

ESTUDIO DE LOCALIZACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE EN LA COSTA ASTURIANA MEDIANTE ANÁLISIS MULTICRITERIO

Elena Caballero-González; M. Socorro García-Cascales

Dpto. Electrónica, Tecnología de Computadoras y Proyectos. Universidad Politécnica de Cartagena. Murcia. Spain

Abstract

In view of the slow development of the offshore wind energy in Spain, this paper aims to analyze the proposed alternatives as possible locations for a similar kind of wind farm in the Cantabrian Coastline.

By mechanism multi-criteria decision making, we will get the optimum locations for a future offshore wind farm in the Asturian seaboard. For achieve this objective we will examine all the elements which have influence in the farm location and establishment decision, focusing on an exhaustive analysis about the generated energy integration influence in the existing grid. Through as analysis of decision making based on a combined AHP-TOPSIS methodology the best solutions are obtained within the previously selected alternatives. To assess the criteria studied were counted with the participation of different experts using surveys to extract the knowledge of them.

Keywords: *wind energy, offshore, multi-criteria decision making*

Resumen

Ante el lento desarrollo de la energía eólica offshore en España, este artículo pretende analizar las alternativas propuestas como posibles localizaciones de un parque de estas características en la Costa Cantábrica.

Se valorarán, mediante mecanismos de toma de decisión multicriterio, las localizaciones óptimas de un futuro parque eólico offshore en el litoral de Asturias. Para ello se examinan todos los elementos que influyen en la toma de decisión en la localización e implantación del parque, centrándonos especialmente en un análisis exhaustivo de la influencia de la integración de la energía generada en la red existente. Mediante un análisis de toma de decisión basado en metodología combinada AHP-TOPSIS se obtendrán las mejores soluciones dentro de las posibles alternativas previamente seleccionadas. Para valorar los criterios estudiados se ha contado con la participación de distintos expertos en la materia, haciendo uso de encuestas para la extracción del conocimiento de los mismos.

Palabras clave: *energía eólica, offshore, toma de decisión multicriterio*

1. Introducción

La energía eólica offshore es una realidad creciente en todo el mundo. Las previsiones más optimistas por parte de la industria del sector pronostican que esta energía crecerá exponencial durante esta próxima década, aumentando a un ritmo del 32% anual hasta

alcanzar los 150.000 MW instalados (Greenpeace, 2004), lo que supondría un 15% de la demanda energética Europea. Sin embargo en España no existe aún ninguna instalación en funcionamiento debido a un hándicap principal: la orografía marina del litoral español. La instalación de parques eólicos marinos debe realizarse en aguas poco profundas y, mientras que otros países europeos poseen una plataforma continental que se extiende kilómetros mar adentro, el litoral español se caracteriza por grandes profundidades a poca distancia de la costa. Por este motivo las cimentaciones utilizadas en los aerogeneradores instalados en el resto de Europa resultarían inviables técnica y económicamente en el litoral español. La industria del sector apuesta, como solución a este problema, por la instalación de estructuras flotantes, una tecnología que aún no está completamente desarrollada.

2. Metodología

Mediante mecanismos de toma de decisión multicriterio basados en metodología combinada AHP-TOPSIS, se obtiene la localización óptima de un parque offshore en el litoral asturiano. Se examinan los elementos que influyen en la decisión de ubicación: criterios y alternativas, analizando detalladamente la integración de energía generada en la red existente.

2.1 Selección de criterios

Se definen aquellos criterios que describan todos los aspectos a tener en cuenta a la hora de valorar cada alternativa. Según la teoría de la toma de decisión multicriterio, los criterios de decisión corresponden a aspectos tales como atributos, objetivos o parámetros que constituyen los ejes fundamentales a partir de los cuales el decisor justifica, transforma y argumenta sus preferencias. Realizar una adecuada selección de los mismos resulta fundamental en cualquier proceso de toma de decisiones, ya que un planteamiento inadecuado puede dar lugar a resultados poco satisfactorios o incluso invalidar el proceso. En función tanto a la bibliografía y documentación estudiada, como a los expertos en la materia consultados, los criterios seleccionados son: 1. Costes de inversión, 2. Profundidad del lecho marino, 3. Infraestructura en tierra/Logística, 4. Infraestructura eléctrica de evacuación. Integración en la Red existente, 5. Recurso eólico, 6. Impacto ambiental.

2.2 Selección de alternativas

Dado que el estudio trata de la decisión sobre la ubicación de un parque offshore en la costa de Asturias, las posibles opciones estarán localizadas en los márgenes del litoral asturiano. En primer lugar se deben tener en cuenta una serie de restricciones impuestas por diversos condicionantes que limitarán significativamente el área susceptible de ubicación. En este estudio existen tres grupos de restricciones:

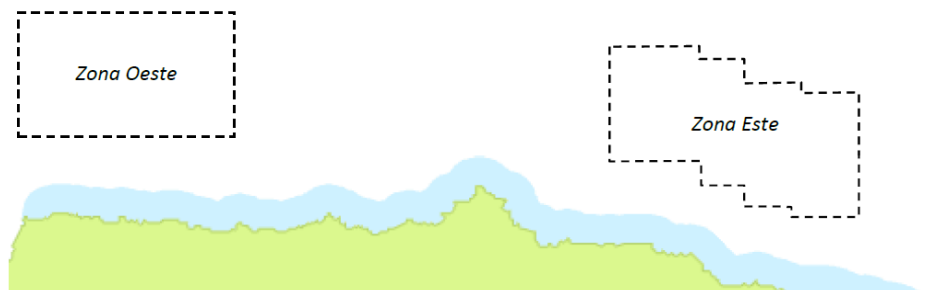
Restricciones limítrofes: Establecen los límites territoriales o fronteras marítimas. Por motivos de impacto ambiental los parques deben situarse a una distancia de la costa mínima establecida por los organismos públicos pertinentes que, en el caso del Principado de Asturias, será de 6 millas aplicable a todos los Espacios Naturales Protegidos costeros. Debido a que gran parte de la costa asturiana está catalogada como Espacio Protegido se aplica la restricción a todo el litoral. Por otra parte los parques no deben situarse a más de 35 kilómetros de la costa atendiendo a razones económicas y logísticas.

Restricciones ambientales: Con el fin de limitar el universo de decisión y, siguiendo un criterio conservador, las grandes zonas del litoral asturiano catalogadas como *condicionantes* según el *Estudio Estratégico Ambiental* (IDAE, 2009) quedan restringidas.

Restricciones de profundidad: Existen ciertas áreas del litoral caracterizadas por profundidades desproporcionadas para plantearse ubicar un parque y, por ello, descartadas desde un primer momento. Estos fenómenos se producen en tres zonas del litoral asturiano: *Banco de Danois*, *Plataforma Central* y *Cañón de Avilés*, localizadas dentro de los límites de

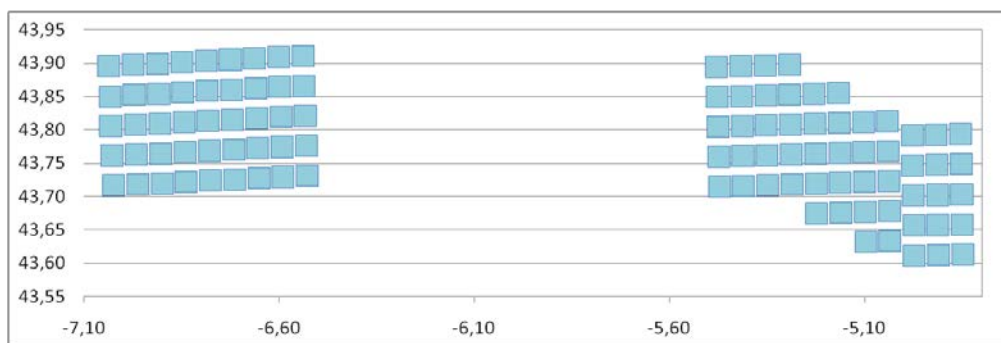
las grandes *zonas con condicionantes* del mapa de zonificación ambiental restringidas anteriormente, no se modificándose los límites del área restringida.

Figura 1: Áreas válidas para ubicación de alternativas



Aplicando las tres restricciones se obtiene el área efectiva o susceptible de ubicar una instalación offshore. Debido a que existen dos grupos de superficies muy diferenciadas, se divide el análisis en dos zonas: *Zona Oeste* y *Zona Este*.

Figura 2: Coordenadas geográficas de las alternativas



Una vez definidas las zonas en las que se puede trabajar, se localizan las alternativas a valorar en el posterior análisis de toma de decisión. Para no dejar ninguna zona del área efectiva sin contemplar, el método más razonable para definir las alternativas será realizar un **mallado** sobre el área total, asignando un área para cada alternativa suficientemente grande para la ubicación de un parque eólico marino de 50 MW y posibles repotenciaciones: se define cada alternativa como un área de **25 km²**. Para obtener esta superficie se crean áreas ficticias de **5 km x 5 km**. El conjunto de todas ellas abarcará el total del área efectiva. Se obtienen 45 alternativas dentro de la *Zona Oeste* y 55 en la *Zona Este*, sumando un total de **100 alternativas**. Las áreas resultantes se numeran en orden creciente de Sur a Norte y de Oeste a Este. Cada alternativa se caracteriza por una localización concreta, por lo que estará definida por sus coordenadas geográficas.

2.3 Análisis de toma de decisiones. Metodología combinada AHP-TOPSIS

Una vez definidos criterios y alternativas se modeliza el problema de toma de decisión mediante una combinación de métodos de decisión multicriterio: AHP para la obtención del peso de los criterios y TOPSIS para la evaluación de las alternativas. La importancia relativa de cada criterio respecto a los demás se mide a través de los resultados de unas encuestas de valoración diseñadas y difundidas entre distintos expertos en la materia a evaluar, donde todos los participantes tienen en mismo peso en la decisión. La formulación de esta encuesta se realizó de manera acotada al problema basándose en la *metodología AHP* (Saaty, 1989) modelo de decisión que interpreta la información directamente mediante la

realización de juicios y medidas en una escala de razón dentro de una estructura jerárquica establecida, resolviendo una matriz de comparación entre los distintos criterios.

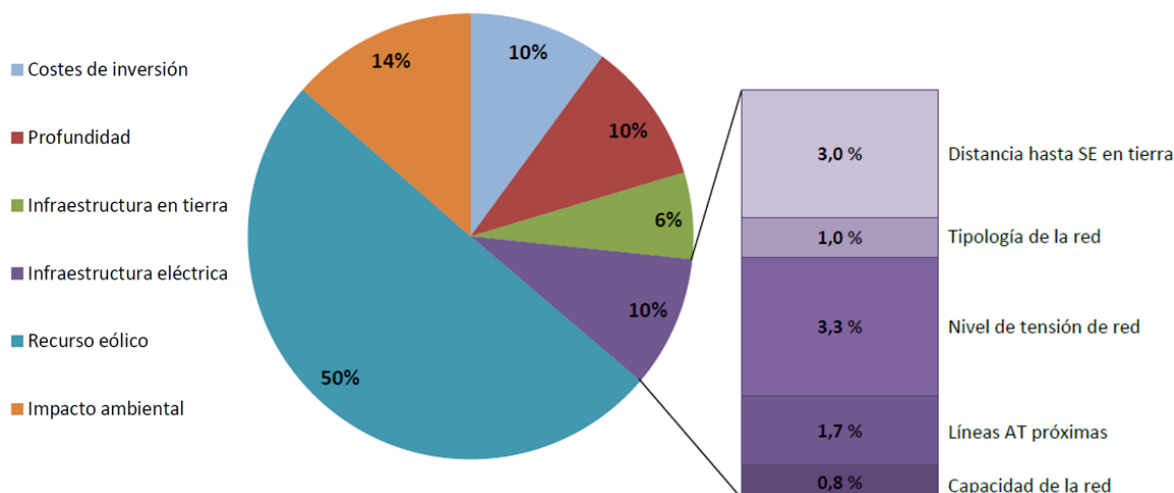
2.3.1. Método AHP

En primer término se evalúa el peso de los criterios planteados mediante el método AHP a partir de las respuestas de las encuestas. El objetivo es construir un vector de pesos que indique la importancia relativa que cada participante otorga a cada criterio. Para determinar los pesos se hace uso de la *escala fundamental de comparación pareada* (Saaty, 1989), que representa la proporción en la que uno de los criterios considerados en la comparación pareada domina al otro respecto a una propiedad que tienen en común. Una vez recibidas las encuestas se debe completar la matriz R , de tal modo que el término r_{ij} representa la prioridad relativa entre el criterio C_i y el criterio C_j respecto a la meta del problema, que será mayor, igual o inferior a uno dependiendo qué criterio sea más importante.

La matriz R cumple que $r_{ij} \cdot r_{ji} = 1$, es decir, es una *matriz recíproca* y se cumple que el autovalor máximo λ_{max} es un número real positivo y que existe un vector propio Z , cuyas componentes son positivas, asociado a este autovalor. Se normaliza este autovector para que la suma sea la unidad. La matriz R se concibe como una perturbación de la matriz W y se considera que el vector propio Z es una aproximación al vector de pesos w . Por tanto, para determinar los pesos w_j bastará calcular el autovector asociado al autovalor máximo de la matriz R .

Evaluación de pesos de criterios y subcriterios: Para que la aplicación del método muestre resultados válidos, durante el proceso de comparación el experto no debe ser incoherente con las valoraciones, ya que se obtendría un resultado poco representativo. Para evaluar si la solución es coherente se calcula el ratio de consistencia de la matriz, que en este caso será: 0,0950. Con este ratio ($RC < 0,1$) se considera que la matriz tiene buena consistencia.

Figura 3: Distribución de pesos de criterios y subcriterios



Con las valoraciones aportadas por los expertos se obtiene un vector de pesos que da lugar un gráfico sectorial donde se refleja la distribución de relevancias de cada criterio respecto de los demás. Como se observa en la figura 3, el *Recurso Eólico* es, con gran diferencia sobre el resto, el criterio más relevante a la hora de elegir emplazamiento para el parque.

2.3.2. Método TOPSIS

Una vez obtenidos los pesos de los criterios se puede continuar con el estudio mediante la metodología TOPSIS (Hwang & Yoon, 1981) para la evaluación de las distintas alternativas. Este método se basa en el concepto que es deseable que una alternativa determinada se

ubique a la distancia más corta respecto de una solución ideal positiva y a la mayor distancia respecto a una solución ideal negativa. Para proceder a la evaluación mediante este método, se ejecutan los siguientes pasos:

	w_1	w_2	...	w_j	...	w_n
	C_1	C_2	...	C_j	...	C_n
A_1	x_{11}	x_{12}	...	x_{1j}	...	x_{1n}
A_2	x_{21}	x_{22}	...	x_{2j}	...	x_{2n}
...
A_m	x_{m1}	x_{m2}	...	x_{mj}	...	x_{mn}

1. *Matriz de decisión:* En primer lugar se crea la matriz de decisión, en la cual se reflejan todas las alternativas a evaluar a través de los criterios seleccionados. En la matriz se desglosan todos los valores cuantitativos (x_{ij}) de cada alternativa (A_i) para cada criterio (C_j), mostrando el vector de pesos (w_j) asociado obtenido mediante el método AHP.

2. *Normalización de la matriz de decisión:* consiste en convertir las dimensiones de los valores de los distintos criterios en valores adimensionales.

3. *Matriz ponderada:* Conociendo las valoraciones de las alternativas normalizadas y el vector de pesos de los criterios, se realiza la ponderación de la matriz. Esto consiste en ponderar cada valoración de cada alternativa en función del peso del criterio que se evalúa.

4. *Solución ideal positiva (PIS) y Solución ideal negativa (NIS):* Los conjuntos de valores ideal positivo A^+ e ideal negativo A^- se determinan como:

$$\bar{A}^+ = \{\bar{v}_1^+, \dots, \bar{v}_n^+\} = \left\{ \left(\max_i \bar{v}_{ij}, j \in J \right) \left(\min_i \bar{v}_{ij}, j \in J' \right) \right\} \quad i = 1, 2, \dots, m$$

$$\bar{A}^- = \{\bar{v}_1^-, \dots, \bar{v}_n^-\} = \left\{ \left(\min_i \bar{v}_{ij}, j \in J \right) \left(\max_i \bar{v}_{ij}, j \in J' \right) \right\} \quad i = 1, 2, \dots, m$$

Donde J está asociado con los criterios de beneficio y J' con los criterios de costes

5. *Cálculo de las medidas de las distancias:* Una vez se conocen las soluciones ideales positiva y negativa (PIS y NIS) se pueden calcular las medidas de las distancias, que consiste en obtener la separación de cada alternativa a la solución ideal positiva o negativa.

$$\bar{d}_i^+ = \left\{ \sum_{j=1}^n (\bar{v}_{ij} - \bar{v}_j^+)^2 \right\}^{\frac{1}{2}}, \quad i = 1, \dots, m \quad \bar{d}_i^- = \left\{ \sum_{j=1}^n (\bar{v}_{ij} - \bar{v}_j^-)^2 \right\}^{\frac{1}{2}}, \quad i = 1, \dots, m$$

6. *Ratio de proximidad relativa:* Por último se obtiene el ratio o proximidad relativa de cada alternativa a la solución ideal. Cuanto más próximo sea el valor del ratio R a 1, mayor será la prioridad de la alternativa y resultará más idónea como solución al problema propuesto.

$$\bar{R}_i = \frac{\bar{d}_i^-}{\bar{d}_i^+ + \bar{d}_i^-}, \quad i = 1, \dots, m$$

Como resultado final del estudio se calculan los ratios para cada una de las 100 alternativas.

2.4. Evaluación de las alternativas para cada uno de los criterios

2.4.1. Costes de inversión

En el caso de las instalaciones de energía eólica marina los costes tanto de construcción como de mantenimiento llegan a duplicar los valores alcanzados en los correspondientes parques en tierra. Esto se debe a que la ubicación de los parques eólicos en el mar exige una mayor complejidad constructiva, sobre todo en lo que se refiere a las cimentaciones de los aerogeneradores en aguas profundas, ya que requieren de una cimentación cuya dificultad y coste de construcción aumenta según aumenta la profundidad marina. En consecuencia, este criterio cobra especial importancia para este tipo de instalaciones.

La evaluación se realiza en base a diversos estudios y documentación consultada (Dicorato, Forte, Pisani & Trovato, 2011) sobre el método de cálculo aproximado de los costes de un parque eólico offshore en función a variables conocidas obtenidos a partir de la experiencia

en diversos parques ya instalados. El cálculo se divide en cuatro grupos de costes principales que forman el grueso de la inversión total: *Aerogeneradores*, *Cimentaciones*, *Conexión a Red*, *Desarrollo del proyecto*. El estudio se realizará para un parque eólico offshore de 25 aerogeneradores de 2 MW, siendo la potencia nominal del parque 50 MW.

Aerogeneradores: Para turbinas del rango de 2-5 MW, el coste por turbina se estima en aproximadamente: $C_{aero} = 1.964.584 \text{ €}$

Cimentaciones: Según el estudio de profundidades realizado todas las alternativas se encuentran en zonas cuyas profundidades sobrepasan los 50 metros, por lo que es necesario recurrir a la instalación de estructuras flotantes. La situación en la tecnología impide que exista información disponible y contrastada acerca de costes reales de estructuras flotantes para aerogeneradores offshore, por lo que se busca información directamente con fabricantes, que estiman un coste de 1 M€/MW instalado.

Conexión a Red:

- *Cable submarino*: Teniendo en cuenta que la potencia instalada del parque offshore es de $P_{\text{parque}} = 50 \text{ MW}$, el cable submarino a considerar para este estudio será de $U_n = 132 \text{ kV}$. El coste, que variará para cada alternativa en función de la distancia a la costa, se estima en:

$$C_{\text{cable_sub}} = 249,72 + 26,48 \cdot e^{(379,5 \cdot 750/10^5)} \text{ [k€/km]} = 705.000 \text{ [€/km]}$$

- *Cable en tierra*: El coste, considerando una línea $U_n = 132 \text{ kV}$, será función de la distancia desde la costa al punto de conexión con la red: $C_{\text{cable_tierra}} = 120.000 \text{ [€/km]}$

- *Subestación eléctrica*: Un análisis estimativo se centra en los costes de los principales componentes de la subestación que abarcan el grueso del coste total de la misma, estimado, para una subestación de 120 MVA y $U_n = 132 \text{ kV}$ en: $C_{SE} = 13.500.000 \text{ €}$

Desarrollo del proyecto: El coste del desarrollo del proyecto de un parque offshore se puede obtener en función a potencia nominal del parque, despreciando costes de obras secundarias complementarias que representan un porcentaje tan poco significativo que apenas influyen en la cuantía final. El coste medio para un parque estándar se estima en

$$C_{\text{proyecto}} = 48.000 \cdot P_{\text{parque}} \text{ [€]}$$

Siguiendo este método, se calcula el coste para cada una de las 100 zonas seleccionadas.

La documentación consultada (Esteban, 2009) indica que, sin considerar los beneficios producidos por la venta de la energía producida, el ratio de inversión en €/MW para parques eólicos offshore resulta de aproximadamente 2 - 3 M€/MW, incrementándose hasta valores de casi 4M€/MW en parques actuales. El ratio €/MW obtenido de esta estimación de costes resultará para una zona concreta es:

$$\text{Ratio} = \frac{\text{Coste total (€)}}{\text{Potencia instalada (MW)}} = \frac{138.637.205 \text{ €}}{50 \text{ MW}} = 2.772.744 \frac{\text{€}}{\text{MW}} \approx 2,8 \text{ M€/MW}$$

Este valor se ajusta a los órdenes de magnitud descritos, aunque resulta un poco inferior a los ratios estimados para parques actuales. Es de esperar que los costes sean inferiores ya que este estudio estimativo no ha tenido en cuenta gastos en Operación y Mantenimiento ni multitud de costes secundarios que sí aparecen en los ratios de parques reales.

2.4.2. Profundidad del lecho marino

En el litoral español, debido a su orografía marina, se alcanzan grandes profundidades muy cerca de la costa, lo que supone que el criterio de la profundidad adquiera gran importancia a la hora de elegir ubicación. En función de las profundidades del fondo marino, la

tecnología a implantar en cuanto a cimentaciones se refiere sufrirá grandes variaciones, por lo que es importante realizar batimetrías fiables en el área de implantación del parque. Existen distintas variantes de cimentación en función a la profundidad: cimentaciones de gravedad, monopilotaje o cimentaciones de trípode, pero para profundidades superiores a los 50 metros es necesario recurrir al uso de plataformas flotantes, aunque a día de hoy se encuentran todavía en estado de desarrollo. Los valores en el litoral asturiano a partir de 15 kilómetros mar adentro parten de los 100 metros, llegando a alcanzar los 700 metros en algún punto, por lo que la tecnología a utilizar independientemente de la alternativa elegida estaría basada en *estructuras flotantes*.

Para obtener datos exactos de profundidad para cada una de las alternativas es necesario disponer de una batimetría de todo el fondo marino objeto de estudio. Existen mapas batimétricos y cartas náuticas del litoral asturiano donde se reflejan las profundidades de cada zona mediante curvas de nivel. Conociendo las coordenadas geográficas de cada alternativa, la profundidad en cada zona se obtendrá mediante programas que disponen de los datos de profundidad del lecho marino para cada punto del litoral.

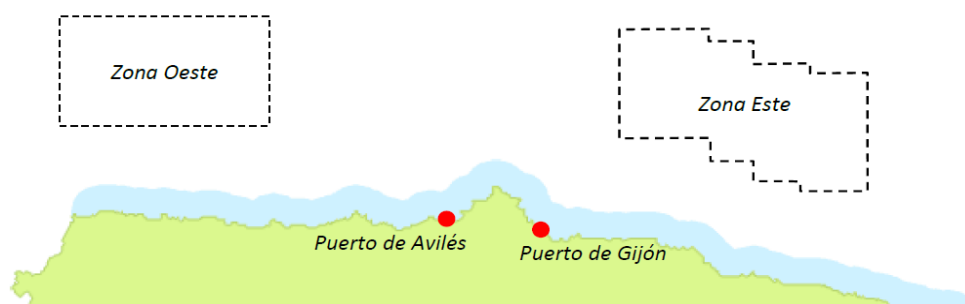
2.4.3. Infraestructura en tierra / Logística

Otro criterio importante a la hora de implantar un parque eólico marino es la disponibilidad de puertos situados en las inmediaciones del parque con accesibilidad suficiente para alojar máquinas y medios constructivos de todos los componentes de la instalación. Debido al gran volumen necesario para la logística del parque, se debe disponer en las inmediaciones del parque offshore de un puerto de gran envergadura, con superficie y espacio para poder llevar a cabo toda la gestión del parque. Por tanto se tendrán en cuenta los puertos de la zona, ya serán la base logística para las fases existentes a lo largo de la vida útil del parque offshore: *Construcción, Operación y mantenimiento, Repotenciones y Desmantelamiento*. Sobre los puertos disponibles se debe realizar un análisis acerca de la distancia a la instalación y la disponibilidad de zonas de almacenamiento, zonas de atraque y otros aspectos necesarios para la correcta operatividad.

Debido a la necesidad de gran capacidad, solo se consideran puerto válidos aquellos que integran el Sistema Portuario español, de los cuales solo dos se localizan en el litoral asturiano. Para este estudio se proponen como posibles puertos para implementar la base logística del futuro parque el Puerto de Avilés y el Puerto de Gijón.

El método de evaluación del criterio se basa en la distancia existente entre cada alternativa y el puerto más cercano a ella. Para obtener los valores, dado que se conocen las coordenadas geográficas exactas de cada alternativa y de cada uno de los dos puertos, se calculan las distancias desde cada punto al puerto más cercano.

Figura 4: Alternativas y puertos seleccionados como base logística



2.4.4. Infraestructura eléctrica de evacuación. Integración en la Red existente

La integración de la energía generada en el parque offshore en la red eléctrica existente es una de las variables más importantes que hay que analizar en cualquier nueva instalación.

Asimismo, la infraestructura eléctrica de evacuación de la energía generada en un parque offshore, adquiere una relevancia mayor en este tipo de instalaciones que en los parques terrestres, debido a la mayor complejidad de todos los elementos que forman parte de ella. Estos elementos deben ser diseñados para funcionar en unas condiciones mucho más hostiles que en los parques terrestres y por tanto tendrán características específicas para estos emplazamientos: resistencia al agua, resistencia a la humedad, resistencia a la corrosión, etc. Esto implica que, además de resultar tecnológicamente más compleja, la infraestructura eléctrica de un parque marino tenga unos costes mayores, derivados básicamente del precio del cable de conexión submarino del parque eólico hasta la costa.

El esquema de la conexión eléctrica de un parque eólico offshore se basa en una línea eléctrica de transporte de energía generada desde los aerogeneradores hasta la subestación ubicada en el mar. En la subestación se aumenta la tensión y se transporta la energía mediante una línea eléctrica submarina hasta la costa, donde la línea, convertida en línea aérea, continúa hasta la subestación de entronque de la red eléctrica de la zona.

Para realizar una evaluación más exhaustiva de la integración en la red existente en la zona próxima al emplazamiento del parque se tienen en cuenta aspectos relativos a la red eléctrica que la definen. A través de la consulta a expertos en la materia, se establecen los subcriterios que mejor definen la aptitud de la red: *Longitud de la línea hasta el punto de entronque*, *Tipología de la red*, *Nivel de tensión de la línea en el punto de entronque*, *Líneas de transporte próximas* y *Capacidad de la red para evacuar la potencia generada*. El coste de inversión derivado tanto de la línea eléctrica como de la subestación también es un aspecto fundamental, pero no se tiene en consideración en este apartado, ya que es un elemento incluido en el criterio *Costes de Inversión*. De este modo se evita la redundancia entre el conjunto de criterios, evitando así cuantificar dos veces las mismas consecuencias.

Figura 5: Localización de alternativas sobre el mapa de la Red Eléctrica de Asturias










I. Longitud de la línea hasta el punto de entronque: Será la distancia desde el punto de la costa donde llega la línea submarina hasta el punto de entronque con la red existente. El coste de la línea aumenta a medida que la distancia se incrementa, por lo que conviene minimizarla. En primer lugar se identifican las subestaciones que ejercerían de entronque para cada una de las posibles alternativas. A partir del mapa de REE (Red Eléctrica, 2011) de la figura 5, se identifican las subestaciones mejor situadas, que deben ser localizadas mediante sus coordenadas geográficas: *Porzún* ($43,461894^{\circ}, -7,021895^{\circ}$), *Jario* ($43,54248^{\circ}, -6,78542^{\circ}$), *Arbón* ($43,47872^{\circ}, -6,73094^{\circ}$), *Pico Gallo* ($43,44611^{\circ}, -6,53749^{\circ}$), *Villaviciosa* ($43,47394^{\circ}, -5,43394^{\circ}$), *Arriondas* ($43,40163^{\circ}, -5,19160^{\circ}$) y *Camarmeña* ($43,26066^{\circ}, -4,83169^{\circ}$).

Conocidas las subestaciones que servirán como punto de entronque, se calcula la distancia de la línea eléctrica en tierra.

II. Tipología de la red: Es conveniente disponer cerca del punto de interconexión una red mallada, ya que si solo existen redes radiales, no garantiza que las líneas tengan capacidad para recoger con fiabilidad la producción del parque. Para evaluar este criterio se establecerá como parámetro de estudio el número de líneas de 132 kV que salen desde la subestación de interconexión. A mayor número de líneas, más mallada estará la red y por tanto mejor será la alternativa evaluada. Interesa que el número de líneas sea el mayor posible, por lo que será un subcriterio a maximizar en el análisis final.

Figura 6: Detalle de evaluación de la tipología de la red en las subestaciones seleccionadas

Subestación	Mapa	Líneas 132 kV	Circuitos 132 kV
Porzún		2 líneas s/c	2
Jarrio		2 líneas s/c	2
Arbón		1 línea s/c 1 línea d/c	3
Pico Gallo		1 línea d/c	2
Villaviciosa		1 línea s/c	1
Arriondas		1 línea s/c	1
Camarmeña		2 líneas s/c	2

III. Nivel de tensión de línea en el punto de entronque: La tensión en las líneas existentes en la red de la zona dependerá de la potencia del parque offshore y de la energía generada. Por lo general interesa que la red disponga de variedad de tipos de línea y, a la hora de valorar la capacidad de la red, líneas de mayor tensión capaces de transportar más potencia. En este caso, conocidas las subestaciones que ejercerán de punto de entronque, el nivel de tensión será el mismo para todos los casos: 132 kV.

IV. Líneas de transporte próximas: En la figura 5 se reflejan líneas tanto de transporte como de distribución existentes en la zona. Interesa que el punto de entronque esté lo más cercano a las líneas de REE, para así facilitar el transporte de la energía generada por el parque a otros puntos de la red. Para evaluar este criterio se localizan las subestaciones y se obtiene la distancia desde cada una de ellas hasta la línea de transporte más próxima.

V. Capacidad de la red para evacuar la potencia generada: Estudiando el escenario de generación y demanda de la red eléctrica de la provincia de Asturias se podrá conocer el estado real de la red para estimar la capacidad de ésta para evacuar la potencia generada por el nuevo parque offshore. Conocidos los datos de capacidad de las líneas con

origen/llegada en cada una de las subestaciones, se estima la capacidad total disponible en las líneas de salida de cada una de ellas.

Tabla 1: Ejemplo de evaluación de la capacidad de evacuación de una subestación

SE origen	SE destino	Capacidad línea (MVA)	Capacidad total (MVA)
Jarrio	Porzún	70	140
	Arbón	70	

Una vez analizados cada uno de los cinco subcriterios para todas las alternativas propuestas, se agrupan los resultados en una tabla de valoraciones final.

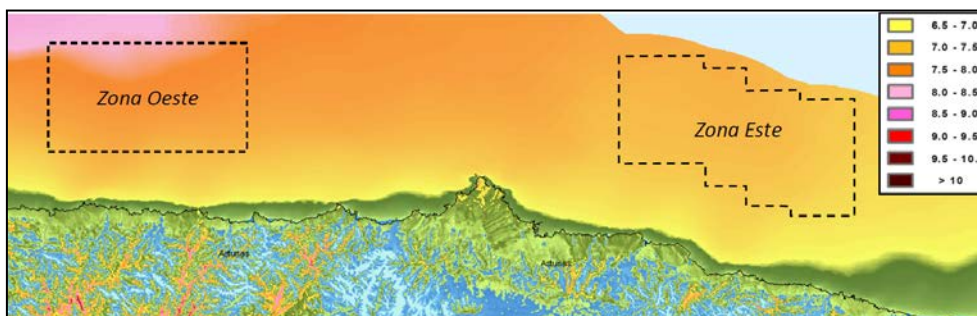
2.4.5. Recurso eólico

El recurso eólico es, sin necesidad de llevar a cabo el estudio completo, el elemento fundamental a la hora de decidir el emplazamiento de un parque eólico, ya sea terrestre o marino. Función del recurso eólico existente será la generación de energía, siendo este parámetro trascendental para la rentabilidad de la instalación. En el caso de la eólica offshore existen grandes diferencias en cuanto a régimen de viento respecto a la terrestre: está limitada la influencia de los efectos topográficos locales, la rugosidad de la superficie es variable con el oleaje, la altura del buje es variable con la marea, existen menores turbulencias pero con mayor persistencia o el potencial eólico muy superior a bajas cotas.

Para el estudio del potencial eólico de un posible emplazamiento se debe realizar una campaña de medida que evaluará, durante al menos un año, las velocidades y orientaciones de los vientos mediante una torre anemométrica. En este estudio la evaluación del recurso eólico en cada alternativa se realiza a través de la herramienta *Atlas Eólico de España* (IDAE). Este aplicativo permite, para una curva de potencias de un aerogenerador concreto, estimar la producción anual (MWh/año) del aerogenerador en cualquier punto concreto del litoral español. Antes de proceder a la evaluación, se ubican y representan las alternativas seleccionadas sobre el mapa de recurso eólico del litoral asturiano. El proceso de evaluación consiste en las siguientes fases:

- I. Localización, mediante sus coordenadas geográficas, cada una de las posibles alternativas en el aplicativo del *Atlas Eólico Español*.
- II. Una vez seleccionada una zona, el aplicativo devuelve los valores de *factor de forma* y *factor de escala* de la distribución de velocidades del punto concreto.
- III. Conociendo la curva de potencias del modelo de aerogenerador elegido, se introducen los valores para el punto objeto de estudio. Para este caso la selección del aerogenerador no resulta primordial, ya que el proyecto trata de realizar una comparativa entre valores de recurso eólico de distintas ubicaciones y éste será el mismo sea cuál sea el aerogenerador seleccionado. Puesto que los aerogeneradores específicos para aplicaciones offshore están aún en desarrollo y apenas se dispone de información acerca de ellos, se toma como referencia un modelo de aerogenerador conocido y con buena respuesta: **G87-2MW** del fabricante **GAMESA**.
- IV. Por último se indican las pérdidas sobre la producción bruta del aerogenerador, que para este estudio se estiman en un 15%.
- V. El aplicativo devuelve, en función al recurso eólico de la zona, el valor de producción anual bruta y neta en MWh/año estimada para la ubicación y aerogenerador elegidos.

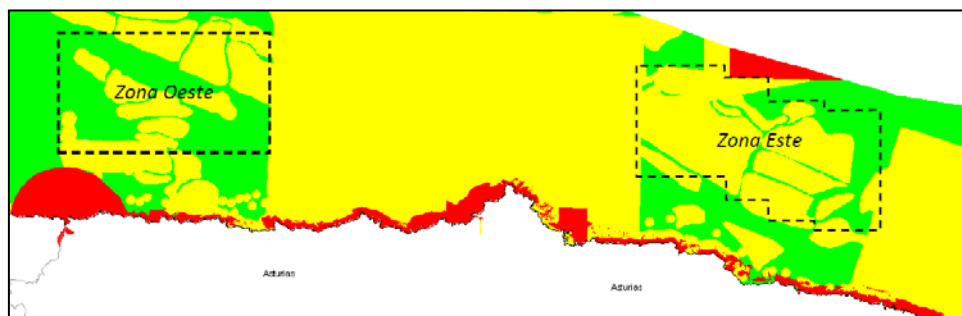
Figura 7: Recurso eólico del litoral asturiano



3.4.6. Impacto ambiental

Uno de los criterios para la selección del mejor emplazamiento es conseguir la minimización de los posibles impactos ambientales y sociales generados por el parque eólico sobre las poblaciones próximas a las zonas de implantación. La elección de la mejor solución desde el punto de vista ambiental, que a su vez resulte técnica y económicamente viable, evitará conflictos sociales y medioambientales.

Figura 8: Zonificación ambiental del litoral asturiano (IDAE, 2009)



Para la evaluación del Impacto Ambiental causado por la instalación de parques eólicos marinos, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE, 2009) ha elaborado el documento *Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español para la instalación de parques eólicos marinos*, en el que representa la siguiente propuesta de zonificación: *zonas de exclusión, zonas aptas con condicionantes ambientales y zonas aptas*. En el presente estudio, se valora el Impacto Ambiental en cada zona seleccionada de manera cuantitativa mediante un procedimiento de evaluación que proporciona un valor numérico a cada alternativa en función a su zonificación ambiental: se otorga un valor mayor a las áreas con más proporción de *zona apta* y, a medida que se reduce la proporción de *zona apta* e incrementa la *zona con condicionantes*, el valor irá disminuyendo. Por tanto, para un área totalmente caracterizada como *zona con condicionantes*, el valor será el menor posible. Representando las alternativas sobre el mapa de zonificación ambiental se obtiene la proporción aproximada de cada tipo de zonificación en cada una de ellas.

4. Evaluación de resultados obtenidos

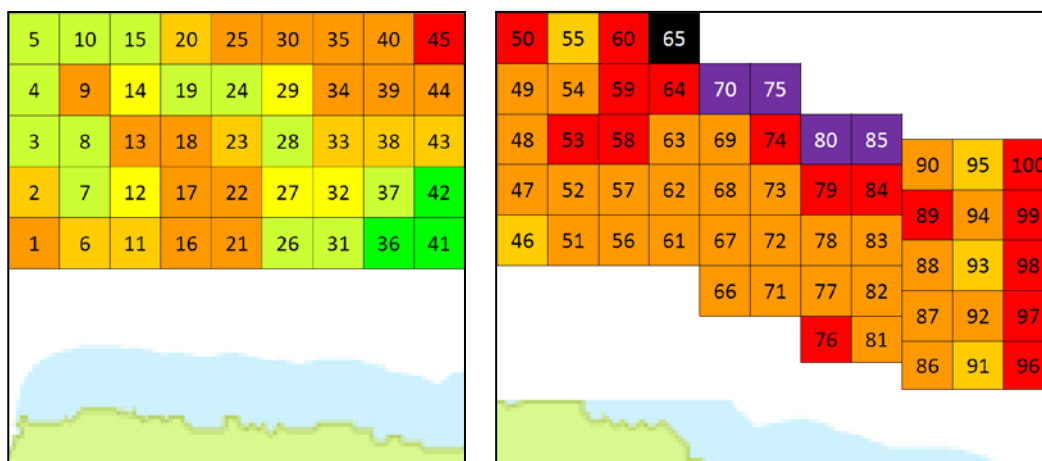
A partir los datos de ratio de proximidad relativa se realiza una clasificación numérica de los valores de los ratios ordenados de mayor a menor. Consecuentemente se clasifican las alternativas propuestas ordenadas de mayor a menor prioridad o idoneidad. El valor numérico del ratio indica las alternativas más adecuadas para la ubicación del parque, pero se recurre a un criterio gráfico de valoración para mostrar las mejores y peores opciones sobre el mapa de alternativas. En función de la prioridad de la alternativa, está se mostrará

de un color acorde con una mejor o peor posición en el ranking. Para ello se otorga un color a cada intervalo de valores de ratio, tal y como se muestra en la tabla 1, representando gráficamente la prioridad de cada una de las alternativas sobre un mapa del litoral.

Tabla 2: Valoración gráfica de las prioridades

Ratio	Valoración gráfica	
> 0,8	Verde	+ prioridad
0,75 - 0,8	Verde amarillo	
0,7 - 0,75	Amarillo	
0,6 - 0,7	Naranja claro	
0,5 - 0,6	Naranja oscuro	
0,4 - 0,5	Rojo	
0,3 - 0,4	Violeta	
< 0,3	Negro	

Figura 9: Resultados gráficos de la zona Oeste y la zona Este



Para analizar los resultados con más claridad, se divide el área total de estudio en zona Oeste y zona Este. Según la escala de valores establecida, en la figura 8 se observa como las alternativas más óptimas se encuentran ubicadas en la zona Oeste del litoral asturiano.

5. Conclusiones

- *Importancia del Recurso Eólico:* El recurso eólico es, con mucha diferencia sobre el resto, el criterio con más importancia a la hora de elegir emplazamiento para un parque eólico marino. Existen otros aspectos que pueden influir en la localización, pero resultan casi insignificantes considerando que el *Recurso Eólico* representa el 50% en peso.

- *Prioridad de la Zona Oeste frente a la Zona Este:* Una clara consecuencia de la relevancia del recurso eólico es que los resultados muestran que la zona Oeste del litoral asturiano resulta mucho más idónea para el emplazamiento de un parque offshore que la Zona Este.

Simultáneamente a la realización del estudio se han detectado posibles mejoras del método propuesto que serían de utilidad para futuros trabajos o ampliaciones:

- Actualizar y ampliar referencias acerca de estructuras flotantes

- Estudio con nuevo aerogenerador eólico marino: Rehacer la evaluación del recurso eólico considerando un **aerogenerador eólico marino**, con mayor potencia nominal que permita generar más energía. Algunos prototipos de aerogeneradores marinos de mayor capacidad son el **G11X** de 5 MW o el **G14X** de 6-7 MW de GAMESA, que se comenzarán a fabricar en 2013 y 2015. El cambio no afectaría significativamente a la toma de decisión puesto que aumentaría la generación en todas las zonas de modo proporcional, pero sí afectaría a la infraestructura de evacuación: serían necesarios puntos de entronque de mayor tensión.
- Modificación la selección de las subestaciones de entronque propuestas.
- Ampliación del área de selección de alternativas.
- Incluir técnicas de soft-computing para el modelado de criterios cualitativos.

Dadas las limitaciones actuales, impuestas por la profundidad, existentes en la instalación de parques offshore, resultaría de gran interés realizar una ampliación del presente estudio contemplando como posibles alternativas emplazamientos terrestres, obteniendo una comparativa a nivel de costes y de energía generada entre las dos opciones.

Agradecimientos

Este trabajo ha sido financiado con fondos FEDER y por la DGICYT mediante los proyectos (TIN2008-06872-C04-04, TIN2011-27696-C02-01) y por La Junta de Andalucía (P07-TIC02970, P11-TIC-8001) respectivamente.

A la Fundación Iberdrola por la concesión de la *Beca Fundación Iberdrola 2010* para la realización del Máster en Energías Renovables en la Universidad Politécnica de Cartagena.

Referencias

- Dicorato, M., Forte, G., Pisani, M., & Trovato, M. (2011). Guidelines for assessment of investment cost for offshore wind generation. *Renewable Energy*, 36, 2043-2051.
- Esteban, M. D. (2009). Metodología para parques eólicos offshore.
- Greenpeace (2004). *Sea Wind Europe*. London.
- Hwang C. L., & Yoon K. (1981). *Multiple attribute decision methods and applications*, Berlin: Springer.
- Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía. *Atlas Eólico Español*.
- Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (2009). *Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos*.
- Red Eléctrica de España.
- Rubio, M. C. (2010). *Mar Adentro*. *Técnica Industrial*, 288, 24-27.
- Saaty, T. (1980). *The analytic hierarchy process*. New York: McGraw-Hill.
- Saaty, T. (1989) *Group decision making and the AHP*. New York: Springer Verlag.

Correspondencia (Para más información contacte con):

M. Socorro García-Cascales
Dpto Electrónica Tecnología de Computadoras y Proyectos
Phone: + 34 968 32 6574 Fax: + 34 968 326400
E-mail: Socorro.garcia@upct.es