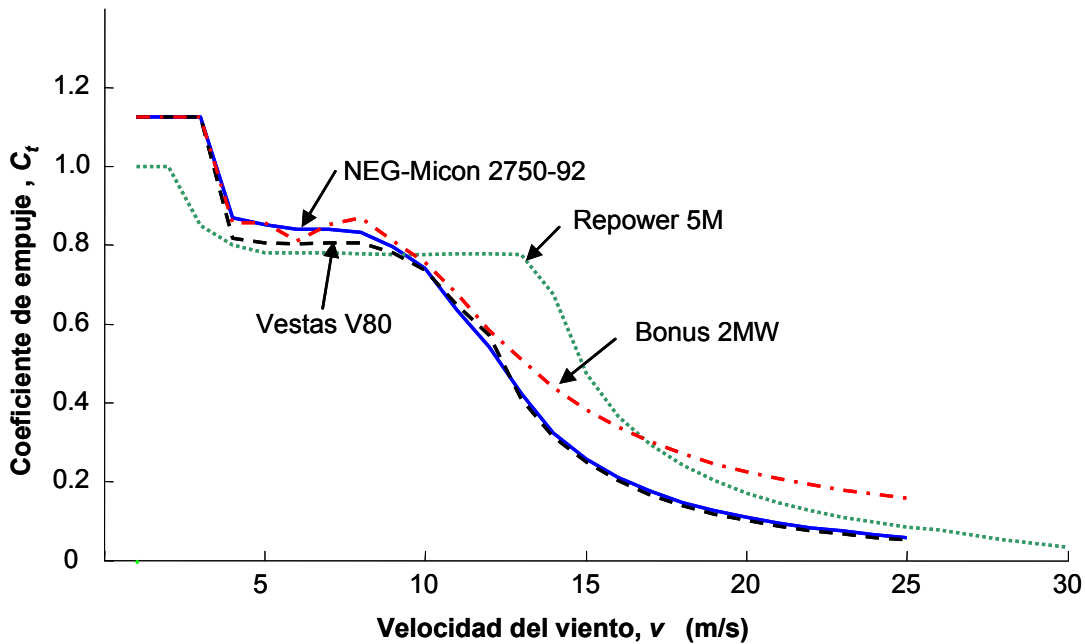


Figura 103. Comparación de la característica Coeficiente de empuje-velocidad para distintos modelos de aerogeneradores.

Por otro lado, cabe señalar que debido a la forma de la curva de potencia-velocidad de los aerogeneradores, las mayores pérdidas por efecto de las estelas se obtendrán para velocidades inferiores a la velocidad de viento nominal del aerogenerador. A modo de ejemplo, en la Figura 104 se muestra el efecto de pérdida de generación respecto a la velocidad en flujo libre, v_0 , para distintos valores del déficit de velocidad (expresados en tanto por ciento). Como puede apreciarse, las mayores diferencias de producción con respecto a la velocidad de flujo libre se originan para valores comprendidos entre la velocidad de inicio de generación, v_{ci} , y la velocidad nominal, v_N .

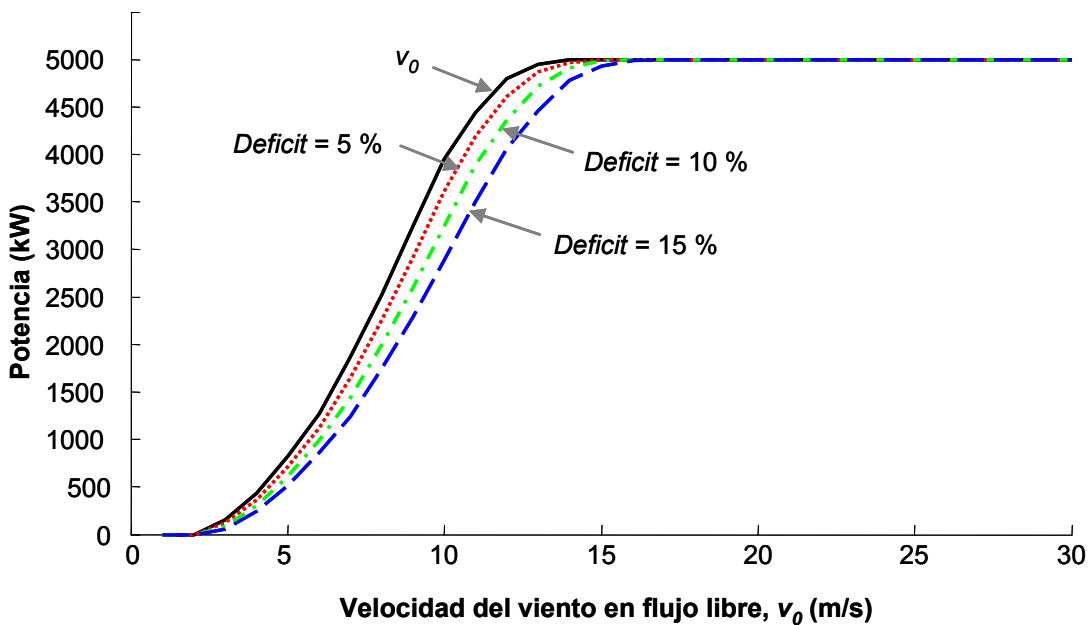


Figura 104. Potencia generada asumiendo distintos valores del déficit de velocidad.

En vista de los resultados mostrados en la Figura 102 y Figura 104, la pérdida de energía producida por un aerogenerador —ubicado en la zona de afección de otro aerogenerador situado a barlovento— estará influenciada por el comportamiento estadístico de la intensidad del viento. Es decir, por el factor de escala, C , y de forma, K , de la distribución de Weibull. Para distribuciones de viento con mayor valor medio, el efecto de pérdida de energía será menor que en el caso de distribuciones con menor valor medio. Este hecho es acrecentado por la propia característica de potencia-velocidad de los aerogeneradores, ya que para velocidades superiores a la nominal, la potencia generada es independiente del incremento de velocidad, mientras que para velocidades menores la dependencia es mayor.

A modo de ejemplo, en la Figura 105 se muestra la energía que generaría una turbina eólica Repower 5M [125], ubicada en todos los puntos de un terreno plano de dimensiones 10.08×5.04 km (discretizado en 40×80 celdas), a sotavento de una hipotética fila infinita de aerogeneradores separados entre sí una distancia de $6D_0$ y considerando un factor de escala $C = 9$ m/s y $K = 2$.

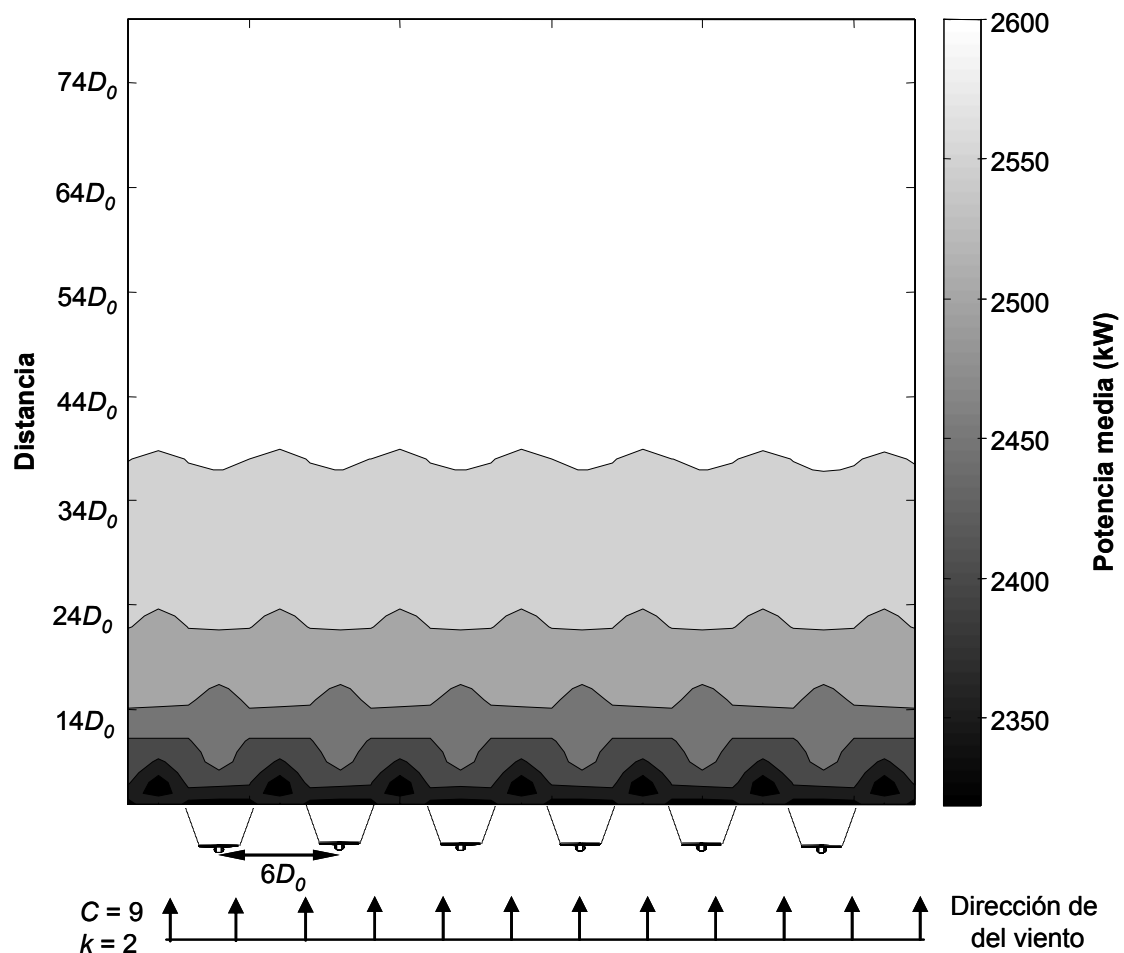


Figura 105. Efecto de las estelas, en términos de producción, producido por una fila infinita de aerogeneradores para un viento constante de dirección Sur con factor de escala $C = 9$ m/s y factor de forma $K = 2$.

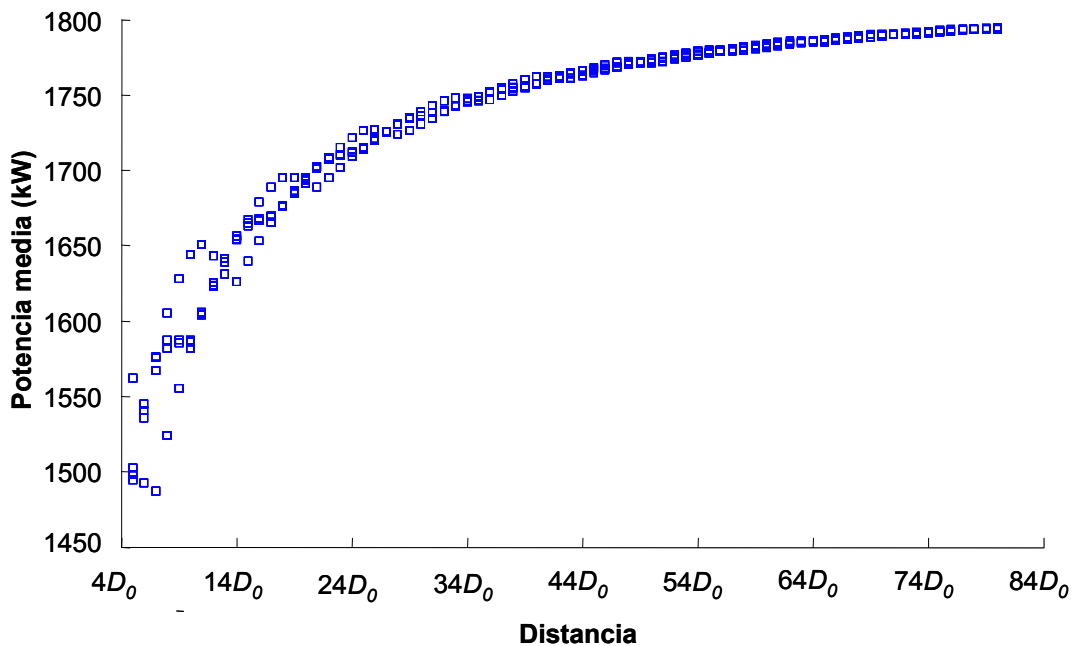


Figura 106. Dispersión del efecto de las estelas producido por una fila infinita de aerogeneradores, en función de la distancia. Factor de escala $C = 9$ m/s y factor de forma $K = 2$.

Como puede observarse en la Figura 105, la influencia de las estelas producidas por la fila de aerogeneradores es mayor cuanto menor es la distancia a la que se encuentra la turbina a sotavento. Además, conforme aumenta dicha distancia, el campo de velocidades es cada vez más uniforme, lo que se traduce en una producción también más uniforme. Esto puede apreciarse con mayor claridad en la Figura 106. Dicha figura puede ser interpretada como la vista de perfil (representada de forma discreta mediante los valores de producción obtenidos en cada punto) de la superficie que se formaría en tres dimensiones al considerar el valor de producción en el eje de cotas. Puede observarse cómo al aumentar la distancia, el efecto de las estelas es cada vez más tenue y, además, las diferencias de producción —para una misma distancia— son cada vez menores. Así para distancias comprendidas entre $4D_0$ y $40D_0$ se obtienen diferencias que alcanzan un 10.59 % de la producción de energía. Sin embargo, para distancias superiores a $40D_0$ dicha diferencia es únicamente del 1.34 %. Esto permite introducir una simplificación en el problema, dividiendo el terreno en dos partes: zona de influencia y zona de no influencia en la que la perturbación introducida en el campo de velocidades por la presencia de turbinas lo suficientemente alejadas será despreciada durante el proceso de optimización. Cabe destacar, que aunque en términos de rentabilidad del proyecto esta aproximación introduce un error que puede ser relativamente considerable, sí que es válida durante el proceso de optimización, ya que el emplazamiento de las turbinas está condicionado por la alteración del campo de velocidades como consecuencia de las estelas. Dicha alteración para turbinas alejadas es muy reducida y uniforme. Por lo que serán las estelas producidas por los aerogeneradores más próximos los que tengan una mayor influencia sobre el emplazamiento de las turbinas.

Por otro lado, cabe señalar que debido a la dependencia del efecto de las estelas con la velocidad del viento y, consecuentemente, con el factor C y de escala y de forma, es

preciso realizar el análisis anterior para diferentes valores de C y K . Por ello, en la Figura 107 se muestra conjuntamente la producción a lo largo del terreno para tres supuestos de viento: viento moderado ($C = 7$ m/s y $K = 2.25$), viento medio ($C = 9$ m/s y $K = 2$) y, finalmente, viento elevado ($C = 11$ m/s y $K = 1.75$).

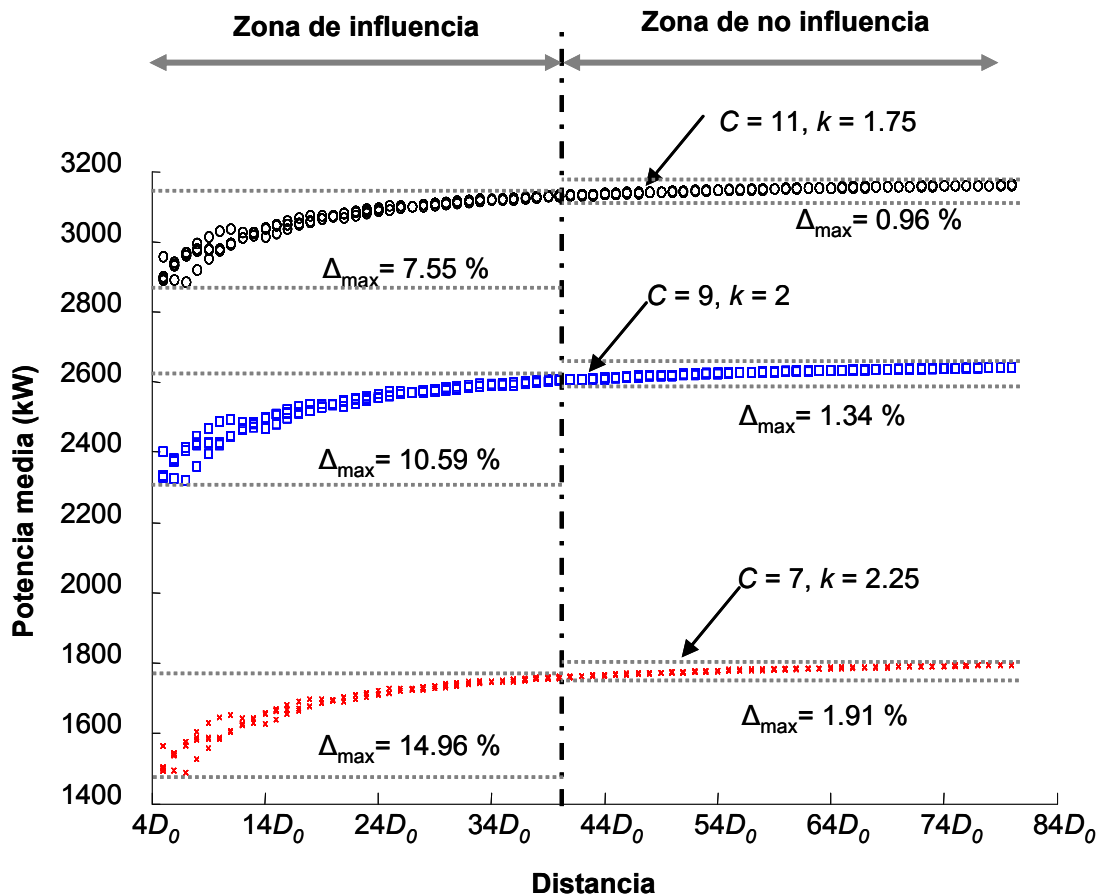


Figura 107. Dispersión del efecto de las estelas producido por una fila infinita de aerogeneradores, en función de la distancia, para tres tipos de viento: moderado ($C = 7$ m/s y $K = 2.25$), medio ($C = 9$ m/s y $K = 2$) y elevado ($C = 11$ m/s y $K = 1.75$).

Como puede deducirse de la Figura 107, la división realizada continúa siendo válida para diferentes factores de escala y de forma. Aunque puede apreciarse que el efecto de las estelas es más severo cuanto menor es la velocidad media del viento (menor factor de escala, C , y mayor factor de forma, K), el efecto sigue siendo muy uniforme en la denominada zona de no influencia.

Finalmente, cabe indicar que los resultados obtenidos serán muy similares para otros modelos de aerogeneradores debido a la similitud existente en la característica coeficiente de empuje-velocidad de los diferentes modelos de turbinas.

El hecho de despreciar, durante la fase de diseño, el efecto de las estelas producidas por aerogeneradores ubicados a distancias superiores a la de influencia permite la división del terreno bajo estudio en diferentes áreas (zonas de influencia) de forma que cada una de dichas zonas de influencia solo es afectada por las estelas de las zonas contiguas. En

la Figura 108 se muestra, a modo de ejemplo, cuáles serían las zonas de influencia correspondientes a una determinada zona bajo estudio (optimización).

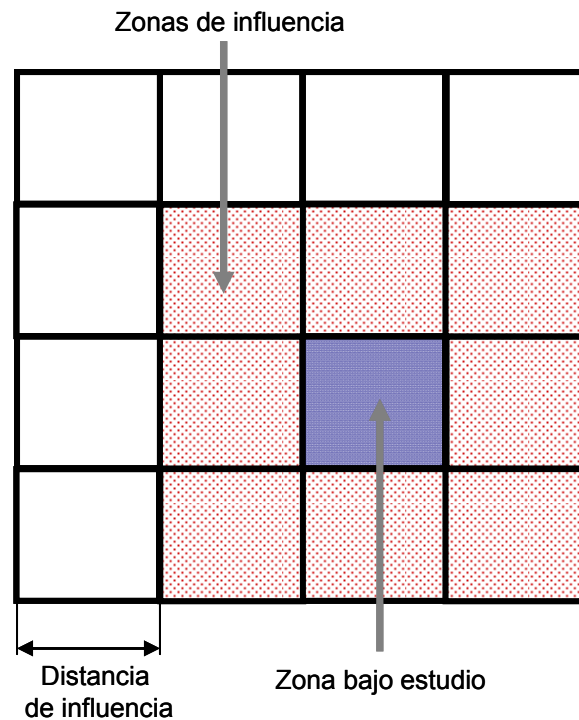


Figura 108. División del terreno en zonas de influencia.

Esta división del terreno permite, además de realizar una división del terreno en diferentes zonas para acometer un procedimiento de optimización secuencial, simplificar el proceso de evaluación de la energía generada por una turbina, ya que se considera únicamente el efecto de las estelas producidas por turbinas ubicadas en zonas colindantes a la correspondiente al aerogenerador que se está evaluando. De esta forma, es posible lograr una importante reducción en el tiempo de cálculo de la energía que, en el caso de grandes parques eólicos, es uno de los procesos que requiere mayor tiempo de cálculo durante la evaluación de la función objetivo, ya que sería necesario calcular las afecciones de cada aerogenerador con todos los demás. Es importante señalar que las afecciones dependen de la velocidad del viento en flujo libre y de la dirección de procedencia. A modo de ejemplo, suponiendo que un parque eólico está compuesto por 100 aerogeneradores, que la velocidad del viento se ha discretizado en 30 intervalos — para evaluar la energía producida por el parque eólico mediante la expresión (40) como un suma de Riemann— y la rosa de los vientos está compuesta por 16 sectores, el número de veces que sería necesario evaluar el efecto de las estelas —mediante la expresión (41)— para calcular la afección total a la que está sometido un aerogenerador sería $99 \times 30 \times 16 = 47520$ evaluaciones (el primer término corresponde al número restante de aerogeneradores en el parque eólico). Por tanto, extendiendo el razonamiento anterior para todo el parque eólico (para los 100 aerogeneradores que lo componen) el número total de evaluaciones necesarias de la expresión (41) sería 475200. En referencia al ejemplo mostrado en la Figura 108, si se supone que la densidad de aerogeneradores (número de aerogeneradores por unidad de superficie) es constante en todo el parque eólico, el planteamiento propuesto supondría una reducción

del número de evaluaciones del efecto de las estelas del 43.75 %, ya que siete de las dieciséis zonas en las que se ha dividido el terreno serían obviadas durante el cálculo del efecto de las estelas sobre aerogeneradores ubicados en la zona bajo estudio. Es importante señalar que cuanto mayor sea el parque eólico (divisible en un número superior de zonas de influencia), mayor será la reducción porcentual en cuanto a tiempo de cálculo introducida por esta simplificación, ya que como se ha comentado anteriormente, la división en zonas de influencia se realiza de forma que una determinada zona, únicamente se vea afectada por el efecto de las estelas de las zonas adyacentes. De esta forma, para grandes parques eólicos, el efecto de las estelas de una determinada turbina estará condicionado como máximo por los aerogeneradores situados en nueve zonas de influencia (la propia correspondiente al aerogenerador bajo estudio más, en el caso más desfavorable, las ocho zonas adyacentes). Por tanto, según este planteamiento el esfuerzo computacional necesario para el cálculo de las estelas permanece invariable independientemente del tamaño del parque eólico (siempre que las dimensiones de la parcela permitan realizar una división en nueve o más zonas de influencia).

Descripción de la metodología desarrollada

La división del dominio computacional en diferentes zonas de influencia permite plantear una resolución iterativa del problema, optimizando de forma secuencial cada una de las zonas. Es importante señalar que aunque se desprecie el efecto de las estelas de aerogeneradores ubicados a distancias superiores a la distancia de influencia, sí que afectan de forma indirecta a través de la posición de los aerogeneradores en zonas de influencia contiguas. Por ello, es preciso resolver el problema de forma iterativa. La Figura 109 muestra el diagrama de flujos correspondiente a la metodología propuesta en este trabajo para el caso de grandes parques eólicos.

El método propuesto corresponde a un algoritmo genético en el que se han introducido diferentes particularidades y operaciones orientadas al problema de optimización de grandes parques eólicos. El proceso comienza con la generación de la población inicial que estará compuesta por un conjunto de individuos (posibles soluciones) generados de forma aleatoria. Cada individuo está compuesto por un número variable de aerogeneradores ubicados a lo largo de la parcela bajo estudio.

Seguidamente, en base a la división del terreno en diferentes zonas de influencia, se procede a la selección de la zona a optimizar (durante un determinado número de generaciones condicionado por el criterio de cambio de sector). Esta selección se realiza de forma aleatoria, pero teniendo en cuenta que una zona de influencia no puede ser seleccionada de nuevo hasta que el resto de zonas no lo hayan sido.

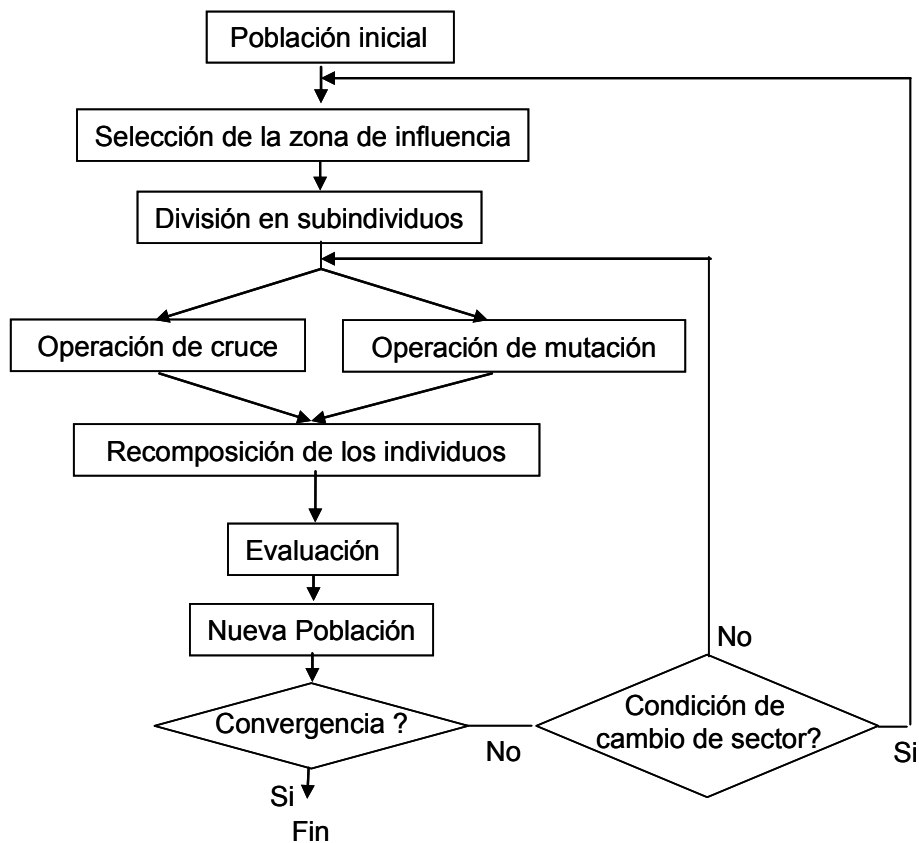


Figura 109. Diagrama de flujos de la metodología propuesta para grandes parques eólicos.

A continuación, se realiza la división de los individuos que componen la población actual en subindividuos. Cada subindividuo está compuesto por todos los aerogeneradores ubicados en una determinada zona de influencia y representa una potencial solución del problema de micro-posicionamiento de las turbinas eólicas sobre la zona de influencia correspondiente. La Figura 110 muestra el procedimiento de división en subindividuos según las diferentes zonas de influencia. En la parte superior de la figura puede observarse esquemáticamente la correspondencia entre la disposición geográfica de un conjunto de aerogeneradores —ubicados a lo largo de la parcela correspondiente al parque eólico completo— y el individuo que representa a esta configuración. Por otro lado, en la parte inferior se muestra la misma configuración de aerogeneradores sobre la parcela dividida en M zonas de influencia y los subindividuos correspondientes a cada una de ellas. De esta forma, es posible realizar la división de individuos en subindividuos. Es importante señalar, que este proceso únicamente consiste en clasificar cada aerogenerador, según su posición geográfica, como perteneciente a un determinado subindividuo, por tanto, la unión de todos los subindividuos da lugar al individuo original.

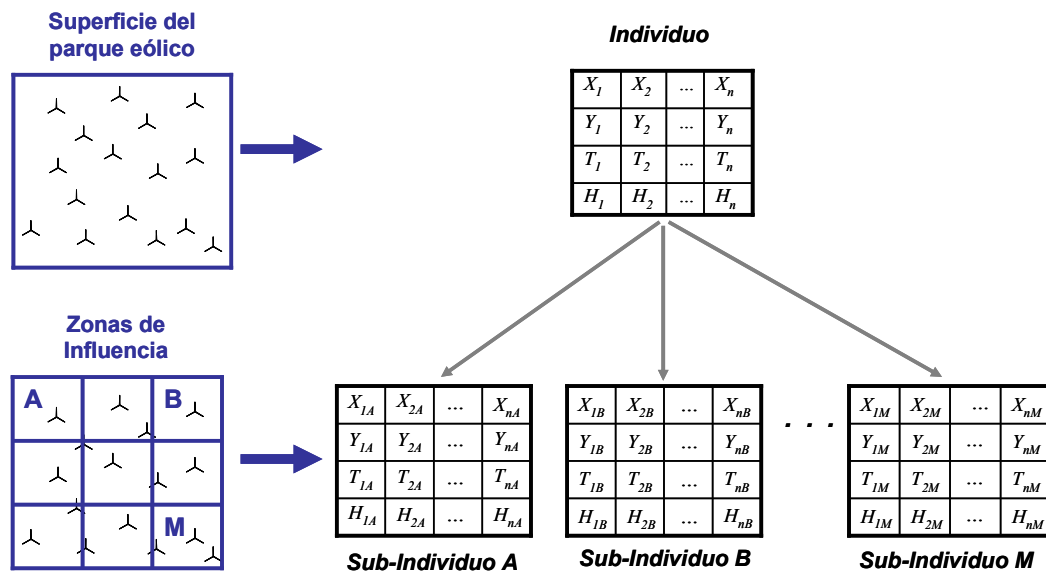


Figura 110. División del individuo en sub-individuos según las diferentes zonas de influencia.

El objetivo de esta división en subindividuos es optimizar —durante un número determinado de generaciones— una zona de influencia concreta tomando como entorno del problema los aerogeneradores correspondientes a las demás zonas de influencia (tomando el mejor subindividuo de cada subpoblación, como se detallará más adelante). Es decir, durante el proceso de optimización de una zona de influencia, la disposición de los demás aerogeneradores que componen el parque eólico se considerará invariable.

Una vez dividida la población en diferentes subpoblaciones (cada una de ellas estará compuesta por el conjunto de subindividuos asociados a cada zona de influencia) se procede a aplicar las operaciones de cruce y mutación detalladas en la Sección 5.3.2 sobre la subpoblación correspondiente a la zona de influencia bajo optimización.

El siguiente paso consiste en evaluar la nueva subpoblación, compuesta por los subindividuos generados mediante las operaciones de cruce y mutación. Para ello, es preciso evaluar el fitness asociado al parque eólico completo, es decir, cada uno de los nuevos subindividuos ha de ser completado con los aerogeneradores ubicados en el resto del parque eólico (el resto de zonas de influencia). De esta forma, es posible evaluar de forma objetiva la influencia que tienen los nuevos subindividuos sobre el conjunto completo del parque eólico. En este sentido, conviene señalar que, como se ha indicado anteriormente, el cálculo del efecto de las estelas se realiza teniendo en cuenta únicamente la influencia de los aerogeneradores ubicados en zonas contiguas. Sin embargo, el resto de términos involucrados en el cálculo de la función objetivo (costes de obra civil, costes de instalación y transporte e instalación eléctrica, entre otros) se determinan teniendo en consideración el parque eólico completo. Por lo que resulta necesario, tras realizar las operaciones de cruce y mutación, recomponer los subindividuos dando lugar a individuos que representen al parque eólico completo. Con el objetivo de evaluar los nuevos subindividuos en condiciones de igualdad, todos ellos tendrán el mismo entorno común (la misma disposición de aerogeneradores fuera de la zona de influencia considerada). Para ello, se propone completar cada nuevo subindividuo con el mejor subindividuo (existente en ese punto de la evolución del algoritmo) de las restantes subpoblaciones (zonas de influencia). El proceso de

recomposición de los individuos se muestra de forma esquemática en la Figura 111, donde pueden observarse las M subpoblaciones correspondientes a cada zona de influencia. La subpoblación bajo optimización representa a los nuevos subindividuos generados mediante el cruce y la mutación, mientras que las restantes subpoblaciones representan al mejor conjunto de subindividuos correspondientes a cada zona de influencia, ordenados según el valor de la función objetivo asociado a cada uno de ellos (el Valor Actual Neto considerando el parque eólico completo). Como se muestra en la figura, cada subindividuo de la subpoblación bajo optimización se completa con el mejor subindividuo de las zonas de influencia restantes (indicadas en color rojo en la figura).

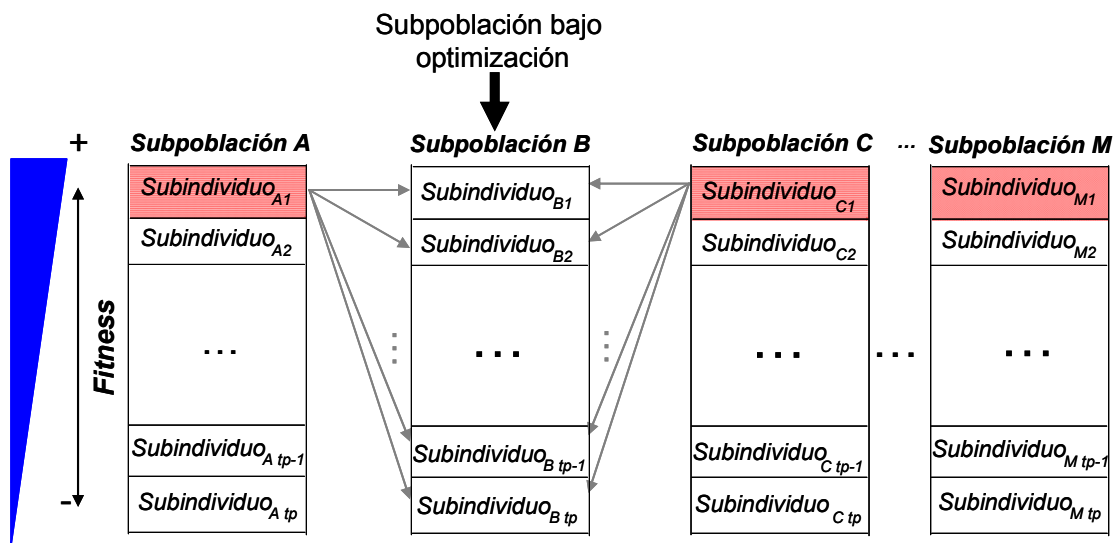


Figura 111. Recomposición de los subindividuos de una subpoblación.

Tras la recomposición y evaluación de los individuos se procede a generar la nueva subpoblación (correspondiente a la zona bajo optimización), mediante la selección de los mejores subindividuos existentes en la combinación de la subpoblación de la generación anterior (subpoblación antes de realizar el cruce y la mutación) y la propia subpoblación procedente de las operaciones de cruce y mutación. Nótese que en este procedimiento se está seleccionando la nueva subpoblación correspondiente a la zona de influencia que se está optimizando en base al VAN del parque completo (considerando cada subindividuo de la zona bajo optimización más la disposición de aerogeneradores correspondientes al resto del parque eólico, siendo esta disposición común para todos los subindividuos que están siendo evaluados).

El proceso de cruce y mutación, recomposición, evaluación y generación de una nueva subpoblación se repite de forma iterativa en las sucesivas generaciones hasta que se alcanza, bien la condición de cambio de sector, o bien la condición de convergencia. La primera condición es un parámetro definido *a priori*, que indicará el número de generaciones que ha de permanecer evolucionando una determinada subpoblación hasta que se proceda al cambio de zona de influencia a optimizar. Una vez se ha alcanzado la condición de cambio de sector, se selecciona una nueva zona de influencia que será optimizada en las siguientes generaciones (tomando como entorno el mejor subindividuo de las restantes zonas). Por el contrario, el criterio de

convergencia —que indicará que el algoritmo ha determinado la solución óptima— se alcanza cuando durante un número determinado de generaciones completas (se considera que una generación completa ha transcurrido cuando todas las zonas de influencia hayan evolucionado una vez) la mejor solución alcanzada por el algoritmo no haya sido modificada.

Con el objeto de poder comparar la solución alcanzada en las mayores condiciones de igualdad posible con los planteamientos anteriores, una vez el algoritmo ha convergido en la solución óptima, se procede a recalcular el valor de la función objetivo correspondiente a la solución obtenida considerando las afecciones entre todos los aerogeneradores que componen el parque eólico.

5.4 Resultados

La capacidad de los métodos desarrollados en este capítulo se ha analizado sobre un conjunto de casos de prueba. En primer lugar, se ha estudiado la mejora llevada a cabo sobre los operadores del algoritmo genético comparando el comportamiento con respecto a los operadores empleados en planteamientos anteriores. Al mismo tiempo, se mostrará la capacidad del modelo económico desarrollado para el caso de parques eólicos marítimos. En segunda instancia, se ha estudiado el comportamiento de la metodología de optimización secuencial para grandes parques eólicos mostrando su capacidad para problemas de gran dimensión.

5.4.1 Caso 5.1

En este caso se analiza la implantación de un hipotético parque eólico marítimo ubicado en aguas del Golfo de Cádiz (ver Figura 112), sobre una concesión administrativa con una extensión de $10 \text{ km} \times 10 \text{ km}$.

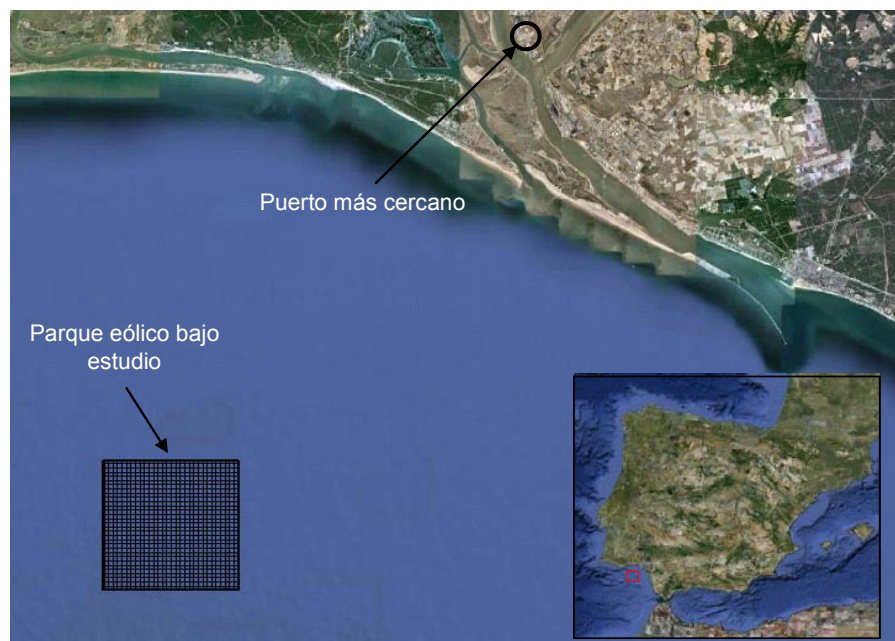


Figura 112. Ubicación del parque eólico estudiado en el Caso 5.1.

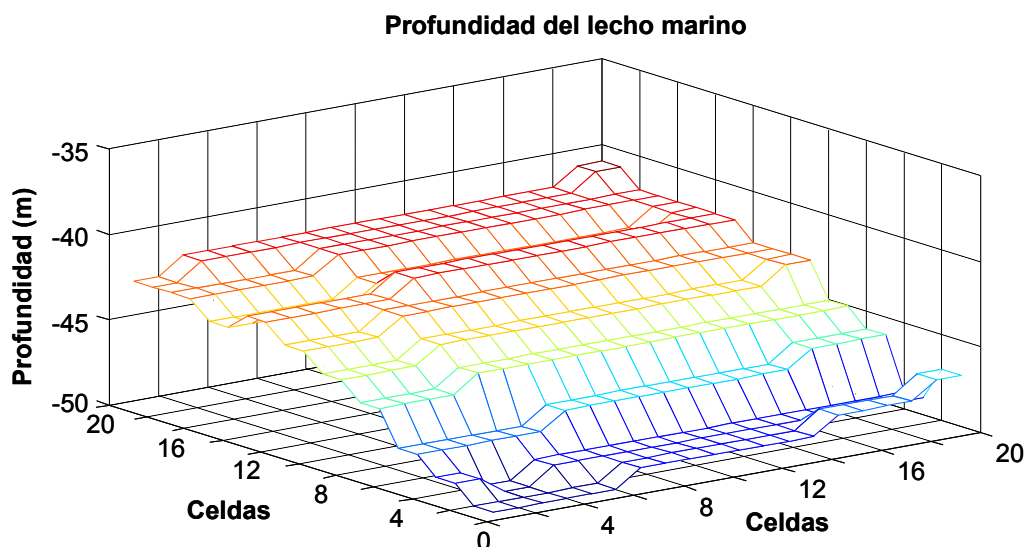


Figura 113. Profundidad del lecho marino en la parcela bajo estudio.

El estudio se realiza sobre una superficie cuadrada de 5.2 km x 5.2 km de lado. Como se muestra en la Figura 113, la profundidad del lecho marino en el emplazamiento varía entre 42 y 50 m. El coste de cimentación de cada turbina (M€/MW) en función de la profundidad (m) y de las diferentes tecnologías queda definido por las siguientes curvas:

$$C_{\text{Aguas superficiales}} = 0.15 + 10^{-5} \cdot \text{Profundidad}^3$$

$$C_{\text{Profundidad intermedia}} = 0.35 + 4 \cdot 10^{-5} \cdot \text{Profundidad}^3$$

$$C_{\text{Aguas profundas}} = 0.35 + 0.016 \cdot \text{Profundidad}$$

La Tabla 50 muestra los principales parámetros del algoritmo genético, mientras que los datos económicos más relevantes pueden observarse en la Tabla 51.

Tabla 50. Principales parámetros de entrada al algoritmo genético.

Tamaño de la población (individuos)	1000
Máximo número de aerogeneradores	40
Probabilidad de cruce (%)	90
Probabilidad de mutación (%)	60
Numero de generaciones para la convergencia	200

Tabla 51. Principales datos económicos de entrada al algoritmo.

Vida útil del proyecto (años)	20
Tasa de interés (%)	4
Precio de la energía (€/kWh)	0.15
Incremento anual del precio de la energía (%)	4
Coste de las operaciones de operación y mantenimiento (%)	15
Factor de disponibilidad de los aerogeneradores (%)	95

Las coordenadas geográficas, tomando como referencia la esquina sudoeste de la parcela, del puerto más cercano son (20 km, 30 km). La Tabla 52 muestra los

principales datos de entrada (adaptados de [149]) relacionados con el cálculo de los costes de transporte e instalación.

Tabla 52. Datos relativos al cálculo de los costes de instalación y transporte de los aerogeneradores.

Coste de transporte de un aerogenerador (k€/día)	97.50
Coste de instalación de un aerogenerador (k€/día)	97.50
Coste de movilización de una embarcación (k€)	156.00
Probabilidad de condiciones atmosféricas favorables para las operaciones de instalación (%)	60
Probabilidad de condiciones atmosféricas favorables para las operaciones de transporte (%)	70
Tiempo de instalación de un aerogenerador (días)	2.5
Velocidad de la embarcación (km/h)	10
Número de embarcaciones empleadas	2
Numero de aerogeneradores por embarcación	2
Tiempo de carga de un aerogenerador en la embarcación (días)	0.5

Los costes referentes a la instalación eléctrica se muestran en la Tabla 53.

Tabla 53. Costes de los diferentes componentes referentes a la instalación eléctrica.

Coste de los transformadores (M€)	1.78
Coste la plataforma (M€)	14.82
Precio del cable marino de media tensión (M€/km)	0.85
Coste de instalación del cable marino de media tensión (M€/km)	0.10
Precio del cable marino de alta tensión (M€/km)	1.60
Coste de instalación del cable marino de alta tensión (M€/km)	0.15

Las principales características técnicas y económicas del aerogenerador empleado en este estudio se muestran en la Tabla 54. La curva de potencia y coeficiente de empuje en función de la velocidad del viento puede apreciarse en la Figura 114.

Tabla 54. Principales características del aerogenerador estudiado en el Caso 5.1

Potencia nominal (MW)	5
Altura del buje (m)	85
Diámetro del rotor (m)	126
Precio/Coste (M€)	5

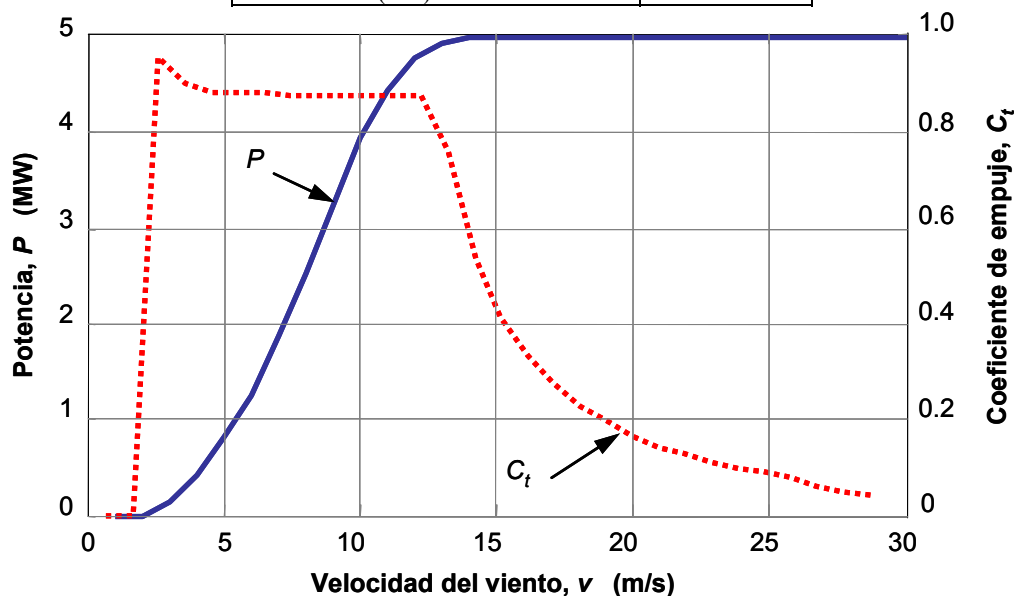


Figura 114. Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador analizado en el Caso 5.1.

El comportamiento del viento ha sido modelado mediante la probabilidad de ocurrencia, p (%), el factor de escala, C (m/s) y factor de forma, K , para cada una de las 16 direcciones que componen la rosa de los vientos. La Tabla 55 muestra los parámetros correspondientes a la caracterización del viento que se suponen iguales para todas las celdas de la parcela. Dichos parámetros han sido extraídos y adaptados de las mediciones realizadas en la Boya de Golfo de Cádiz perteneciente a Puertos del Estado [150].

Tabla 55. Datos correspondientes a las condiciones de viento en el emplazamiento bajo estudio.

Dirección de procedencia	Probabilidad, p (%)	Factor de escala, C (m/s)	Factor de forma, K
N	6.81	7.05	2.25
NNE	4.98	6.43	2.09
NE	6.02	7.38	2.11
ENE	5.78	7.95	2.16
E	6.73	9.24	2.17
ESE	5.63	9.63	2.09
SE	3.52	8.57	1.94
SSE	2.40	6.89	1.82
S	2.39	6.86	1.82
SSO	3.35	7.47	1.88
SO	4.55	7.61	1.95
OSO	6.46	7.45	2.21
O	10.31	7.55	2.43
ONO	9.51	7.29	2.32
NO	8.74	7.15	2.18
NNO	10.02	7.73	2.39

En la Figura 115 puede observarse la rosa de densidad de potencia eólica (definida como la potencia eólica disponible por unidad de superficie barrida por el rotor de la turbina) correspondiente a los datos mostrados en la Tabla 55. Como puede observarse, las direcciones E y ESE son las predominantes, aunque las direcciones NNO y O también tienen una componente (en términos de densidad de potencia) importante.

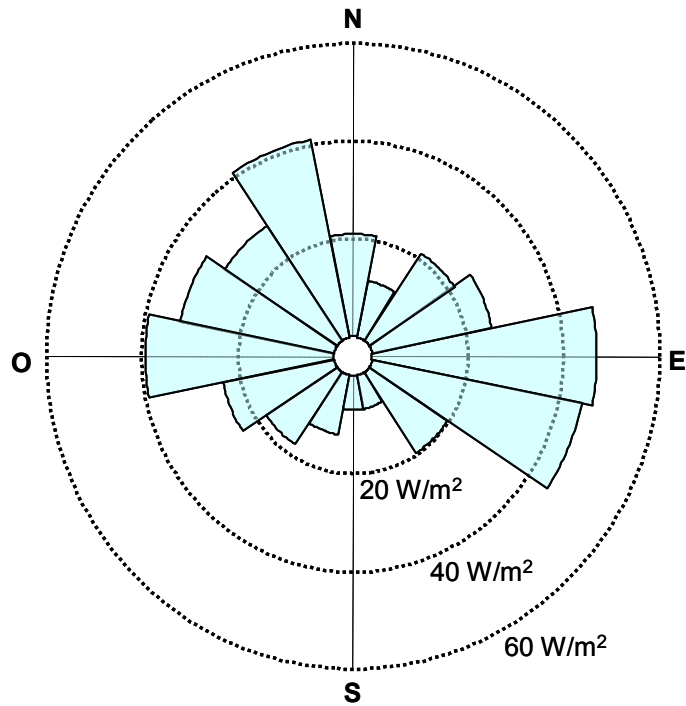


Figura 115. Densidad de potencia de cada uno de los sectores de la rosa de los vientos para el caso analizado.

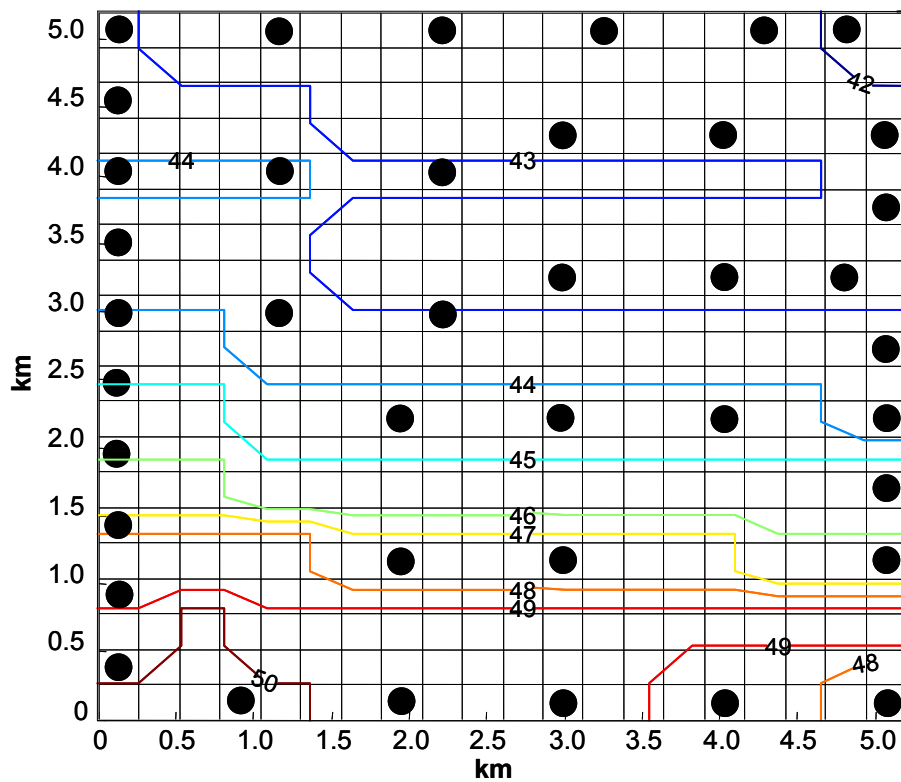


Figura 116. Disposición óptima de los aerogeneradores obtenida por el algoritmo genético desarrollado para el Caso 5.1.

La solución óptima lograda por el algoritmo se muestra en la Figura 116. El tiempo empleado ha sido de 14976 s (4 horas, 9 minutos y 36 segundos), utilizando una agrupación de tres ordenadores trabajando en paralelo Intel Core 2 Quad CPU Q9559 2.83 GHz. El parque eólico está constituido por 40 aerogeneradores de 5 MW de potencia nominal, sumando una potencia total de 200 MW. La posición de los aerogeneradores se indica mediante los círculos de color negro, mientras que sobre la superficie estudiada se muestran las curvas de nivel correspondientes a la profundidad de lecho marino.

Puede observarse la predisposición de los aerogeneradores a alinearse verticalmente agrupándose en la parte Norte de la parcela debido a la menor profundidad del fondo marino en esa zona y, por tanto, a los menores costes de cimentación.

Por otro lado, puede resultar sorprendente *a priori* la mayor concentración de aerogeneradores en la frontera occidental de la parcela ya que, a la vista de la rosa de densidad de potencia en el emplazamiento (Figura 115), sería de esperar la ubicación de un mayor número de aerogeneradores en el extremo oriental para que éstos se encuentren en flujo libre cuando el viento proceda de la dirección Este (dirección que tiene asociada una mayor densidad de potencia eólica). Esta situación puede explicarse con ayuda de la Figura 117 en la que se muestra la energía producida por el parque eólico para cada una de las direcciones de la rosa de los vientos, así como la fracción de pérdidas y el rendimiento asociado al efecto de las estelas. En primer lugar, cabe destacar la pérdida de protagonismo de los sectores E y ESE con respecto a la densidad de potencia disponible (ver Figura 115). Este fenómeno es consecuencia de que dicha densidad tiene una dependencia cúbica con la velocidad del viento, mientras que la curva de potencia del aerogenerador en función de la velocidad no sigue la misma tendencia sino que a partir de la velocidad de viento nominal, la potencia generada permanece constante (ver Figura 114). Como puede observarse en la Tabla 55, la velocidad media del viento (íntimamente ligada con el factor de escala, C) para las direcciones E y ESE es superior que las correspondientes a las direcciones O y NNO. Sin embargo, la probabilidad de ocurrencia de estas dos últimas direcciones es superior y, por ello, ganan protagonismo sobre la potencia generada del parque (con respecto a la rosa de densidad de potencia disponible en el emplazamiento).

También es importante analizar el comportamiento del rendimiento asociado al efecto de las estelas. Por un lado, resulta notoria su dependencia con la disposición de los aerogeneradores, aspecto donde los métodos desarrollados en este trabajo juegan un papel fundamental. Sin embargo, dicho rendimiento tiene también una alta dependencia con el comportamiento del viento en cuanto a velocidad se refiere. Según el modelo analítico desarrollado por Jensen [103] para el cálculo del déficit de velocidad del viento en el interior de la estela, cuanto mayor es el coeficiente de empuje de máquina, C_T , mayor la pérdida de velocidad en la estela. Como puede observarse en la Figura 114, el coeficiente de empuje sigue una tendencia descendiente conforme aumenta la velocidad del viento. Por tanto, puede concluirse que el efecto de las estelas es menor cuanto mayor es la velocidad del viento (este hecho también puede observarse en el Apartado 5.3, concretamente en la Figura 102). Por consiguiente, para el caso bajo

estudio, las pérdidas por efecto de las estelas son mayores para los sectores en los que la velocidad media es menor. Y es precisamente esta razón, la que hace que exista una mayor concentración de aerogeneradores en el extremo occidental del parque eólico minimizando así —en la medida de lo posible— el efecto de las estelas cuando el viento procede de dirección O y NNO (ya que tienen un alto protagonismo en cuanto a ocurrencia aunque con velocidades medias inferiores que en el caso de las direcciones E y ESE).

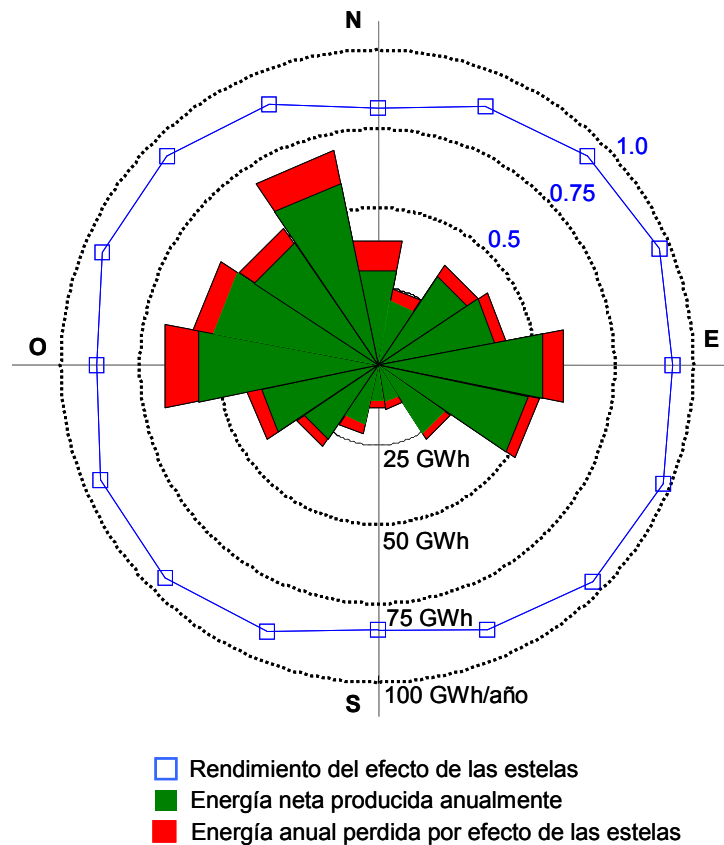


Figura 117. Energía anual generada y pérdidas por efecto de las estelas para cada uno de los sectores de la rosa de los vientos.

La Tabla 56 muestra los principales resultados económicos correspondientes a la solución óptima obtenida por el algoritmo.

Tabla 56. Principales resultados económicos correspondientes a la solución óptima lograda por el algoritmo para el Caso 5.1.

Concepto	Valor
VAN (M€)	872.08
Inversión inicial (M€)	504.57
Inversión en turbinas (M€)	200.00
Coste de las cimentaciones (M€)	200.51
Coste de instalación y transporte (M€)	11.33
Inversión en subestaciones y sistema de transmisión (M€)	66.71
Instalación eléctrica interna de distribución (M€)	26.02
Energía anual producida (GWh)	546.14

Finalmente, se ha realizado un análisis (reseñado previamente en el Apartado 5.3) comparando el comportamiento del algoritmo genético mejorado —mediante los operadores específicos orientados al problema de optimización de grandes parques eólicos— frente al comportamiento de los algoritmos genéticos empleado en planteamientos anteriores [25], [26]. En la Figura 118 puede apreciarse la evolución del valor de la función objetivo correspondiente al mejor individuo y a la media de la población para los dos algoritmos mencionados.

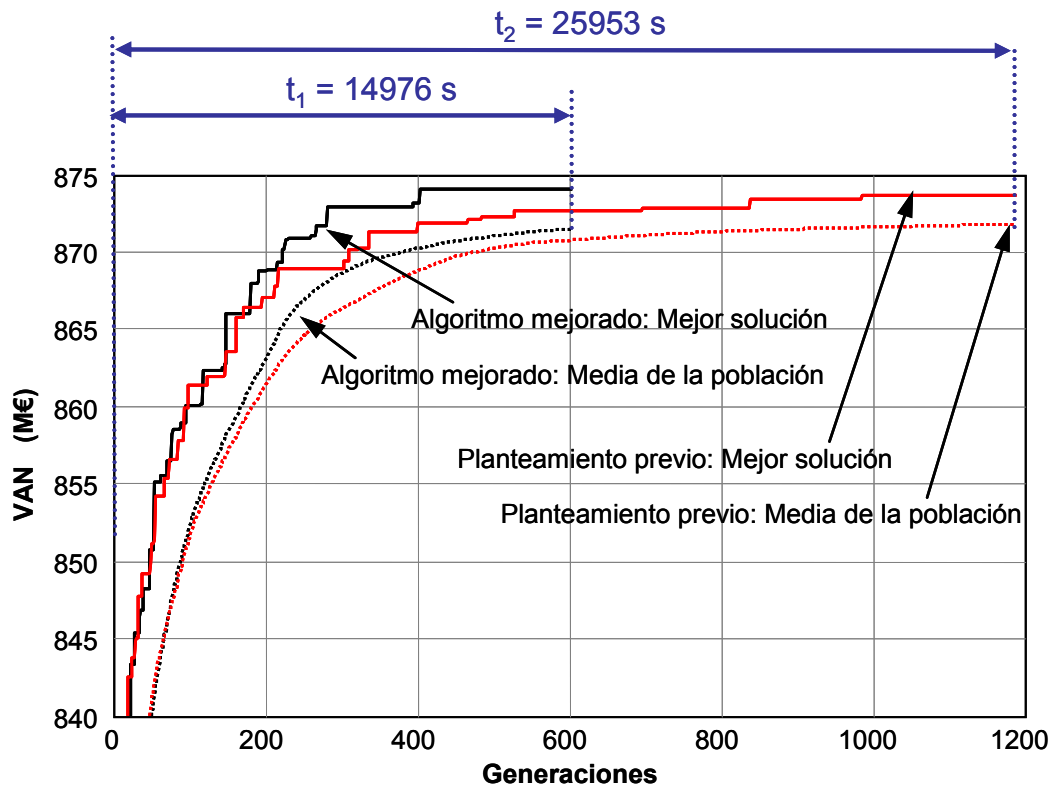


Figura 118. Evolución de la población durante la ejecución del Caso 5.1 mediante el algoritmo mejorado desarrollado en este trabajo y el algoritmo correspondiente a planteamientos previos.

Puede observarse como durante las primeras generaciones el comportamiento de ambos algoritmos es similar. Sin embargo, conforme progresa la población, el algoritmo mejorado presenta una evolución hacia la solución óptima más rápida que la correspondiente al algoritmo desarrollado en trabajos previos. El primero alcanza la solución óptima en 602 generaciones (14976 s) frente 1187 generaciones (25953 s) empleados por el segundo. Como se ha comentado con anterioridad, aunque la diferencia en generaciones empleadas por el algoritmo es casi la mitad, en término de tiempo dicha diferencia es algo menor debido al consumo requerido por los operadores especiales de cruce y mutación mejorados.

Estudio de la influencia de parques cercanos

Es práctica habitual la concesión de parcelas próximas para la ubicación de nuevos parques eólicos en el mar [151]. Por ello, se propone el análisis de cuál será el comportamiento económico de la solución obtenida teniendo en cuenta que existe otro parque eólico idéntico separado a una distancia de 1040 m del extremo occidental del

primero, como puede apreciarse en la Figura 119. La energía anual generada por el parque mas oriental (Parque Eólico B) sería 531.61 GWh y su valor actual neto 803.32 M€. Esto supone un decremento del 2.66% en términos de energía generada y un 7.88% en VAN con respecto al mismo parque eólico si estuviese aislado (ver Tabla 57). Por otro lado, el parque eólico occidental (Parque Eólico A) también sufre un decremento en cuanto a la energía producida (536.51 GWh), mientras que el VAN sería 854.55 M€.

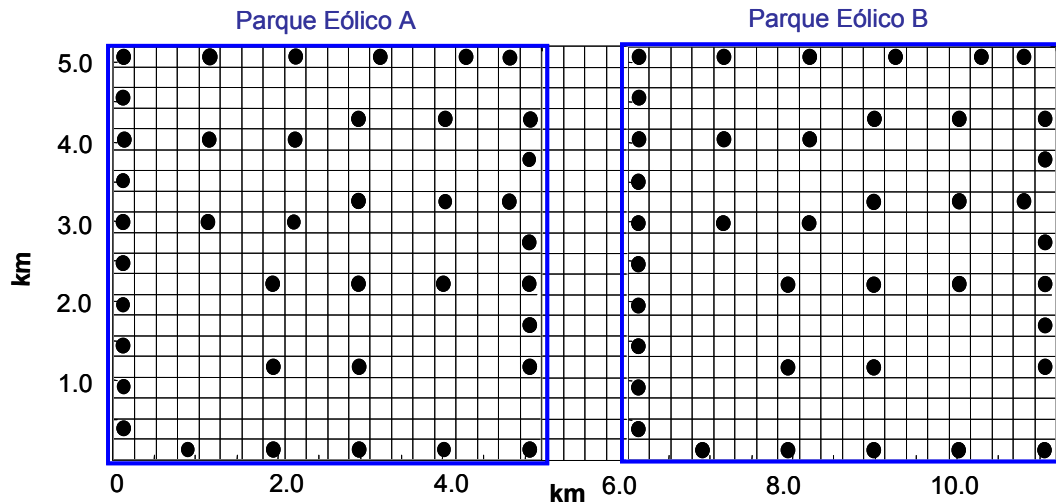


Figura 119. Disposición geográfica de los aerogeneradores considerando la solución optimizada de un parque aislado.

Con el propósito de obtener la mayor rentabilidad posible se ha estudiado la optimización conjunta de ambos parques, tomando un límite máximo de 40 aerogeneradores para cada uno de ellos y asumiendo la misma orografía del fondo marino. Para ello, se ha hecho evolucionar dos poblaciones independientes para cada parque eólico tomando como objetivo maximizar el VAN correspondiente al conjunto de ambos parques. La Figura 120 muestra la solución óptima lograda para este caso.

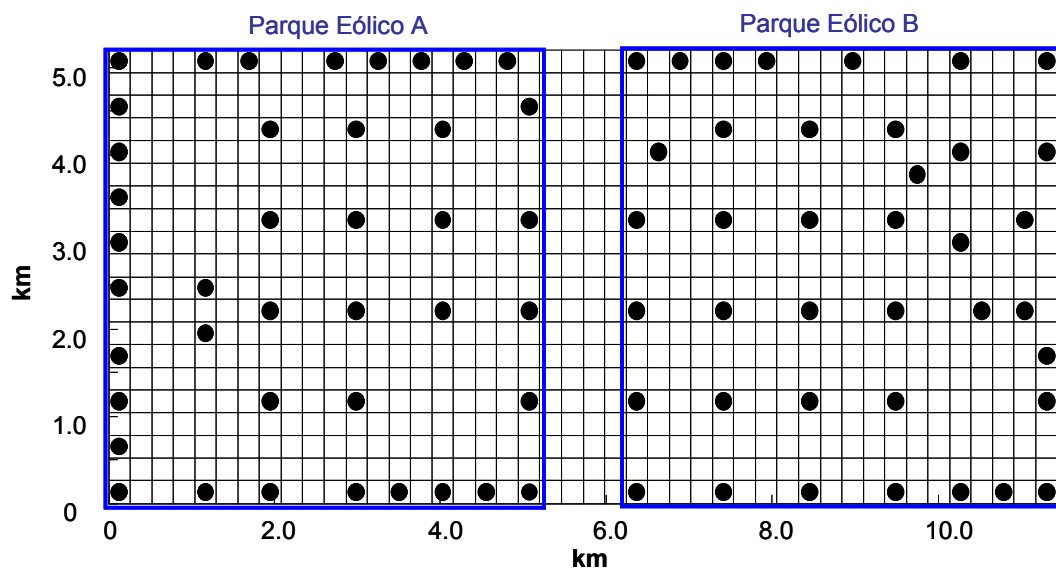


Figura 120. Disposición geográfica de los aerogeneradores realizando la optimización conjunta de ambos parques.

Tabla 57. Principales resultados económicos correspondientes a la optimización conjunta de ambos parques.

	Parque Eólico		
	A	B	A+B
VAN (M€)	849.70	820.02	1669.72
Inversión inicial (M€)	505.76	499.76	1005.52
Inversión en turbinas (M€)	200.00	200.00	400.00
Coste de las cimentaciones (M€)	200.01	198.27	398.28
Coste de instalación y transporte (M€)	11.14	11.28	22.42
Inversión en subestaciones y sistema de transmisión (M€)	68.42	66.71	135.13
Coste de la instalación eléctrica interna de distribución (M€)	26.19	23.50	49.69
Energía anual producida (GWh)	535.15	534.16	1069.31

Como puede apreciarse en la Tabla 57, el VAN obtenido mediante este enfoque (1669.72 M€) supone una mejora global del 0.715% respecto a la suma del VAN de cada uno de los parques por separado ($854.55 + 803.32 = 1657.87$ M€). Sin embargo, mediante la solución óptima obtenida para los dos parques conjuntamente, el parque occidental sufre una ligera reducción de su rentabilidad a favor de la mejora producida en el parque oriental.

5.4.2 Caso 5.2

En este ensayo se pretende poner de manifiesto la capacidad del planteamiento secuencial, propuesto en el Apartado 5.3, para la optimización de parques eólicos de gran dimensión. En este caso se ha analizado el comportamiento de ambas metodologías —el algoritmo genético mejorado y el planteamiento secuencial— conforme aumenta el tamaño del parque eólico. Para ello, se propone la optimización en un emplazamiento donde las condiciones de viento son iguales a las consideradas en el caso anterior (definidas por la Tabla 55 y Figura 115).

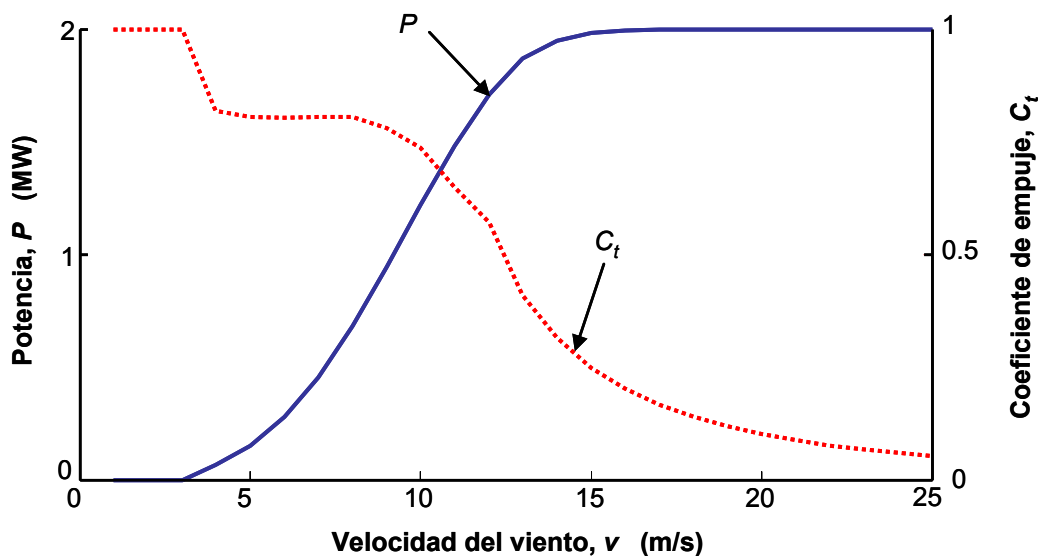


Figura 121. Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador analizado en el Caso 5.2.

Las características técnicas del aerogenerador empleado en este estudio se muestran en la Tabla 58 y sus curvas de potencia y coeficiente de empuje en función de la velocidad del viento pueden observarse en la Figura 121.

Tabla 58. Principales características del aerogenerador estudiado en el Caso 5.2.

Concepto	Valor
Potencia nominal (MW)	2
Altura del buje (m)	85
Diámetro del rotor (m)	80
Coste (M€)	2

Los principales datos económicos de entrada al algoritmo son los mismos que para el Caso 5.1 (ver Tabla 50 y Tabla 51). Se supone que el fondo marino es plano con una profundidad de 40 m a lo largo de toda el área bajo estudio.

El tamaño del parque eólico ha sido aumentado de forma progresiva manteniendo la densidad de aerogeneradores (número de turbinas eólicas por unidad de superficie) constante. Para el estudio realizado sobre el comportamiento del algoritmo genético mejorado, se ha incrementado el tamaño de la población y el criterio de convergencia siguiendo una relación cuadrática con el número de aerogeneradores en cada caso, ya que una tendencia del mismo orden que el incremento de complejidad del problema resultaría inviable, desde el punto de vista de tiempo de cálculo (véase Tabla 49). Sin embargo, para el planteamiento secuencial desarrollado en este trabajo, la complejidad que supone la optimización sucesiva de cada una de las zonas de influencia depende únicamente de las dimensiones de dicha zona de influencia y no del tamaño del parque eólico completo. Por ello, para esta metodología se ha tomado un tamaño de población constante. Los principales parámetros de entrada para el estudio realizado sobre ambas metodologías se muestran en la Tabla 59.

Tabla 59. Parámetros de entrada correspondientes al estudio de comparación de ambos planteamientos.

Dimensiones de la parcela (km)		7.2x7.2	8.1x8.1	9.0x9.0	9.9x9.9	10.8x10.8
Discretización del terreno (celdas)		40x40	45x45	50x50	55x55	60x60
Máximo número de aerogeneradores		60	76	96	115	135
Algoritmo Genético Mejorado	Tamaño de la población	400	600	1000	1500	2000
	Criterio de convergencia	80	125	200	300	400
	Tasa de cruce	80				
	Tasa de mutación	60				
Planteamiento Secuencial	Tamaño de la población	400	400	400	400	400
	Distancia de influencia(km)	3.60	4.05	3.60	4.95	3.60
	Criterio de convergencia	80	125	200	300	400
	Generaciones para cambio de sector	5	8	8	10	10
	Generaciones para reubicación	20	32	32	80	80
	Tasa de cruce	80				
	Tasa de mutación	60				

En la Figura 122 se muestra una comparación del valor de la función objetivo correspondiente a las soluciones óptimas alcanzadas por ambas metodologías en función del tamaño del parque eólico. El tiempo empleado, mediante una agrupación de ocho ordenadores en paralelo (Intel Core 2 Quad CPU Q9559 2.83 GHz), por cada una de las metodologías en función del tamaño del parque eólico se muestra en la Figura 123.

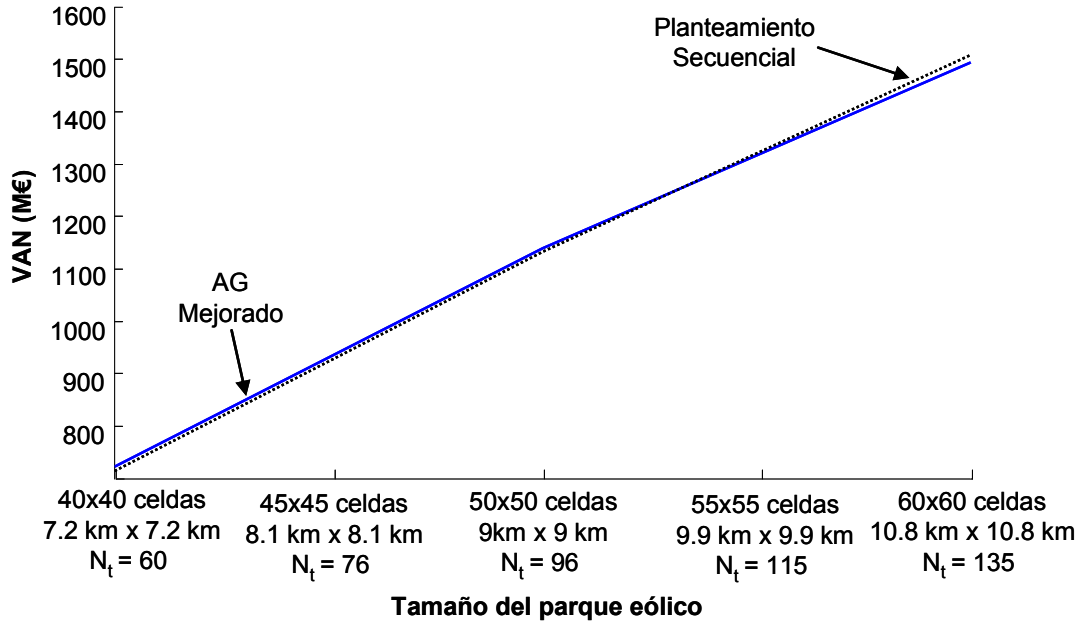


Figura 122. Evolución del VAN alcanzado mediante las dos metodologías comparadas en función del tamaño del parque eólico

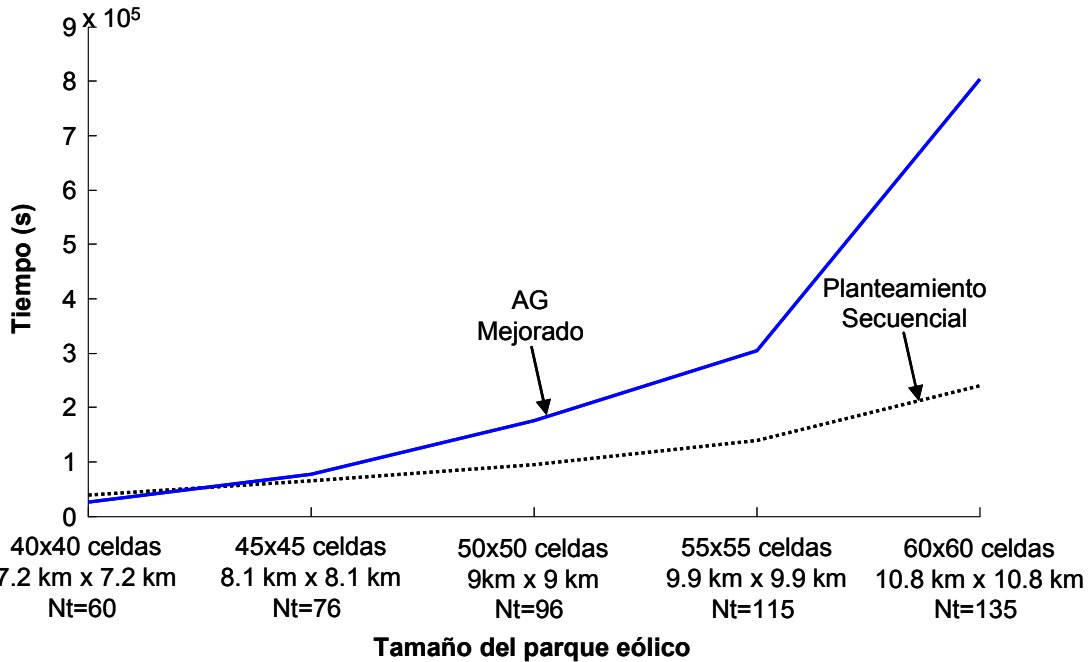


Figura 123. Tiempo empleado por las dos metodologías comparadas en función del tamaño del parque eólico

Como puede verse, la calidad de las soluciones alcanzadas mediante la metodología propuesta se mantiene en niveles muy similares con respecto a las soluciones alcanzadas por el algoritmo genético mejorado. Para problemas de tamaño moderado, el valor de la función objetivo obtenido mediante el planteamiento secuencial es ligeramente inferior. Sin embargo, conforme aumenta la complejidad del problema dicha metodología tiene la capacidad de alcanzar soluciones de mayor calidad. Por otro lado, en cuanto al tiempo empleado puede observarse la notable mejora que supone el planteamiento secuencial conforme aumenta el tamaño del parque eólico bajo estudio.

En la Figura 124 se muestra la evolución del mejor individuo mediante ambos planteamientos, para el caso de un parque eólico de dimensiones 10.8 km x 10.8 km con 135 aerogeneradores. Puede observarse que el número de generaciones empleado por ambos planteamientos es muy similar. Sin embargo, en términos de tiempo existe una diferencia considerable, ya que el planteamiento secuencial emplea un tamaño de población menor para la optimización de cada una de las zonas de influencia. Durante las primeras generaciones el planteamiento secuencial muestra un comportamiento peor que el del algoritmo genético mejorado. No obstante, conforme evoluciona el algoritmo la metodología secuencial presenta una mayor capacidad de mejora frente a la saturación que sufre el algoritmo genético mejorado, conduciendo a una solución óptima con mayor VAN asociado.

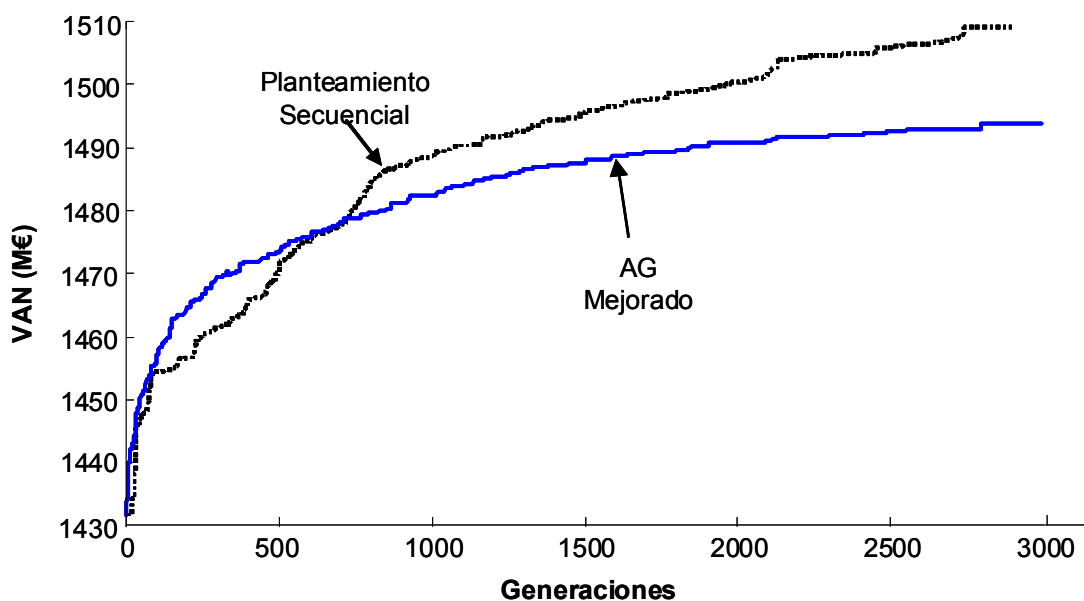


Figura 124. Evolución del mejor individuo mediante ambos planteamientos

La solución óptima alcanzada mediante ambos planteamientos se muestra en la Figura 125 y Figura 126 mientras que los principales resultados económicos de ambas soluciones se comparan en la Tabla 60.

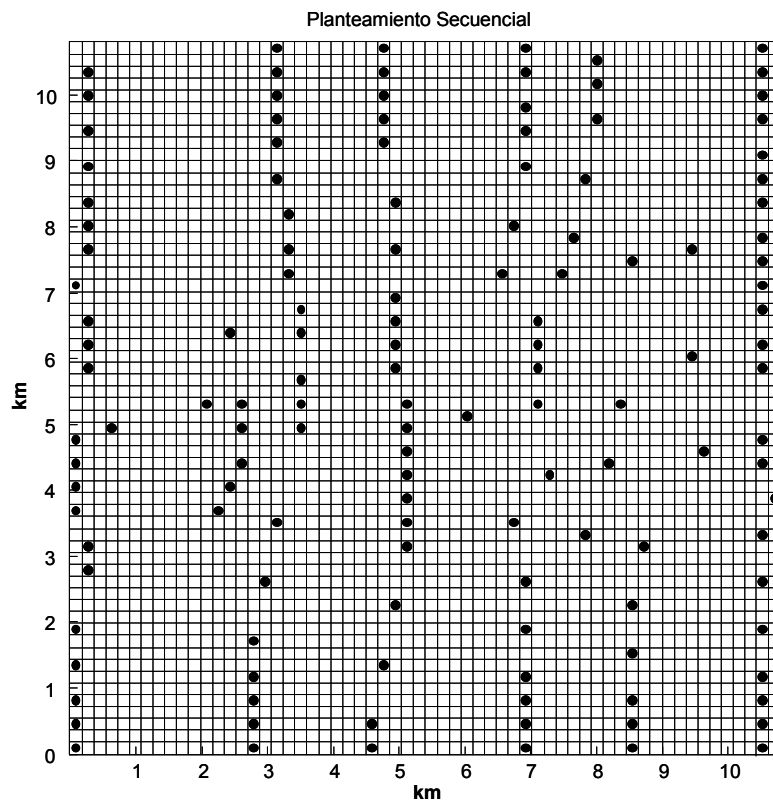


Figura 125. Solución óptima obtenida mediante el planteamiento secuencial.

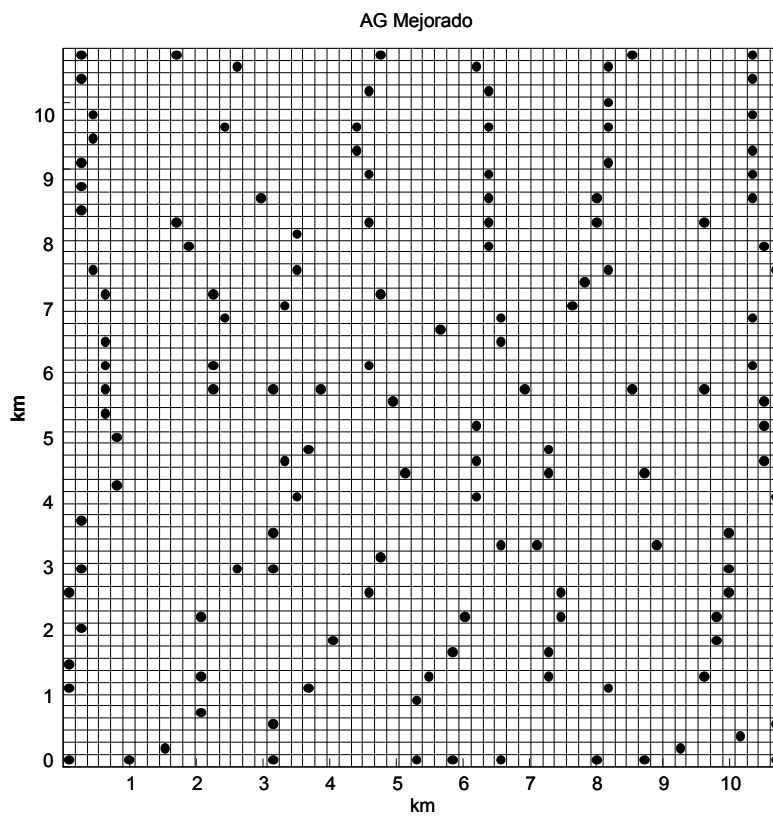


Figura 126. Solución óptima obtenida mediante el algoritmo genético mejorado.

Tabla 60. Principales resultados económicos correspondientes a las soluciones óptimas obtenidas mediante ambos planteamientos

	Planteamiento secuencial	AG mejorado
VAN (M€)	1508.93	1493.61
Tasa interna de retorno, TIR (%)	15.28	15.14
Tiempo de retorno de la inversión (años)	7.83	7.88
Inversión inicial (M€)	1019.62	1024.04
Inversión en turbinas (M€)	675.00	675.00
Coste de las cimentaciones (M€)	213.30	213.30
Coste de instalación y transporte (M€)	38.09	38.10
Instalación eléctrica interna de distribución	93.22	97.64
Energía anual producida (GWh)	1062.19	1059.82

Como puede apreciarse, la principal causa de la diferencia de rentabilidad entre ambas soluciones radica, principalmente, en la mayor energía anual generada. En este sentido, la disposición de los aerogeneradores en la solución obtenida mediante el planteamiento secuencial juega un papel fundamental en cuanto a los ingresos derivados de la venta de energía, ya que la mayor eficiencia global relacionada con el efecto de las estelas para la solución obtenida mediante el método secuencial (92.465%) frente al algoritmo genético mejorado (92.259%) hace que la primera solución resulte más rentable desde un punto de vista económico.

5.4.3 Caso 5.3

Finalmente, se ha analizado la implantación un parque eólico de gran dimensión en el que se ha estudiado la influencia de la profundidad del lecho marino y la presencia de zonas prohibidas sobre la disposición de aerogeneradores.

Para ello, se repetirán las mismas condiciones consideradas en el caso anterior sobre la parcela de dimensiones 10.8 km x 10.8 km. En este caso, la superficie bajo estudio tiene diferentes zonas donde se considera que no está permitida la ubicación de aerogeneradores tal como puede observarse en la Figura 127 mediante las celdas marcadas en color rojo. Por otro lado, la profundidad del fondo marino varía a lo largo de la parcela como puede apreciarse en la Figura 128.

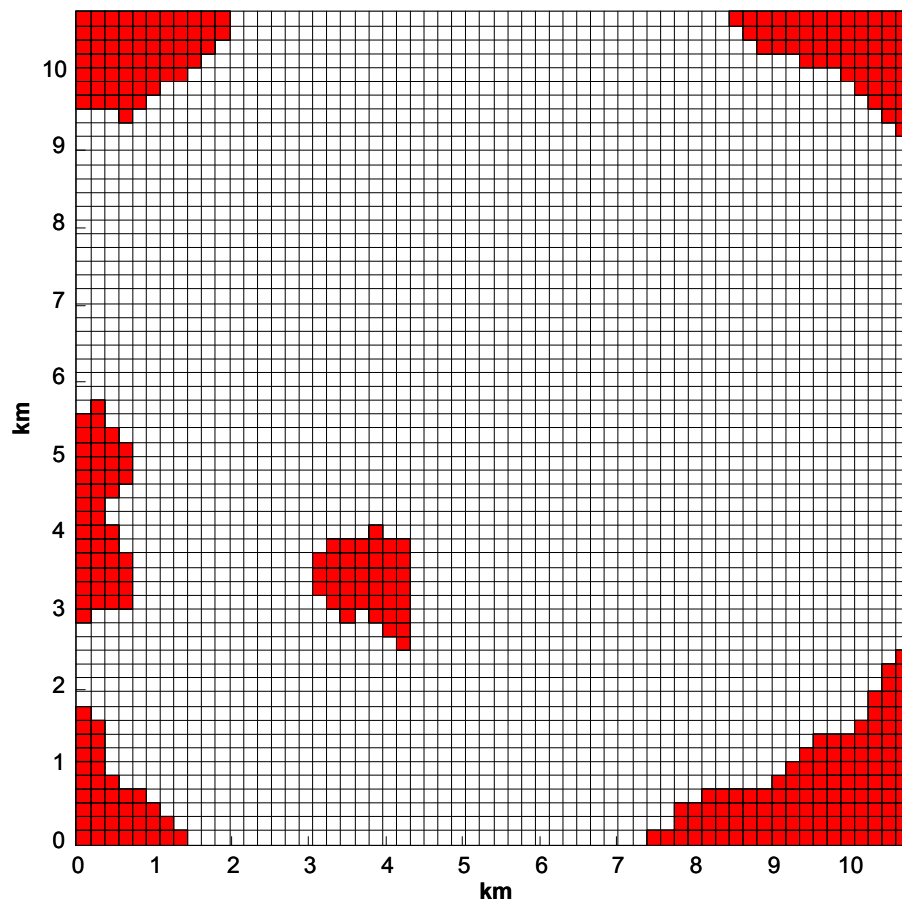


Figura 127. Zonas prohibidas en la parcela bajo estudio para el Caso 5.3

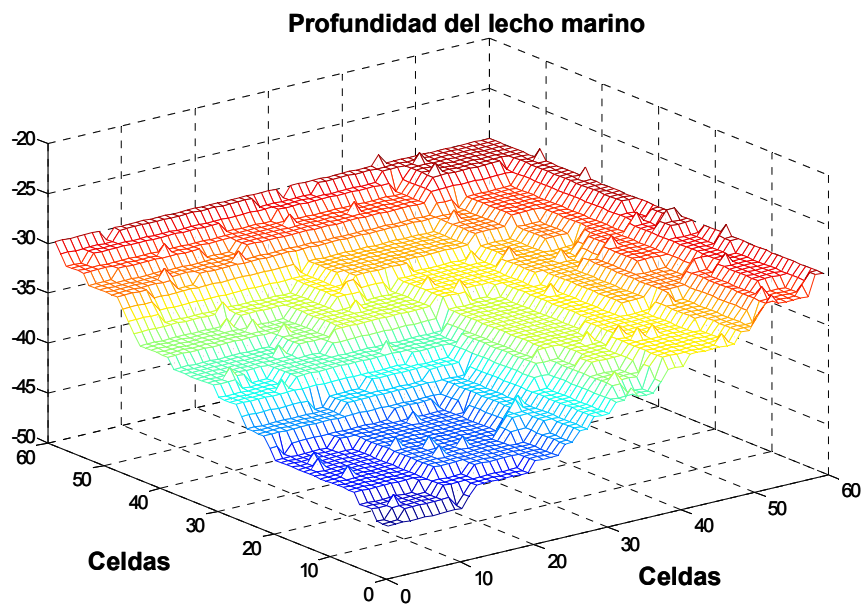


Figura 128. Profundidad del lecho marino en la parcela bajo estudio en el Caso 5.3.

El algoritmo alcanza la solución óptima en 29126 s. En la Figura 129 se muestra la ubicación de los aerogeneradores para la configuración óptima obtenida mediante la metodología desarrollada. Los principales resultados económicos se exponen en la Tabla 61. Como puede apreciarse, la energía anual neta producida por el parque eólico es ligeramente inferior a la configuración óptima correspondiente al caso anterior (ver Tabla 60 y Figura 125), ya que a pesar de que las condiciones de viento son las mismas la superficie disponible en este caso es inferior (por la presencia de zonas prohibidas) y por tanto mayor es el grado de compacidad de aerogeneradores y las pérdidas por efecto de las estelas. También puede apreciarse cómo el coste total de las cimentaciones resulta inferior, ya que la profundidad media del terreno es menor en comparación con el parque eólico estudiado en el Caso 5.2. Esto hace que la rentabilidad de la solución óptima alcanzada en este caso sea ligeramente superior a la del caso anterior, a pesar de la menor producción de energía.

Tabla 61. Principales resultados económicos obtenidos para la solución alcanzada para el Caso 5.3

Concepto	Valor
VAN (M€)	1556.34
Tasa interna de retorno, TIR (%)	15.56
Tiempo de retorno de la inversión (años)	7.63
Inversión inicial (M€)	965.441
Inversión en turbinas (M€)	675.00
Coste de las cimentaciones (M€)	161.069
Coste de instalación y transporte (M€)	38.081
Instalación eléctrica interna de distribución (M€)	91.291
Energía anual producida (GWh)	1059.11

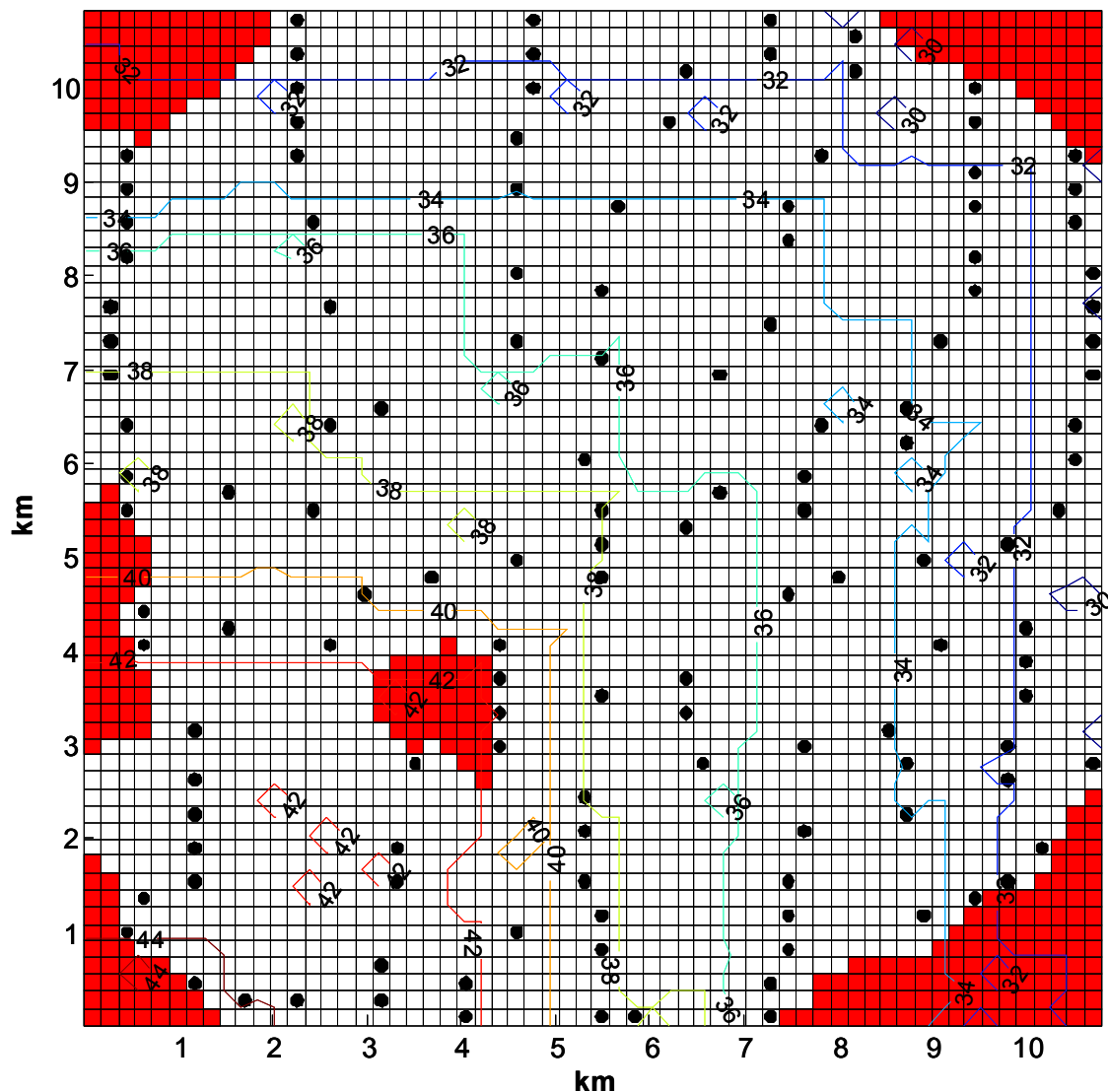


Figura 129. Solución óptima obtenida para el Caso 5.3 mediante la metodología desarrollada

5.5 Conclusiones

En el presente capítulo se ha tratado el problema de posicionamiento óptimo de los aerogeneradores en grandes parques eólicos marinos.

Para ello, se ha desarrollado una herramienta teniendo en cuenta un modelo económico completo para proyectos eólicos de esta naturaleza. Considerando los principales aspectos que intervienen en la inversión inicial a realizar en una instalación de este tipo y en el rendimiento económico durante su fase de operación.

Por otra parte, el diseño óptimo de grandes parques eólicos presenta especial dificultad debido a las dimensiones involucradas en el propio problema que hacen que, desde un punto de vista práctico, no sea posible acometer la optimización mediante las metodologías desarrolladas con anterioridad. Por ello, en este trabajo se han realizado diversas mejoras que permiten abordar el problema planteado requiriendo un esfuerzo computacional asumible.

Las innovaciones introducidas consisten, por un lado, en el desarrollo de operadores del algoritmo genético específicos para el problema de posicionamiento óptimo de las turbinas eólicas. Por otro lado, se ha introducido una nueva metodología basada en un planteamiento secuencial del problema, permitiendo la optimización sectorizada del parque. De esta forma, es posible reducir considerablemente la complejidad del problema (tamaño del espacio de soluciones a explorar) y, por tanto, el coste computacional asociado a su resolución.

Finalmente, la capacidad de las diferentes mejoras introducidas ha sido analizada mediante la ejecución de un conjunto de casos. En primer lugar, se ha mostrado la aptitud del modelo económico desarrollado para el estudio de parques eólicos marinos. Además, de comparar el comportamiento del algoritmo genético una vez introducidos los operadores específicos desarrollados. En el segundo ensayo, se ha puesto de manifiesto la capacidad de la metodología secuencial implementada, mostrando su aptitud para el caso de grandes parques eólicos. Finalmente, en el tercer caso analizado se ha acometido la optimización de un parque eólico de gran dimensión mostrando el potencial de los métodos desarrollados para afrontar el diseño incluyendo factores tan realistas como la presencia de zonas prohibidas o la influencia de la profundidad del lecho marino sobre los costes de cimentación.

Diseño del sistema de transmisión de energía de parques eólicos marinos

6.1 Introducción

Hasta la fecha, el parque eólico operativo ubicado a mayor distancia de la costa es Alpha Ventus en Alemania situado a 56.2 km de la línea de costa con una potencia nominal de 60 MW [152]. Las expectativas indican que en los años venideros esta distancia podría verse incrementada por encima de los 200 km, como sería el caso del parque Iddunn, en Noruega, que está proyectado a una distancia de 252 km de la costa con una potencia nominal de 1200 MW [152]. Este progresivo aumento, tanto en distancia como en potencia nominal del proyecto, hace cada vez más atractivo el empleo de sistemas de transmisión de alta tensión en corriente continua mediante convertidores en fuente de tensión (HVDC-VSC, por sus siglas en inglés). En este sentido, se espera que durante el año 2012 entre en operación el parque eólico Bard Offshore con una potencia nominal de 400 MW situado en el Mar del Norte a una distancia de 111.9 km siendo el primer parque eólico marino que utilice un sistema de transmisión en corriente continua [153].

El sistema de transmisión de potencia de un parque eólico marino es la instalación que permite evacuar la potencia por las turbinas eólicas ubicada en el mar hacia la red de transporte existente en tierra firme. El coste total de esta infraestructura comprende entre un 15 y 30 % del coste total de un parque eólico marino [117] - [119].

El diseño del sistema de transmisión depende de diferentes factores como la potencia nominal del parque, condiciones de viento en el emplazamiento, distancia a la costa, precios de los equipos, precio de venta de la energía, costes de operación y mantenimiento, tasas de fallos de los diferentes componentes, entre otros.

Durante la fase de diseño, la mayoría de los factores citados presentan un cierto grado de incertidumbre que, en algunos casos, puede conducir a grandes diferencias en cuanto al comportamiento económico de la instalación se refiere. El objetivo del equipo de diseño será determinar la configuración más apropiada seleccionando la tecnología (corriente alterna o corriente continua) y dimensionando los diferentes elementos como cables, subestaciones o estaciones convertidoras y unidades de compensación.

Con este objetivo, en este trabajo se ha desarrollado una herramienta que permite realizar la evaluación —incluyendo los principales aspectos técnicos y económicos— de las diferentes alternativas de diseño sobre un conjunto de escenarios y la posterior selección de la alternativa óptima bajo un criterio de toma de decisiones en ambiente de riesgo. De nuevo, la evaluación económica de la instalación se realiza mediante el cálculo del valor actual neto del proyecto. Por ello, ha sido preciso desarrollar un

modelo del comportamiento económico del sistema de transmisión, teniendo en cuenta los principales aspectos involucrados en el desarrollo del proyecto como la inversión inicial a realizar y los costes actualizados de operación y mantenimiento a lo largo de la vida útil de la instalación. Con el objetivo de calcular las pérdidas eléctricas en el sistema de transmisión, se ha empleado el modelo de producción de energía —que considera las condiciones de viento y la disposición geográfica de los aerogeneradores— desarrollado en el Capítulo 3 de la presente tesis.

El objetivo de la metodología desarrollada en este capítulo es determinar la configuración del sistema de transmisión más adecuada teniendo en cuenta, por un lado, las características constructivas y técnicas del parque eólico (potencia nominal, tipo de aerogenerador, disposición geográfica de las turbinas, distancia a la costa, etcétera.) y, por otro lado, la incertidumbre existente en las diferentes variables de diseño (comportamiento del viento, costes de adquisición de los equipos, precio de venta de la energía, tasas de fallo, entre otras). Con este propósito se evaluarán económicamente las diferentes alternativas de diseño para un conjunto de escenarios representativo del posible comportamiento futuro de las variables de diseño. Con el objeto de llevar a cabo la evaluación económica ha sido necesario emplear diferentes modelos para el cálculo de conceptos como la energía neta producida por el parque eólico, coste de los equipos y pérdidas eléctricas en el sistema. Finalmente, las soluciones más apropiadas se seleccionan mediante un criterio de toma de decisiones en ambiente de riesgo, dando lugar a la selección de configuraciones con un comportamiento frente al riesgo más apropiado que la obtenida mediante los planteamientos deterministas desarrollados hasta la fecha.

6.2 Metodología desarrollada

En la Figura 130 se muestra de forma esquemática la metodología desarrollada para llevar a cabo la selección óptima del sistema de transmisión de grandes parques eólicos marinos.

El método parte de la ejecución de dos módulos iniciales como son la generación de escenarios y la generación de las alternativas de diseño del sistema de transmisión. La generación de escenarios se realiza a partir del modelado estadístico de aquellas variables sujetas a un determinado nivel de incertidumbre. Un escenario corresponde a un valor aleatorio de cada una de dichas variables formando un conjunto valores que representa una posible concreción futura del entorno del problema.

La generación de alternativas de diseño consiste en definir el conjunto de posibles configuraciones del sistema de transmisión. Para ello, cada una de las alternativas queda definida mediante la selección de la tecnología a emplear en dicho sistema así como el nivel de tensión y dimensionado de equipos como cables y subestaciones (o estaciones convertidoras en el caso de corriente continua).

Una vez definidos los escenarios y las alternativas de diseño bajo estudio, se ejecuta la simulación de Monte Carlo con el objetivo de evaluar cada una de las alternativas para el conjunto de escenarios. Dicha evaluación se realiza mediante el cálculo del VAN del proyecto. De esta forma, se obtiene la matriz de resultados en la que cada elemento

corresponde a la evaluación económica de una determinada alternativa de diseño para un escenario concreto.

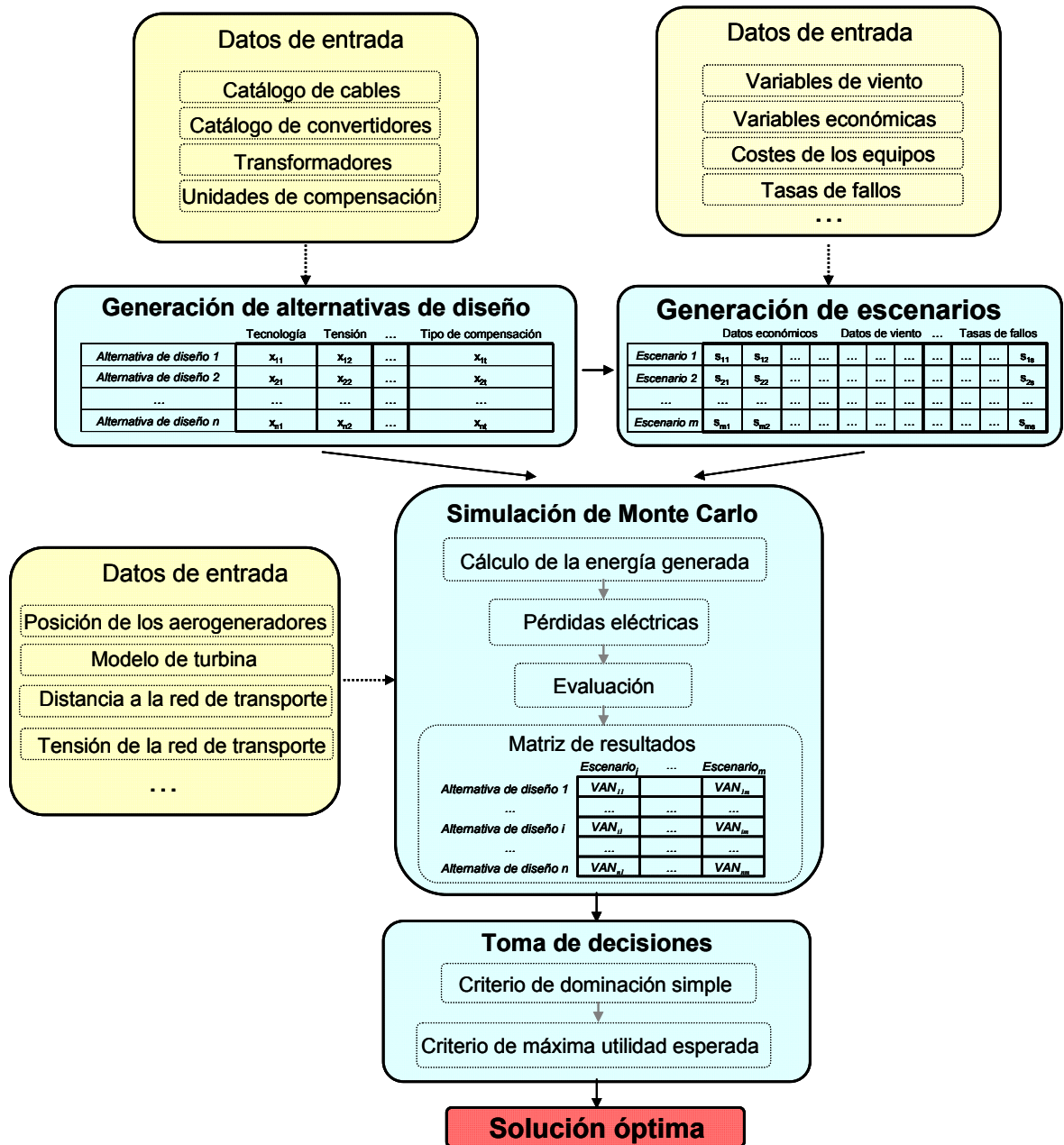


Figura 130. Esquema de la metodología desarrollada para la selección óptima del sistema de transmisión de un parque eólico marino.

Finalmente, una vez determinada la matriz de resultados, se procede a la selección de la configuración más apropiada, evaluando el comportamiento frente al riesgo de cada una de ellas mediante los criterios de toma de decisiones.

6.2.1 Generación de alternativas de diseño

Una alternativa de diseño corresponde a una posible configuración del sistema de transmisión de un parque eólico marino. Las alternativas de diseño se generan teniendo

en cuenta la base de datos disponible referente a los diferentes componentes del sistema de transmisión.

La conexión de un parque eólico marino con la red de transporte existente en tierra firme puede realizarse tanto en corriente alterna como en corriente continua. En función de la tecnología bajo estudio, los componentes del sistema serán diferentes.

En la Figura 131 se muestra esquemáticamente el sistema de transmisión de un parque eólico marino en corriente alterna.

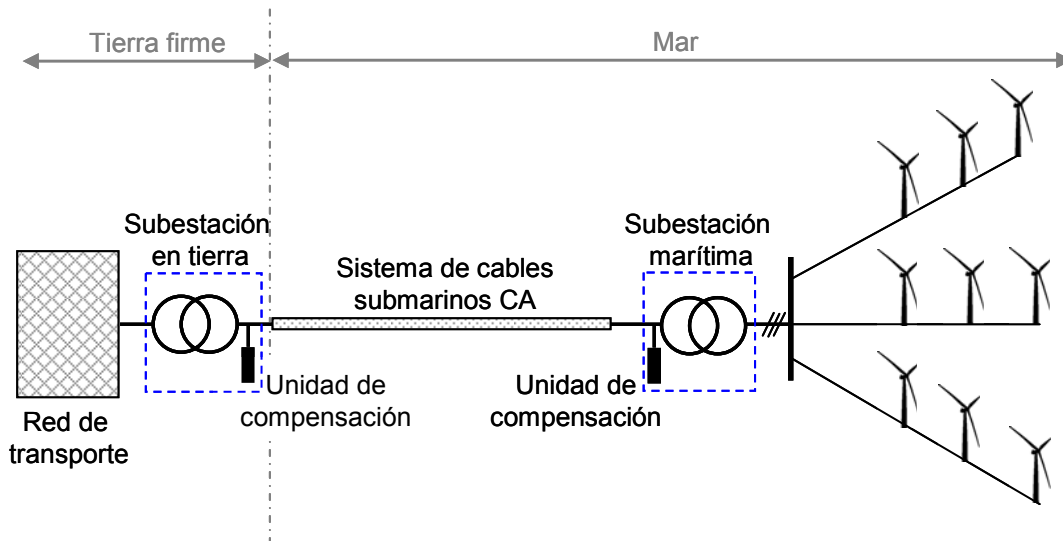


Figura 131. Esquema de conexión de un parque eólico mediante un sistema de transmisión en corriente alterna.

Los principales elementos involucrados en un sistema de transmisión en corriente alterna son:

- Cable/s de transmisión submarino/s. En instalaciones marinas es frecuente el empleo de cables aislados de polietileno reticulado enterrados en el fondo marino (en prevención de los posibles incidentes que pudieran surgir en relación con las actividades de dragado y pesca en la zona). Un factor importante a tener cuenta en cables aplicados al transporte de energía eléctrica en corriente alterna es su elevado efecto capacitivo, que hace las pérdidas dieléctricas a lo largo del cable puedan llegar a alcanzar valores considerables. Típicamente, sobre el rango de 100 - 150 kVAr/km para tensiones de 33kV, de 1000 kVAr/km para cables de 132 kV, y de 6 - 8 MVAr/km para tensiones de 400 kV [154].
- Transformador/es marítimo/s. El conjunto de transformadores ubicados en alta mar tienen como objetivo elevar el nivel de tensión desde la red interna colectora del parque eólico hasta la tensión de trabajo del sistema de transmisión.
- Plataforma/s marítima/s. La misión de las plataformas sobre el mar es alojar a los transformadores, unidades de compensación, apareamiento, equipos de control y equipos auxiliares, entre otros. Adicionalmente, es habitual la presencia de una estancia habilitada para albergar al personal de mantenimiento así como un puerto de atraque o helipuerto para permitir el acceso a dicho personal.

- Unidades de compensación de potencia reactiva tanto en alta mar como en tierra firme. El objeto de las unidades de compensación es corregir el consumo de la potencia reactiva generada por el efecto capacitivo del cable. Habitualmente, estos elementos están constituidos por reactancias controladas por tristores (TCR, por sus siglas en inglés) [93].
- Transformador en tierra. El objeto es adaptar el nivel de tensión del sistema de transmisión a la tensión de la red de transporte existente en tierra firme.

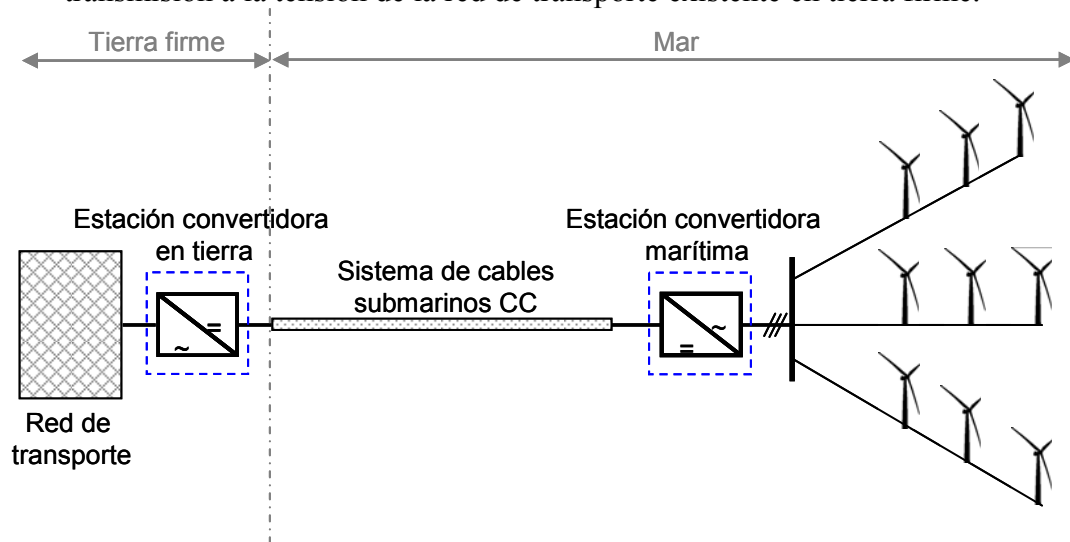


Figura 132. Esquema de conexión de un parque eólico mediante un sistema de transmisión en corriente continua.

Si, por el contrario, la tecnología empleada es de alta tensión en corriente continua (ver Figura 132), los elementos que constituirán el sistema son los que se enumeran a continuación:

- Estaciones convertidoras. En el sistema de transmisión existirán dos estaciones convertidoras: una ubicada en tierra firme y otra en alta mar. Como se muestra en la Figura 133, cada estación convertidora está compuesta por: convertidores en fuente de tensión, filtro de armónicos del lado de la red de corriente alterna, condensador y filtro del lado de corriente continua [155].

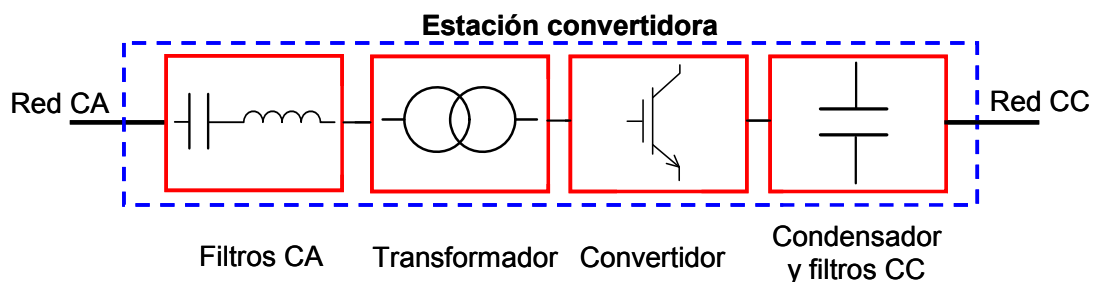


Figura 133. Esquema simplificado de una estación convertidora.

- Plataforma/s marítima/s. La función de la plataforma es la misma que en el caso de un sistema de transmisión en corriente alterna, con la salvedad de que la estación convertidora presenta un mayor requerimiento de espacio, por lo que

generalmente resulta más cara en comparación con la necesaria para un sistema de transmisión en corriente alterna.

- Cable de transmisión en corriente continua. Puede demostrarse [156] que la capacidad de transporte de un enlace bipolar en corriente continua es prácticamente equivalente a la de un conjunto de tres cables de corriente alterna con las mismas características constructivas y niveles de tensión. Además, los requisitos de aislamiento requeridos en corriente continua son menores, ya que en este caso no existen corrientes de fuga capacitivas y la potencia de transmisión únicamente está restringida por las pérdidas Joule.

La generación de alternativas consistirá, en primer lugar, en seleccionar la tecnología a emplear y seguidamente dimensionar los diferentes elementos correspondientes a dicha tecnología. Por ejemplo, en el caso de corriente alterna sería necesario seleccionar la tensión del enlace y posteriormente la sección de los cables, dimensionado de los transformadores tanto en alta mar como en tierra y el tipo de compensación (en tierra o en ambos extremos). Si la tecnología seleccionada es de corriente continua, será necesario seleccionar el nivel de tensión, la sección de los conductores y la capacidad nominal de los convertidores. En la Figura 134 se muestra un ejemplo del árbol de decisión empleado para realizar la generación de alternativas de diseño.

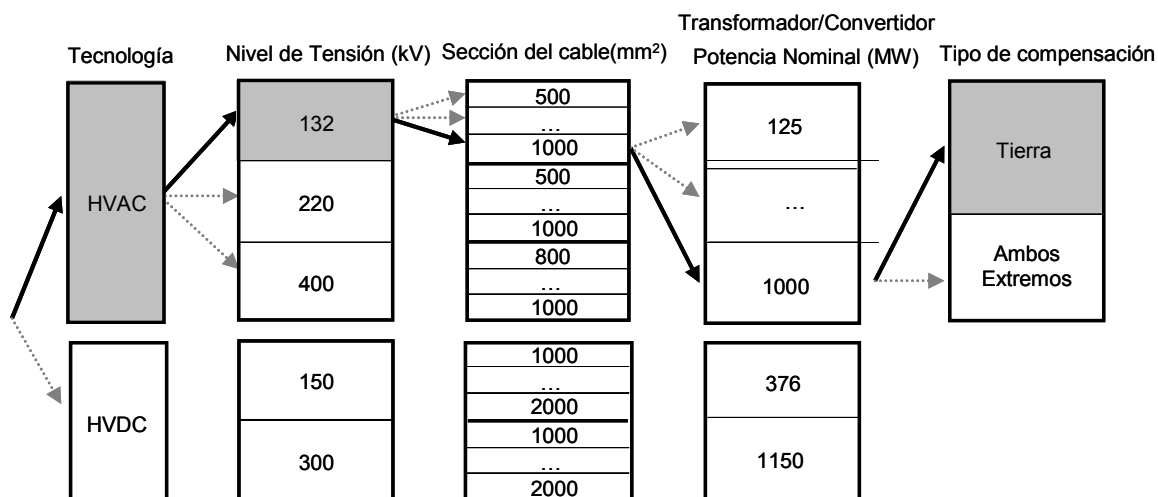


Figura 134. Árbol de decisión empleado para la generación de alternativas de diseño.

El proceso de generación de alternativas se lleva a cabo inspeccionando todas las configuraciones posibles, en función de la base de datos disponible de los diferentes elementos. Además, durante el proceso de generación de alternativas de diseño se tendrán en cuenta las siguientes restricciones:

- La capacidad de transmisión del sistema —delimitada por la potencia nominal de los diferentes equipos— ha de ser superior a la potencia nominal del parque eólico.
- La agrupación de diferentes componentes en paralelo (cables, transformadores o convertidores) para alcanzar una determinada potencia de evacuación se realizará de forma que el número de elementos empleados sea el mínimo posible.
- Si es preciso seleccionar componentes trabajando en paralelo, todos ellos tendrán las mismas características eléctricas.

Es importante señalar que en este trabajo se propone un método para la generación de alternativas de diseño en función de la base de datos disponible sobre los diferentes componentes del sistema de transmisión, siguiendo unos determinados criterios o restricciones que permiten obtener configuraciones que cumplen con la estructura típica de un sistema de transmisión. El número de configuraciones generadas mediante este método depende de la amplitud de la base de datos y de las propias restricciones consideradas acerca del sistema de transmisión. Sin embargo, aunque el número de configuraciones generadas puede diferir según los criterios considerados y la base de datos, el conjunto total de alternativas de diseño será relativamente moderado, por lo que no es necesario recurrir a un método de optimización para determinar la solución óptima. Es decir, el tamaño del espacio soluciones es tal que es posible hallar la solución más adecuada mediante la exploración de dicho espacio de soluciones.

6.2.2 Generación de escenarios

Cada escenario es un posible *estado de la naturaleza* compuesto por un valor aleatorio de cada una de las variables del problema que tengan asociado un determinado nivel de riesgo. En este trabajo, las variables empleadas para realizar el diseño del sistema de transmisión de un parque eólico marino se han modelado como variables aleatorias de distribución normal, caracterizadas por su valor medio, μ , y desviación típica, σ . Dichas variables se enumeran a continuación y pueden dividirse fundamentalmente en cuatro tipos según su propia naturaleza:

- *Comportamiento del viento.* El comportamiento del viento afecta a la energía neta producida por el parque eólico y, por tanto, también afectará a las pérdidas eléctricas existentes en el sistema. La velocidad del viento en el emplazamiento se caracteriza estadísticamente mediante los parámetros de forma, K , y de escala, C , de la distribución de Weibull. Además, la dirección de procedencia del viento también sigue un comportamiento aleatorio caracterizado estadísticamente mediante la probabilidad de ocurrencia, p_k , para cada uno de los k sectores en los que se ha dividido la rosa de los vientos. Por tanto, para el sector k -ésimo y escenario i -ésimo se tendrá:

$$\begin{aligned} K_{ik} &= N(\mu_{K_k}, \sigma_{K_k}^2) \quad \forall k = 1, 2, \dots, N_s \\ C_{ik} &= N(\mu_{C_k}, \sigma_{C_k}^2) \quad \forall k = 1, 2, \dots, N_s \\ p_{ik} &= N(\mu_{p_k}, \sigma_{p_k}^2) \quad \forall k = 1, 2, \dots, N_s \end{aligned} \quad (91)$$

Donde N_s es el número de sectores que componen la rosa de los vientos. Para cada escenario, j , la suma de la probabilidad de ocurrencia de cada uno de los sectores, p_{ik} , debe ser igual a la unidad, por lo que sus valores son posteriormente corregidos dividiéndolos por la suma de las probabilidades de ocurrencia correspondientes a cada sector:

$$p'_{ik} = \frac{P_{ik}}{\sum_{k=1}^{N_s} P_{ik}} \quad (92)$$

- *Indicadores económicos.* Las variables económicas tienen una influencia directa sobre el comportamiento económico de la instalación. En este trabajo se

considerará incertidumbre en la tasa de actualización del dinero, int , el tiempo de vida de la instalación, TV , y el precio anual de venta de la energía, p_{kWh} . Además, se considera que el precio de venta de la energía se verá afectado por una tasa de incremento anual Δp_{kWh} . Todas las variables se han modelado como distribuciones normales por lo que para un escenario concreto, i , se tiene:

$$\begin{aligned} int_{ij} &= N(\mu_{int}, \sigma_{int}^2) \\ TV_i &= N(\mu_{TV}, \sigma_{TV}^2) \\ p_{kWh\ ij} &= \begin{cases} N(\mu_{p_{kWh}}, \sigma_{p_{kWh}}^2) & j=1 \\ p_{kWh\ i, j-1} + N(\mu_{\Delta p_{kWh}}, \sigma_{\Delta p_{kWh}}^2) & j=2, 3, \dots, TV \end{cases} \end{aligned} \quad (93)$$

En este caso, el índice j hace referencia al año j -ésimo de explotación del proyecto.

- Costes de adquisición e instalación de los equipos. La inversión inicial que es preciso realizar para acometer el proyecto está directamente relacionada con los precios de compra de los diferentes equipos así como con los respectivos costes de instalación. Es importante señalar que en este caso, la generación de escenarios es dependiente de la configuración del sistema de transmisión, ya que cada alternativa de diseño tendrá diferente tipo y número de componentes. Por ello, con el objeto de evaluar cada una de las alternativas bajo las mayores condiciones de igualdad posible, el comportamiento de los precios se modela como una desviación sobre el precio medio, de forma que — para un mismo escenario— afecte de igual manera a componentes del mismo tipo. Por ejemplo, para el caso del precio de compra de cables se considerará que la desviación correspondiente a dicho precio afecta a todos los cables (independientemente de la sección seleccionada) involucrados en cada una de las alternativas estudiadas. De esta forma, el modelado estadístico de los costes de compra e instalación de los componentes queda de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} C_{Aj\ i} &= \bar{C}_{Aj} \left(1 + N(\mu_{\Delta C_{Aj}}, \sigma_{\Delta C_{Aj}}^2) \right) \quad \forall j=1, 2, \dots, N_{equipos} \\ C_{Ij\ i} &= \bar{C}_{Ij} \left(1 + N(\mu_{\Delta C_{Ij}}, \sigma_{\Delta C_{Ij}}^2) \right) \quad \forall j=1, 2, \dots, N_{equipos} \end{aligned} \quad (94)$$

Donde $C_{Aj\ i}$ es el coste de adquisición del equipo j -ésimo; $C_{Ij\ i}$ es su coste de instalación, $N_{equipos}$ es el número de componentes involucrados en el sistema de transmisión, \bar{C}_{Aj} y \bar{C}_{Ij} son los valores de referencia de los costes de adquisición e instalación del componente j -ésimo, $\mu_{\Delta C_{Aj}}$ y $\mu_{\Delta C_{Ij}}$ son, respectivamente, los valores medios del incremento de costes de adquisición e instalación del componente j -ésimo y $\sigma_{\Delta C_{Aj}}$ y $\sigma_{\Delta C_{Ij}}$ sus desviaciones estándar.

- Tasas de fallos y tiempos de reparación de los componentes. La energía disponible para su venta como consecuencia de la explotación del parque eólico, está sujeta a la disponibilidad del sistema de transmisión, entre otros factores. En este sentido, las tasas de fallos de los componentes del sistema de transmisión, así como sus correspondientes tiempos de reparación juegan un papel fundamental en la evaluación y selección de la alternativa de diseño más adecuada. Al igual que sucede en el caso de los costes de los diferentes

componentes, la constitución de los escenarios correspondientes a fallos y sus consecuentes tiempos de reparación están sujetos al propio diseño del sistema de transmisión, ya que los componentes difieren entre las alternativas estudiadas. De nuevo, con el propósito de que un mismo escenario sea lo más equitativo posible para el conjunto de alternativas, se procederá de forma análoga que en el caso de los precios de adquisición e instalación.

Las tasas de fallos indican la probabilidad de que un elemento sufra un percance que afecte a su operatividad durante un determinado periodo de tiempo. Dichas tasas se han modelado como variables aleatorias normales de forma que para un componente j y escenario i -ésimo toma el siguiente valor:

$$TF_i = N\left(\mu_{TF_j}, \sigma_{TF_j}^2\right) \quad \forall j = 1, 2, \dots, N_{equipos} \tag{95}$$

Donde μ_{TF_j} y σ_{TF_j} son, respectivamente, el valor medio y su desviación estándar de la tasa de fallo del elemento j .

Por otro lado, el tiempo asociado a la reparación, t_r , de un componente, j , tras un fallo es:

$$t_{r_i} = N\left(\mu_{t_{r_j}}, \sigma_{t_{r_j}}^2\right) \quad \forall j = 1, 2, \dots, N_{equipos} \tag{96}$$

Mediante el modelo propuesto es posible obtener un conjunto de escenarios que permitirá realizar la evaluación económica de las diferentes alternativas de diseño. Dicho conjunto de escenarios ha de ser representativo de todos los eventos que puedan suceder durante la explotación del proyecto. Por ello, es precisa la generación de un número relativamente elevado de escenarios.

6.2.3 Simulación de Monte Carlo

Una vez definidas las alternativas de diseño que van a ser evaluadas y generado el conjunto de escenarios, se procede a ejecutar la simulación de Monte Carlo cuyo objetivo es valorar económicamente cada una de las alternativas para cada escenario obteniendo la denominada matriz de resultados, como la mostrada de forma genérica en la Tabla 62.

Tabla 62. Matriz de resultados obtenida mediante el método de Monte Carlo.

	Escenario ₁	...	Escenario _i	...	Escenario _m
Alternativa de diseño 1	VAN ₁₁		VAN _{1i}		VAN _{1m}
...
Alternativa de diseño i	VAN _{i1}	...	VAN _{ij}	...	VAN _{im}
...
Alternativa de diseño n	VAN _{n1}	...	VAN _{nj}	...	VAN _{nm}

La evaluación se realiza teniendo en consideración el valor actual neto de la instalación durante su ciclo de vida. Para una determinada configuración del sistema de transmisión de un parque eólico, x , la expresión que permite el cálculo del VAN es de la siguiente manera:

$$VAN(x) = -Inv_i(x) - \sum_{k=1}^{TV} \frac{([EP_{Electricas}(k) + EP_{Fallos}(k)] \cdot p_{kWh}(k))^{k+1}}{(1+r)^k} \tag{97}$$

Donde Inv_i es la inversión inicial necesaria para la implantación del sistema de transmisión, $EP_{Electricas}(k)$ es la energía correspondiente a las pérdidas eléctricas totales

en el sistema en el año k , $EP_{Fallos}(k)$ es la energía no suministrada como consecuencia de fallos en los equipos en el año k , $p_{kWh}(k)$ es el precio de venta de la energía en el año k y r es la tasa real de interés. Es importante señalar que en la expresión (97) no se han incluido los ingresos derivados de la venta de energía por parte de la planta eólica. Por lo tanto, todos los términos tienen signo negativo indicando el carácter de costes de inversión inicial o en concepto de energía no suministrada por pérdidas eléctricas o como consecuencia de indisponibilidad de los equipos debido a posibles fallos. Por ello, en este caso, el valor actual neto corresponde al coste actualizado de la instalación.

El procedimiento de cálculo de la inversión inicial, $Inv(x)$, correspondiente a una determinada configuración, x , del sistema de transmisión se detalla en el Apartado 6.4 del presente capítulo. Por otro lado, los detalles para el cálculo de las pérdidas tanto eléctricas como las correspondientes a la energía no suministrada por fallos en los equipos se remiten al Apartado 6.3.

6.2.4 Criterio de toma de decisiones

Tras obtener la matriz de resultados es necesario evaluar cuál es la configuración más adecuada en base a su comportamiento en condiciones de riesgo.

Para ello, se empleará en primer lugar el criterio de dominación simple. Dicho criterio permite descartar aquellas configuraciones cuyos resultados sean peores para todos los escenarios que los resultados obtenidos por cualquier otra configuración. En la Figura 135 se muestra un ejemplo del comportamiento de diferentes configuraciones para un conjunto de escenarios pudiendo apreciarse la presencia de soluciones dominadas que serán directamente descartadas del proceso de selección.

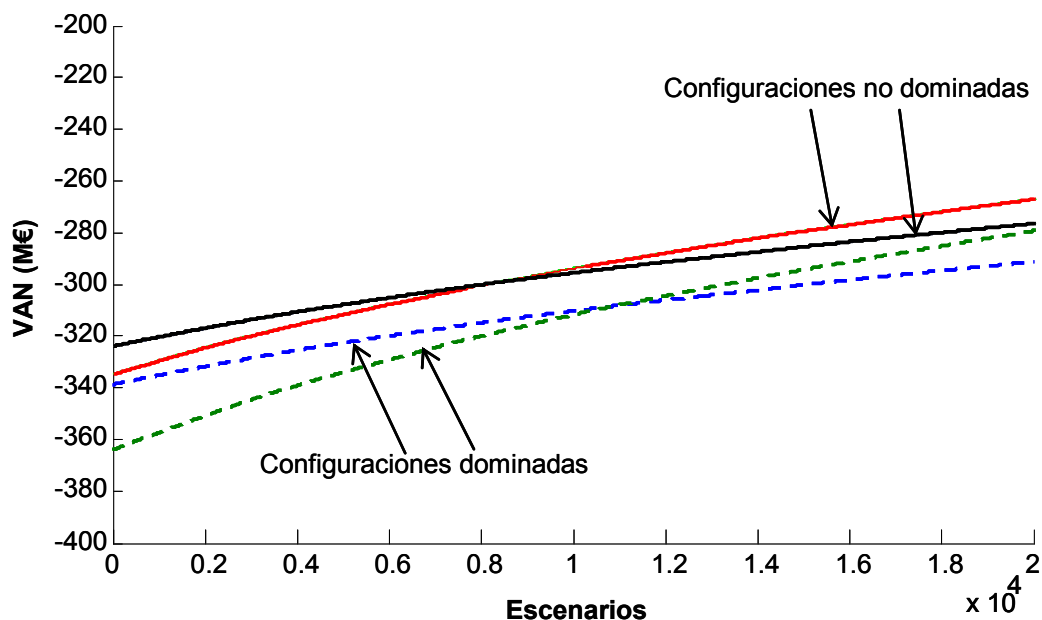


Figura 135. Criterio de dominación simple: descarte de configuraciones dominadas.

Con objeto de seleccionar la configuración más adecuada, se aplicará el criterio de máxima utilidad esperada (detallado en el Capítulo 4) sobre el conjunto de alternativas

de diseño no dominadas. La función de utilidad empleada será también de tipo exponencial definida por la siguiente ecuación:

$$u(x) = \begin{cases} \frac{1 - e^{-(VAN(x) - VAN_{\min})/\rho}}{1 - e^{-(VAN_{\max} - VAN_{\min})/\rho}} & \text{si } \rho \neq \infty \\ \frac{VAN(x) - VAN_{\min}}{VAN_{\max} - VAN_{\min}} & \text{si } \rho = \infty \end{cases} \quad (98)$$

Donde u es la utilidad correspondiente a la alternativa de diseño x , VAN_{\max} y VAN_{\min} son los valores máximo y mínimo de la *matriz de resultados* obtenida mediante el método de Monte Carlo y ρ es la tolerancia al riesgo del decisor.

La solución óptima será aquella cuyo valor esperado de la utilidad —calculado mediante la expresión (98)— sea máximo.

$$UE_i = \sum_{j=1}^m u(VAN_{ij}) p_j \quad (99)$$

Donde UE_i es la utilidad esperada correspondiente a la alternativa de diseño i , m es el número de escenarios, VAN_{ij} es el valor actual neto de la alternativa i para el escenario j y p_j es la probabilidad de ocurrencia del escenario j .

Teniendo en cuenta que la probabilidad de ocurrencia de cada uno de los escenarios se considera equidistribuida, la expresión (99) queda finalmente:

$$UE_i = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m u(VAN_{ij}) \quad (100)$$

6.3 Modelo de energía producida y cálculo de las pérdidas eléctricas en el sistema de transmisión

Con el objeto de evaluar cuáles serán las pérdidas eléctricas que tendrán lugar en el sistema de transmisión a lo largo de su vida útil, es necesario estimar previamente cual será la producción de energía por parte del parque eólico. Para ello, se ha empleado el modelo de producción detallado en el Capítulo 3. Dicho modelo permite estimar la producción de energía de la planta eólica a partir de la caracterización estadística del comportamiento del viento, las características técnicas de aerogeneradores y su disposición geográfica. De esta forma, la energía generada por un parque eólico, E_{PE} , durante un periodo de tiempo, T , puede determinarse por medio de la siguiente expresión:

$$E_{PE} = k_{dis} T \sum_{i=1}^{N_t} \sum_{j=1}^{N_s} p_{ij} \int_{v_{ci}}^{v_{co}} P_{Gen}(v_{ij \text{ estela}}) p(v_{ij \text{ estela}}) dv \quad (101)$$

Donde k_{dis} es el factor de disponibilidad de los aerogeneradores (en concepto de posibles averías y labores de mantenimiento), p_{ij} es la probabilidad de que el viento proceda del j -ésimo sector en la posición de la turbina i , N_t es el número de turbinas que componen el parque eólico, N_s es el número de sectores de la rosa de los vientos, v_{ci} y v_{co} son, respectivamente, la velocidad de inicio y fin de generación del aerogenerador.

$P_{Gen}(v)$ es la potencia generada por el aerogenerador, $p(v)$ es la probabilidad de ocurrencia de la velocidad de viento, v , y $v_{ij\ estela}$ es la velocidad del viento en la posición de la turbina i -ésima para el sector j de la rosa de los vientos teniendo en cuenta el efecto de las estelas producido por la presencia de turbinas próximas.

Debido a la naturaleza aleatoria del viento, el nivel de producción del parque no permanece constante a lo largo de un determinado periodo de tiempo. En la Figura 136 se muestra a modo de ejemplo la curva de duración de un parque eólico de 500 MW.

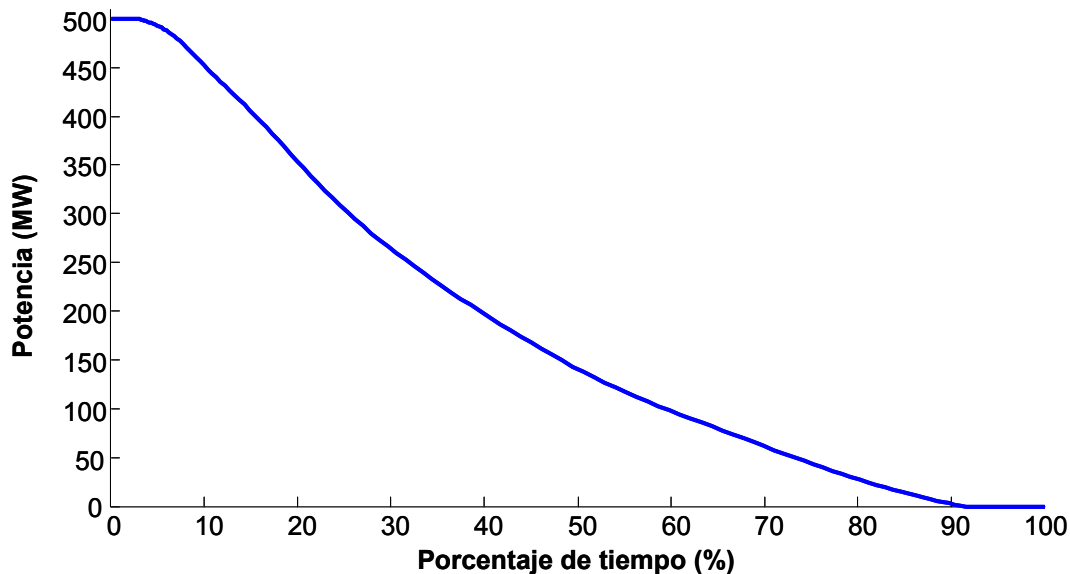


Figura 136. Ejemplo de curva de duración de un parque eólico de 500 MW.

Esta característica hace que la carga a la que estarán sometidos los diferentes equipos del sistema de transmisión sea variable a lo largo del tiempo y, por tanto, también lo serán las pérdidas eléctricas.

Asumiendo que el factor de potencia y el valor de la tensión permanecen aproximadamente invariables a lo largo de un periodo de tiempo, T , suficientemente grande, la intensidad que circula por los elementos del sistema y la potencia están relacionadas por un valor constante. Por tanto, el valor eficaz de la potencia generada, P_{ef} , obtenido por medio de la expresión (102) puede emplearse para acometer el cálculo de las pérdidas eléctricas en el sistema de transmisión a lo largo del periodo T .

$$P_{ef} = \frac{1}{T} \sqrt{\int_0^T (P(t))^2 dt} \quad (102)$$

Donde $P(t)$ es la potencia generada por el parque eólico en el instante de tiempo t . En este caso, la evolución temporal de la potencia generada es precisamente la curva de duración que —para un parque eólico— se asumirá la misma para cada año durante el ciclo de vida de la planta, ya que es la misma suposición realizada sobre la caracterización del comportamiento estadístico del viento por medio de la distribución de Weibull.

Por otro lado, expresando la ecuación (102) como una suma de Riemann se obtiene:

$$P_{ef} = \frac{1}{T} \sqrt{\sum_{k=0}^{NI} (P(t_k))^2 (t_k - t_{k-1})} = \frac{1}{T} \sqrt{\sum_{k=0}^{NI} (P(t_k))^2 \Delta t_k} \quad (103)$$

Donde NI es el número de intervalos en los que se ha dividido el periodo, T , para realizar la integración numérica y Δt_k es la fracción de tiempo en la que el parque eólico genera un valor de potencia $P(t_k)$.

Por otro lado, teniendo en cuenta que una determinada velocidad de viento, v_k , tendrá una probabilidad de ocurrencia $p(v_k)$ —calculada mediante la distribución de Weibull— y que el valor de producción para dicha velocidad, v_k , se determina teniendo en cuenta la curva de potencia del aerogenerador $P_{gen}(v_k)$.

De esta forma, tomando un periodo de tiempo, T , unitario (un año). El valor de potencia producida (para una velocidad de viento v_k) por un parque eólico compuesto por N_t turbinas será $\sum_{j=1}^{N_t} P_{gen}(v_k)$ y tendrá lugar durante un intervalo de tiempo igual a $p(v_k)$, como puede apreciarse en la Figura 137.

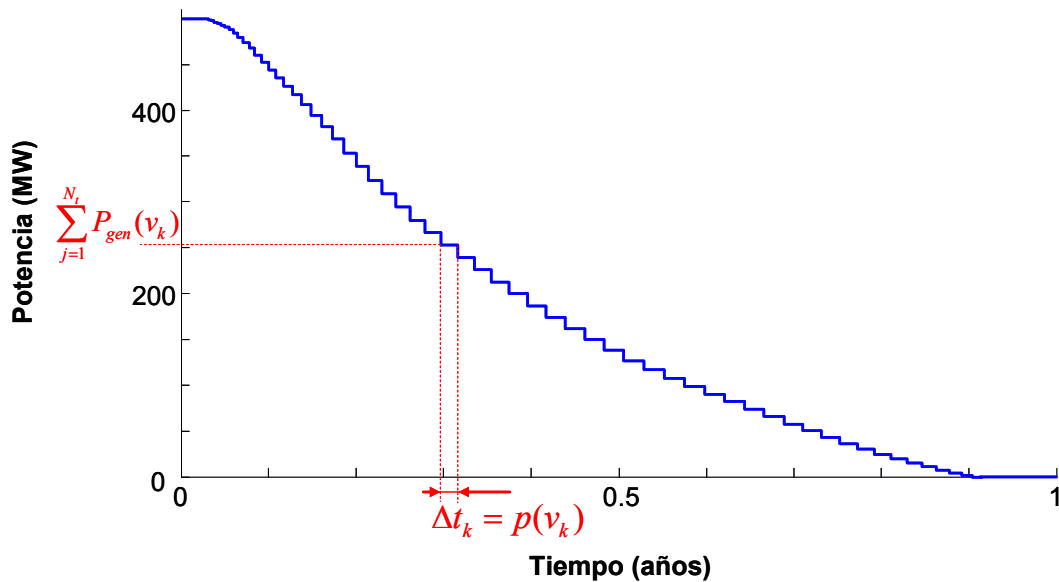


Figura 137. Curva de duración de un parque eólico en función de la velocidad del viento.

Por tanto, el valor de la potencia eficaz correspondiente a un parque eólico puede formularse de la siguiente forma:

$$P_{ef} = \sqrt{\sum_{k=v_{ci}}^{v_{cp}} \left(\sum_{j=1}^{N_t} P_{Gen}(v_k) \right)^2 p(v_k)} \quad (104)$$

Generalizando la expresión anterior para una rosa de los vientos constituida por N_s sectores con una velocidad real en el emplazamiento de la turbina i -ésima para la dirección de viento j como consecuencia del efecto de las estelas, $v_{ij\ estela}$ y teniendo en cuenta el factor de disponibilidad k_{dis} . La potencia eficaz puede calcularse finalmente como:

$$P_{ef} = k_{dis} \sum_{i=1}^{N_s} \sqrt{\sum_{k=v_{ci,j}}^{v_{co,j}} \left(\sum_{j=1}^{N_t} P_{Gen,j}(v_k \text{ estela } ij) \right)^2} p(S_{ij}) p_{ij}(v_k \text{ estela } ij) \quad (105)$$

Donde $p(S_{ij})$ es la probabilidad de procedencia del viento para la dirección j en la posición de la turbina i -ésima. Por tanto, el producto $p(S_{ij}) p_{ij}(v_k \text{ estela } ij)$ corresponde al intervalo de tiempo que tiene lugar el nivel de potencia $\sum_{j=1}^{N_t} P_{gen}(v_k \text{ estela } ij)$.

Para poder cuantificar el coste económico derivado de las pérdidas a lo largo de la vida útil del parque eólico es necesario conocer los modelos de pérdidas de los distintos elementos involucrados en los sistemas de transmisión de parques eólicos marinos. Por ello, a continuación se detallan dichos modelos para los componentes de las dos tecnologías estudiadas.

6.3.1 Pérdidas eléctricas en el sistema de transmisión

Las pérdidas anuales en el sistema de transmisión puede calcularse (dependiendo de la tecnología empleada) por medio de las siguientes expresiones:

- Si el sistema de transmisión es de corriente alterna (HVAC, por sus siglas en inglés), las pérdidas eléctricas, $P_{electricas}$, corresponden a la suma de las pérdidas en los cables, P_{CA_Cable} , transformadores P_{Tr} y unidades de compensación P_{UC} :

$$P_{electricas} = \sum P_{CA_Cable} + \sum P_{Tr} + \sum P_{UC} \quad (106)$$

- En el caso de que la tecnología empleada sea de corriente continua (HVDC-VSC), las pérdidas, $P_{electricas}$, se calculan como la suma de las pérdidas en los cables, P_{CC_Cable} , más las correspondientes a las estaciones convertidoras, P_{EC} :

$$P_{electricas} = \sum P_{CC_Cable} + \sum P_{EC} \quad (107)$$

El procedimiento para realizar el cálculo de las pérdidas eléctricas en cada uno de los componentes se detalla a continuación.

6.3.2 Pérdidas en sistemas de transmisión de corriente alterna (HVAC)

El cálculo de las pérdidas en los cables se realizará mediante el modelo desarrollado por Brakelmann [157]. Dicho modelo tiene en cuenta la distribución de corriente a lo largo del cable y su influencia sobre la temperatura.

La distribución de corriente a lo largo del cable no es constante para una determinada potencia generada por el parque. En este caso, la variación de la corriente se debe al efecto capacitivo del cable y su consecuente generación de potencia reactiva. En la Figura 138 se muestra un ejemplo de la distribución de corriente a lo largo del cable en función del tipo de compensación de reactiva realizado (en tierra o en ambos extremos).

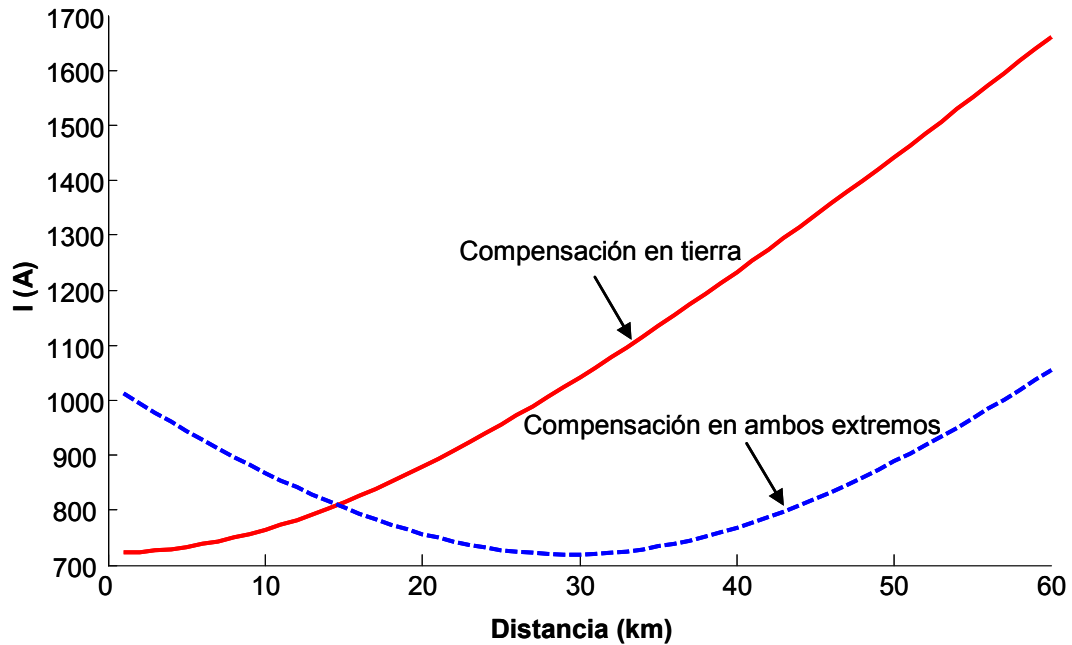


Figura 138. Corriente a lo largo del cable en función del tipo de compensación de reactiva ($P=500\text{MW}$, $V=400\text{kV}$, $S=2000\text{mm}^2$ y Distancia= 60km).

Para el cálculo de la distribución de corriente a lo largo del cable se resuelven las ecuaciones de la línea con parámetros distribuidos [158].

$$U(l) = U_2 \cosh(\gamma l) + Z_0 I_2 \sinh(\gamma l) \quad (108)$$

$$I(l) = I_2 \cosh(\gamma l) + \frac{U_2}{Z_0} \sinh(\gamma l) \quad (109)$$

Donde l es la distancia desde el inicio del cable (la plataforma en alta mar), Z_0 es la impedancia característica y γ es la constante de propagación:

$$Z_0 = \sqrt{\frac{R' + j\omega L'}{G' + j\omega C'}} \quad (110)$$

$$\gamma = \sqrt{(R' + j\omega L')(G' + j\omega C')} \quad (111)$$

Donde R' , G' , C' y L' son, respectivamente, la resistencia, conductancia, capacidad e inductancia del cable (o el valor equivalente para un grupo de N_{cables} en paralelo) por unidad de longitud y ω es la velocidad angular de la red.

Por otro lado, de acuerdo con Brakelmann [157] las pérdidas en el cable por unidad de longitud, $P'_{CA \text{ Cable}}$, pueden calcularse mediante la expresión:

$$P'_{CA \text{ Cable}} = (P'_N - P'_D) \left(\frac{I}{I_N} \right)^2 v_\theta + P'_D \quad (112)$$

Donde P'_N son las pérdidas en el cable cuando por él circula su intensidad nominal, P'_D son las pérdidas dieléctricas por unidad de longitud, I es la corriente que circula por el conductor, I_N su intensidad nominal, v_θ el coeficiente de corrección de temperatura que se determina mediante la siguiente expresión:

$$v_{\theta}(l) = \frac{c_{\alpha}}{c_{\alpha} + \alpha_T \Delta\theta_{\max} \left[1 - \left(\frac{I(l)}{I_N} \right)^2 \right]} \quad (113)$$

Donde α_T es el coeficiente de temperatura de la resistividad del conductor ($1/^{\circ}\text{C}$), c_{α} es la constante de temperatura: $c_{\alpha} = 1 - \alpha_T(20^{\circ}\text{C} - \theta_{amb})$, finalmente, $\Delta\theta_{\max}$ es el incremento máximo de temperatura.

Ya que la corriente no es constante a lo largo del cable, para determinar las pérdidas totales en el cable es necesario determinar la siguiente integral:

$$P_{CA\ Cable} = \frac{P'_N}{I_N^2} \int_{l=0}^{l_0} I^2(l) v_{\theta}(l) dl + P'_D \quad (114)$$

Por otro lado, para estimar las pérdidas en el transformador, P_{Tr} , y en las unidades de compensación, P_{UC} , se asumirá que corresponden a un 0.6 % de la potencia a transformar [95].

6.3.3 Pérdidas en sistemas de transmisión de corriente continua (HVDC-VSC)

Las pérdidas eléctricas existentes en un sistema de transmisión de corriente continua corresponden a las existentes en los cables más las de los convertidores.

En este caso, al circular por los conductores corriente continua (en régimen permanente) no es preciso considerar los efectos capacitivo ni inductivo a lo largo del cable. Por tanto, las pérdidas en el cable (o conjunto de cables en paralelo), $P_{CC\ Cable}$, pueden calcularse de la siguiente forma:

$$P_{CC\ Cable} = 2C_R R_{20} L \cdot I^2 \quad (115)$$

Donde R_{20} es la resistencia por unidad de longitud del conductor (o valor equivalente de un conjunto de conductores en paralelo) a una temperatura de 20°C , L es la longitud del cable (distancia entre los convertidores situados en alta mar y en tierra), I es la intensidad que circula por el cable y, finalmente, C_R es el factor de variación de la resistencia con la temperatura calculado mediante:

$$C_R = 1 + \alpha_{20}(\theta_g + \Delta\theta - 20) \quad (116)$$

Siendo α_{20} el coeficiente de temperatura del conductor, θ_g es la temperatura del terreno y $\Delta\theta$ es incremento de temperatura del conductor con respecto a la temperatura del terreno calculado por medio de la siguiente expresión:

$$\Delta\theta = \Delta\theta_{\max} \left(\frac{I}{I_N} \right)^2 \quad (117)$$

Donde $\Delta\theta_{\max}$ es el incremento máximo sobre la temperatura del terreno que puede alcanzar el cable en régimen permanente, I_N es la intensidad máxima admisible determinada por la capacidad térmica del cable. Como puede verse, cuando la corriente es la máxima admisible por el cable, el incremento de temperatura respecto a la

temperatura ambiente será tal que el conductor alcanza la temperatura máxima en régimen permanente (habitualmente 90 °C).

Finalmente, el valor de la intensidad que circula por un conjunto de cables trabajando en configuración bipolar a una tensión de continua, $\pm V_{CC}$, puede calcularse de la siguiente manera:

$$I = \frac{P}{2V_{CC}} \quad (118)$$

Donde P es la potencia transportada por el sistema.

Por otro lado, las pérdidas en los convertidores en fuente de tensión (VSC, por sus siglas en inglés) están comprendidas habitualmente entre un 1.4 - 1.6% de la potencia transmitida [159]. Según [159] las pérdidas en un convertidor VSC, P_C , pueden calcularse a partir de la siguiente expresión, obtenida de forma empírica:

$$P_C = 0.002P_{C_n} + 0.009P + 0.004 \frac{P^2}{P_{C_n}} \quad (119)$$

Donde P es la potencia que atraviesa el convertidor y P_{C_n} es su potencia nominal. Finalmente, si una estación convertidora consta de $N_{Convertidores}$ las pérdidas totales en dicha estación convertidora, P_{EC} , serán:

$$P_{EC} = \sum_{i=1}^{N_{Convertidores}} P_{Ci} \quad (120)$$

6.3.4 Pérdidas por indisponibilidad de los equipos

Cuando se produce un fallo en alguno de los componentes del sistema de transmisión, la energía producida por el parque eólico (o parte de ella) no puede ser vertida a la red. Por tanto, se incurriría en unas pérdidas económicas como consecuencia de la energía no suministrada durante el periodo de tiempo que dure la reparación de dicho fallo.

En la Figura 139 se muestra sobre la curva de duración de un parque eólico la fracción de energía no suministrada como consecuencia de una pérdida parcial de la capacidad de transporte tras el fallo de un componente del sistema de transmisión.

Como puede observarse, la energía no suministrada corresponde al área encerrada por la curva de duración cuando la potencia generada es superior a la capacidad de transporte del sistema durante el fallo.

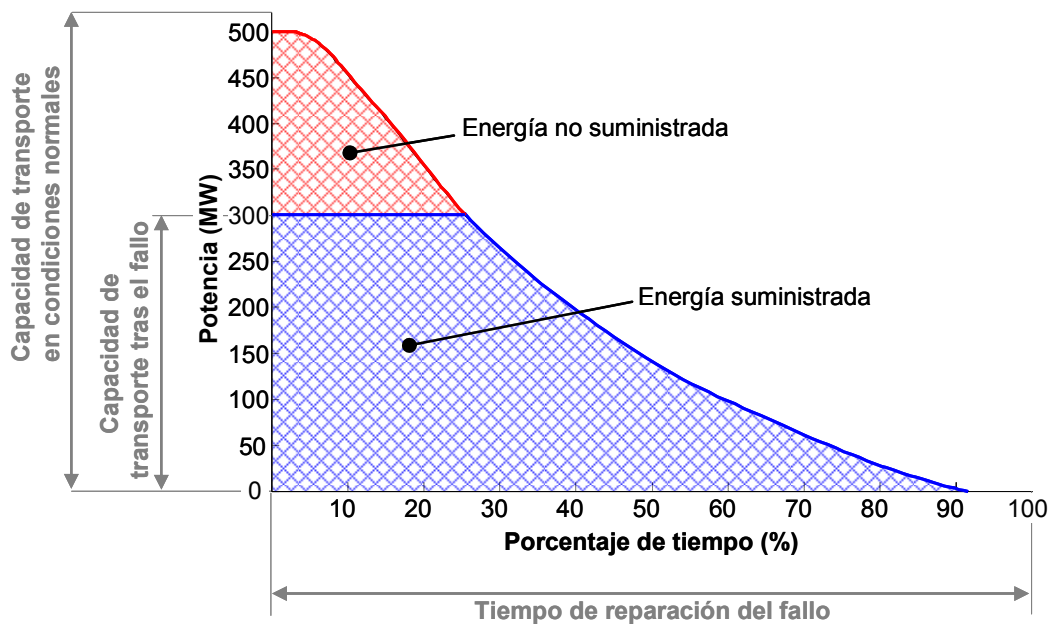


Figura 139. Energía no suministrada durante el fallo de un componente del sistema de transmisión.

Por otro lado, cabe señalar que para el cálculo de la energía no suministrada se realizan dos suposiciones:

- Durante el tiempo de reparación del fallo, el comportamiento del viento se caracteriza mediante la distribución de estadística de Weibull. Dicha distribución es representativa de la conducta del viento a largo plazo. Los tiempos de reparación de los diferentes componentes del sistema de transmisión tienen un valor típico comprendido entre uno y varios meses. Por tanto, se asumirá que dicho tiempo de reparación es suficientemente elevado como para que el comportamiento del viento corresponda a una distribución de Weibull.
- Se asumirá que los fallos ocurren de forma independiente en el tiempo. Es decir, no se considerará la posibilidad de fallos simultáneos en el sistema. En el caso de que en un mismo año se produzcan varios fallos se supondrá que se producen en diferentes espacios de tiempo a lo largo de dicho año. De esta forma se soslaya la dificultad adicional que supone introducir el instante temporal en el que se produce cada fallo durante la generación de escenarios. Esta suposición es verosímil debido al reducido valor típico que tienen las tasas de fallo de los diferentes componentes y, por ello, la probabilidad de que se produzcan fallos simultáneos es baja.

Por tanto, teniendo en cuenta que durante la presencia de un fallo en el sistema la capacidad de transporte queda reducida a un determinado valor P_{\max}^* , la energía suministrada, $E_{suministrada}$, durante el tiempo de reparación del fallo, t_{rep} , es:

$$E_{suministrada} = k_d \cdot t_{rep} \sum_{i=1}^{N_s} \sum_{k=v_{ci,j}}^{v_{co,j}} P_{Transmitida}(v_k \text{ estela } ij) p(S_{ij}) p_{ij}(v_k \text{ estela } ij) \quad (121)$$

Donde $P_{Transmitida}(v)$ es la potencia transmitida por el sistema para la velocidad de viento v , tomando los siguientes valores:

$$P_{Transmitida} = \begin{cases} \sum_{j=1}^{N_i} P_{gen}(v_{k \text{ estela } ij}) & \text{si } \sum_{j=1}^{N_i} P_{gen}(v_{k \text{ estela } ij}) \leq P_{max}^* \\ P_{max}^* & \text{si } \sum_{j=1}^{N_i} P_{gen}(v_{k \text{ estela } ij}) > P_{max}^* \end{cases} \quad (122)$$

Por otro lado, la energía que transmitiría el sistema en condiciones normales de operación, $E_{CN \text{ Operación}}$, sería:

$$E_{CN \text{ Operación}} = k_d \cdot t_{rep} \sum_{i=1}^{N_s} \sum_{k=v_{ci j}}^{v_{co j}} \sum_{j=1}^{N_i} P_{gen}(v_{k \text{ estela } ij}) p(S_{ij}) p_{ij}(v_{k \text{ estela } ij}) \quad (123)$$

Por tanto, la energía no suministrada, EP_{fallo} , queda finalmente como:

$$EP_{fallo} = E_{CN \text{ Operación}} - E_{Suministrada} \quad (124)$$

Por otro lado, con el objetivo de calcular las pérdidas eléctricas en el sistema durante el tiempo de reparación es preciso calcular el valor eficaz de la potencia teniendo en cuenta la presencia del fallo, $P_{ef \text{ fallo}}$:

$$P_{ef \text{ fallo}} = k_d \sum_{i=1}^{N_s} \sqrt{\sum_{k=v_{ci j}}^{v_{co j}} (P_{Transmitida}(v_{k \text{ estela } ij}))^2 p(S_{ij}) p_{ij}(v_{k \text{ estela } ij})} \quad (125)$$

Por tanto, para el cálculo de las pérdidas eléctricas en los equipos es necesario tener en cuenta que durante el periodo t_{rep} (expresado en años) la potencia eficaz correspondiente es $P_{ef \text{ fallo}}$ y durante el resto del año ($1 - t_{rep}$) la potencia eficaz es la correspondiente a las condiciones normales de operación.

6.4 Modelo de costes de los equipos de sistemas de transmisión de parques eólicos marinos

La inversión inicial, $Inv_i(x)$, correspondiente a una configuración del sistema de transmisión, x , se calcula en base a la tecnología empleada mediante las expresiones mostradas a continuación:

- Si el sistema de transmisión es de corriente alterna en alta tensión:

$$Inv_i(x) = \sum C_{Cables \text{ CA}} + \sum C_{Plataforma \text{ CA}} + \sum C_{Tr \text{ Mar}} + \sum C_{Tr \text{ Tierra}} + \sum C_{UC \text{ Mar}} + \sum C_{UC \text{ Tierra}} \quad (126)$$

Donde $C_{Cables \text{ CA}}$ es el coste de los cables de corriente alterna, $C_{Plataforma \text{ CA}}$ es el coste de la plataforma marina, $C_{Tr \text{ Mar}}$ es el coste de los transformadores alojados en la plataforma, $C_{Tr \text{ Tierra}}$ es el importe correspondiente a los transformadores de la subestación en tierra y $C_{UC \text{ Mar}}$ y $C_{UC \text{ Tierra}}$ son los costes de las unidades de compensación en alta mar y en tierra respectivamente.

- Si el sistema de transmisión es de corriente continua en alta tensión:

$$Inv_i(x) = \sum C_{Cables \text{ CC}} + \sum C_{EC} + \sum C_{Plataforma} \quad (127)$$

Donde $C_{Cables\ CC}$ es el coste total del sistema de cables en corriente continua, C_{EC} es el importe de las estaciones convertidoras y $C_{Plataforma}$ es el correspondiente a la plataforma marina.

6.4.1 Cables de transmisión submarinos en corriente alterna

La Tabla 63 muestra los costes unitarios (por unidad de longitud) de adquisición, C_A , costes de instalación, C_I , y el coste total por unidad de longitud, C_T , para cables tripolares de corriente alterna con distintas secciones, S , y niveles de tensión [95]. Las características eléctricas de dichos cables pueden apreciarse en la Tabla 64.

Tabla 63. Costes de los cables submarinos de corriente alterna.

Tensión (kV)	S (mm ²)	C_A (k€/km)	C_I (k€/km)	C_T (k€/km)
132	500	273.6	205.2	478.8
	630	313.5	210.9	524.4
	800	353.4	216.6	570.0
	1000	444.6	228.0	672.6
220	500	444.6	228.0	672.6
	630	473.1	239.4	712.5
	800	501.6	250.8	752.4
	1000	524.4	262.2	786.6
400	800	980.4	615.6	1596.0
	1000	1134.3	632.7	1767.0
	1200	1288.2	649.8	1938.0
	1400	1442.1	666.9	2109.0
	1600	1596.0	684.0	2280.0
	2000	1749.9	701.1	2451.0

Tabla 64. Parámetros eléctricos de los cables submarinos de corriente alterna.

Tensión (kV)	S (mm ²)	R (mΩ/km)	L (mH/km)	C (nF/km)	S_{max} (MVA)
132	500	49.3	0.387	192	169
	630	39.5	0.372	209	187
	800	32.4	0.364	217	203
	1000	27.5	0.351	238	217
220	500	48.9	0.437	136	279
	630	39.1	0.415	151	308
	800	31.9	0.400	163	335
	1000	27.0	0.386	177	359
400	800	31.4	0.540	130	603
	1000	26.5	0.520	140	646
	1200	22.1	0.490	170	683
	1400	18.9	0.470	180	703
	1600	16.6	0.460	190	718
	2000	13.2	0.440	200	747

El coste total de los cables en corriente alterna se determinará, dependiendo del nivel de tensión y sección del conductor, según la siguiente expresión.

$$C_{Cables\ AC} = N_{Cables} \cdot L_{Transmisión} \cdot (C_A + C_I) \quad (128)$$

Donde N_{Cables} es el número de cables en paralelo existentes en la configuración estudiada y, $L_{Transmisión}$, es la distancia (km) desde la subestación en alta mar hasta el punto de conexión a la red de transporte en tierra firme.

6.4.2 Transformadores y plataformas en corriente alterna

Los precios para los transformadores situados en alta mar, $C_{Tr\ Plataforma\ Marina}$ (M€) se estiman en función de la potencia nominal, $P_{nominal}$ (expresada en MVA) mediante la siguiente expresión [95]:

$$C_{Tr\ Plataforma\ Marina} = 0.0331 \cdot P_{nominal} \quad (129)$$

En el caso de que se sitúen más de dos transformadores en una plataforma el precio se incrementará en un 20% por cada transformador adicional, como consecuencia de los mayores requerimientos de espacio y peso para los que debe estar diseñada la plataforma [95].

El coste de las plataformas en alta mar, $C_{Plataforma\ AC}$, también se determinará en función de la potencia aparente nominal, $P_{nominal}$, mediante la expresión [95]:

$$C_{Plataforma\ AC} = 5.7 + 0.0288 \cdot P_{nominal} \quad (130)$$

Los precios correspondientes a los transformadores situados en tierra, $C_{T\ Tierra}$, se determinarán dependiendo de los niveles de tensión a transformar [95]:

- Relación de transformación 400kV/220kV. Considerando potencias nominales comprendidas entre 240 MVA y 1100 MVA.

$$C_{Tr\ Tierra} = 3.078 \cdot 1.0012^{(P-240)} \quad P \in [240\ MVA, 1100\ MVA] \quad (131)$$

- Relación de transformación 400kV/132kV. Para potencias nominales comprendidas entre 240 y 460 MVA.

$$C_{Tr\ Tierra} = 2.85 \cdot 1.0012^{(P-240)} \quad P \in [240\ MVA, 460\ MVA] \quad (132)$$

- Relación de transformación 220kV/132kV. Para potencias nominales comprendidas entre 240 y 460 MVA.

$$C_{Tr\ Tierra} = 2.394 \cdot 1.0012^{(P-240)} \quad P \in [240\ MVA, 460\ MVA] \quad (133)$$

6.4.3 Unidades de compensación

El coste de las unidades de compensación de potencia reactiva, C_{UC} , se ha considerado de 0.0285 M€/MVar para las unidades de compensación en plataforma marítima, y de 0.0171 M€/MVar para los compensadores en tierra firme [95].

En este estudio se analizarán dos posibles configuraciones para las unidades de compensación:

- Compensación en tierra de toda la potencia reactiva generada por el cable submarino.

- Compensación de la potencia reactiva generada por el cable en cada uno de sus extremos (mitad en tierra y la otra mitad en alta mar).

La primera solución implica una menor inversión inicial. Sin embargo, tiene asociadas unas pérdidas eléctricas mayores, ya que el perfil de intensidad que circula por el cable toma valores mayores (como se mostró en la Figura 139).

6.4.4 Cables de transmisión submarinos en corriente continua

La Tabla 65 muestra los costes unitarios (por unidad de longitud), tanto de adquisición como instalación, de un conjunto de dos cables unipolares de corriente continua para distintas secciones y niveles de tensión. En la Tabla 66 pueden observarse las características eléctricas de dichos cables [95].

Tabla 65. Costes de los cables submarinos de corriente continua.

Tensión (kV)	S (mm ²)	C_A (k€/km)	C_I (k€/km)	C_T (k€/km)
150	1000	353.4	410.4	763.8
	1200	410.4	421.8	832.2
	1400	461.7	433.2	894.9
	1600	513.0	444.6	957.6
	2000	570.0	456.0	1026.0
300	1000	501.6	473.1	974.7
	1200	581.4	490.2	1071.6
	1400	655.5	501.6	1157.1
	1600	729.6	513.0	1242.6
	2000	809.4	530.1	1339.5

Tabla 66. Parámetros eléctricos de los cables submarinos de corriente continua.

Tensión (kV)	S (mm ²)	R (mΩ/km)	S_{max} (MW)
150	1000	22.4	493
	1200	19.2	537
	1400	16.5	589
	1600	14.4	637
	2000	11.5	722
300	1000	22.4	986
	1200	19.2	1075
	1400	16.5	1177
	1600	14.4	1274
	2000	11.5	1444

El coste total de los cables en corriente continua se determinará, dependiendo del nivel de tensión y sección del conductor, según la siguiente expresión:

$$C_{Cables\ DC} = N_{Cables} \cdot L_{Transmisión} \cdot (C_A + C_I) \quad (134)$$

Donde N_{Cables} es el número de cables en paralelo existentes en la configuración estudiada y $L_{Transmisión}$ es la distancia (km) desde el parque hasta el punto de conexión a la red de transporte.

6.4.5 Estaciones convertidoras

El precio de las estaciones convertidoras, C_{EC} , (en M€) se determinará a partir de la siguiente expresión, en función de la potencia nominal, $P_{nominal}$ (expresada en MW) [95]:

$$C_{EC} = 0.1254 \cdot P_{nominal} \quad (135)$$

El coste de la plataforma (M€) que alberga a los convertidores se considerará como un valor fijo:

$$C_{Plataforma DC} = 28.5 \quad (136)$$

En este estudio se han analizado los convertidores normalizados de ABB mostrados en la Tabla 67 [159].

Tabla 67. Convertidores empleados en el estudio.

Tipo	Tensión (kV)	Potencia nominal (MW)
M2	80	102.0
M5	150	376.0
M6	150	573.9
M8	320	752.1
M9	320	1147.9

6.5 Resultados

En esta sección se muestran los resultados obtenidos al aplicar la metodología desarrollada sobre dos casos de prueba, en los que se ha llevado a cabo la selección óptima del sistema de transmisión de energía de parques eólicos marinos. El primer parque estudiado tiene una potencia nominal de 500 MW y está localizado a una distancia de 20 km del punto de conexión a la red eléctrica de transporte en tierra firme, cuya tensión de trabajo es 400 kV. El segundo parque eólico analizado tiene una potencia nominal de 1000 MW y está situado a una distancia de 80 km del punto de conexión a la red de transporte (400 kV).

6.5.1 Caso 6.1

El parque eólico está constituido por cien aerogeneradores de 5 MW de potencia nominal y situado a 20 km de la costa. La disposición geográfica forma una matriz regular de diez filas y diez columnas, con una separación entre filas de 0.52 km y de 1.56 km entre columnas, como se muestra en la Figura 140.



Figura 140. Disposición geográfica de los aerogeneradores en el parque eólico analizado en el Caso 6.1

Para realizar el cálculo de la energía anual producida por el parque eólico es necesario conocer la disposición geográfica de los aerogeneradores en el parque eólico —ya que las posiciones relativas entre aerogeneradores influye en el efecto de las estelas— así como las curvas de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador en función de la velocidad del viento (véase la Figura 141).

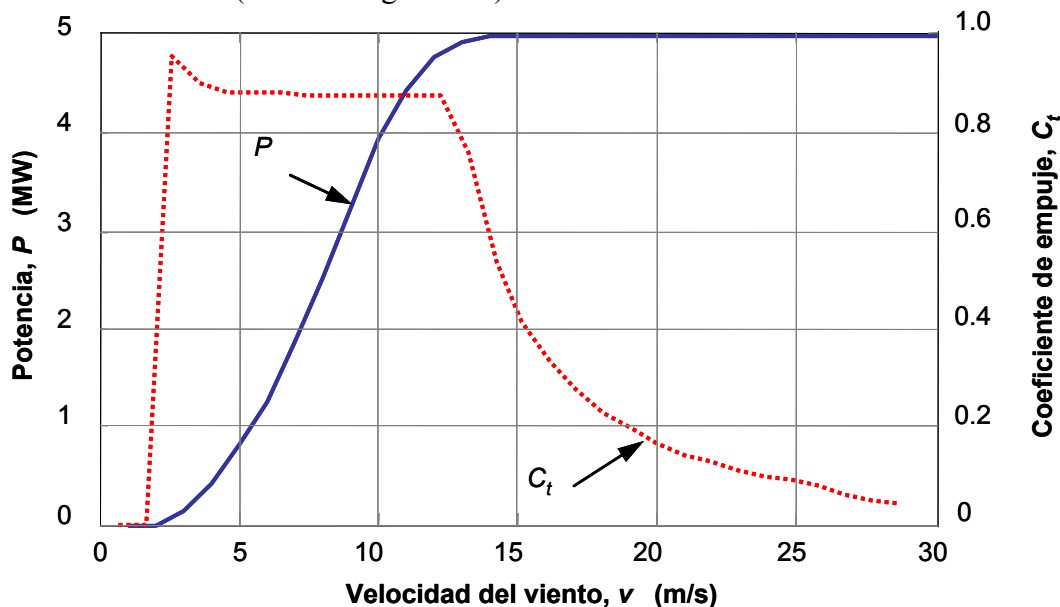


Figura 141. Curva de potencia y coeficiente de empuje del aerogenerador empleado en el Caso 6.1.

Las condiciones de viento se caracterizan mediante la rosa de los vientos en el emplazamiento bajo estudio. El valor medio y desviación típica de la probabilidad de procedencia para cada dirección, p , el factor de escala, C , y el factor de forma, K , de la función de distribución de Weibull se muestran en la Tabla 68.

Tabla 68. Rosa de los vientos en el emplazamiento del parque eólico estudiado en el Caso 6.1.

Dirección del viento	Probabilidad, p (%)		Factor de Escala, C (m/s)		Factor de Forma, K	
	Valor Medio (μ)	Desviación Típica (σ)	Valor Medio (μ)	Desviación Típica (σ)	Valor Medio (μ)	Desviación Típica (σ)
N	6.806	0.034	9.153	0.458	2.249	0.011
NNE	4.984	0.025	8.531	0.427	2.089	0.010
NE	6.022	0.030	9.476	0.474	2.113	0.011
ENE	5.778	0.029	10.046	0.502	2.164	0.011
E	6.731	0.034	11.342	0.567	2.169	0.011
ESE	5.633	0.028	11.735	0.587	2.093	0.010
SE	3.520	0.018	10.667	0.533	1.936	0.010
SSE	2.398	0.012	8.991	0.450	1.818	0.009
S	2.385	0.012	8.962	0.448	1.821	0.009
SSO	3.351	0.017	9.566	0.478	1.883	0.009
SO	4.554	0.023	9.708	0.485	1.955	0.010
OSO	6.457	0.032	9.551	0.478	2.209	0.011
O	10.305	0.052	9.650	0.483	2.425	0.012
ONO	9.512	0.048	9.391	0.470	2.319	0.012
NO	8.738	0.044	9.249	0.462	2.179	0.011
NNO	10.015	0.050	9.834	0.492	2.391	0.012

Por otro lado, con objeto de realizar la evaluación económica de cada una de las alternativas de diseño es preciso conocer el comportamiento de las principales variables e indicadores económicos. El valor medio y la desviación estándar de dichas variables se muestran en la Tabla 69.

Tabla 69. Principales variables e indicadores económicos considerados en el Caso 6.1.

	Valor Medio (μ)	Desviación Típica (σ)
Precio de venta de la energía (€/kWh)	13	2
Incremento anual del precio de venta de la energía (%)	0.15	0.05
Tasa de interés (%)	4	0.1
Tiempo de vida de la instalación (años)	17	1

Los principales datos referentes a la fiabilidad de los equipos y tiempos de reparación de cada uno de ellos pueden apreciarse en la Tabla 70 [95].

Tabla 70. Tasas de fallos de los equipos y tiempos de reparación.

Componente	Tasa de fallos (1/año)	Tiempo de reparación (días)	
		Valor Medio (μ)	Desviación Típica (σ)
Transformadores	0.035	Mar	180
		Tierra	67.5
Convertidores	0.12	Mar	30
		Tierra	15
Cables (100km)	0.08		60

Finalmente, el valor medio de los costes de adquisición e instalación de los equipos se calculan mediante los modelos descritos en el Apartado 6.4 asumiéndose una desviación típica de un 2% sobre el valor medio para los costes de adquisición y un 5% para los de instalación.

Con el propósito de que el conjunto de escenario sea representativo de todos los eventos que pudieran suceder durante el desarrollo y explotación del proyecto se han generado

10^5 escenarios teniendo en cuenta el comportamiento aleatorio de las variables involucradas en el problema.

La generación de alternativas de diseño se realiza siguiendo el procedimiento detallado en el Apartado 6.2 dando lugar a 300 configuraciones posibles, de las cuales 280 corresponden a la tecnología de corriente alterna (HVAC) y 20 corresponden a corriente continua (HVDC-VSC).

Después de la evaluación de las alternativas de diseño para todos los escenarios, se procede a aplicar el método de toma de decisiones en ambiente de riesgo dando lugar a la selección de la configuración óptima. El tiempo de ejecución del algoritmo ha sido 15012 s empleando una agrupación de cuatro ordenadores (Intel Core 2 Quad CPU Q9559 2.83 Hz) trabajando en paralelo.

En la Figura 142 se muestra la evolución —para el conjunto de escenarios— del VAN de la solución óptima alcanzada mediante el planteamiento propuesto, considerando una actitud del decisor aversiva frente al riesgo ($\rho = 0.1$), junto a la solución óptima correspondiente al planteamiento determinista (la configuración que mayor VAN proporciona teniendo en cuenta un único escenario determinado como el valor medio de todas las variables aleatorias consideradas).

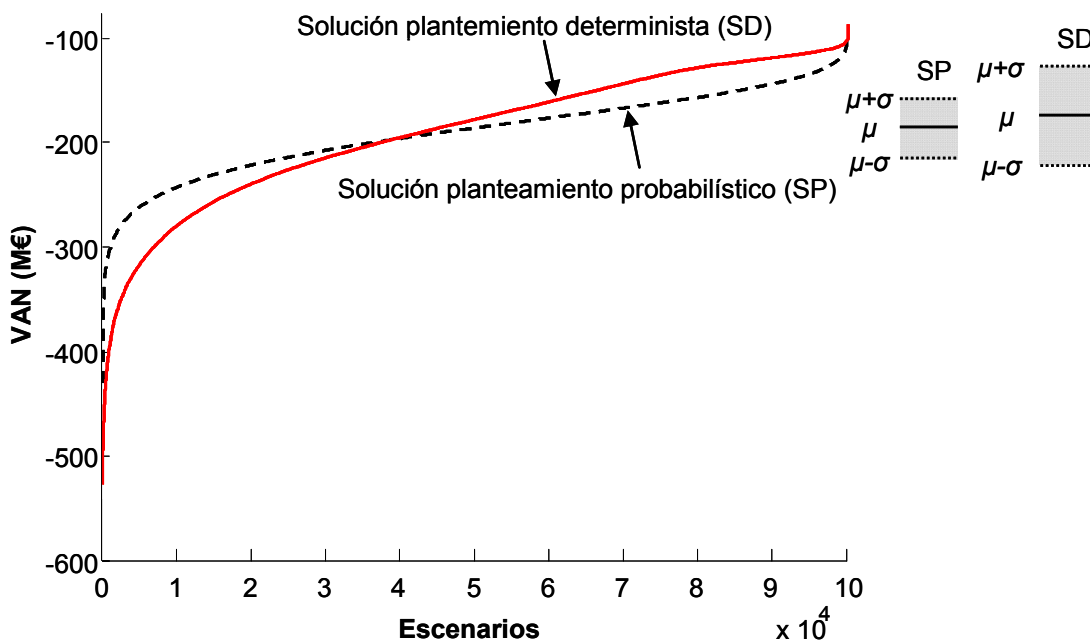


Figura 142. VAN de las mejores alternativas de diseño obtenidas mediante los planteamientos con análisis de riesgos y determinista para el Caso 6.1.

Se puede observar cómo para los escenarios más favorables (aquellos con mayor VAN) la solución obtenida por el planteamiento determinista resulta más apropiada. Sin embargo, para los escenarios más desfavorables, la solución obtenida mediante el análisis de riesgos tiene mejor comportamiento económico, mostrando una conducta menos sensible frente a las potenciales perturbaciones en las variables de diseño del problema. En la Figura 142 también se muestra el valor medio de las dos configuraciones estudiadas así como sus desviaciones típicas. Como puede apreciarse, la configuración obtenida mediante el análisis de riesgos tiene asociado un valor medio

del VAN ligeramente inferior a la configuración resultante con el planteamiento determinista. No obstante, la desviación típica resulta sensiblemente inferior para la solución alcanzada mediante la metodología desarrollada en este trabajo y, por tanto, es más adecuada ante la presencia de riesgos.

En la Tabla 71 se muestran las principales características de ambas soluciones: solución determinista (SD) y solución probabilística (SP). Ambas configuraciones emplean un sistema de transmisión en corriente alterna con una tensión 220 kV. Puede observarse que la sección del conductor seleccionada en la solución SP es mayor que la correspondiente a la solución SD con objeto de minimizar las pérdidas eléctricas en los cables (a pesar de requerir una mayor inversión inicial a realizar). Otra diferencia sustancial entre ambas configuraciones es la selección de un mayor número de transformadores trabajando en paralelo para la solución SP, tanto para el caso de la subestación en tierra como la ubicada sobre la plataforma marina. En este caso, el objetivo es aumentar la fiabilidad del sistema, ya que mediante esta disposición es posible que ante un eventual fallo en uno de los transformadores, el sistema transporte parcialmente la energía generada por el parque eólico mediante los transformadores restantes trabajando en paralelo.

Tabla 71. Principales características de las configuraciones óptimas obtenidas para el Caso 6.1

	WFA (20 km, 500 MW)	
	Solución probabilística (SP)	Solución determinista (SD)
Tecnología	HVAC	HVAC
Numero de cables	2	2
Tensión (kV)	220	220
Sección (mm ²)	630	500
Numero de transformadores en la subestación en tierra	3	1
Potencia nominal de los transformadores en tierra (MW)	240	630
Numero de transformadores en la subestación marina	4	2
Potencia nominal de los transformadores en el mar (MW)	125	250
Número de convertidores	-	-
Potencia nominal de los convertidores (MW)	-	-
Tipo de compensación	En ambos extremos	En ambos extremos

Los principales resultados económicos correspondientes a ambas soluciones se muestran en la Tabla 72. Puede observarse que la inversión inicial requerida por la solución obtenida mediante el planteamiento probabilístico es mayor que la correspondiente al planteamiento determinista. Sin embargo, la menor desviación sobre el valor medio de la solución SP —para el conjunto de escenarios estudiados— hace que ésta resulte la solución más apropiada mediante el análisis de riesgos.

Tabla 72. Principales resultados económicos correspondientes a las configuraciones óptimas obtenidas para el Caso 6.1.

	WFA (20 km, 500 MW)			
	Solución probabilística (SP)		Solución determinista (SD)	
	μ	σ	μ	σ
VAN (M€)	-185.102	36.034	-179.636	53.582
Inversión Total (M€)	92.701	1.164	74.604	0.987
Coste de la subestación en el mar (M€)	46.530	0.932	38.775	0.776
Coste de la subestación en el tierra (M€)	15.390	0.308	6.966	0.140
Coste de las unidades de compensación (M€)	2.283	0.046	1.962	0.039
Coste de adquisición de los cables (M€)	18.465	0.369	17.326	0.346
Coste de instalación de los cables (M€)	10.032	0.502	9.576	0.479
Energía anual producida (GWh)	2054.447	138.495	2054.447	138.495
Pérdidas anuales en concepto de fallos (GWh)	35.068	10.107	45.842	19.102
Pérdidas anuales en los cables (GWh)	5.055	0.517	6.351	0.666
Pérdidas anuales en los transformadores (GWh)	31.851	1.498	31.597	1.507
Pérdidas anuales en unidades de compensación (GWh)	8.375	0.394	7.542	0.359
Pérdidas anuales en estaciones convertidoras(GWh)	-	-	-	-

Como se ha indicado anteriormente, la selección de un cable de mayor sección en la solución probabilística (SP) implica menores pérdidas en el cable. Sin embargo, la mayor capacidad asociada al cable de mayor sección hace que exista una generación de potencia reactiva, a lo largo del cable, superior que para el caso de secciones inferiores. De esta forma, conforme aumenta la sección del cable, la reducción de pérdidas en el cable es parcialmente compensada por la generación de reactiva en el propio cable, ya que el perfil de intensidad a lo largo del cable toma valores más elevados. Como consecuencia adicional es necesario instalar unidades de compensación de reactiva de mayor potencia y, por tanto, más costosas.

6.5.2 Caso 6.2

En este caso se ha analizado un parque eólico marino de 1GW de potencia nominal situado a 80 km del punto de conexión a la red de transporte en tierra firme (400 kV). El parque está compuesto por 200 aerogeneradores de 5 MW cuya disposición geográfica se muestra en la Figura 143.

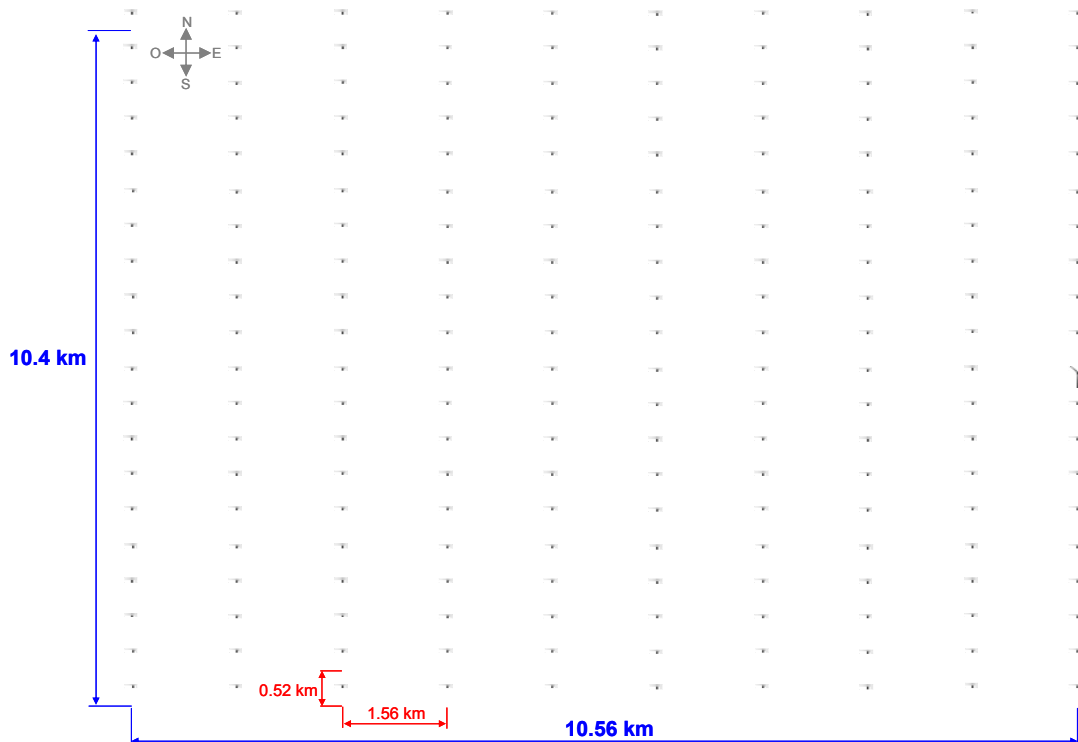


Figura 143. Disposición geográfica de los aerogeneradores en el parque eólico analizado en el Caso 6.2

El modelo de turbina empleado, datos económicos, datos de viento, tasas de fallo y tiempos de reparación considerados en este caso son los mismos que para el Caso 6.1.

El número de escenarios generado para realizar el estudio ha sido nuevamente 10^5 escenarios para analizar las mismas 300 alternativas de diseño consideradas en el caso anterior. El algoritmo ha empleado 19044 s haciendo uso de la agrupación de ordenadores en paralelo detallada en el caso anterior. En la Figura 144 se muestra la evolución del VAN correspondiente a las soluciones obtenidas mediante ambos planteamientos (probabilístico y determinista) para el conjunto de escenarios analizados.

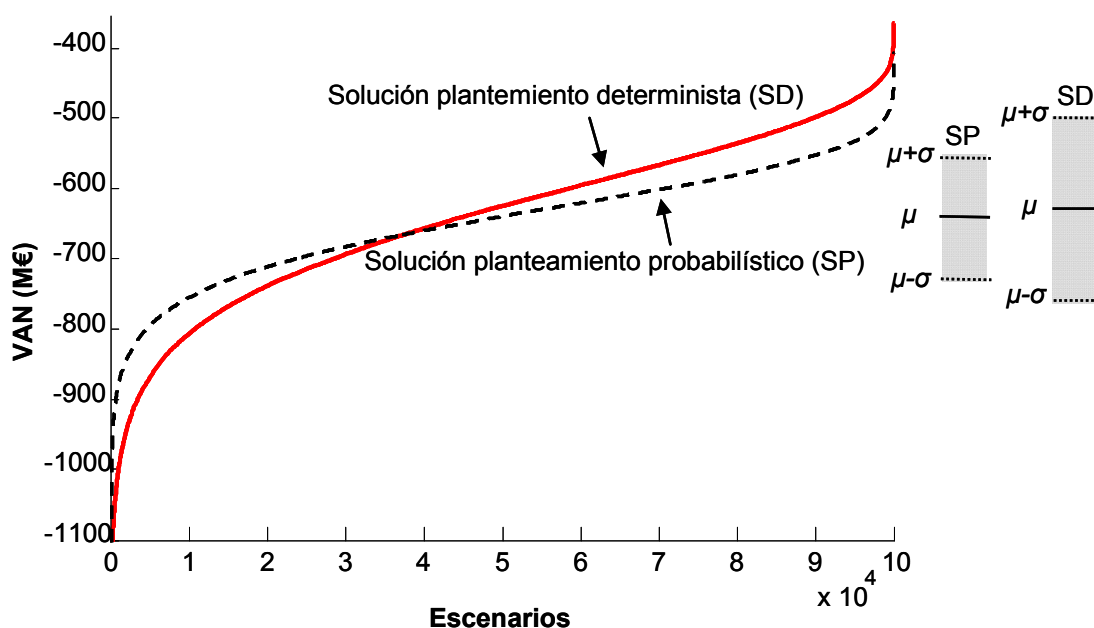


Figura 144. VAN de las mejores alternativas de diseño obtenidas mediante el planteamiento con análisis de riesgos y determinista para el Caso 6.2.

Las principales características constructivas correspondientes a las dos configuraciones se muestran en la Tabla 73. Como puede observarse, en este caso la solución obtenida mediante el análisis de riesgos (SP) corresponde a una conexión en corriente continua mientras que la configuración obtenida mediante el planteamiento determinista (SD) emplea la tecnología en corriente alterna.

Tabla 73. Principales características de las configuraciones óptimas obtenidas para el Caso 6.2.

	<i>WFB (80 km, 1000 MW)</i>	
	Solución probabilística (SP)	Solución determinista (SD)
Tecnología	HVDC-VSC	HVAC
Numero de cables	1	3
Tensión (kV)	300	220
Sección (mm ²)	2000	800
Numero de transformadores en la subestación en tierra	-	1
Potencia nominal de los transformadores en tierra (MVA)	-	1100
Numero de transformadores en la subestación marina	-	2
Potencia nominal de los transformadores en el mar (MVA)	-	630
Número de convertidores	3	-
Potencia nominal de los convertidores (MW)	376	-
Tipo de compensación	-	En ambos extremos

Los valores medios y desviaciones típicas de los resultados económicos más relevantes correspondientes a ambas configuraciones se muestran en la Tabla 74. Como puede observarse, la mayor potencia nominal del parque eólico y distancia a la costa hacen que tanto la inversión inicial como el coste actualizado de las pérdidas en el sistema tomen un valor significativamente superior que para el parque eólico analizado en el Caso 6.1. La solución obtenida mediante el planteamiento con análisis de riesgos corresponde a una configuración que emplea un enlace en corriente continua. Como puede apreciarse, para dicha configuración se producen unas pérdidas eléctricas considerables en los

convertidores. Sin embargo, este hecho es compensado por las menores pérdidas producidas en los cables, en comparación con la configuración de corriente alterna obtenida mediante el planteamiento determinista.

Tabla 74. Principales resultados económicos correspondientes a las configuraciones óptimas obtenidas para el Caso 6.2.

	WFB (80 km, 1000 MW)			
	Solución probabilística (SP)		Solución determinista (SD)	
	μ	σ	μ	σ
VAN (M€)	-631.221	79.895	-621.792	123.152
Inversión Total (M€)	343.115	4.234	283.867	4.123
Coste de la subestación en el mar (M€)	135.961	2.722	80.458	1.609
Coste de la subestación en el tierra (M€)	113.158	2.257	10.685	0.213
Coste de las unidades de compensación (M€)	-	-	12.147	0.243
Coste de adquisición de los cables (M€)	51.597	1.033	123.132	2.464
Coste de instalación de los cables (M€)	42.400	2.121	57.446	2.874
Energía anual producida (GWh)	4310.874	275.580	4310.874	275.589
Pérdidas anuales en concepto de fallos (GWh)	90.272	16.597	101.123	28.890
Pérdidas anuales en los cables (GWh)	17.853	1.787	59.761	5.028
Pérdidas anuales en los transformadores (GWh)	-	-	83.439	2.286
Pérdidas anuales en unidades de compensación (GWh)	-	-	54.662	1.498
Pérdidas anuales en estaciones convertidoras(GWh)	146.835	6.123	-	-

6.5.3 Análisis de sensibilidad

Con el objetivo de observar la influencia de la distancia a la costa y la potencia nominal del parque eólico se han realizado dos análisis de sensibilidad.

En el primer análisis, tomando como punto de partida el parque eólico analizado en el Caso 6.2 se ha modificado la distancia a la costa desde 10 km hasta 120 km, empleando intervalos de 10 km. En segunda instancia, partiendo también del Caso 6.2, se ha alterado la potencia nominal del parque eólico desde 500 MW hasta 1500 MW en intervalos de 250 MW, añadiendo o eliminando el número correspondiente de filas de aerogeneradores en la disposición óptima mostrada en la Figura 143.

Análisis de sensibilidad: Influencia de la distancia al punto de conexión

El análisis realizado ha consistido en determinar, mediante la metodología probabilística desarrollada, la solución óptima del parque eólico para diferentes distancias al punto de conexión a la red de transporte en tierra firme. A lo largo del análisis se han obtenido dos soluciones óptimas diferentes que coinciden precisamente con las alcanzadas mediante el planteamiento probabilístico y determinista para el Caso 6.2 (soluciones SD y SP mostradas en la Tabla 73). En la Figura 145 se muestra el comportamiento económico (representado como el valor medio de las diferentes variables analizadas: VAN, inversión inicial y coste actualizado de las pérdidas) de ambas soluciones en función de la distancia al punto de conexión, como puede observarse la configuración en HVAC (SD en la Tabla 73) es más apropiada para distancias inferiores a aproximadamente 80 km, mientras que la configuración en HVDC-VSC (SP en la Tabla 73) es más adecuada para distancias superiores.

Es importante señalar que en la figura se muestran los valores medios correspondientes a cada concepto obtenidos tras evaluar el conjunto de escenarios generado para cada una de las distancias consideradas.

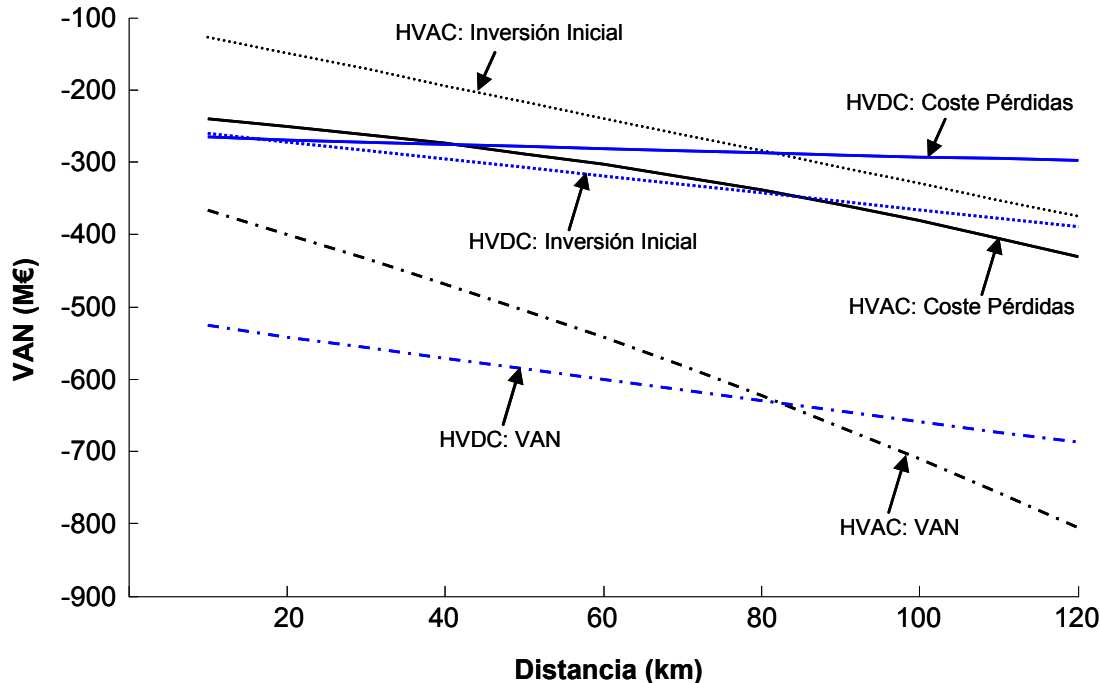


Figura 145. Valores medios del VAN, inversión inicial y coste actualizado de las pérdidas correspondiente al análisis de sensibilidad (empleando la metodología probabilística desarrollada) frente a la distancia del parque eólico al punto de conexión a la red de transporte.

Como puede observarse, para el rango de distancias consideradas en el ensayo se muestran tanto la inversión inicial, el coste actualizado de las pérdidas en el sistema, como el VAN correspondiente a ambas soluciones. El comportamiento de cada uno de estos conceptos se analiza a continuación:

- La inversión inicial requerida por la solución en HVAC-VSC es inferior que la correspondiente a la configuración en HVDC-VSC, aunque —conforme aumenta la distancia— esta diferencia es cada vez menor. Para distancias relativamente pequeñas el elevado coste de las estaciones convertidoras hace que la solución en HVDC-VSC resulte considerablemente más costosa que la configuración en HVAC. Sin embargo, conforme aumenta la distancia al punto de conexión el coste de adquisición e instalación de los cables adquiere un protagonismo cada vez mayor. La mayor capacidad de transporte de los cables empleado en la configuración en HVDC-VSC hace que sea posible transportar toda la energía producida por el parque eólico con un menor número de cables en paralelo que los requeridos por la configuración HVAC. De esta forma, el elevado coste de las estaciones convertidoras se ve compensado —conforme aumenta la distancia— por la menor inversión requerida por la adquisición e instalación de los cables submarinos.
- El coste de las pérdidas para la solución en HVDC-VSC tiene una dependencia con la distancia al punto de conexión menor que la configuración en corriente alterna, ya que por un lado las pérdidas en el convertidor dependen de la

potencia a transformar (y ésta permanece prácticamente constante en función de la distancia) y, por otro lado, en el caso de corriente continua la intensidad que circula por el cable será constante y por lo tanto las pérdidas dependerán de la resistencia del cable y la distancia al punto de conexión. Sin embargo, para el caso de una conexión en corriente alterna, la generación de potencia reactiva por el efecto capacitivo del cable hace que, al incrementar la distancia, la corriente que circula por el cable sea cada vez mayor y por tanto también lo serán las pérdidas eléctricas. Por otra parte, las pérdidas por fallos en los cables se verán afectadas únicamente por la distancia, ya que a mayor longitud del cable mayor será la probabilidad de que se produzca un fallo. Sin embargo, la afección de la distancia sobre este concepto es similar para ambas configuraciones. Todo ello implica que el coste de las pérdidas obtenidas en la configuración en HVDC-VSC sean inferiores para distancias por encima de aproximadamente 40 km que las correspondientes a la configuración en HVAC.

- En cuanto a la dependencia del VAN en función de la distancia al punto de conexión, puede observarse que para distancias relativamente pequeñas las elevadas pérdidas y costes de inversión relacionados con la configuración en HVDC-VSC hace que ésta no resulte rentable. Sin embargo, conforme aumenta la distancia, las pérdidas e inversión inicial requeridas por la configuración en HVDC-VSC son cada vez menores (en comparación con la configuración en HVAC) y por lo tanto resulta más rentable a partir de distancias ligeramente superiores a 80 km. En este punto conviene recordar que los valores medios mostrados en este análisis no tienen en consideración el riesgo ante posibles perturbaciones en las variables de diseño. Por ello, aunque la solución óptima obtenida mediante el planteamiento probabilístico para una distancia de 80 km es precisamente la configuración en HVAC su valor medio del coste total actualizado es ligeramente inferior que el correspondiente a la configuración en HVDC-VSC.

Análisis de sensibilidad: Influencia de la potencia nominal del parque eólico

En segundo este ensayo se ha modificado la potencia nominal del parque eólico situado a 80 km de la costa desde una potencia inicial de 250 MW hasta 1500 MW, en intervalos de 250 MW. En la Figura 146 se muestra la evolución del valor medio del VAN, el coste actualizado de las pérdidas e inversión inicial de las mejores configuraciones obtenidas, tanto para la tecnología HVAC, como para la tecnología HVDC-VSC, mediante el planteamiento probabilístico desarrollado en este trabajo.

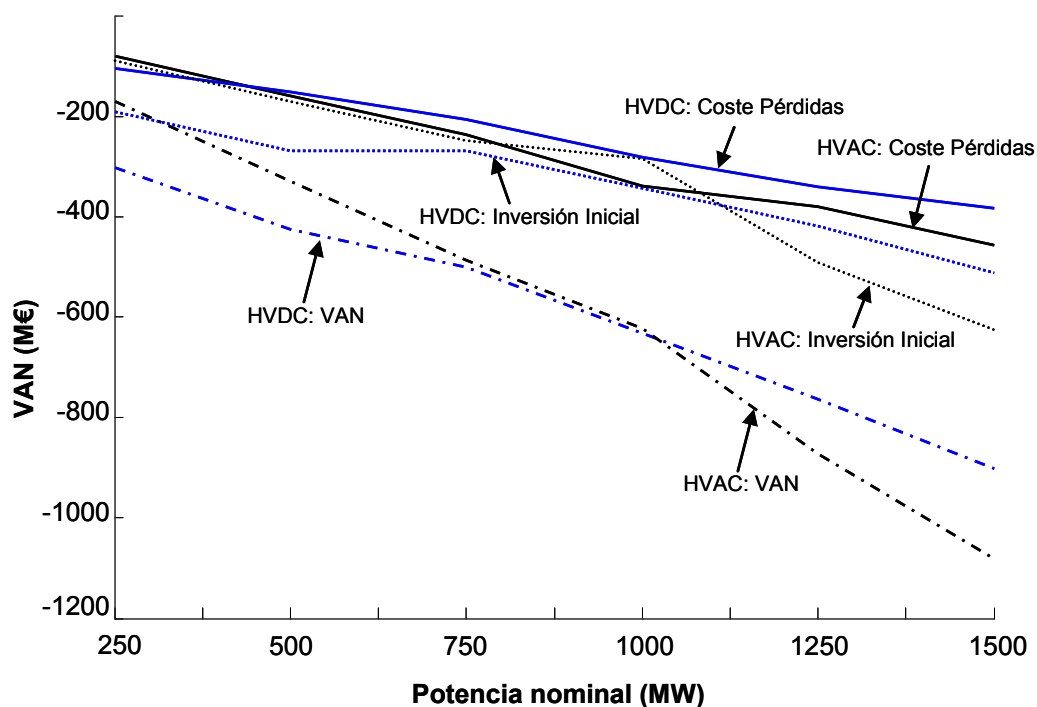


Figura 146. Valores medios del VAN, inversión inicial y coste actualizado de las pérdidas correspondiente al análisis de sensibilidad frente a la potencia nominal del parque eólico empleando la metodología probabilística desarrollada.

En este caso el dimensionado así como el número de equipos empleado para cada configuración varía en función de la potencia nominal del parque eólico. Por ello, en la Tabla 75 se muestran las principales características de la mejor solución correspondiente a corriente alterna y corriente continua, en función de la potencia nominal del parque eólico.

Tabla 75. Principales características de las soluciones óptimas obtenidas en el análisis de sensibilidad frente a la potencia nominal del parque eólico.

	Potencia nominal del parque eólico (MW)											
	250		500		750		1000		1250		1500	
Tecnología	AC	DC	AC	DC	AC	DC	AC	DC	AC	DC	AC	DC
Numero de cables	1	1	2	1	2	1	3	1	4	1	5	2
Tensión (kV)	220	300	220	300	220	300	220	300	220	300	220	300
Sección (mm ²)	500	1000	500	1000	800	1000	800	2000	800	2000	800	1000
Transformadores en tierra	1	-	1	-	1	-	1	-	2	-	2	-
Transformadores en tierra (MVA)	630	-	1100	-	1100	-	1100	-	630	-	800	-
Transformadores en mar	2	-	4	-	3	-	4	-	6	-	6	-
P_n Transformadores en mar (MVA)	125	-	125	-	250	-	250	-	250	-	250	-
Número de convertidores	-	1	-	2	-	2	-	3	-	4	-	4
P_n Convertidores (MW)	-	376	-	376	-	376	-	376	-	376	-	376
Tipo de compensación	(1)	-	(1)	-	(1)	-	(1)	-	(1)	-	(1)	-

(1) Compensación en ambos extremos

Como puede observarse en la Figura 146, para un parque eólico de 250 MW el coste de las pérdidas correspondientes a la tecnología HVAC es menor que para la tecnología HVDC-VSC. Sin embargo, para potencias nominales mayores es la tecnología HVDC-VSC la que tiene asociada un menor coste de las pérdidas eléctricas.

En cuanto a la inversión inicial requerida por ambas tecnologías, puede observarse que para potencias superiores a aproximadamente 1100 MW, la configuración correspondiente a la tecnología HVDC-VSC requiere una menor inversión inicial. Esto se debe principalmente a la menor necesidad de emplear cables en paralelo para transportar la misma potencia mediante la tecnología HVDC-VSC.

Por otro lado, puede observarse cómo en términos de la rentabilidad del proyecto medida mediante el VAN, la tecnología HVDC-VSC resulta más rentable que la HVAC para una potencia nominal ligeramente superior a 1000 MW. No obstante, debe tenerse en cuenta que en este análisis también se están mostrando valores medios y, por tanto, no se toma en consideración el riesgo.

Finalmente, cabe señalar que los cambios de pendiente producidos en las diferentes curvas mostradas en la Figura 146 se deben a la necesidad de dimensionar —para cada potencia nominal del parque— los diferentes equipos que componen el sistema, de acuerdo al catálogo disponible para cada tecnología. Esto hace que la evolución de la inversión inicial y coste de las pérdidas no sea completamente uniforme al aumentar la potencia del parque eólico.

6.6 Conclusiones

En este capítulo se ha presentado una nueva metodología para acometer el diseño óptimo del sistema de transmisión de energía eléctrica de grandes parques eólicos marinos, teniendo en cuenta el riesgo económico asociado al proyecto de una instalación de este tipo.

La labor de diseño consiste en seleccionar la tecnología más apropiada en cada caso (corriente alterna o continua), el nivel de tensión del sistema, el número de transformadores o convertidores, así como el número de cables y su dimensionado, entre otros.

Parte de la información disponible para acometer el diseño de la instalación se conoce con certeza como la distancia del parque eólico a la costa, la potencia nominal del parque eólico, localización del punto de conexión a la red de transporte en tierra firme y el nivel de tensión de dicha red. Sin embargo, otra parte de la información está sometida a un cierto grado de incertidumbre: la producción de energía eléctrica por parte del parque eólico (directamente relacionada con las condiciones de viento que se presentarán en el emplazamiento), precios de los diferentes equipos que compondrán el sistema, costes de instalación, posibles fallos, evolución futura de los precios de venta de la energía, etcétera.

En este trabajo se ha propuesto una metodología que permite determinar la configuración del sistema de transmisión más apropiada ante la presencia de riesgo en las variables de diseño. Para ello, se realiza una simulación de Monte Carlo que permite la evaluación económica de las posibles configuraciones del sistema para un conjunto de escenarios representativo del comportamiento esperado de las variables de diseño. La evaluación se ha realizado teniendo en cuenta el modelo de producción de energía del parque eólico partiendo de la caracterización estadística del comportamiento del viento y del diseño de dicho parque eólico. De esta forma, es posible realizar una evaluación fidedigna de las pérdidas que tendrán lugar en el sistema de transmisión. Por otro lado,

teniendo en consideración los modelos de costes de los diferentes equipos que constituyen un sistema de transmisión, es posible caracterizar el comportamiento económico de la instalación a lo largo de su vida útil. Para ello, se ha empleado el valor actual neto del proyecto que, en este caso, corresponde al coste total actualizado de la instalación.

La capacidad del método desarrollado se ha puesto de manifiesto mediante la ejecución de dos casos de prueba. En ambos casos se ha mostrado que la metodología propuesta conduce a configuraciones con mejor comportamiento frente al riesgo que aquellas configuraciones alcanzadas mediante un método puramente determinista.

Finalmente, se ha realizado un análisis de sensibilidad en el que se ha estudiado el comportamiento económico de las configuraciones obtenidas —mediante la metodología probabilística desarrollada— tanto para la tecnología HVAC, como para la tecnología HVDC-VSC, en función de la distancia del parque eólico al punto de conexión a la red de transporte y de la potencia nominal de la instalación.

Conclusiones y desarrollos futuros

7.1 Conclusiones

En este trabajo se ha abordado la optimización del diseño de parques eólicos emplazados tanto en tierra firme como mar adentro. El problema consiste en la selección óptima del número y posición de los aerogeneradores que constituyen un parque eólico, así como el modelo de aerogenerador y altura de la torre más adecuados, de entre las posibilidades que ofrece el catálogo considerado. Adicionalmente, el diseño óptimo de una planta eólica está condicionado por la configuración de instalaciones complementarias —que también han de ser optimizadas— como los caminos auxiliares de acceso (en el caso de parques eólicos terrestres) o la instalación eléctrica.

Un diseño apropiado del parque eólico resulta fundamental de cara al comportamiento económico del proyecto durante su fase de explotación. El posicionamiento óptimo de los aerogeneradores depende de diversos factores y, muchos de ellos, con efectos contrapuestos, ya que unos favorecen parques “compactos” y otros parques “dispersos”. Por ejemplo, desde el punto de vista de la producción de energía resultaría conveniente situar las turbinas lo más alejadas posible entre sí para minimizando el efecto de las estelas (reducción de la producción). Sin embargo, esta estructura de parque disperso significaría aumentar la longitud total de los cables y caminos de acceso (en el caso de parques eólicos terrestres), lo que aumentaría los costes de la instalación eléctrica y, consecuentemente, también serían mayores las pérdidas eléctricas. Por ello, es necesario llegar a una solución de compromiso entre ambos efectos contrapuestos de forma que la rentabilidad económica del proyecto sea máxima.

El objetivo de este trabajo ha sido el diseño o la concepción de una metodología que permite obtener la configuración óptima de un parque eólico en base a un criterio económico, el valor actual neto del proyecto (VAN). Para realizar dicha evaluación es preciso conocer los diferentes aspectos que afectan al comportamiento económico del parque.

Por un lado, la inversión inicial de un parque eólico puede dividirse, principalmente, en tres conceptos: inversión en obra civil, coste de adquisición de los aerogeneradores e inversión en instalación eléctrica. Según el parque eólico bajo estudio esté ubicado en tierra firme o en el mar, los costes correspondientes a cada uno de los conceptos presentan ciertas particularidades. Por tanto, se han desarrollado modelos de costes específicos tanto para parques eólicos en tierra firme como en el mar.

Por otro lado, es necesario cuantificar los ingresos anuales que, en el caso de un parque eólico, proceden de la venta de la energía generada. Para ello, es preciso estimar cual

será el comportamiento del viento en el emplazamiento y determinar —en base a la disposición de los aerogeneradores— la producción neta de energía, sujeta a las pérdidas como consecuencia del efecto de las estelas en primera instancia, y las pérdidas eléctricas en el sistema en segunda instancia (incluyendo la energía no suministrada por indisponibilidad de los equipos).

Adicionalmente, con el propósito de realizar el estudio económico con la mayor veracidad posible se han añadido otros aspectos que también intervienen en el comportamiento económico del parque eólico, como son los costes derivados de la operación y mantenimiento, las pérdidas por indisponibilidad de los aerogeneradores, los costes de desmantelamiento del parque eólico y los ingresos derivados de la venta de los equipos, una vez finalizada la vida útil del proyecto. En resumen, el modelo económico de la planta eólica tiene en cuenta los principales factores: inversiones, ingresos y costes a lo largo de todo el ciclo de vida útil de la instalación.

En el capítulo correspondiente a la revisión bibliográfica se ha realizado un extenso análisis de los trabajos más relevantes sobre el problema de posicionamiento óptimo de los aerogeneradores en parques eólicos. El problema tratado en esta tesis ha sido objeto de estudio en diversos trabajos. El primero de ellos fue realizado por Masetti et al. [21] en el año 1994. Dicho trabajo fue posteriormente complementado Grady et al. [24] en el año 2005 introduciendo diversas mejoras tanto en la función objetivo como en el comportamiento del Algoritmo Genético. Posteriormente, en 2007, J. Castro et al. [25], [26] realizaron importantes aportaciones al problema, siendo este el primer trabajo en el que se considera un modelo económico detallado, en este caso, para parques eólicos en tierra firme. La estructura de costes del parque eólico desarrollada por J. Castro et al. [25], [26] incluye conceptos como la inversión en obra civil y en aerogeneradores, así como un algoritmo de optimización secundario para el cálculo de la infraestructura eléctrica. En los últimos años, la productividad científica en este ámbito ha sufrido un notable progreso. Cabe destacar, las publicaciones realizadas por Kusiak et al. [30] en la que se emplea un Algoritmo Evolutivo Fuerte de Pareto (SPEA) como método de optimización y la aportación realizada por Wan et al. [28] en la que se propone un Algoritmo de Optimización Basado en Cúmulo de Partículas (PSO). Esta ingente actividad detectada en los últimos años pone de manifiesto la importancia y el creciente interés por el problema de posicionamiento óptimo de los aerogeneradores en un parque eólico.

Como fruto del análisis realizado sobre las publicaciones existentes se han identificado un conjunto de carencias y necesidades sobre el problema abordado en esta tesis. Como punto de partida de la investigación realizada, se ha planteado el desarrollo de una herramienta que permita afrontar la planificación óptima de parques eólicos de una forma más realista que en los trabajos realizados con anterioridad. Las principales características e innovaciones introducidas en el estudio realizado pueden resumirse en:

- Los trabajos anteriores se centran en la maximización de la energía generada por el parque eólico o, en algunos casos, en la optimización del parque eólico teniendo en cuenta un modelo de costes simplificado basado en economías de escala. En este trabajo, tomando como referencia la estructura de costes implementada por J. Castro et al. [25], [26], se ha propuesto la optimización del parque eólico en base a un modelo económico del parque eólico completo y

realista. La evaluación económica se realiza teniendo en cuenta aspectos como costes de adquisición de los aerogeneradores, obra civil, infraestructura eléctrica, instalación y transporte de los componentes, costes de operación y mantenimiento, evolución de los indicadores económicos así como el precio de la energía y su evolución a lo largo del ciclo de vida en servicio de la instalación.

Por tanto, ha sido preciso desarrollar diferentes modelos para realizar la evaluación económica correspondiente a cada uno de los conceptos citados. De esta forma, para evaluar económicamente aspectos como el coste de la obra civil o la instalación eléctrica se ha tenido en consideración las características locales existentes en el emplazamiento como la orografía del terreno, existencia de carreteras de acceso o líneas de alta tensión próximas al emplazamiento. Por otro lado, cabe señalar la capacidad de la herramienta desarrollada de tratar la optimización de parques eólicos tanto en tierra firme como marítimos. Para ello, se ha particularizado cada uno de los módulos de cálculo en función de la naturaleza del parque eólico a considerar.

- Por diversas razones, el comportamiento económico de un proyecto eólico está sujeto a un alto grado de incertidumbre. En especial, la propia naturaleza aleatoria del viento es el factor que mayor incertidumbre introduce en el problema. Este aspecto resulta de vital importancia, ya que el viento es la fuente de energía primaria y, por tanto, el origen de los ingresos del proyecto. Por ello, en este trabajo se ha desarrollado una metodología de optimización teniendo en cuenta el riesgo asociado a la evaluación del recurso eólico. Dicha herramienta combina el algoritmo de optimización con métodos de toma de decisiones en ambiente de riesgos. La selección de la estrategia más adecuada ante el impacto de un determinado riesgo se realiza mediante el criterio de toma de decisiones. En este caso, las alternativas de diseño (generadas por el algoritmo de optimización) se evalúan económicamente para un conjunto de escenarios —representativos del posible entorno futuro del problema— permitiendo proceder a la selección de la alternativa más adecuada por medio del criterio de toma de decisiones. De esta forma, es posible realizar un diseño adecuado ante la presencia de riesgo capaz de presentar un comportamiento económico satisfactorio, tolerando incluso comportamientos del recurso eólico desviados del esperado (con el enfoque determinista convencional). La metodología desarrollada para la optimización de parques eólicos en ambiente de riesgo ha sido satisfactoriamente comparada con el planteamiento determinista, habiéndose podido observar que siempre presenta un comportamiento más adecuado ante la presencia de riesgo (solución menos sensible, más tolerante o resistente al riesgo).
- El problema de posicionamiento óptimo de los aerogeneradores no es abordable mediante técnicas clásicas de optimización, como consecuencia de la complejidad que involucra la evaluación de la función objetivo. Por ello, en todos los trabajos publicados hasta la fecha se han empleado algoritmos metaheurísticos de optimización. Dichos algoritmos se basan en un proceso iterativo siguiendo una exploración aleatoria pero basada en unos patrones de

búsqueda determinados. Este tipo de algoritmos requieren un tiempo de cálculo relativamente elevado y dependiente del tamaño del espacio de soluciones. Para el problema tratado en este trabajo, el tamaño del espacio de búsqueda crece notablemente conforme aumenta las dimensiones del parque eólico (tanto en referencia al tamaño de la parcela como al número de aerogeneradores). En la actualidad, la explotación intensiva de la energía eólica está adquiriendo cada vez más protagonismo, sobre todo, en el caso de la energía eólica marina en la que, típicamente, los parques eólicos están compuestos por un elevado número de aerogeneradores. Para este caso, el tamaño del espacio de soluciones hace que el problema sea virtualmente inabordable con el estado actual de la tecnología de computación. Para resolver este problema, en este trabajo se ha desarrollado una nueva metodología que permite abordar la optimización de grandes parques eólicos asumiendo un coste computacional relativamente moderado y proporcionando soluciones que mejoran el comportamiento económico obtenido mediante los planteamientos anteriores.

- En el caso de grandes parques eólicos marítimos, el sistema de transmisión de energía constituye, desde un punto de vista económico, una fracción importante del coste total de inversión del parque eólico. El problema de diseño de este tipo de instalación implica tener en cuenta, por un lado, el modelo completo de producción del parque eólico (con objeto de determinar las pérdidas eléctricas) y, por otro lado, el modelo de costes de los diferentes equipos implicados en el sistema de transmisión. Además, el comportamiento de muchas de las variables que intervienen en su diseño tienen un comportamiento sujeto a un cierto grado de incertidumbre. Por tanto, la herramienta desarrollada permite abordar el diseño óptimo de dicha instalación teniendo en cuenta el riesgo involucrado en las diferentes variables de diseño.
- El módulo de cálculo de la energía producida por un parque eólico ha sido ampliamente mejorado con respecto a los trabajos publicados con anterioridad. Entre las principales características del modelo de producción de energía desarrollado cabe destacar:
 - Se ha introducido la dependencia del coeficiente de empuje del aerogenerador con la velocidad del viento. De esta forma, el cálculo del efecto de pérdida de velocidad como consecuencia de las estelas es realizado de forma precisa y realista, ya que el efecto de las estelas presenta una alta dependencia con la velocidad del viento en flujo libre.
 - El viento se caracteriza mediante la distribución de Weibull lo que permite estimar de una forma realista el comportamiento del recurso eólico durante la fase de explotación del proyecto. Por tanto, el comportamiento del viento queda definido por los factores de escala, forma y probabilidad de ocurrencia para cada una de las direcciones. Siendo además, cada uno de estos parámetros variable en función de la posición del aerogenerador. De esta forma, permite un tratamiento realista de las condiciones locales del viento y su dependencia con la orografía del terreno.

- Integración con programas comerciales de evaluación del recurso eólico. La entrada de datos correspondientes a la caracterización del recurso eólico ha sido integrada con el programa comercial WASP de modo que la transferencia de datos es absolutamente compatible. De esta forma, el conjunto compuesto por los programas comerciales de evaluación del recurso eólico —en un emplazamiento dado— más los métodos de optimización desarrollados en el presente trabajo, constituyen una herramienta valiosa para el diseño óptimo de un parque eólico.
 - Validación del modelo de producción. El modelo de producción de energía eólica, por parte del parque eólico, ha sido validado mediante la comparación de un conjunto de ensayos con el programa comercial WASP.
- La explotación de la energía eólica marina es llevada a cabo de forma intensiva en grandes extensiones sobre el mar. Sin embargo, los posibles emplazamientos de un nuevo parque eólico son regulados por las autoridades y es práctica habitual la concesión de parcelas muy próximas entre sí. Por tanto, el estudio de la influencia de parques eólicos próximos resulta de vital importancia a la hora de realizar el estudio sobre el posicionamiento de los aerogeneradores. En el presente trabajo, se ha tenido en cuenta dicha posibilidad analizando la perturbación introducida sobre el campo de velocidades por la presencia de parques eólicos próximos.
 - El cálculo de la longitud total del conexionado eléctrico y de los caminos auxiliares de acceso (en el caso de parques eólicos terrestres) se realiza de forma más precisa teniendo en cuenta la orografía del terreno mediante la implementación del Algoritmo de Dijkstra [112] para el cálculo del camino de mínimo coste. De esta forma, es posible evaluar de forma realista el coste de inversión asociado a la instalación eléctrica y a los caminos de acceso. Adicionalmente, mediante dicho algoritmo es posible también el tratamiento de zonas prohibidas, que no puedan ser atravesados por la instalación eléctrica o por caminos auxiliares, calculando el trazado alternativo de mínima distancia que rodee dicha zona prohibida.
 - Para el caso de parques eólicos terrestres, el diseño del trazado óptimo de los caminos de accesos ha sido resuelto mediante el Algoritmo de Prim para el cálculo del árbol recubridor de coste mínimo [127]. De esta forma, se mejora el método de cálculo de dicho trazado respecto al Algoritmo Heurístico empleado por J. Castro et al. [25], [26].

Por tanto, puede concluirse que la herramienta desarrollada en este trabajo supone un significativo progreso en el problema de diseño óptimo de parques eólicos. El conjunto de innovaciones introducidas como la gestión del riesgo en la estimación del recurso eólico, la capacidad de optimización de grandes parques eólicos o el diseño del sistema de transmisión de parques eólicos marítimos constituyen una herramienta que permite un tratamiento del problema flexible y realista.

Este trabajo ha sido desarrollado mediante la participación en diferentes proyectos de investigación de financiación, tanto pública, como privada. Como consecuencia de la

investigación realizada, parte de los resultados obtenidos han sido presentados en diversas publicaciones científicas y presentados en congresos internacionales, como se mencionan a continuación.

Participación en proyectos de investigación

- Planificación y Operación Óptima de Parques Eólicos (ENE2007-66072).
- Desarrollo de una herramienta de Optimización Automática de Parques Eólicos Marinos (PI-0341/2010).
- Proyecto Singular Estratégico Redes 2025: Desarrollo e Implementación de Soluciones Tecnológicas para la Red Eléctrica Española del 2025. (SN-0448/2010).

Revistas científicas (indexadas en el Journal Citation Report)

- J. Serrano González, A.G. González Rodríguez, J. Castro Mora, J. Riquelme Santos y M. Burgos Payán, "Optimization of wind farm turbines layout using an evolutive algorithm," *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 1671-1681, 2010.
- J. Serrano González, A.G. González Rodríguez, J. Castro Mora, M. Burgos Payán, y J. Riquelme Santos, "Overall design optimization of wind farms," *Renewable Energy*, vol. 36, no. 7, pp. 1973–1982, 2011.
- J. Serrano González, M. Burgos Payán y J. Riquelme Santos, "Optimization of Wind Farm Turbine Layout Including Decision Making Under Risk (Aceptado para publicación)," *IEEE System Journal*. Vol. no. 99, Special Issue on Integration of Intermittent Renewable Energy Resources into Power Grid, pp. 1-10, 2011. Disponible online desde el 08 septiembre de 2011: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6012551>.

Revistas técnicas profesionales

- J. Serrano González, A. Gaspar González Rodríguez, J. Castro Mora, J. Riquelme Santos, M. Burgos Payan. "Diseño Óptimo de Parques Eólicos," *Eolus*, Vol. Mayo/Junio. Pag. 6-15. 2010.

Capítulos en libros

- A.G. González Rodríguez, J. Serrano González, J. Riquelme Santos, M. Burgos Payán, and J. Castro Mora, "Global optimization of wind farms using evolutive algoritihms," en *Wind Power Systems: Applications of Computational Intelligence*, L. Wang, C. Singh, A. Kusiak (Editores), Berlin, Alemania: Springer, 2010 (ISBN 978-3-642-13249-0).

Aportaciones a congresos

- J. Serrano González, A.G. González Rodríguez, J. Castro Mora, J. Riquelme Santos, M. Burgos Payán. "A New Tool for Wind Farm Optimal Design". *2009 IEEE Bucharest PowerTech Conference*, 28 de Junio - 2 de Julio de 2009, Bucarest, Rumanía.
- J. Serrano González, A.G. González Rodríguez, J. Castro Mora, J. Riquelme Santos, M. Burgos Payán. "Una Nueva Herramienta para el Diseño Óptimo de Parques

Eólicos," *11ª Conferencia Hispano-Lusa de Ingeniería Eléctrica*, 1-4 de Julio de 2009, Zaragoza, España.

- J. Serrano González, M. Burgos Payán y J. Riquelme Santos, "Wind farm optimal design including risk," *Modern Electric Power Systems (MEPS), 2010 Proceedings of the International Symposium*, 20-22 de Septiembre de 2010, Breslavia, Polonia.
- J. Serrano González, M. Burgos Payán y J. Riquelme Santos, "An improved evolutive algorithm for large offshore wind farm optimum turbines layout," *2011 Trondheim IEEE PowerTech Conference*, 19-23 de Junio de 2011, Trondheim, Noruega.

7.2 Líneas futuras de investigación

En este apartado se proponen los posibles desarrollos futuros de los que puede ser objeto la herramienta propuesta en este trabajo. Las posibles vías de ampliación pueden clasificarse en diferentes conceptos en función de los módulos que constituyen la herramienta desarrollada:

- *Algoritmo de optimización.* La implementación y el estudio del comportamiento de otros algoritmos de optimización puede ser objeto de estudio en próximos trabajos. En el presente trabajo se ha implementado un algoritmo genético teniendo en cuenta que dicho algoritmo ha sido el más extensamente empleado en la bibliografía existente. Sin embargo, recientes trabajos —entre los que cabe destacar los realizados por Wan et al. [28] y por Kusiak et al [30]— han mostrado también un buen comportamiento de los algoritmos PSO y SPEA para la resolución del problema afrontado en este trabajo. Dichos algoritmos presentan la capacidad de trabajar sobre un medio continuo por lo que pueden conducir a resultados más precisos frente al dominio computacional discreto empleado en los algoritmos genéticos. No obstante, en dichos trabajos únicamente se analizan parques eólicos de tamaño moderado y asumiendo un modelo de costes relativamente simple. Por tanto, el comportamiento de dichos algoritmos, teniendo en cuenta un modelo complejo de costes, para el caso de grandes parques eólicos puede ser objeto de futuros análisis.
- *Modelo de producción.* El módulo de cálculo de la energía producida por el parque eólico puede ser objeto de futuras investigaciones. En especial, en lo referente a los modelos de cálculo de las estelas. En este trabajo se ha implementado el modelo analítico desarrollado por Jensen [103]. Dicho modelo es ampliamente aceptado para la evaluación de la energía producida por parques eólicos en terrenos con orografía relativamente suave. Sin embargo, en diversos estudios [160]-[163] se ha mostrado que el comportamiento de este modelo para el caso de terrenos con orografía compleja no se ajusta suficientemente a los valores reales de producción. Por tanto, la tendencia actual en la evaluación del efecto de las estelas —para el caso de terrenos complejos— se está centrando en el desarrollo de Modelos de Dinámica de Fluidos Computacional (CFD). Dichos modelos se basan en la simulación del comportamiento de fluidos mediante métodos numéricos, requiriendo un esfuerzo computacional muy elevado. Por ello, la introducción del análisis del efecto de las estelas mediante técnicas de

CFD en la herramienta desarrollada en este trabajo no resulta viable con el estado actual de la tecnología de computación. Sin embargo, puede ser un importante factor a tener en cuenta en los próximos años con el futuro desarrollo de los computadores.

- *Modelo económico.* El modelo de comportamiento económico del parque eólico puede complementarse introduciendo aspectos como los costes de financiación, tasas e impuestos y ayudas o incentivos debidos a diferentes conceptos. Por otro lado, también sería posible incluir la planificación del proceso de implantación dentro del modelo económico considerando aspectos como la posibilidad de ejecutar la obra en diferentes fases y estudiando el momento más adecuado para acometer cada una de ellas. Estos aspectos podrían ser relevantes en el caso de grandes instalaciones eólicas marinas.
- *Evaluación del impacto ambiental.* La consideración de conceptos como la evaluación del impacto ambiental como consecuencia de la implantación del parque eólico es también un importante factor que puede ser incluido en la herramienta de diseño óptimo de parques eólicos. En especial, factores como el impacto sonoro o visual pueden ser estudiados durante la planificación del parque eólico. De esta forma, sería posible evaluar y, eventualmente, atenuar en la medida de lo posible el impacto que tendría el proyecto eólico sobre el medio.
- *Análisis de la fiabilidad de los componentes.* El comportamiento económico de un parque eólico está condicionado a la fiabilidad de los componentes que lo constituyen. En el presente trabajo se ha tenido en cuenta este hecho mediante la introducción de un coeficiente de disponibilidad de los aerogeneradores basado en valores típicos ofrecidos por diversos estudios [164] - [165]. Sin embargo, los componentes de un parque eólico se encuentran sometidos a ambientes de trabajo muy diversos, en función de las condiciones existentes en el emplazamiento del componente. En particular, la presencia de aerogeneradores cercanos produce un incremento de la turbulencia en el flujo de aire y, por tanto, los aerogeneradores situados a sotavento estarán sometidos a mayores esfuerzos de fatiga que afectarán a la fiabilidad de los componentes mecánicos. En la actualidad, existen estudios sobre el aumento de la turbulencia introducida por un aerogenerador. Sin embargo, hasta la fecha, no se han publicado estudios exponiendo la relación existente entre dicho aumento de la turbulencia y su incidencia sobre los fallos mecánicos en los componentes.

En líneas generales, las posibles líneas de ampliación pueden clasificarse en dos categorías. Por un lado, las actuaciones orientadas a mejorar el comportamiento y rendimiento de los métodos de optimización empleados para el diseño óptimo de parques eólicos. Por otro lado, la complejidad involucrada en el desarrollo de un modelo de comportamiento económico completo de parques eólicos hace de este factor una vía de mejora en trabajos futuros, introduciendo en el modelo aspectos que permitan realizar una evaluación cada vez más realista de la conducta económica del proyecto.

Conclusion and future developments

8.1 Conclusion

This work has addressed the optimal design of both onshore and offshore wind farms. The problem lies in the optimal selection of number and position of the wind turbines composing a wind farm as well as the selection of the more suitable wind turbine model and tower height. Additionally, the optimal design of a wind farm is influenced by the configuration of complementary facilities—which also must be optimized—such as auxiliary roads of access (in the case of onshore wind farm) or the electricity infrastructure.

An appropriate design of the wind farm is crucial in order to the optimum economic performance of the project during their operation lifetime. Optimal positioning of wind turbines depends on several factors; many of them have opposite effects, since these factors affect in a different way the degree of compactness of the wind plant. For example, from the point of view of energy production, it should be desirable to place the turbines as far away from to each other as possible in order to minimize the wake effect. However, this topography of dispersed wind farm would lead to increase the total length of cables and access roads (in the case of onshore wind farms), increasing the cost of the electricity infrastructure and the electrical losses. Therefore it is necessary to reach a balance between the two opposite effects, so that the economic profitability of the project is maximized.

The aim of this work has been to develop a methodology in order to obtain the optimal configuration of a wind farm by means of an economic criterion, the net present value (NPV). To perform this evaluation is necessary to know the different aspects that affect the economic behavior of the wind farm.

On the one hand, the wind farm initial investment can be divided mainly into three concepts: civil work investment, acquisition cost of wind turbines and electricity infrastructure investment. Depending on whether the wind farm under study is located onshore or offshore, the costs for each of the concepts have certain peculiarities. Therefore, specific cost models for both offshore and onshore wind farms have been developed.

On the other hand, it is necessary to evaluate the annual revenue from the sale of generated energy. For this purpose, the wind resource behavior in the placement of the wind farm has to be estimated. Next, it is possible to evaluate the annual production taking into account the losses due to wake effect and electrical losses.

Additionally, in order to perform the economic study with the greatest accuracy possible, other issues that also contribute to the economic behavior of the wind farm as the operation and maintenance costs, losses due to unavailability of wind turbines, decommissioning costs of the wind farm and income from the sale of the equipment

after the end of life span of the project have been included in the study. In summary, the economic model of the wind farm takes into account the main factors involved in the development and operation of the project (investment, revenues and costs over the life of the installation).

In the chapter of literature review an exhaustive analysis of the most relevant works about the problem of optimal positioning of the wind turbines (micrositting) in wind farms has been carried out. The wind farm optimization problem addressed here has been previously studied by Mosetti et al. [21] in 1994. This work was later complemented by Grady et al. [24] in 2005 by introducing several improvements in both objective function and the behavior of the genetic algorithm. Later in 2007, Castro [26] made significant contributions to the problem, being this the first work in which a detailed economic model for onshore wind farms is considered. The cost model of the wind farm developed by Castro includes concepts such as civil works investment in wind turbines, and a secondary optimization algorithm for the calculation of the electrical infrastructure. In recent years, the scientific productivity in this area has undergone a remarkable progress. Among these the works is worth noting the contribution made by Kusiak et al. [30] which uses a Strength Pareto Evolutionary Algorithm (SPEA) as optimization method and the work of Wan et al. [28] which proposes an Particle Swarm Optimization (PSO). This activity detected in recent years highlights the importance and growing interest in the problem of optimal wind turbines positioning.

As a result of the analysis carried out on existing literature, a set of gaps and needs in the addressed problem have been identified. As a starting point of the research, the development of a tool to deal with the optimal planning of wind farms in a more realistic way than in previous research is proposed. The main characteristics and innovations of this work can be summarized as:

- The previous works are focused on maximizing the generated energy by the wind farm, or in some cases, the optimization of a wind farm taking into account a simplified economic model based on the economy of scale. In this work, the cost structure implemented by Castro et al. [25], [26] has been taken as reference. Therefore, the optimization of the wind farm, based on a complete and realistic economic model of the wind farm, is proposed. The evaluation is performed taking into account aspects such as the acquisition costs of wind turbines, civil works, electricity infrastructure, installation and transport of the components, operation and maintenance costs, changes in economic indicators, selling price of energy and its (expected) evolution throughout the life cycle of the installation. Different models for economic evaluation for each of the above concepts have been developed. Thus, in order to assess economic aspects such as the cost of civil works or electricity infrastructure, the existing local features on the wind farm placement (as the terrain orography, presence of access roads or electrical network near the placement) must be taken into account. In addition, it is worth to note the ability of the developed tool to address the optimization of both onshore and offshore wind farms. To that end each of the modules has been particularized depending on the nature of the considered wind farm.

- The economic performance of a wind project along his life span is subject to a high degree of uncertainty, mainly related to the uncertainty in the information. In particular, the random nature of wind behavior is the factor that introduces greater uncertainty into the problem. This aspect is essential because the wind is the primary energy resource and therefore the source of the project revenues. Therefore, in this work an optimization methodology, taking into account the risk associated with wind resource assessment, has been developed. This tool combines the optimization algorithm with methods of decision-making under risk in order to select the most appropriate strategy to minimize the risk impact. In this case, the design alternatives (generated by the optimization algorithm) are assessed for a set of representative scenarios (the possible future environment of the problem) allowing the selection of the best alternative by the decision-making criteria. This way it is possible to obtain a suitable wind farm design in the presence of risk by avoiding, as far as possible, an inappropriate economic performance in case of possible unforeseen behavior of the wind resource. The methodology developed for the optimization of wind farms under risk has been successfully compared with the deterministic approach.
- The problem of optimal positioning of the wind turbines is not affordable by classical optimization techniques, mainly due to the complexity involved in evaluating the objective function. Therefore, all studies published to date have used metaheuristics optimization algorithms. These algorithms are based on an iterative process following a random search but based on specific patterns. Such algorithms require a relatively high computation effort depending on the size of the search space. For the problem discussed in this work the size of the solution space grows significantly with increasing the size of the wind farm (in reference to the plot size and number of wind turbines). At present, intensive exploitation of wind energy is getting a more prominent role, especially in the case of offshore wind farms which typically are composed of a large number of wind turbines. For this case, the size of the solution space makes the problem virtually unaffordable with the current state of computer technology. To solve this problem, a new methodology has been developed to address the optimization of large wind farms with an affordable computational cost and providing solutions that improve the economic performance of those obtained by previous approaches.
- In the case of large offshore wind farms, the transmission system of electrical power is an important fraction of the total capitalized cost of the wind farm. The design problem of this type of installation means considering the complete model of the wind farm production (in order to determine the electrical losses) and the cost model of the different equipment involved in the transmission system. Moreover, the behavior of many of the variables that influence the design are subjected to a certain degree of uncertainty. Therefore, the developed tool can address the optimal design of the facility taking into account the risk involved in the design variables.

- The model for calculating the energy produced by a wind farm has been improved compared to previously published work. The main features of the developed model of energy production are:
 - The dependence of the wind turbine thrust coefficient with wind speed has been included. This way the evaluation of the wake effect is performed in an accurate and realistic way, since this effect has a high dependence on wind speed in free flow.
 - The wind behavior is characterized by the Weibull distribution which allows a realistic estimation of the wind resource during the operational phase of the project. Therefore, the wind behavior is defined by the scale and shape parameters and the probability of occurrence for each of the wind directions. In addition, each of these parameters is dependent on the position of the turbine providing a realistic treatment of local wind conditions and its dependence on the terrain.
 - Integration with commercial software for wind resource assessment. The input data for wind resource characterization has been integrated with the commercial program WAsP so that data transfer is absolutely compatible. Thus, the optimization methods developed in this work together with commercial software for wind resource assessment is a valuable tool for optimal design of a wind farm.
 - Validation of the wind energy production model. This model has been validated by comparing a set of test cases with the module of energy assessment of the commercial program WAsP.
- The exploitation of offshore wind energy is carried out intensively in large sea areas. However, the possible placements for a new wind farm are regulated by the authorities and it is common practice concession-operating wind farms very close together. Therefore, the study of the influence of wind farms close to each other is important for the positioning of wind turbines. The perturbation introduced on the velocity field by the presence of nearby wind farm has been analyzed.
- The calculation of the total length of electrical network and auxiliary roads (in the case of onshore wind farms) is performed in a more realistic manner taking into account the terrain orography by implementing the Dijkstra algorithm [112] to calculate shortest path problem. Thus, it is possible to assess the investment cost associated with the electricity infrastructure and access roads. Additionally, using this algorithm is also possible the treatment of forbidden zones (which can not be crossed by the electric lines or auxiliary roads) calculating the alternative route with minimum distance.
- In the case of an onshore wind farm, the optimal layout of auxiliary roads has been solved by the Prim algorithm for calculating the minimum cost spanning tree [127]. Thus, the method for calculating the layout of the auxiliary roads has been improved compared with the heuristic algorithm used by Castro et al. [25], [26].

It can therefore be concluded that the developed tool in this work represents significant progress in the problem of optimal design of wind farms. The set of innovations such as risk management in estimating the wind resource, the ability to optimize large wind farms or the design of transmission system offshore wind farms constitute a tool that allows a flexible and realistic treatment of the problem.

This work has been developed as part of several research projects. The results obtained in this thesis have been presented in several scientific journals and technical meetings, which are cited below.

Participation in research projects

- Planificación y Operación Óptima de Parques Eólicos (ENE2007-66072).
- Desarrollo de una herramienta de Optimización Automática de Parques Eólicos Marinos (PI-0341/2010).
- Proyecto Singular Estratégico Redes 2025: Desarrollo e Implementación de Soluciones Tecnológicas para la Red Eléctrica Española del 2025. (SN-0448/2010).

Journals (indexed in the Journal Citation Report)

- J. Serrano González, A.G. González Rodríguez, J. Castro Mora, J. Riquelme Santos y M. Burgos Payán, "Optimization of wind farm turbines layout using an evolutive algorithm," *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 1671–1681, 2010.
- J. Serrano González, A.G. González Rodríguez, J. Castro Mora, M. Burgos Payán, y J. Riquelme Santos, "Overall design optimization of wind farms," *Renewable Energy*, vol. 36, no. 7, pp. 1973–1982, 2011.
- J. Serrano González, M. Burgos Payán y J. Riquelme Santos, "Optimization of Wind Farm Turbine Layout Including Decision Making Under Risk (Accepted for publication)," *IEEE System Journal*. Vol. no. 99, Special Issue on Integration of Intermittent Renewable Energy Resources into Power Grid, pp. 1-10, 2011. Available online since september 8th, 2011: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6012551>.

Professional journals

- J. Serrano González, A. Gaspar González Rodríguez, J. Castro Mora, J. Riquelme Santos, M. Burgos Payan. "Diseño Óptimo de Parques Eólicos," *Eolus*, Vol. May/June, pp. 6-15. 2010.

Book chapters

- A.G. González Rodríguez, J. Serrano González, J. Riquelme Santos, M. Burgos Payán, and J. Castro Mora, "Global optimization of wind farms using evolutive algorithms," in *Wind Power Systems: Applications of Computational Intelligence*, L. Wang, C. Singh and A. Kusiak (Editors), Berlin, Germany, Springer, 2010 (ISBN 978-3-642-13249-0).

Contributions to conferences

- J. Serrano González, A.G. González Rodríguez, J. Castro Mora, J. Riquelme Santos, M. Burgos Payán. "A New Tool for Wind Farm Optimal Design". 2009 IEEE Bucharest PowerTech Conference, 2009 28th June - 2th July, Bucharest, Romania.
- J. Serrano González, A.G. González Rodríguez, J. Castro Mora, J. Riquelme Santos, M. Burgos Payán. "Una Nueva Herramienta para el Diseño Óptimo de Parques Eólicos," XI Spanish-Portuguese Conference on Electrical Engineering, 2009 1-4th July, Zaragoza, Spain.
- J. Serrano González, M. Burgos Payán, J. Riquelme Santos, "Wind farm optimal design including risk," Modern Electric Power Systems (MEPS), 2010 Proceedings of the International Symposium, 20-22 de September 2010, Wroclaw, Poland.
- J. Serrano González, M. Burgos Payán, J. Riquelme Santos, "An improved evolutive algorithm for large offshore wind farm optimum turbines layout," 2011 Trondheim IEEE PowerTech Conference, 2011 19-23th June, Trondheim, Norway.

8.2 Future developments

This section proposes possible future developments that can be applied to the tool carried out in this work. Possible future developments can be classified into different concepts depending on the modules that constitute the developed tool:

- *Optimization algorithm.* The implementation of other optimization algorithms can be studied in future work. In the present work, a genetic algorithm has been implemented since this algorithm has been the most widely used in the literature. However, recent work (among which should be noted those carried out by Wan et al. [28] and Kusiak et al [30]) have also shown a good performance of PSO and SPEA algorithms for solving the problem addressed in this work. These algorithms have the ability to work on a continuous domain and can therefore lead to more accurate results compared to discrete computational domain used by the Genetic Algorithms. Nevertheless, this work examines only moderately sized wind farms assuming a relatively simple economic model. Therefore, the behavior of these algorithms taking into account a complex economic model for large wind farms may be subject to further analysis.
- *Model of energy production.* The module for calculating the energy produced by the wind farm can be the subject of future research. In particular, the calculation models of wake effect. In this paper the analytical model developed by Jensen et al. [103] has been implemented. This model is widely accepted for evaluation of the energy produced by wind farms with relatively flat orography. However, several studies [160]-[163] have shown that the behavior of this model to the case of complex terrain orography does not fit with sufficient accuracy to real production values. Therefore, the current trend in complex terrain is focusing on the development of models of Computational Fluid Dynamics (CFD) to evaluate the wake effect. These models are based on the simulation of fluid behavior using numerical methods requiring high computational effort. Although the introduction of the analysis of the wake effect using CFD techniques in the tool

developed in this work is not feasible with the current state of computer technology. Nevertheless, in the coming years with the future development of computers it can be an important factor to consider.

- *Economic model.* The model of economic behavior of the wind farm can be complemented by introducing issues such as financing costs and taxes or fees due to different concepts. On the other hand, it would be possible to include construction planning in the economic model considering aspects such as the possibility of perform the work in different phases and studying the most appropriate time to undertake each one.
- *Environmental impact assessment.* The consideration of concepts such as environmental impact assessment as a result of the implementation of the wind farm is also an important factor which can be included in the optimal design tool for wind farms. In particular, factors such as noise or visual impact can be studied during the planning of wind farm. In this way, it would be possible to assess and mitigate the impact of the wind project on the environment.
- *Analysis of reliability of components.* The economic performance of a wind farm is conditioned on reliability of components. The effect of reliability has been taken into account by introducing a coefficient of availability of wind turbines based on typical values obtained by different studies [164] - [165]. However, the components of a wind farm are subject to very different operation environments depending on the local conditions at the placement of the component. In particular, the presence of nearby wind turbines produce an increase of turbulence in the airflow so the turbines located downwind will be subjected to higher fatigue stresses that affect the reliability of mechanical components. Currently, there are several studies on increasing the turbulence introduced by a wind turbine. However, to date no studies have been published exposing the relationship between the increase of turbulence and its effect on mechanical failures in components.

In general, possible future developments can be classified in two features. On the one hand, actions aimed at improving the behavior and performance of the optimization methods used for optimal design of wind farms. On the other hand, the complexity involved in developing a complete model of economic behavior of wind farms makes this factor an upgrade path for future work.

Referencias

- [1] R. Carter, "Boat remains and maritime trade in the Persian Gulf during the sixth and fifth millennia BC," *Antiquity*, Volume 80, N.307, March 2006.
- [2] M. Sathyajith, *Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics*, Springer, Berlin Heidelberg, 2006.
- [3] B. Sorensen, "History of, and recent progress in, wind-energy utilization," *Annual Review of Energy and the Environment*, Vol. 20, pp. 387-424, 1995.
- [4] E Golding, *The generation of electricity by wind power*, Halsted Press, New York, 1976.
- [5] *The Return of Windpower to Grandpa's Knob and Rutland County*, Noble Environmental Power, LLC, 12 November 2007.
- [6] E. Hau, *Wind turbines fundamentals, technologies, application, economics*. Springer Verlag, Berlin/Heidelberg, Germany (2000).
- [7] *BP Statistical Review of World Energy*. June 2011. [online]. Disponible en: www.bp.com/statisticalreview.
- [8] *Global Wind Energy Council, Global wind 2010 report*. [online]. Disponible en: http://www.gwec.net/fileadmin/images/Publications/GWEC_annual_market_update_2010_-_2nd_edition_April_2011.pdf
- [9] *BP Energy Outlook 2030*. London, January 2011. [online]. Disponible en: http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2011/STAGING/local_assets/pdf/2030_energy_outlook_booklet.pdf
- [10] *World Wind Energy Report 2010*, World Wind Energy Association (WWEA), [online] Disponible en: http://www.wwindea.org/home/images/stories/pdfs/worldwindenergyreport2010_s.pdf.
- [11] *UK Offshore Wind: Moving up a gear. An updated assessment of UK offshore wind deliverability to 2015 and beyond*, British Wind Energy Association (BWEA), Winter 2007. [online]. Disponible en: <http://www.bwea.com/pdf/offshore/movingup.pdf>.
- [12] *The European offshore wind industry key trends and statistics 2010*, European Wind Energy Association, January 2011, [online], Disponible en: http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/00_POLICY_document/Offshore_Statistics/110120_Offshore_stats_Exec_Sum.pdf.
- [13] S. Donovan, *Wind farm optimization*, [online] <http://www.orsnz.org.nz/Prizes/Papers/2005WindFarmOptimization.pdf>.
- [14] GL. Johnson, *Wind energy systems*, Electronic edition, Manhattan, KS, [online]. Disponible en: <http://eece.ksu.edu/~gjohnson/Windbook.pdf>; October 10, 2006.
- [15] H.G. Beyer, T. Ruger, G. Schafer, H.P. Waldl. "Optimization of Wind Farm Configurations with Variable Number of Turbines," EUWEC, 20-24 de Mayo de 1996. Goteborg, Suecia.

- [16] WAsP-the Wind Atlas Analysis and Application Program. <http://risoe.dtu.dk/WAsP.aspx>
- [17] WindFarmer. <http://www.gl-garradhassan.com/en/software/GHWindFarmer.php>
- [18] EMD International A/S. <http://www.emd.dk/WindPRO/>
- [19] Meteodyn Meteorology and Dynamics. <http://www.meteodyn.com/en/windenergy.html>
- [20] EMD International A/S. [online]. <http://www.emd.dk/WindPRO/WindPRO%20Modules,%20optimize>
- [21] 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.
- [22] UA. Ozturk, BA. Norman. "Heuristic methods for wind energy conversion system positioning," *Electric Power Systems Research*; vol. 70(3):179-85, 2004
- [23] XS. Yang, *Engineering optimization—an introduction with metaheuristic applications*. Wiley, Hoboken, 2010
- [24] SA. Grady, MY. Hussaini, MM. Abdullah, "Placement of wind turbines using genetic algorithms," *Renewable Energy*, vol. 30(2):259-70, 2005.
- [25] J. Castro Mora, M. Calero Barón, JM. Riquelme Santos, M. Burgos Payán. "An evolutive algorithm for wind farm optimal design," *Neurocomputing*; vol. 70, pp. pp. 2651–2658, 2007.
- [26] J. Castro Mora. "Optimización Global de Parques Eólicos Mediante Algoritmos Evolutivos,". Tesis doctoral. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Universidad de Sevilla. Disponible en: <http://fondosdigitales.us.es/tesis/tesis/863/optimizacion-global-de-parques-eolicos-mediante-algoritmos-evolutivos/>.
- [27] G. Marmidis, S. Lazarou, E. Pyrgioti. "Optimal placement of wind turbines in a wind park using Monte Carlo simulation," *Renewable Energy*, vol. 33, pp. 1455-1460, 2008.
- [28] A. Wan, J. Wang, G. Yang, X. Zhang. "Optimal micro-siting of wind farms by Particle Swarm Optimization," *Advances in swarm intelligence*, vol. 6145; pp. 198-205, 2010.
- [29] I. Mustakerov, D. Borissova, "Wind turbines type and number choice using combinatorial optimization," *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 1887-1894, 2010.
- [30] A. Kusiak, Z. Song, "Design of wind farm layout for maximum wind energy capture," *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 685-694, 2010.
- [31] A. Emami, P. Noghreh. "New approach on optimization in placement of wind turbines within wind farm by genetic algorithms," *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 1559-1564, 2010.
- [32] B. Saavedra Moreno, S. Salcedo Sanz, A. Paniagua Tineo, L. Prieto, A. Portilla-Figueras. "Seeding evolutionary algorithms with heuristics for optimal wind turbines positioning in wind farms," *Renewable Energy*, vol. 36, pp. 2838-2844, 2011.
- [33] H. Huang, "Distributed Genetic Algorithm for Optimization of Wind Farm Annual Profits," *2007 International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems*, pp. 1-6, 2007.
- [34] F. Wang, D. Liu, and L. Zeng, "Study on computational grids in placement of wind turbines using genetic algorithm," *2009 World Non-Grid-Connected Wind Power and Energy Conference*, 2009, pp. 1-4.

- [35] Z. Changshui, H. Guangdong, W. Jun. "A fast algorithm based on the submodular property for optimization of wind turbine positioning," *Renewable Energy*, vol. 36, pp. 2951-2958, 2011.
- [36] F. Wang, D. Liu, and L. Zeng, "Modeling and simulation of optimal wind turbine configurations in wind farms," *2009 World Non-Grid-Connected Wind Power and Energy Conference*, pp. 1-5, 2009.
- [37] C. Wan, J. Wang, G. Yang, and X. Zhang, "Optimal Siting of Wind Turbines Using Real-Coded Genetic Algorithms," in *EWEC 2009*, 2009.
- [38] H. Huang, "Efficient hybrid distributed genetic algorithms for wind turbine positioning in large wind farms," *2009 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, pp. 2196-2201, 2009.
- [39] A.S. Fraser. "Simulation of Genetic Systems by Automatic Digital Computers I: Introduction," *Australian Journal of Biological Science*, 10:484–491, 1957.
- [40] A.S. Fraser. "Simulation of Genetic Systems by Automatic Digital Computers II: Effects of Linkage on Rates of Advance Under Selection," *Australian Journal of Biological Science*, 10:492–499, 1957.
- [41] H.J. Bremermann. *Optimization through Evolution and Recombination*, In M.C. Yovits, G.T. Jacobi, and G.D. Goldstine, editors, *Self-Organization Systems*, pages 93–106. Spartan Books, 1962.
- [42] J. Reed, R. Toombs, and N.A. Barricelli, "Simulation of Biological Evolution and Machine Learning," *Journal of Theoretical Biology*, 17:319–342, 1967.
- [43] J.H. Holland. *Adaptation in Natural and Artificial Systems*. University of Michigan Press, Ann Arbor, 1975.
- [44] S Kirkpatrick, CD Gelatt, M Vecchi. "Optimization by simulated annealing," *Science*, 1983; 220(4598):498–516.
- [45] V. Cerny. "Thermodynamical approach to the Traveling Salesman Problem: An efficient simulation algorithm," *Journal of Optimization Theory and Applications*, vol. 45(1), pp. 41–51, 1985.
- [46] M. Dorigo, G. Di Caro, "Ant colony optimization: a new meta-heuristic," *1999 Congress on Evolutionary Computation*, 1999 (CEC'99), the IEEE; Vol. 2. 6–9 July 1999. p. 1470–1477.
- [47] M. Dorigo, E. Bonabeau, G. Theraulaz. "Ant algorithm and stigmergy," *Future Generation Computer Systems*, vol.16(8), pp. 851–871, 2000.
- [48] M. Dorigo, "Optimization learning and natural algorithm", PhD dissertation, Politecnico di Milano, 1992.
- [49] C. Blum, M. Dorigo, "The hyper-cube framework for ant colony optimization," *IEEE Trans Systems Man Cybernetics*, vol. 34(2), pp. 1161–1172, 2004.
- [50] F. Glover, E. Taillard, D. de Werra. "A users guide to tabu search," *Annals of Operations Research*, vol. 41, pp. 3–28, 1993.
- [51] F. Glover, JP. Kelly, M. Laguna, "Genetic algorithms and tabu search: Hybrids for optimization," *Computers & Operations Research*, vol. 22(1), pp.111–134, 1994.
- [52] F. Glover, M. Laguna. *Tabu Search*, Boston: Kluwer Academic Publishers; 1997.
- [53] CR. Reeves, *Modern heuristic techniques for combinatorial problems*. New York: McGraw-Hill; 1995.
- [54] F. Glover. *Tabu search fundamental and uses*. Graduate School of Business, University of Colorado; 1995.

- [55] J. Kennedy, R. Eberhart, "Particle swarm optimization," *Proceedings of the 1995 IEEE International Conference on Neural Networks*, Perth, Australia, vol. 4, pp. 1942–1948 (1995).
- [56] J. Kennedy, R.C. Eberhart. "A Discrete Binary Version of the Particle Swarm Algorithm," *IEEE Int. Conf. Systems, Man, Cybernetics, Computational Cybernetics, Simulation*, vol. 5 , pp.4104-4108 , 1997.
- [57] E. Zitzler, L. Thiele, "An evolutionary algorithm for multiobjective optimization: the strength Pareto approach," TIK Tech. Report No. 43, Swiss Federal Institute of Technology (ETH); 1998.
- [58] E. Zitzler, L. Thiele, "Multiobjective evolutionary algorithms: a comparative case study and the strength Pareto approach," *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*. Vol.3 Issue:4. pp. 257 - 271, 2002.
- [59] D. Bernoulli, "Exposition of a New Theory on the Measurement of Risk," *Econometrica* vol 22, pp23-36, 1954.
- [60] J. von Neumann, O. Morgenstern, "Theory of Games and Economic Behavior," Princeton University Press (1944)
- [61] L.J. Savage, "The theory of statistical decision," *Journal of the American Statistical Association*, 1951.
- [62] SO. Hansson. "Decision Theory. A Brief Introduction," Department of Philosophy and the History of Technology. Royal Institute of Technology (KTH). Stockholm. 1994.
- [63] J. Krajewski, LP. Ritzman, *Administración de Operaciones, estrategia y análisis*, 5ª edición. 2000. Prentice Hall. 2004.
- [64] A. Wald, "Contributions to the theory of statistical estimation and testing hypotheses," *The Annals of Mathematics*, vol. 10(4), pp. 299-326, 1939.
- [65] A. Wald, "Statistical decision functions which minimize the maximum risk," *The Annals of Mathematics*, vol. 46(2), pp. 265-280, 1945.
- [66] L. Hurwicz, "The Theory of Economic Behavior" *American Economic Review*, vol. 35(5), pp. 909– 925, 1945.
- [67] J. García Aguado. E. Martínez Rodríguez. R. Redondo Palomo. C del Campo Campos. *Métodos de Decisión. Ejercicios Resueltos*. Prentice Hall. 2002.
- [68] RW. Hamming, *Random variables, mean and the expected value. The art of probability for scientists and engineers*, Addison-Wesley.1991.
- [69] D. Luce, H. Rafia, *Games and decisions. Introduction and critical survey*, John Wiley and Sons, New York, 1957.
- [70] JM. López Zafra, "De la convexidad de la función de utilidad. Aportaciones de von Neumann y Morgenstern al concepto de utilidad en economía", Universidad Pontificia Comillas. [online]. Disponible en: www.uv.es/asepuma/XI/39.pdf.
- [71] F. Wang, D. Liu, L. Zeng, "Study on computational grids in placement of wind turbines using genetic algorithm," *2009 World Non-Grid-Connected Wind Power and Energy Conference*, 2009, pp. 1-4.
- [72] C. Kongnam, S. Nuchprayoon, S. Premrudeepreechacharn, S. Uatrungjit, "Decision analysis on generation capacity of a wind park," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 2126–2133, 2009.
- [73] R.N. Adams, A. Afuso, A. Rodríguez, V. Pérez, "A Methodology for Distribution System Planning," *8th Power Systems Computation Conference*, Finland 19th-24th August 1984, 1984

- [74] R.N. Adams, M.A. Laughton, "A Dynamic Programming network flow procedure for distribution system planning," *8th Power Industry Computer Application Conference*, Minneapolis USA 3th-6th June 1973, pp.348-354, 1973.
- [75] A. Afuso, V. Geréz, A. Rodríguez, "An Integrated System for distribution planning," *4th IEEE International Symposium on Large Engineering Systems*, Canada, 9th-11th June 1982, 1982
- [76] D.E Bouchard., M.M.A. Salama, A.Y. Chikhani, "Optimal Distribution Feeder Routing and Optimal Substation Sizing and Placement Using Evolutionary Strategies," *1994 Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, Vol. 2. Halifax, Canada, pp. 661–664, 1994.
- [77] D. Hongwei, Y. Yixin, H. Chunhua, W. Chengshan, G. Shaoyun, "Optimal Planning of Distribution Substation Locations and Sizes - Model and Algorithm," *IEEE Tencon 93*, Beijing, pp.351-354, 1993.
- [78] K. Aoki, K. Nara, T. Satoh, M. Kitagawa, K. Yamanaka, "New Aproximate Optimization Method for Distribution System Planning," *IEEE Trans. Power System*, vol. 5(1), pp.126-132, 1990.
- [79] M. Blanchard, L. Delorme, C. Simard, Y. Nadeau, "Experience with Optimization Software for Distribution System Planning," *IEEE Trans. Power System*, 11, 4, pp.1891-1898, 1996.
- [80] I. Ramírez Rosado, J. Dominguez Navarro, J. Yusta Loyo, "A New Model for Optimal Electricity Distribution Planning Based on Fuzzy set Techniques," *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Summer Meeting*, vol. 2, p.1048 , 1999.
- [81] I. Ramírez Rosado, J.L. Bernal Agustin, "Genetic Algorithms Applied to the Design of Large Power Distribution System," *IEEE Trans. Power System*, vol. 13 (2), pp.696-703, 1998.
- [82] D.M. Crawford, S.B. Holt, "A Mathematical Optimization Technique for locating and Sizing Distribution Substations, and Deriving Their Optimal Service Areas," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 94 (2), pp.230-234, 1975.
- [83] S.B. Holt, D.M. Crawford, "Distribution Substation Planning using optimization methods," *IEEE Tutorial Course*, pp.69-76, 1976.
- [84] V. Miranda, J.V. Ranito, L.M. Proença, "Genetic Algorithms in Optimal Multistage Distribution Network Planning," *IEEE Trans. Power System*, vol. 9(4), pp.1927-1933, 1994.
- [85] G. A. Jimenez Estévez, L. S. Vargas, V. Marianov, "Determination of feeder areas for the design of large distribution networks," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 25, no. 3, pp. 1912–1922, Jul. 2010
- [86] 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 System*, vol. 19, no. 2, pp. 996–1004, May 2004
- [87] A.M. Cossi, R. Romero, and J. Mantovani, "Planning of secondary distribution circuits through evolutionary algorithms," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 20, no. 1, pp. 205–213, Jan. 2005.
- [88] J.C. Moreira, E. Míguez, C. Vilachá, A.F. Otero. "Large-Scale Network Layout Optimization for Radial Distribution Networks by Parallel Computing," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, no. 3, July 2011

- [89] R. Ranjan, B. Venkatesh, D. Das, "A new algorithm for power distribution system planning," *Electric power system research*, vol. 62, pp. 55-65, 2002.
- [90] S. Ganguly, N.C. Sahoo, D. Das. "Mono- and multi-objective planning of electrical distribution networks using particle swarm optimization," *Applied Soft Computing* vol. 11 2391–2405, 2011.
- [91] M. Zhao Z. Chen F. Blaabjerg. "Optimisation of electrical system for offshore wind farms via genetic algorithm," *IET Renewable Power Generation*, Vol. 3, Iss. 2, pp. 205–216, 2009.
- [92] L.D. Dong; H. Chao; S.H. Yan, "Optimization of electric distribution system of large offshore wind farm with improved genetic algorithm," *Power and Energy Society General Meeting. Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 20-24 July 2008. Pittsburgh, 2008.
- [93] N. Barberis Negra, J. Todorovic, T. Ackermann: "Loss evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large offshore wind farms," *Electric Power System Research*," vol. 76(11), pp. 916–927, 2006.
- [94] P. Bresesti, W.L. Kling, R.L. Hendriks, R. Vailati, "HVDC connection of offshore wind farms to the transmission system," *IEEE Trans. Energy Conversion*, vol. 22, no. 1, pp. 37–43, Mar. 2007.
- [95] P. Djapic and G. Strbac, "Cost Benefit Methodology for Optimal Design of Offshore Transmission Systems," Centre for Sustainable Electricity and Distributed Generation. July 20.
- [96] I. Katic, J. Hojstmp, NO Jensen. "A simple model for cluster efficiency," *EWEC 86*, Rome, Italy, 79 October 1986.
- [97] R.C Eberhart, Y. Shi, "Particle swarm optimization: developments, applications and resources," *Congress on Evolutionary Computation 2001*, Kennedy, 2001.
- [98] S. Frandsen, R. Barthelmie, S. Pryor, O. Rathmann, S. Larsen, J. Højstrup, M. Thøgersen, "Analytical modelling of wind speed deficit in large offshore wind farms," *Wind Energy*, vol. 9, no. 1, pp. 39–53, Jan. 2006.
- [99] A. Crespo, J. Hernández, S.T. Frandsen. "Survey of modelling methods for wind turbine wakes and wind farms", *Wind Energy*, vol. 2, pp. 1–24, 1999.
- [100] S.T. Frandsen. "Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbine clusters," Ph.D. dissertation, Technical University of Denmark, January 2007.
- [101] R.C. Eberhart, Y. Shi, "Comparing inertia weights and constriction factors in particle swarm optimization," *2000 Congress on Evolutionary Computation*, California, USA, vol. 1, pp. 85–88, 2000.
- [102] E. Zitzler, L. Thiele "Multiobjective evolutionary algorithms: a comparative case study and the strength Pareto approach," *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 3, pp. 257–71, 1999.
- [103] NO. Jensen "A note on wind generator interaction," RISO National Laboratory, Roskilde, Denmark, Technical Report Riso-M-2411, 1983.
- [104] M. Minoux, "Accelerated greedy algorithms for maximizing submodular set functions," *Actes congress IFIP Berlin*, pp. 234-43, Springer Verlag, 1977.
- [105] IE. Grossmann, J. Viswanathan, R. Raman, E. Kalvelagen. DICOPT; 2006. [online]. Disponible en: <http://www.gams.com/docs/document.htm>.
- [106] RE. Rosenthal, *GAMS—a user's guide*, USA: GAMS Development Corporation; 2006. [online]. Disponible en: <http://www.gams.com/docs/document.htm>.

- [107] EK. Akpinar, S. Akpinar, "An assessment of wind turbine characteristics and wind energy characteristics for electricity production," *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, vol. 28, pp. 941–953, 2006.
- [108] P. Giorsetto, KF. Utsurogi, "Development of a new procedure for reliability modeling of wind turbine generators," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-102, pp.134–43, 1983.
- [109] M. Tanrioven, "Reliability and cost-benefits of adding alternate power sources to an independent micro-grid community," *Journal of Power Sources*, vol. 150, pp. 136–49, 2005.
- [110] JK. Sharma, *Operations research theory and applications*, Macmillan, 2007.
- [111] L. Cabulea, M. Aldea "Making a decision when dealing with uncertain conditions," *Acta Universitatis Apulensis Mathematics-Informatics*, vol. 7, pp. 85–92, 2004.
- [112] E.W. Dijkstra. "A note on two problems in connexion with graphs," *Numerische Mathematik*, vol 1, pp. 269–271, 1959.
- [113] J. Serrano González, A.G. González Rodríguez, J. Castro Mora, J.M. Riquelme Santos, and M. Burgos Payan, "Optimization of wind farm turbines layout using an evolutive algorithm," *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 1671-1681, 2010.
- [114] J. Serrano González, A.G. González Rodríguez, J. Castro Mora, M. Burgos Payán, J.M. Riquelme Santos, "Overall design optimization of wind farms," *Renewable Energy*, vol. 36, no. 7, pp. 1973–1982, 2011.
- [115] A.G. González Rodríguez, J. Serrano González, J.M. Riquelme Santos, M. Burgos Payán, J. Castro Mora, "Global optimization of wind farms using evolutive algorithms," *Wind Power Systems: Applications of Computational Intelligence*, Berlin, Germany: Springer, 2010.
- [116] J. Serrano González, A.G. González Rodríguez, J. Castro Mora, J. Riquelme Santos, M. Burgos Payán, "A New Tool for Wind Farm Optimal Design," *IEEE Bucharest Power Tech Conference*, June 28th - July 2nd, Bucharest, Romania, 2009
- [117] M. Junginger, A. Faaij, W.C. Turkenburg. "Cost Reduction Prospects for Offshore Wind Farms," *Wind Engineering*, Vol. 28, No. 1, pp 97–118, 2004.
- [118] A. Peeters, " Cost analysis of the electrical infrastructure that is required for offshore wind energy. An experience curve based survey," Universiteit Utrecht. Copernicus Institute Department of Science, Technology and Society. ISBN 90-393-3294-0, February 2003.
- [119] A. Peeters, "Cost analysis of the electrical infrastructure that is required for offshore wind energy. An experience curve based survey," Universiteit Utrecht Copernicus Institute Department of Science, Technology and Society NWS-E-2003-02. February 2003
- [120] E Kalnay, M Kanamitsu, R Kistler, W Collins, D Deaven, L Gandin, M Iredell, S Saha, G White, J Woollen, Y Zhu, M Chelliah, W Ebisuzaki, W Higgins, J Janowiak, K C Mo, C Ropelewski, J Wang, A Letmaa, R Reynolds, R Jenne, D Joseph, "The NCEP/NCAR 40-year reanalysis project," *Bulletin of the American Meteorological Society*, vol. 77, pp. 437–471, 1996.
- [121] P. Jain, *Wind Energy Engineering*, McGraw-Hill. 2011.
- [122] W. Weibull, "A statistical distribution function of wide applicability," *Journal of applied mechanics*. vol. 18 (3), pp. 293–297, 1951.

- [123] M.J. Stevens, P.T. Smulders, "The estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy utilization purposes," *Wind Engineering*, vol. 3 (2), pp. 132–145, 1979.
- [124] I. Orlanski, "A rational subdivision of scales for atmospheric processes," *Bulletin of the American Meteorological Society*, vol 56(5), pp. 527-530, 1975.
- [125] Repower 5M. Catálogo del producto. [online]. Disponible en: http://www.repower.de/fileadmin/download/produkte/RE_PP_5M_uk.pdf
- [126] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins and E. Bossanyi, *Wind energy handbook*, Wiley, New York, 2001.
- [127] R. C. Prim, "Shortest connection networks and some generalizations," *Bell System Technical Journal*, vol. 36, pp. 1389–1401, 1957.
- [128] D. Goldberg, *Genetic algorithms in search, optimization and learning*, Addison- Wesley Pub. Co. Inc., 1989.
- [129] R. Spillman, "Genetic algorithms, nature's way to search for the best," *Dr. Dobb's Journal*, vol. 8, no. 2, pp. 26–30, Feb. 1993.
- [130] E. Díaz dorado. "Herramientas para la planificación de redes de baja tensión y media tensión urbanas," Tesis Doctoral, Departamento de Ingeniería Eléctrica. Universidad de Vigo, Febrero 1999.
- [131] P.E. Morthorst, S. Awerbuch. "The economics of wind energy," EWEA. [online]. Disponible en: www.ewea.org.
- [132] S.M.Muyeen, "Wind Power," InTech-Vukovar, Croatia, ISBN 978-953-7619-81-7, June 2010.
- [133] J.L. Rodríguez Amenedo, J.C. Burgos Díaz, S. Arnalte Gómez, *Sistemas Eólicos de Producción de Energía Eléctrica*, Editorial Rueda S.L., 2003
- [134] L. Jarass, L. Hoffmann, A. Jarass, G. Obermair, *Wind energy*, Springer-Verlag, Berlin, 1981.
- [135] I. Lun, J.C. Lam. "A study of Weibull parameters using long-term wind observations," *Renewable Energy*, Vol. 20 (2), pp. 145–153, 2000.
- [136] J. Serrano González, M. Burgos Payán y J. Riquelme Santos, "Wind farm optimal design including risk," Modern Electric Power Systems (MEPS), 2010 Proceedings of the International Symposium, 20-22 de Septiembre de 2010, Wroclaw, Poland.
- [137] J. Serrano González, M. Burgos Payán y J. Riquelme Santos, "Optimization of Wind Farm Turbine Layout Including Decision Making Under Risk," *IEEE System Journal*. Vol. no. 99, Special Issue on Integration of Intermittent Renewable Energy Resources into Power Grid, pp. 1-10, 2011.
- [138] C.R. Plott, V.L. Smith, *Handbook of experimental economics results*, New York: Elsevier Press, 2008.
- [139] F.N. Stokman, M.A.L.M. van Assen, J. van der Knoop, R.C.H. van Oosten, "Strategic decision making," *Advances in Group Processes*, Vol. Iss: 17, pp.131-153, 2000.
- [140] R.B. Myerson, *Game theory. Alysis of conflict*, Cambridge: Harvard University Press, 1997.
- [141] P.R. Garvey, *System-of-Systems Risk Management: Perspectives on Emerging Process and Practice*, The MITRE Corporation, January 2005.
- [142] P.R. Garvey, *Analytical Methods for Risk Management. A Systems Engineering Perspective*, Taylor & Francis Group, LLC, 2009.

- [143] Thanet Offshore Wind Farm. [online]. Disponible en <http://www.vattenfall.co.uk/en/thanet-offshore-wind-farm.htm>.
- [144] J. Serrano González, M. Burgos Payán y J. Riquelme Santos, "An improved evolutive algorithm for large offshore wind farm optimum turbines layout," 2011 Trondheim IEEE PowerTech Conference, 2011 19-23th June, Trondheim, Norway.
- [145] W. Musial, S. Butterfield, B. Ram. "Energy from Offshore Wind," NREL/CP-500-39450, February 2006.
- [146] S. Butterfield, W. Musial, J. Jonkman, P. Sclavounos. "Engineering Challenges for Floating Offshore Wind Turbines. Conference Paper," NREL/CP-500-38776. September 2007.
- [147] S.A. Herman. "Offshore wind farms. Analysis of Transport and Installation Costs," ECN-I--02-002, February 2002.
- [148] M.R. Patel, "Wind and Power Solar Systems," CRC Press, Boca Raton, 1999.
- [149] "Study of the costs of offshore wind generation," Renewable Advisory Board & DTI. URN NUMBER 07/779, 2007.
- [150] Puertos del Estado. [online]. Disponible en: http://www.puertos.es/oceanografia_y_meteorologia/redes_de_medida/index.html.
- [151] "The Crown State: Round 3 Offshore Wind Farm Connection Study", Econnect y National Grid. [online]. Disponible en: <http://www.thecrownstate.co.uk/round3-connection-study.pdf>
- [152] 4C Offshore Limited. [online]. Disponible en: <http://www.4coffshore.com/windfarms>
- [153] Bard Group. [online]. Disponible en http://www.bard-offshore.de/proj_bard_offshore_1-en.php.
- [154] S.D. Wright, A.L. Rogers, J.F. Manwell, A. Ellis, "Transmisión options for offshore wind farms in the United States," [online]. Disponible en: <http://www.ecs.umass.edu>
- [155] A. Egea, O. Gomis. "Introducción a los sistemas de Alta Tensión en Corriente Continua (HVDC)," Centro de Innovación Tecnológica en Convertidores Estáticos y Accionamientos – Barcelona, España (CITCEA) Noviembre 2008. [online]. Disponible en: www.leonardo-energy.org/espanol.
- [156] T. Gonen, *Electric Power Transmission System Engineering Analysis and Design*, CRC Press.
- [157] H. Brakelmann, "Loss determination for long three-phase high-voltage submarine cables," *European Transactions on Electrical Power*, vol. 13, pp. 193–197, 2003.
- [158] J.J. Karakash, *Transmission Lines and Filter Networks*, Macmillan, 1950.
- [159] C.P.J. Jansen, B.F. Van Hulst, P. Damgaard, K.H. Sørbrink. "The Cobra Cable - A feasibility study regarding an HVDC submarine cable inter connector between the Netherlands and Denmark," *Cigré SC B4 2009 Bergen Colloquium*, 2009.
- [160] O. Rathmann, S.T. Frandsen, R.J. Barthelmie "Wake modelling for intermediate and large wind farms," *EWEC 2007*, Milan, 2007.
- [161] J.G. Schepers, "ENDOW: Validation and improvement of ECN's wake model," ECN, ECNC--03-034 (March 2003), 2003
- [162] K. Rados, G. Larsen, R. Barthelmie, "Comparison of wake models with data for offshore windfarms," *Wind Engineering*, vol. 25, pp. 271-280, 2002.

- [163] M. Mechali, L. Jensen, R. Barthelmie, "Wake effects at Horns Rev and their influence on energy production," *EWECE 2006*, Athens Greece, 2006.
- [164] F. Besnard, K. Fischer, L. Bertling, "Reliability-Centred Asset Maintenance — A step towards enhanced reliability, availability, and profitability of wind power plants," *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, 2010 IEEE PES, 11-13 Oct. 2010.
- [165] M. Hajibashi, A. Ebrahimi, "Selecting the wind site location and wind turbine rated power based on reliability indices of power system," *Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2011 10th International Conference*, 8-11 May 2011.