



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

# **ESTUDIO DE LA VIABILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE**

Autor: Fernando Abril-Martorell García  
Director: Francisco Fernández Daza

Madrid  
Mayo 2014

# ESTUDIO DE LA VIABILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE

**Autor: Abril-Martorell García, Fernando**

Director: Fernández Daza, Francisco

Entidad colaboradora: ICAI-Universidad Pontificia de Comillas.

## RESUMEN DEL PROYECTO

### *Introducción:*

Desde siempre la energía es uno de los factores fundamentales en el desarrollo económico y social de cualquier país. Adicionalmente y durante los últimos 70 años ha sido de forma directa o indirecta la causa de casi todos los conflictos armados en el mundo. Es un factor que afecta a países desarrollados y subdesarrollados, pues en ambos casos los precios de la energía y su demanda han ido creciendo a ritmos alarmantes.

Es en este contexto donde, ante el agotamiento de los combustibles fósiles y su irregular distribución geográfica, se presentan las energías renovables como una fuente de suministro energético viable, seguro, limpio y que además es complementario y o alternativo a los combustibles fósiles. La tecnología disponible evoluciona continuamente y cada día consigue mayores eficiencias. No obstante, aún hoy se requieren inversiones elevadas y los retornos se consiguen a largo plazo.

La tecnología para producir energía eólica es la más desarrollada, por lo que, desde el punto de vista técnico permite optimizar el recurso natural y obtener muy buenos rendimientos, y económicamente hace que sea crecientemente viable.

Existen dos formas de producir energía eólica: mediante parques con emplazamientos en tierra (onshore), o mediante emplazamientos en el mar (offshore)

Las ventajas de los parques marinos frente a los terrestres son las siguientes:

- El recurso del viento presenta unas características excepcionales en el mar, pues los vientos son más fuertes, constantes y de baja rugosidad permitiendo aumentar el número de años disponibles del emplazamiento y elevar la potencia unitaria de cada aerogenerador.
- Al contrario que en tierra, el espacio no supone un problema para la escasez de terreno.
- Ausencia de ruido y disminución o incluso supresión del impacto visual.
- La posibilidad de parques más grandes con mayor potencia instalada y con la facilidad de eventuales ampliaciones de los mismos.
- Se trata de una tecnología con elevada dependencia de la mano de obra, lo que supondría un impacto económico muy positivo en el entorno del emplazamiento.

Sin embargo presenta también los siguientes inconvenientes:

- Requiere mayor inversión inicial, y mayores costes en la gestión y operación y mantenimiento.
- Mayor complejidad en la construcción
- Existen limitaciones en zonas de pesca o alta actividad marítima.

### *Objetivo principal*

El objetivo principal del proyecto ha sido analizar las variables cuya influencia sobre la viabilidad del parque eran mayores al objeto de seleccionar la mejor opción. Éstas son; la disposición de la interconexión del cableado (eleva la productividad de las turbinas), la potencia del parque (dos escenarios planteados, uno compuesto por 15 turbinas de 3,3MW cada una y el segundo de 9 turbinas con la misma potencia) y por último 3 posibles contextos de la futura normativa.

### *Metodología*

Para la elaboración del proyecto, se comenzó por la localización del emplazamiento. Se realizó un estudio exhaustivo del viento y de las profundidades marinas a lo largo de la costa peninsular. Se han tenido en cuenta, por motivo de la existencia de reservas marinas o por niveles altos de actividades pesqueras, las zonas de exclusión de posibles parques. Una vez localizado el lugar óptimo, se procedió al estudio de las cimentaciones y aerogeneradores.

Posteriormente se analizó el cableado a utilizar, su tensión y su instalación, así como el riesgo de ruptura y posibles configuraciones en su diseño.

A continuación se realizó un informe con las medidas propuestas para disminuir y o compensar los impactos medioambientales (mínimos) estableciendo alternativas y soluciones a los mismos.

Para el análisis económico del parque, se ha tenido en cuenta la normativa antigua (principalmente el RD 661-2007) como borradores del futuro Real Decreto-ley conocidos hasta la fecha, en donde se explican las retribuciones futuras a percibir sin llegar a ser cuantificadas.

Por último, se realizaron los cálculos de energía anual generada junto con los costes e ingresos estimados para los distintos escenarios propuestos, y se elaboraron las conclusiones.

### *Desarrollo y resultados del proyecto*

El parque eólico se situará en el Golfo de Cádiz, en la provincia de Huelva, frente a Isla Cristina, a una distancia de 15,11 Km de costa y con una profundidad media de 29 metros.

La turbina seleccionada para el emplazamiento es un modelo Vestas 3,3MW de 112 metros de diámetro de las palas. Aunque la turbina no posee una potencia significativa, el diámetro del rotor es extremadamente alto. Esto, que se traduce en un mayor coste del aerogenerador, permite sin embargo, un mayor número de horas de funcionamiento gracias a que es capaz de trabajar a velocidades extraordinariamente bajas.

Dada la baja profundidad del suelo marino, el proyecto contempla utilizar monopilotes como forma de sustentación de las turbinas.

Por otro lado, el cable está pensado para trabajar a tensión nominal 33kV, y sus secciones aumentarán a medida que transporten mayor potencia. Tanto el escenario de 15 turbinas como el de 9 están divididos en tres alas o secciones de 5 y 3 aerogeneradores cada una respectivamente. Posteriormente, se exportará la energía generada a costa a través de dos cables tripolares.

Los cálculos para cada escenario contemplan una energía anual generada (descontadas ya las pérdidas del transformador de la turbina, y las pérdidas por efecto Joule de los cables) de 204,02GWh y 122,881 GWh para los parques de 15 y 9 turbinas respectivamente.

Por otro lado, se ha tenido en cuenta en el cálculo económico, el coste asociado al transformador o subestación necesario para pasar de 33kV a la tensión de la red.

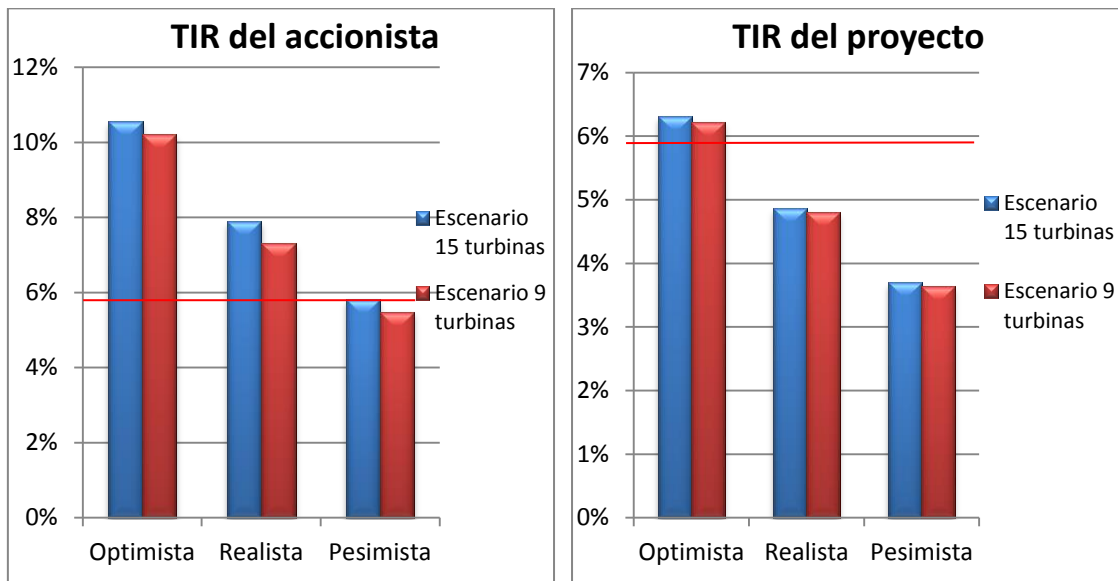
### *Estudio económico y viabilidad del proyecto*

El estudio económico se ha dividido en tres bloques o secciones:

El primer bloque lo componen los costes de construcción y de explotación. Es importante señalar que el conjunto de turbinas y cimentaciones así como el coste asociado a la instalación de los mismos representan un 71% del total de la inversión, cuyo valor medio por MW instalado ascendió a 2,487 M€. Por otro lado, se han añadido a los modelos descuentos por cantidad, siendo del 4,7% para el escenario de 15 turbinas y del 1,7% para el de 9.

El segundo bloque analiza los ingresos. Dado que la normativa no está publicada, se han estimado tres supuestos para abarcar todas las posibilidades. Se han denominado optimista, realista y pesimista. En cada uno de ellos se establecen diferentes precios del pool eléctrico, y diferentes complementos tanto de inversión como de operación.

Por último se ha construido el modelo de financiación y el balance final. La inversión inicial se financiara con un 40% de fondos propios y 60% mediante préstamos. Éstos se devolverán en un plazo de 15 años a un 4,5% de interés. El WACC es la tasa a la que se deben descontar los flujos de caja, y por tanto, mide el límite a partir del cual un proyecto es viable económicamente. Éste valor resultó del 5,97%. Posteriormente, en el balance final o cuenta de resultados, se analiza tanto los flujos de caja del proyecto como los del accionista. La combinación de alternativas regulatorias junto con los dos modelos de parque producen seis escenarios distintos como se observa a continuación:



La línea horizontal adicional representa el valor del WACC, y por tanto los TIR con rentabilidad por encima del mismo resultarían viables ocurriendo lo contrario para los que se sitúen por debajo.

### *Conclusiones*

Las conclusiones obtenidas tras la elaboración del proyecto se resumen a continuación:

- Desde el punto de vista técnico es totalmente viable. La tecnología mejora y se abarata día a día. Prueba de ello, es que en la actualidad, el número de parques eólicos offshore no cesa de aumentar.
- Como era previsible, las economías de escala tiene un efecto muy importante en esta tecnología. El análisis muestra una mayor rentabilidad para el escenario de mayor potencia instalada. No es de extrañar que, el próximo parque offshore en ponerse en explotación, “London Array“, contenga 175 turbinas para un total de 630MW, lo que le convertirá en el mayor parque offshore del mundo.
- El proyecto muestra una rentabilidad suficiente en el escenario optimista, y es algo justa en el escenario realista. La estructura de capital eleva la rentabilidad para el accionista a niveles atractivos.
- Hoy en día es un momento de especial incertidumbre del cambio regulatorio, pero teniendo en cuenta la evolución tecnológica constante, el desarrollo en la eficiencia y la mejora sostenida de las condiciones financieras, estos proyectos resultarán más atractivos en los próximos años.

## SUMMARY

### TECHNICAL AND ECONOMIC VIABILITY OF AN OFFSHORE WINDFARM

Energy has always been a critical factor for the economic and social development of every country. That is the reason why energy has been the reason behind most of the world conflicts most in the last 70 years in the world. Its availability and price affect both developed and non-developed countries.

Fossil fuel reserves are decreasing every year and the increasing difficulty to get them from a geographically point of view make renewable energy a good solution. Available technology is developing steadily and reaching higher efficiency. However, big investments are required to obtain long term profits. In renewable energy, wind energy is the most developed technology taking advantage of higher efficiency and therefore better economics.

There are two ways of producing energy with the wind: through land foundations (onshore) and sea foundations (offshore).

The advantages of the offshore wind farms are shown below:

- The wind resource presents excellent features on the sea due to stronger, constant and low roughness wind.
- The technology avoids using land space.
- Noise stops being a problem, and reduces the visual impact.
- Owing to stronger winds, the wind turbines are bigger allowing them to generate more power.
- Because of the complexity, of the technology it is labor intensive and therefore generates positive social and economic impact in the area.

However, it also has disadvantages which are summarized below:

- It requires big investments, and higher operational costs.
- The construction is complex and needs experts and the latest technology.
- There are limitations on the placement due to fishing areas or large maritime activities.

#### *Principal objective*

The main purpose of the project was to analyze the most important variables that affect directly to the economic viability of the wind farm. These variables were: the design of the cable connection between the wind turbines (risk of breaking), the total power of the wind farm (there are two different scenarios, 15 and 9 wind turbines) and the regulatory environment (3 cases regarding energy law).

#### *Methodology*

The project starts with the location of the wind farm. An intensive study was made to determine possible locations where the wind was appropriate and the water depths were less than 35 meters. It was also considered constraints made by the Spanish Government around the coast for future offshore wind farm due to environmental reasons, proximity to the shore, high maritime activity. Once the wind farm was situated, a research on the different foundations and wind turbines was made.

Then, the type of cable was decided with its nominal voltage and cross section. Furthermore the way it is installed and the different configurations of the links between wind turbines to avoid or reduce the risk of any kind of cable fail.

After that, a report was made evaluating environmental impacts around the wind farm.

Later, output power, cable losses and annual energy exported was calculated. With those results we elaborated the final conclusions for every scenario previously defined.

We have taken into account for the calculation, the latest draft published by the Spanish government in respect to the regulation.

### *Final results*

The wind farm will be located in “Golfo de Cádiz” at Huelva, in front of Christine Island. The mean distance to shore is 15,11 km and the water depth is 29 meters.

The wind turbine used will be Vestas 3,3 MW with 112 meters of rotor. Despite the low power of the turbine, the big area of the rotor allows it to work at very short wind speed, increasing the hours of operation. Due to the low water depths, the foundations used were monopiles.

On the other hand, the cable will work at 33kV and the cross sections will vary between 70 and 800 mm<sup>2</sup>. To analyze the output power, both scenarios are divided in strings with 5 and 3 wind turbines respectively. Later the energy generated will be transport to shore through two export cables.

The total amount of energy generated, after considering the cable losses, were 204,02 GWh for the scenario of 15 wind turbines and 122,88 GWh for the 9 wind turbines scenario.

### *Economic and viability study.*

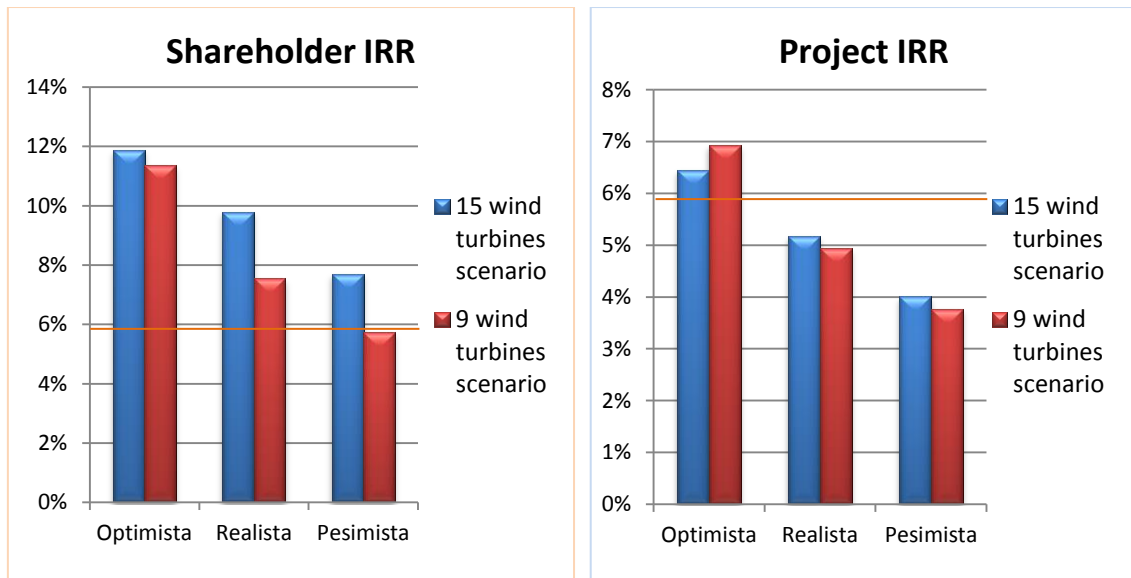
The economic study was divided in three sections:

The first section is made of construction and operation costs. It is important to know that the wind turbines plus the foundations costs represent 71% of the total investment. The mean value of the cost per MW installed was 2,487 M€. On the other hand, we considered two things; the first one is that we added the cost of an onshore transformer to the total investment, and the second is the discount we estimated due to the economy

of scale, being 4,7% in the scenario with 15 turbines and 1,7% in the other case (9 turbines).

The second section analyzes the income. Despite the undefined energy law, we proposed three different cases; optimistic, realistic and pessimistic. Each of them has different energy prices and different remunerations.

And finally, in the third section we designed the finance model. The initial investment was financed 40% with equity and 60% through loans. These loans will be returned during the following 15 years at an interest rate of 4,5%. The WACC (Weighted average cost of capital) sets a percentage above which a project is profitable. This value was 5,97%. It was also analyzed the income statement, the project IRR and shareholder IRR. The combination of the two scenarios with the different cases regarding the future energy laws, produced 6 different profitable outputs that are shown below:



## Conclusions

The final conclusions are summarized below:

- From a technical point of view it is entirely feasible. Technology improves and gets cheaper everyday. In fact, today the number of offshore wind farms is growing every day in Europe and North America.
- As it was predictable, economies of scale have a considerable impact in this technology. The analysis shows higher profitability for the scenario with more capacity power installed. It is not a surprise, that the next offshore wind farm to be fully operational,



“London Array”, will contain 175 wind turbines for a total 630 MW of power installed, becoming the largest offshore windfarm in the world.

- The project shows enough profitability in the optimistic case, while it is close to it in the other two cases (realistic and pessimistic). The capital structure increases the profitability to attractive levels for the shareholders.
- Nowadays we are living regulatory uncertainty in respect to renewable energy, but considering constant technological evolution, that generates more efficiency and the improvement in the finance conditions, this kind of project will be more and more attractive the following years.



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

---



## *Índice de la memoria*

<b>Parte I</b>	<b>MEMORIA</b>	<b>2</b>
<b>Capítulo 1</b>	<b>Introducción</b>	<b>3</b>
1.1	Motivación del proyecto	4
1.2	Objetivos	5
1.3	Metodología	5
1.4	Herramientas empleadas	6
<b>Capítulo 2</b>	<b>Estado del arte</b>	<b>7</b>
2.1	Descripción de la eólica marina	7
2.2	Principales componentes	9
<b>Capítulo 3</b>	<b>Fases del proyecto</b>	<b>10</b>
3.1	Fase previa	11
3.2	Fase de desarrollo	11
3.3	Fase de construcción	12
3.3.1	Subfase de diseño	13
3.3.2	Subfase de ejecución	13
3.3.3	Subfase de Puesta en Marcha	14
3.4	Fase de Operación	14
<b>Capítulo 4</b>	<b>Localización geográfica</b>	<b>16</b>
4.1	Selección de candidatos	18
4.1.1	Costa de Vigo	18
4.1.2	Golfo de Cádiz	22
<b>Capítulo 5</b>	<b>Factores y componentes del parque eólico</b>	<b>33</b>



---

<b>5.1</b>	<b>Distancia a la costa .....</b>	<b>33</b>
<b>5.2</b>	<b>Cimentación de los aerogeneradores. ....</b>	<b>34</b>
5.2.1	Cimentación gravitacional: .....	35
5.2.2	Monopilote .....	36
5.2.3	Trípode .....	37
5.2.4	Jackets .....	38
<b>5.3</b>	<b>Aerogeneradores: .....</b>	<b>39</b>
5.3.1	Góndola: .....	43
5.3.2	Freno mecánico: .....	44
5.3.3	Buje: .....	44
5.3.4	Rotor: .....	45
5.3.5	Eje principal .....	45
5.3.6	Multiplicador.....	45
5.3.7	Torre.....	46
5.3.8	Generador.....	46
5.3.9	Transformador del aerogenerador .....	47
5.3.10	Celdas de protección del aerogenerador.....	50
<b>Capítulo 6 Cableado y conexión.....</b>		<b>53</b>
<b>6.1</b>	<b>Cable a emplear en la interconexión.....</b>	<b>55</b>
<b>6.2</b>	<b>Cable de exportación a costa .....</b>	<b>56</b>
<b>6.3</b>	<b>Tendido del cable submarino .....</b>	<b>57</b>
6.3.1	Guía de la instalación del cable submarino .....	57
<b>6.4</b>	<b>Análisis de riesgos en el cableado.....</b>	<b>64</b>
<b>6.5</b>	<b>Loops en la interconexión de los aerogeneradores. ....</b>	<b>67</b>
<b>6.6</b>	<b>Costes asociados al sobredimensionamiento de los cables.....</b>	<b>70</b>
<b>Capítulo 7 Impacto ambiental.....</b>		<b>73</b>
<b>7.1</b>	<b>Fundamentos.....</b>	<b>73</b>
<b>7.2</b>	<b>Principales Variables .....</b>	<b>77</b>
<b>7.3</b>	<b>Matriz de Leopold .....</b>	<b>79</b>
7.3.1	Fase de construcción .....	80
7.3.2	Fase de operación y mantenimiento .....	82

---



---

<b>7.4</b>	<b>Medidas correctoras, protectoras y compensatorias.....</b>	<b>83</b>
7.4.1	Medidas Protectoras .....	83
7.4.2	Medidas correctoras .....	85
7.4.3	Medidas compensatorias .....	86
<b>7.5</b>	<b>Trámites medioambientales.....</b>	<b>86</b>
7.5.1	Procedimiento: .....	87
<b>Capítulo 8</b>	<b>Resultados .....</b>	<b>90</b>
<b>8.1</b>	<b>Cálculos de la potencia desarrollada. ....</b>	<b>90</b>
<b>8.2</b>	<b>Energía desarrollada por el parque .....</b>	<b>97</b>
8.2.1	Parque con quince aerogeneradores .....	97
8.2.2	Parque con tres aerogeneradores .....	105
<b>Capítulo 9</b>	<b>Análisis de la rentabilidad.....</b>	<b>108</b>
<b>9.1</b>	<b>Criterios para medir la rentabilidad .....</b>	<b>108</b>
<b>9.2</b>	<b>Cálculo del wacc y pago de la financiación .....</b>	<b>109</b>
<b>9.3</b>	<b>Clasificación de los costes .....</b>	<b>113</b>
9.3.1	Inversión inicial.....	113
9.3.2	Costes de explotación.....	115
9.3.3	Costes de desmantelamiento .....	116
9.3.4	Descuentos por economía de escala .....	116
<b>9.4</b>	<b>Clasificación de los ingresos .....</b>	<b>117</b>
9.4.1	Evaluación del precio del mercado diario .....	117
9.4.2	Evaluación del complemento a la operación.....	118
9.4.3	Evaluación del complemento a la inversión .....	118
9.4.4	Posibles futuros escenarios .....	119
<b>9.5</b>	<b>Resultados económicos.....</b>	<b>120</b>
<b>Capítulo 10</b>	<b>Conclusiones.....</b>	<b>123</b>
<b>Capítulo 11</b>	<b>Bibliografía.....</b>	<b>125</b>
<b>Parte II</b>	<b>Pliego de condiciones .....</b>	<b>127</b>
<b>Capítulo 1</b>	<b>Normativa actual española.....</b>	<b>128</b>
<b>1.1</b>	<b>Tramitación de instalaciones .....</b>	<b>130</b>

---



---

<b>1.2</b>	<b>Registro de instalaciones.....</b>	<b>132</b>
<b>1.3</b>	<b>Tarifas y primas de instalaciones en régimen especial según el Real Decreto-ley 661/2007 .....</b>	<b>132</b>
<b>1.4</b>	<b>Real Decreto-ley 9/2013.....</b>	<b>133</b>
1.4.1	Objetivos del Real Decreto-ley .....	134
1.4.2	Contenido y descripción de la tramitación .....	135
1.4.3	Impacto económico y presupuestario .....	137
1.4.4	Régimen retributivo específico .....	137
1.4.5	Instalaciones tipo.....	139
1.4.6	Retribución a la inversión de la instalación tipo .....	140
1.4.7	Retribución a la operación de la instalación tipo.....	142
1.4.8	Correcciones de los ingresos anuales procedentes de la retribución específica de una instalación como consecuencia del número de horas equivalentes de funcionamiento de la misma .....	143
	<b>ANEXO I Catálogos .....</b>	<b>146</b>
	<b>Características del aerogenerador Vestas .....</b>	<b>147</b>
	<b>Características del cableado .....</b>	<b>148</b>
	<b>ANEXO II BALANCES .....</b>	<b>150</b>

## *Índice de ilustraciones*

Ilustración 1.1	Perspectiva de la eólica marina. “European Wind Energy Association” .....	4
Ilustración 3.1	Requisitos inscripción registro preasignación. “www.eoi.es” .....	12
Ilustración 4.1	Histograma de la velocidad media del viento, Vigo. “Puertos del estado” .....	19
Ilustración 4.2	Rosa de los vientos, Vigo. “Puertos del estado” .....	19
Ilustración 4.3	Mapa batimétrico de la costa de Vigo. “Cartas náuticas, olaje.com” .....	20
Ilustración 4.4	Rugosidad del viento. “Energías argentinas” .....	21



Ilustración 4.5 Zonificación ambiental marina para parques eólicos. “Instituto para la diversificación y ahorro de energía”.....	22
Ilustración 4.6 Coordenadas “boya del golfo de Cádiz”.” Google Earth”. .....	23
Ilustración 4.7 Histograma de la velocidad media del viento, Golfo de Cádiz. “Puertos del estado”. .....	24
Ilustración 4.8 Rosa del viento, Golfo de Cádiz. “Puertos del estado. ....	25
Ilustración 4.9 Mapa batimétrico del golfo de Cádiz. Cartas náuticas, olaje.com”. .....	26
Ilustración 4.10 Histograma de la velocidad media del viento, punto SIMAR 44. “Puertos del estado”. .....	28
Ilustración 4.11 Rosa de los vientos, punto SIMAR 44. “Puertos del estado”. ....	28
Ilustración 4.12 Distancia exacta entre el punto SIMAR 44 y la boya del Golfo de Cádiz. “Google Earth”.....	29
Ilustración 4.13 Mapa batimétrico del punto SIMAR 44. “Cartas náuticas, olaje.com”.....	30
Ilustración 4.14 Ubicación final del parque. “Google Earth”. .....	31
Ilustración 4.15 Mapa batimétrico de la ubicación final del parque. “Cartas náuticas, olaje.com”. .....	32
Ilustración 5.1 Visibilidad de los aerogeneradores en función de la distancia a costa. “Antonio Narejos word press” .....	33
Ilustración 5.2 Tipos de cimentaciones offshore. “North American offshore Wind Porject Information” .....	35
Ilustración 5.3 Cimentación gravitacional.”Navitusbay” .....	36
Ilustración 5.4 Cimentación monopilote. ”Navitusbay” .....	37
Ilustración 5.5 Cimentación tipo trípode. ”Navitusbay” .....	38
Ilustración 5.6 Cimentación tipo Jackets.”e-on elements”.....	39
Ilustración 5.7 Generador asíncrono doblemente alimentado.”Intechopen”.....	40
Ilustración 5.8 Potencia extraída de la turbina en función del viento. “Vestas” ...	43





Ilustración 5.9 Vacuum cat coil VCC transformers “ABB catalogue” .....	50
Ilustración 6.1 Cable tripolar XLPE, con fibra óptica. “ABB catalogue” .....	56
Ilustración 6.2 Plataforma del cable marino.....	58
Ilustración 6.3 Tendido del cable submarino próximo a la costa.....	58
Ilustración 6.4 Remotely Operated Vehicle, ROV.....	60
Ilustración 6.5 Inserción del cable marino en los J-Tubes. ....	64
Ilustración 8.1 Energía eléctrica apreciable. ....	98





## Índice de tablas

Tabla 4.1 Características de la Boya de Vigo. “Puertos del estado” .....	18
Tabla 4.2 Características de Golfo de Cádiz. “Puertos del estado” .....	23
Tabla 4.3 Características de SIMAR 44. “Puertos del estado” .....	27
Tabla 5.1 Parámetros para cada clase de aerogeneradores. “Windwire” .....	42
Tabla 5.2 Características técnicas de las celda de protección. “ABB” .....	50
Tabla 6.1 Probabilidades estimadas de fallo.” Elaboración propia” .....	65
Tabla 6.2 Fallo leve en el cableado, escenario radial. ” Elaboración propia” .....	66
Tabla 6.3 Fallo medio en el cablead, escenario radial . ” Elaboración propia” .....	66
Tabla 6.4 Fallo severo en el cablead, escenario radial . ” Elaboración propia” .....	66
Tabla 6.5 Secciones del cableado para cada escenario. ” Elaboración propia” .....	68
Tabla 6.6 Fallo leve para escenarios radial, Loop 1, loop 2. ” Elaboración propia” .....	68
Tabla 6.7 Fallo medio para escenarios radial, Loop 1, loop 2. ” Elaboración propia” .....	69
Tabla 6.8 Fallo sever, para escenarios radial, Loop 1, loop 2. ” Elaboración propia” .....	69
Tabla 6.9 Costes de los diferentes escenarios. ” Elaboración propia” .....	70
Tabla 7.1 Matriz factor-impacto durante la fase de construcción. ” Elaboración propia” .....	81
Tabla 7.2 Matriz factor-impacto durante la fase operación y mantenimiento. ” Elaboración propia” .....	82
Tabla 8.1 Resultados de los parámetros del aerogenerador. ” Elaboración propia” .....	93
Tabla 8.2 Resistencias óhmicas para cada sección de cable. ”ABB catalogue” ..	99



Tabla 8.3 Potencia extraída, frecuencia del viento y pérdidas eléctricas de un aerogenerador en función del viento. ” Elaboración propia”.....	100
Tabla 8.4 Potencia producida para 5 aerogeneradores en serie. ” Elaboración propia”.....	101
Tabla 8.5 Energía anual producida para 5 aerogeneradores en serie. ” Elaboración propia”.....	102
Tabla 8.6 Pérdidas eléctricas anuales de energía para 5 aerogeneradores en serie. ” Elaboración propia”.....	103
Tabla 8.7 Energía anual producida por 3 aerogeneradores en serie. ” Elaboración propia”.....	105
Tabla 8.8 Pérdidas eléctricas anuales por 3 aerogeneradores en serie. ” Elaboración propia”.....	106
Tabla 9.1 Varianzas y covarianzas para el cálculo de la beta. ” Elaboración propia”.....	111
Tabla 9.2 Método francés para el pago de la deuda. ” Elaboración propia”.....	113
Tabla 9.3 Costes totales por MW instalado. ” Elaboración propia”.....	115
Tabla 9.4 Características específicas de cada escenario. ” Elaboración propia”.....	120

## *Índice de gráficas*

Gráfica 6.1. MWh perdidos en función del escenario seleccionado.” Elaboración propia”.....	70
Gráfica 6.2 Comparativa de costes vs energía. ” Elaboración propia”.....	71
Gráfica 8.1 Curva del coeficiente de potencia. “Universidad pontificia de Comillas”.....	92
Gráfica 8.2 Curva características del viento. ” Elaboración propia”.....	95
Gráfica 8.3 Curva de potencia. ” Elaboración propia”.....	95



Gráfica 9.1 Reparto de la inversión inicial en las diferentes unidades del proyecto. ” Elaboración propia” .....	115
Gráfica 9.2 Resultados del TIR del proyecto. ” Elaboración propia” .....	121
Gráfica 9.3 Resultados del TIR del accionista. ” Elaboración propia” .....	121
Gráfica 9.4 Resultados del VAN del proyecto. ” Elaboración propia” .....	122
Gráfica 9.5 Resultados del VAN del accionista. ” Elaboración propia” .....	122



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
INGENIERO INDUSTRIAL

MEMORIA

---



***Parte I***      ***MEMORIA***



## **Capítulo 1      INTRODUCCIÓN**

La situación energética actual pone de manifiesto la necesidad de encontrar soluciones al déficit de tarifa que en estos momentos sufre España. El crecimiento del consumo energético de países emergentes como China o India provoca la búsqueda hacia nuevas fuentes de energía capaces de ser desarrolladas de una manera sostenible. Las fuentes de energías provenientes de los combustibles fósiles tienen fecha de caducidad de entorno 30 años para el caso del petróleo, y de alrededor de los 60 años para el caso del gas.

La dependencia externa que tiene en estos momentos España ronda el 80%, y la única forma que tiene en estos momentos de reducir dicha dependencia es mediante el desarrollo de nuevas fuentes de energía de carácter renovable.

Es en este contexto cuando la incorporación de energías renovables se presenta como una fuente más, capaz de abastecer en gran medida a la población. La energía eólica es una de las más viables económicamente hablando, por su alta eficiencia y continuo desarrollo en España. Sin embargo la energía eólica Offshore, esto es, la energía eólica en el mar, no se ha desarrollado aún en el país.

Esta tecnología tiene y debe contribuir sustancialmente a la consecución de los objetivos energéticos fijados por la Unión Europea. El balance europeo que dejó 2012 ha sido mucho más que optimista llegando a instalarse nada menos que 293 turbinas, en 9 parques eólicos y alcanzando la cifra de 1166MW de potencia instalada (33% más que en el año anterior). A fecha de 2012 se encuentran 1662 turbinas totalmente instaladas y en funcionamiento con una potencia total instalada que asciende hasta los 4995 MW.



Dada una cierta incertidumbre en futuras legislaciones en los países europeos, provocó la reducción, en 2013, de la potencia instalada de eólica onshore. Sin embargo, 1567MW nuevos de eólica offshore fueron conectados a la red, suponiendo un incremento interanual del 34%. Aproximadamente un 47% de esta nueva potencia instalada se dio lugar en Reino Unido.

La siguiente gráfica muestra la perspectiva para los dos próximos años, donde el crecimiento global de esta tecnología será de carácter más moderado y contenido:

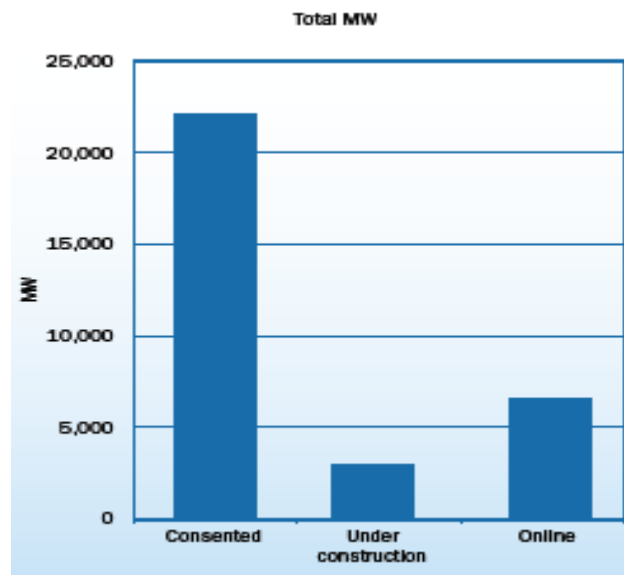


Ilustración 1.1 Perspectiva de la eólica marina. “European Wind Energy Association”.

## 1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

---

La escasez de recursos fósiles en un futuro próximo así como la dependencia energética española actual estimula el desarrollo de nuevas fuentes de energía de carácter renovable.



Es en este contexto donde se intentará demostrar que esta tecnología es capaz de de atenuar la futura subida de precios de la energía, aprovechando los excelentes recursos energéticos que posee España.

## ***1.2 OBJETIVOS***

---

El objetivo principal del proyecto ha sido analizar diferentes variables dentro de un parque eólico offshore cuya influencia sobre la viabilidad del mismo eran mayores al objeto de seleccionar la mejor opción. Éstas son; la disposición de la interconexión del cableado (eleva la productividad de las turbinas), la potencia del parque (dos escenarios planteados, uno compuesto por 15 turbinas de 3,3MW cada una y el segundo de 9 turbinas con la misma potencia) y por último 3 posibles contextos de la futura normativa.

Este documento también tiene por objetivo demostrar que la eólica offshore” se trata de una tecnología altamente competitiva y capaz de ser una alternativa al actual mix energético español.

## ***1.3 METODOLOGÍA***

---

En primer lugar, se hará un estudio de la costa peninsular, escogiendo puntos geográficos cuyas características se adecuen al proyecto. Éstos se situarán próximos a la costa y presentaran elevados perfiles de viento.

Una vez encontrado el candidato, se procederá a seleccionar las cimentaciones y aerogeneradores a utilizar, con sus correspondientes cableados. Para ello se estudiará entre la amplia oferta existente, qué modelo se ajusta más a las condiciones y características del parque.





En relación al cableado, se diseñará un parque cuyos riesgos de ruptura y pérdidas eléctricas sean mínimas, proponiendo para ello diferentes conexiones y modelos.

A continuación se realizará un estudio del impacto medio ambiental sobre la zona del parque y el área circundante, así como efectos indirectos del mismo en el entorno.

Por último, se analizará la viabilidad del parque, considerando numerosos factores y escenarios tales como el número de aerogeneradores, y la futura normativa aún desconocida.

## ***1.4 HERRAMIENTAS EMPLEADAS***

---

Como recursos se utilizarán el Microsoft Excel para la elaboración de tablas y cálculos matemáticos de escasa complejidad y el programa de Google Earth para el cálculo de las coordenadas y distancias a costa.



## Capítulo 2      ESTADO DEL ARTE

### 2.1      *DESCRIPCIÓN DE LA EÓLICA MARINA*

---

---

Como se ha mencionado anteriormente, la energía eólica marina nace como resultado de la búsqueda de una fuente de energía de carácter renovable capaz de hacer frente tanto al aumento de consumo eléctrico por parte de los países emergentes (China e India) como de reducir las dependencias energéticas externas de los países europeos. Sin embargo, su desarrollo surge principalmente en los países del nórdico ya que éstos disponen del Mar del Norte cuya profundidad no excede de los 50 metros en la mayoría de sus puntos y las características del viento son muy favorables. Esto hace del lugar un sitio apto para el desarrollo de esta nueva tecnología. Países como Dinamarca o Alemania comenzaron a instalar parques de pequeña turbina, a escasa profundidad y distancia a la tierra. Al observar numerosas ventajas, se comenzó a desarrollar esta tecnología en más países y se ampliaron las ayudas europeas a la investigación en este sector.

Las principales ventajas que presenta esta tecnología se muestran a continuación:

- El viento, recurso natural del que se obtiene la energía, y por tanto lo más importante, presenta unas excelentes características en el mar, no sólo por su mayor fuerza sino también por su escasa rugosidad (en el mar no se encuentra nada que obstaculice el viento). Esto provoca que la productividad del parque sea más elevado que el análogo en Onshore (aumenta el número de horas equivalentes al año).



- El impacto visual se elimina o se minimiza, ya que los parques se sitúan a kilómetros de la costa.
- El espacio que es necesario en tierra se limita a lo que ocupe una subestación eléctrica con sus respectivos colectores y transformadores capaces de recibir la energía eléctrica y reenviarla a la red directa a los consumidores. Esta ventaja que posee esta tecnología está cada vez mas valorada, ya que el espacio terrestre se encuentra cada vez más cotizado.
- El ruido que generan los aerogeneradores ya no supondrá un problema.

No obstante, esta tecnología posee también inconvenientes, de los que destacamos los siguientes:

- La principal desventaja son sus altos costes de instalación y la necesidad de grandes inversiones para iniciar proyectos tanto de pequeña como de gran envergadura.
- Las operaciones de control y mantenimiento son costosas y laboriosas ya que el acceso a los parques es más complicado.
- Un problema o fallo en el parque tiene peores repercusiones y lleva más tiempo su sustitución y reparación.



## **2.2 PRINCIPALES COMPONENTES**

---

---

Las principales partes que componen un parque eólico son:

- Turbinas eólicas. En función de su tipo de anclaje encontramos:
  - i. Monopilotes (para profundidades inferiores a 25 metros)
  - ii. Cimentación gravitacional (para profundidades entre 25 y 35 metros)
  - iii. Trípodas (para profundidades superiores a 35 metros)
  - iv. Jackets (para profundidades elevadas, superior a los 35 metros)

No obstante, cabe destacar que el tipo de cimentación o anclaje a utilizar depende también de las características del terreno marino (dureza, inclinación).

- Subestación eléctrica
  - i. De tipo offshore, si se encuentra situada en el mar (necesaria si se dispone de una elevada potencia instalada con el objeto de reducir las pérdidas en la transmisión).
  - ii. De tipo Onshore, si se sitúa en tierra.
  
- Cableado
  - i. Para la conexión entre los molinos y de éstos a la subestación o colector (aumentan de tamaño de sección conforme aumenta la energía transportada).
  - ii. Para la conexión desde el parque hasta tierra (de tamaño de sección constante).



## Capítulo 3 FASES DEL PROYECTO

A la hora de identificar las fases principales que componen un proyecto éstas son función de la tecnología y de la potencia a instalar. El organismo “Project Management Institute” (PMI) define el proyecto como un esfuerzo temporal que se lleva a cabo para crear un producto, servicio o resultado único. La planificación, ejecución y puesta en marcha de cualquier instalación para generar energía eléctrica, entre ellas las que utilizan fuentes de energías renovables, podría encuadrarse perfectamente dentro de esta definición. Sin embargo, una vez construido y puesto en marcha el “producto” (la instalación renovable) el proceso podría parecer concluido.

Por tanto, a la hora de definir las fases del proyecto, éstas reflejaran el ciclo de vida completo que atraviesa nuestra instalación en concreto.

El ciclo de vida de los proyectos energéticos suelen dividirse en las siguientes fases: 1ª) desarrollo, 2ª) construcción y 3ª) operación. En muchos casos, puede aparecer de forma separada una primera fase previa y una última de desmantelamiento. Evidentemente para instalaciones de pequeño tamaño todo este procedimiento resulta más sencillo y en muchos casos por su reducido tiempo de ejecución no tiene sentido considerar.

Cada una de las fases definidas anteriormente se las puede considerar como “mini proyectos” o directamente “proyectos” pues son piezas fundamentales y necesarias para el desarrollo final del proyecto. Si alguno no se realiza correctamente o se encuentra de manera incompleta, el proyecto final no podrá ser terminado con satisfacción.



### **3.1 FASE PREVIA**

---

---

Para que demos comienzo a cualquier proyecto de energías renovables necesitamos un emplazamiento específico, lo que nos va a permitir hacer las primeras evaluaciones en cuanto al recurso energético disponible (viento en nuestro caso) y las posibilidades de éxito de su desarrollo posterior (limitaciones medioambientales, capacidad de conexión y otra serie de limitaciones técnicas y normativas). Todas estas tareas previas encaminadas a la búsqueda e identificación de localizaciones pueden considerarse previas al comienzo de proyecto. La experiencia y capacidad técnica nos puede ayudar avanzar en proyectos con mayores probabilidades de éxito. Por ello y de forma previa es necesario analizar las propuestas que se nos presentan, realizar estudios básicos de viabilidad, identificar las mejores oportunidades de negocio y formar un portfolio o cartera de proyectos con perspectivas de desarrollo futuro.

### **3.2 FASE DE DESARROLLO**

---

---

Fase de Desarrollo. En la fase anterior se comentó la necesidad de disponer de un emplazamiento concreto. Ahora tendríamos que añadir al menos, por un lado, la necesidad de disponer de todos y cada uno de los permisos, licencias y autorizaciones (PLA's) y, por otro, poseer la capacidad financiera para aportar los recursos económicos necesarios durante todo el periodo de inversión.

En relación al proceso de obtención de cada uno de los permisos necesarios nos encontramos con una multiplicidad de procedimientos y trámites. El reparto de competencias entre Estado, Comunidades Autónomas y la intervención de los Entes Locales dificulta, alargan en el tiempo y encarecen la ejecución de este tipo de instalaciones. Los esfuerzos por mejorar esta situación se está llevando a cabo tanto a nivel sectorial como institucional, aunque todavía queda un largo camino por recorrer, sobre todo por la configuración competencial derivada de nuestra



Constitución Española. El procedimiento legislativo y de tramitación se podrá ver en detalle en el capítulo 9. Cada tecnología tiene su tramitación particular, encontrándose la eólica Offshore como indefinida.

Cuando el proyecto se encuentra en una fase de desarrollo avanzada se comienza con la búsqueda de financiación ante las entidades financieras (e incluso búsqueda de nuevos accionistas), petición de ofertas a los suministradores de equipos, a los contratistas con capacidad de ejecutar las obras y resto de participantes que formaran parte de la estructura del proyecto. Antiguamente podíamos decir que esta fase se da por finalizada con la asignación del proyecto (como admitido) en el Registro de Pre-asignación de Retribución del Régimen Especial, sin embargo en la actualidad aún no se desconoce el procedimiento para la admisión.

REQUISITOS INSCRIPCIÓN REGISTRO PREASIGNACIÓN
01 Concesión de punto de acceso y conexión firme
02 Autorización administrativa (no para instalaciones de potencia no superior 100 kW)
03 Licencia de obras
04 Aval necesario para solicitar el acceso a la red de transporte y distribución
05 Recursos económicos propios o financiación suficiente (50% inversión)
06 Acuerdo de compra por importe equivalente del 50% del valor de los equipos
07 Punto de suministro de gas natural (si se utiliza dicho combustible como principal)
08 Informe favorable de aprovechamiento de aguas (cuando sea necesario)
09 Aval suplementario depositado en la Caja General de Depósitos

Datos del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

Ilustración 3.1 Requisitos inscripción registro preasignación. “www.eoi.es”

### 3.3 FASE DE CONSTRUCCIÓN

Lo podemos dividir en distintas subfases.



### **3.3.1 SUBFASE DE DISEÑO**

---

Aunque el diseño ha sido definido anteriormente durante la fase de desarrollo, el proyecto técnico puede sufrir modificaciones por diversas razones. El objetivo es disponer de la ingeniería de detalle que se ejecutará finalmente conforme a los requerimientos de la propiedad. Pero para ello es necesario previamente tener negociado con el contratista general, entidades financieras, fabricantes de equipos y demás participantes todos los detalles de la ejecución. Además se ha de definir contractualmente todas las garantías (de los equipos, rendimientos de estos, rendimiento del sistema completo, precio final, plazos, etc.) que deberá soportar cada una de las partes (y sobre todo como se va a instrumentalizar esas garantías), tanto en la fase de construcción como de operación. Se trata de un proceso duro y costoso que puede retrasar el inicio del proyecto más de dos años.

### **3.3.2 SUBFASE DE EJECUCIÓN**

---

Supone la construcción y montaje de la propia planta. Esto comprende la preparación del terreno donde posteriormente se instalaran las cimentaciones, el montaje de las turbinas, la obra civil del intercableado del parque y posteriormente la conexión a tierra y el montaje de todos los equipos auxiliares. Una vez finalizadas cada una de las etapas de construcción se certifica que la planta ha sido ejecutada conforme a lo previsto.

Una modalidad de contratación muy utilizada para la ejecución de este tipo de instalaciones es el llamado contrato EPC (Engineering, Procurement and Construction), también conocido como “llave en mano”, donde un único interlocutor suministra de forma completa la instalación lista para ser operada, asumiendo tanto las tareas de diseño, suministro de equipos y construcción de las misma, con independencia de las subcontrataciones que se lleven a cabo y las condiciones que se pacten en dicho contrato .





Al contrato EPC normalmente aparece otro asociado relativo al mantenimiento de la planta, el contrato de operación y mantenimiento (O&M), donde se define todas aquellas tareas de mantenimiento, tanto preventivo como correctivo, que permitirán operar la planta bajo las condiciones para las que fue diseñada. Este contrato, es de especial relevancia para la tecnología eólica offshore pues representa un elevado porcentaje del coste variable anual del parque.

### **3.3.3 SUBFASE DE PUESTA EN MARCHA.**

---

Una vez construida la planta se requiere una serie de autorizaciones para poderla conectar a la red pública. Entre ellos podemos destacar el Acta de Puesta en Servicio, los contratos con la compañía eléctrica etc.

Durante la fase de construcción es habitual llevar a cabo una serie de protocolos de control que van a permitir certificar que la ejecución de la planta se está llevando a cabo conforme a lo pactado en contrato. Especial importancia tiene el Certificado de Aceptación Provisional (CAP) y Certificado de Aceptación Definitivo (CAD). En el primer caso se traspasa la titularidad de la planta del vendedor al comprador coincidiendo con la puesta en marcha liberándose las garantías que soportan la construcción (avales o “performance bond”, cuentas de garantía bloqueadas o “escrow account”, etc.). En el segundo caso, que puede ocurrir algunos años después de la puesta en marcha según lo negociado, se liberan las garantías de funcionamiento o rendimiento del sistema por parte de la empresa que ha ejecutado el contrato EPC.

## **3.4 FASE DE OPERACIÓN**

---

Es el periodo de tiempo donde se lleva a cabo la explotación de la planta. Acometida la inversión es tiempo de generar energía eléctrica contribuyendo a



los objetivos sociales, medioambientales y económicos que se esperan de estas tecnologías.

El periodo de operación va a depender de cada tecnología. Aunque el plazo de retribución vendrá limitado por el Real Decreto-ley que ha de venir, este va a depender de la vida útil real del propio sistema. Se piensa que la tecnología eólica offshore pueda tener una vida útil de 25 años.

Durante la fase de explotación junto a los ingresos por venta de energía hay que atender los gastos de explotación necesarios para mantener estos sistemas en sus niveles óptimos. Entre ellos podemos citar los gastos de O&M contratados pero también los gastos administrativos, seguros e impuestos y tasas. El retorno de la inversión de las instalaciones renovables se produce a largo plazo y es de suma importancia llevar una buena gestión integral del todo el proceso siguiendo los protocolos establecidos.



## Capítulo 4 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

A la hora de seleccionar el emplazamiento del parque hay que tener en cuenta numerosos factores, de los que destacamos los siguientes:

- La fuerza del viento es el factor principal. De ello dependerá la magnitud de las turbinas, el tamaño del parque y por supuesto, la energía generada.
- La profundidad marina; numerosos estudios aseguran que una profundidad marina superior a los 40 metros hacen inviable un parque eólico offshore al verse incrementado el coste de la instalación.
- El tráfico marino y la distancia a la costa; el parque no debe situarse próximo a un alto nivel de actividades pesqueras o de tráfico marítimo.

Las estaciones meteorológicas españolas no pueden cubrir la totalidad de la costa española. Es ahí donde nacen programas matemáticos y probabilísticos cuya misión es que, a partir de un punto cuyas velocidades de viento son conocidas, pueden extrapolar y conocer las características del viento en sus alrededores. Esto es gracias a que se usan programas matemáticos y probabilísticos capaces de estimar, calcular y simular efectos meteorológicos a tiempo real. Destacamos dos tipos de conjunto de datos:

- El conjunto de datos “REDEXT” está formado por las medidas procedentes de la Red de Boyas de Aguas Profundas (Red exterior). Esta red se caracteriza principalmente por situarse a una gran distancia de la



costa y a una elevada profundidad para así, en términos de oleaje, las medidas obtenidas no se ven afectadas por efectos locales.

La Red exterior está compuesta por dos tipos de boyas: Wavescan y Seawatch. Las boyas de Wavescan miden, únicamente, oleaje, mientras que las boyas de tipo de Seawatch miden tanto oleaje como parámetros atmosféricos y oceanográficos.

- El conjunto de datos SIMAR-44 está formado por series temporales de parámetros atmosféricos y oceanográficos procedentes de modelado numérico. Son, por tanto, datos simulados por ordenador y no proceden de medidas directas de la naturaleza.



---

## 4.1 SELECCIÓN DE CANDIDATOS

---

A la hora de seleccionar nuestros candidatos, nos hemos centrado en la magnitud de la fuerza del viento. Después de analizar la costa española peninsular, nos quedamos con dos posibles candidatos:

### 4.1.1 COSTA DE VIGO

---

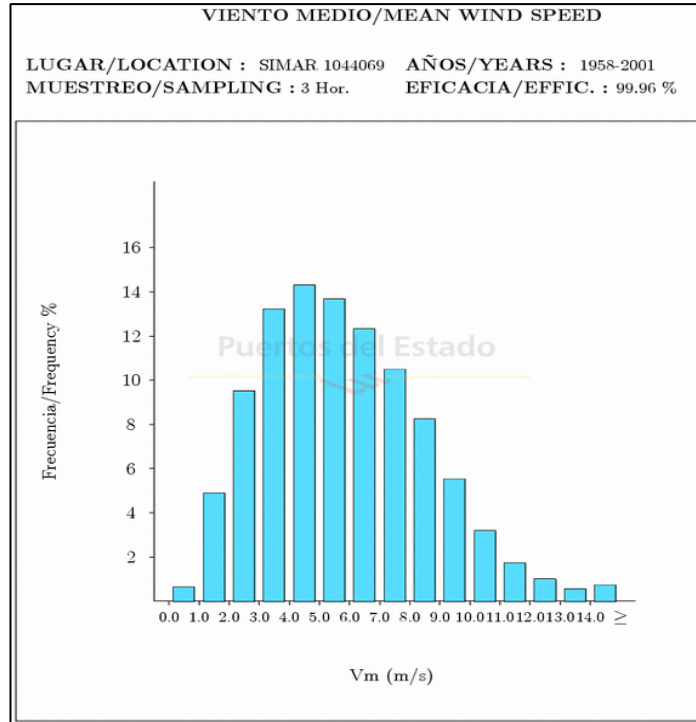
Como es sabido, en la costa gallega se encuentran los vientos más fuertes de la costa peninsular. No obstante presenta grandes inconvenientes, como son las elevadas profundidades o el intenso tráfico marino.

Las características tanto geográficas como del viento se muestran a continuación:

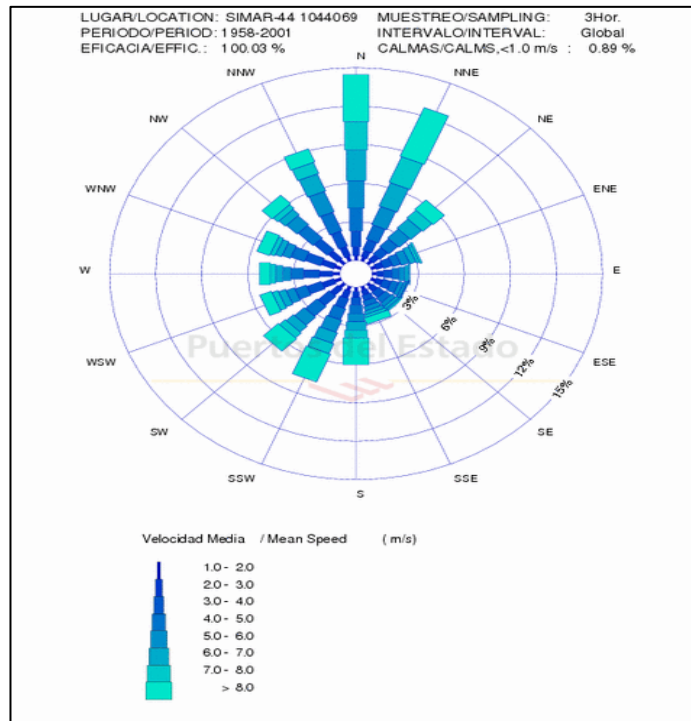
#### Boya de Vigo – SIMAR 44 – 1044069

Ubicación:	Situado en la baliza norte del muelle de Trasatlánticos.
<b>Longitud:</b>	<b>8.73° W</b>
<b>Latitud:</b>	<b>42.24° N</b>
<b>Cadencia:</b>	1 Min
<b>Inicio de medidas:</b>	26-11-2008
<b>Fin de medidas:</b>	27-01-2014
<b>Tipo de sensor:</b>	Radar
<b>Modelo:</b>	Miros
<b>Conjunto de Datos:</b>	REDMAR

Tabla 4.1 Características de la Boya de Vigo. "Puertos del estado".



*Ilustración 4.1 Histograma de la velocidad media del viento, Vigo. “Puertos del estado”.*



*Ilustración 4.2 Rosa de los vientos, Vigo. “Puertos del estado”.*

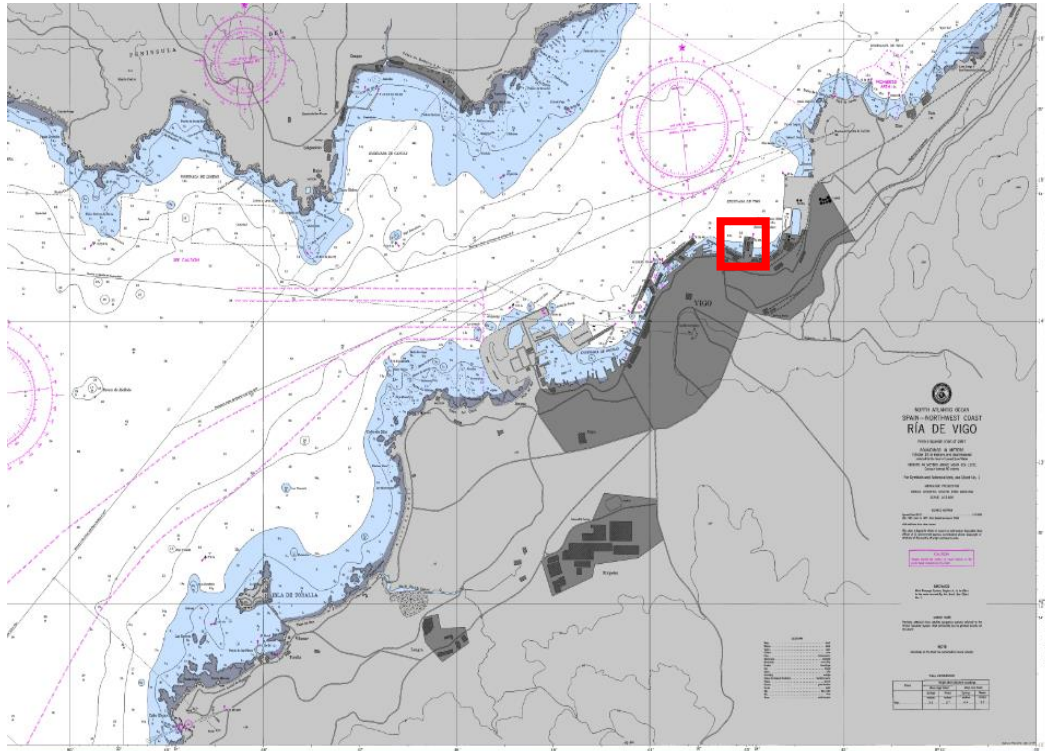


Ilustración 4.3 Mapa batimétrico de la costa de Vigo. “Cartas náuticas, olaje.com”.

Por consiguiente, realizando la media de las velocidades con sus frecuencias correspondientes resultó:

$$v_{z=10m} = 5,7935 \frac{m}{s}$$

Sin embargo, el buje de un aerogenerador offshore se sitúa a más de 70 metros de altura sobre el nivel del mar, por tanto la velocidad media del viento ha de ser extrapolada a dicha altura.

$$v_{z=70m} = 9,8003 \frac{m}{s}$$

La figura siguiente muestra como la fuerza del viento aumenta con la altura y como es más representativa para superficies menos rugosas (como la costa):

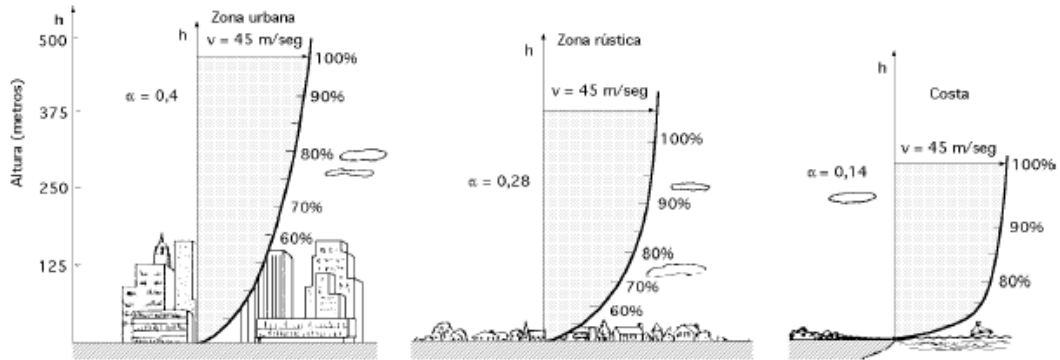


Ilustración 4.4 Rugosidad del viento. "Energías argentinas".

Como puede observarse, el candidato presenta unas características de viento excelentes. No obstante contiene grandes inconvenientes:

- Un hipotético parque eólico próximo a esa localización dificultaría mucho el tráfico marino, por su próxima ubicación a la costa.
- Segundo y gran inconveniente, sería su visibilidad desde la costa. Como se comentó en la introducción, una de las ventajas que presentaba este tipo de tecnología era suprimir su impacto visual. Sin embargo no se podría conseguir en este caso ya que se encuentra muy próximo a la costa (apenas 7 kilómetros separarían el parque del ojo humano).
- Como problema añadido, las costas gallegas presentan un elevado e intenso oleaje, que dificultaría tanto las operaciones de construcción como las de mantenimiento, además de la necesidad de sobreproteger los molinos.



Además de estos problemas, nos encontramos con uno mayor y más significativo procedente de la ley española. El estado publicó un mapa de la costa española en la que se representaban las áreas en las que podía desarrollarse la tecnología eólica offshore:

ZONIFICACIÓN AMBIENTAL MARINA PARA PARQUES EÓLICOS - ESPAÑA -

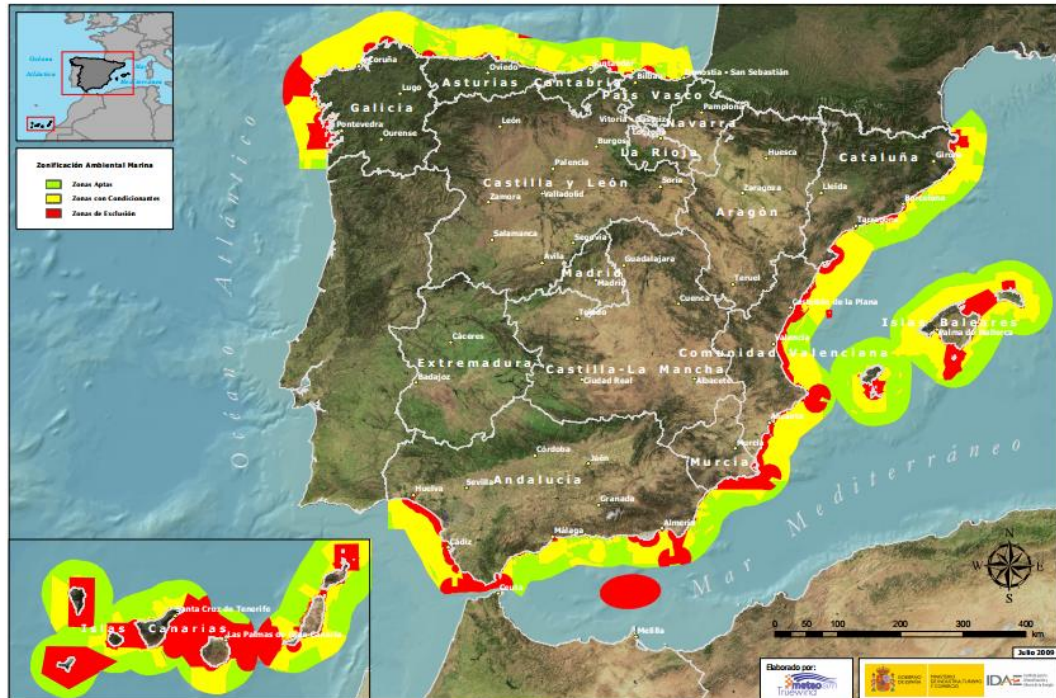


Ilustración 4.5 Zonificación ambiental marina para parques eólicos. “Instituto para la diversificación y ahorro de energía”.

Como se puede observar, la costa de Vigo es una zona de exclusión para la implantación de un parque marino, y por tanto no se considerará este candidato.

#### 4.1.2 GOLFO DE CÁDIZ



Las características del viento quizás no sean las mejores peninsulares, sin embargo presenta unas excelentes condiciones geográficas, ya que la posición es abierta, no hay intenso tráfico marino (no dificulta el paso Atlántico-Mediterráneo) y la profundidad es reducida.

Las características tanto geográficas como físicas se presentan a continuación:

<b>Longitud:</b>	<b>6.96° W</b>
<b>Latitud:</b>	<b>36.48° N</b>
<b>Cadencia:</b>	1 Hor
<b>Profundidad:</b>	450 m
<b>Fecha primer dato :</b>	1996-10-15
<b>Último dato disponible:</b>	2013-10-25
<b>Tipo de sensor:</b>	Direccional Oce-Met.
<b>Modelo:</b>	SeaWatch
<b>Comentarios:</b>	Escarlar hasta 01/05/03
<b>Conjunto de Datos:</b>	REDEXT

Tabla 4.2 Características de Golfo de Cádiz. "Puertos del estado".

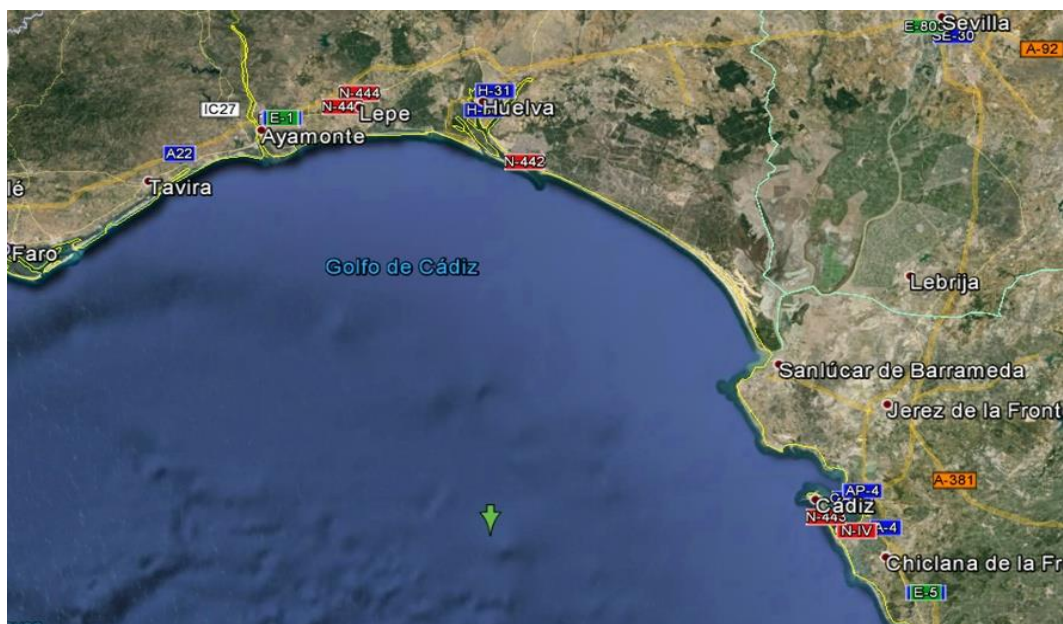


Ilustración 4.6 Coordenadas "boya del golfo de Cádiz". "Google Earth".



En dichas coordenadas, se obtuvieron los siguientes datos de viento:

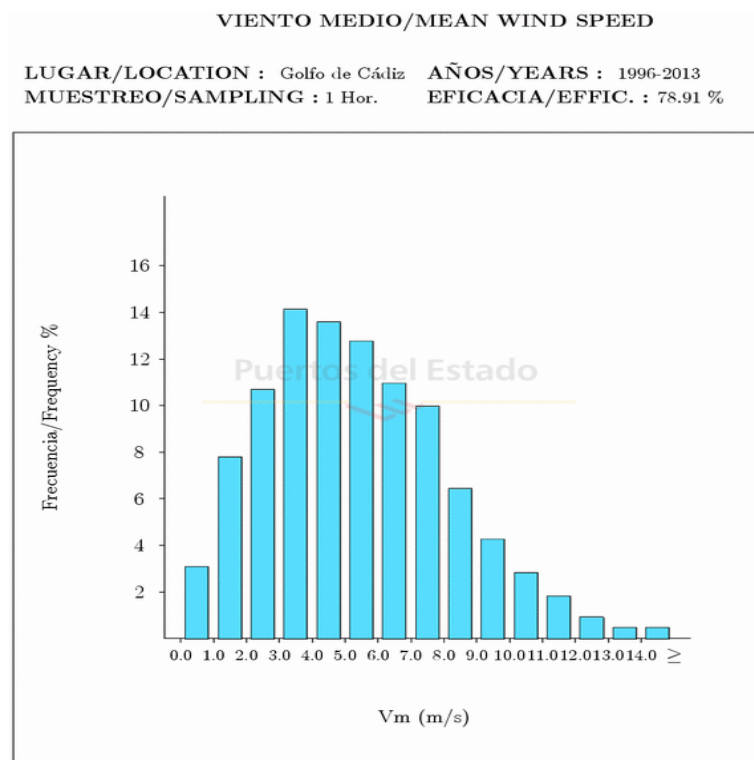


Ilustración 4.7 Histograma de la velocidad media del viento, Golfo de Cádiz. “Puertos del estado”.

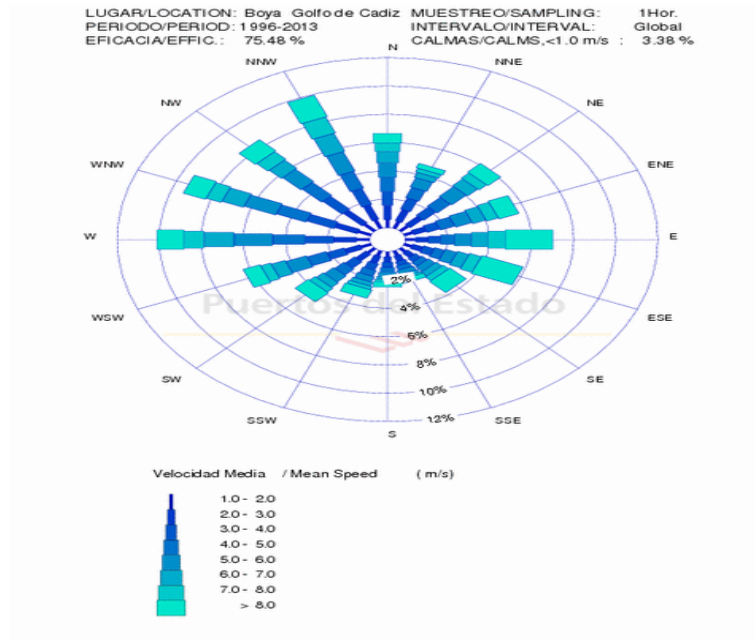


Ilustración 4.8 Rosa del viento, Golfo de Cádiz. “Puertos del estado.

Por tanto, la velocidad media a las alturas de 10 y 70 metros respectivamente se muestran en las siguientes ecuaciones:

$$V_{z=10m} = 5,4034 \frac{m}{s}$$

$$V_{z=80m} = 9,2783 \frac{m}{s}$$

Sin embargo, observando la posterior carta náutica, podemos observar que la profundidad marina de dichas coordenadas, es superior a los 200 metros y por tanto haría inviable el futuro proyecto;

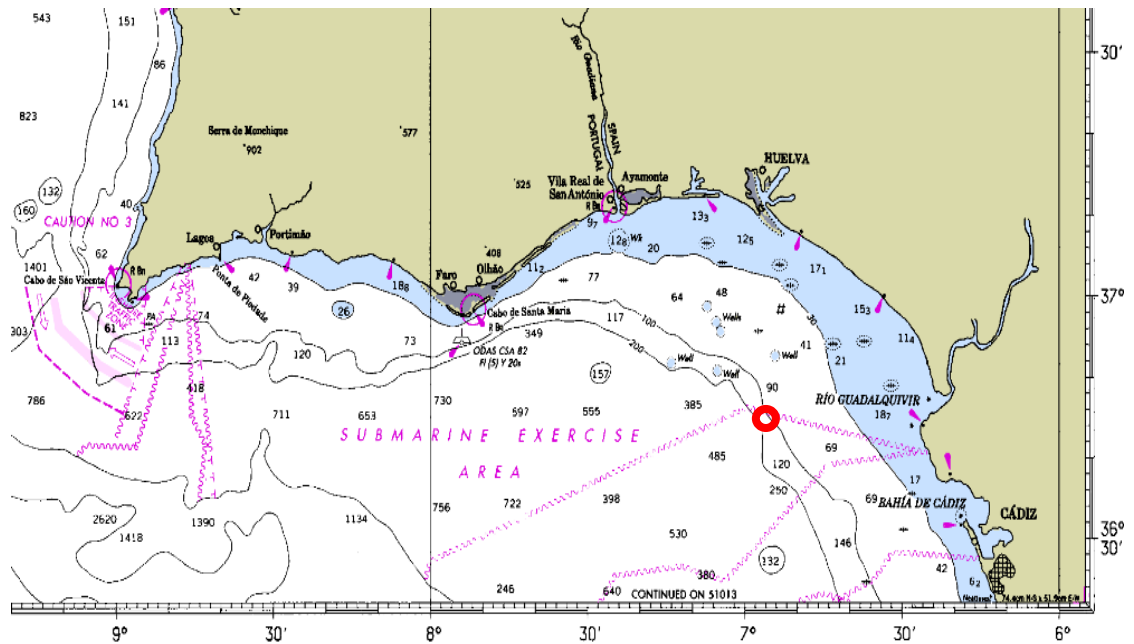


Ilustración 4.9 Mapa batimétrico del golfo de Cádiz. Cartas náuticas, olaje.com”.

Dada la imposibilidad de seleccionarlo como candidato final dada su elevada profundidad marina (superior a 200 metros), se ha decidido un punto con mayor proximidad a la costa y del que se dispusieran datos meteorológicos.

#### SIMAR 44 – 1051048

De este punto geográfico disponemos de las características necesarias definir las características del viento:



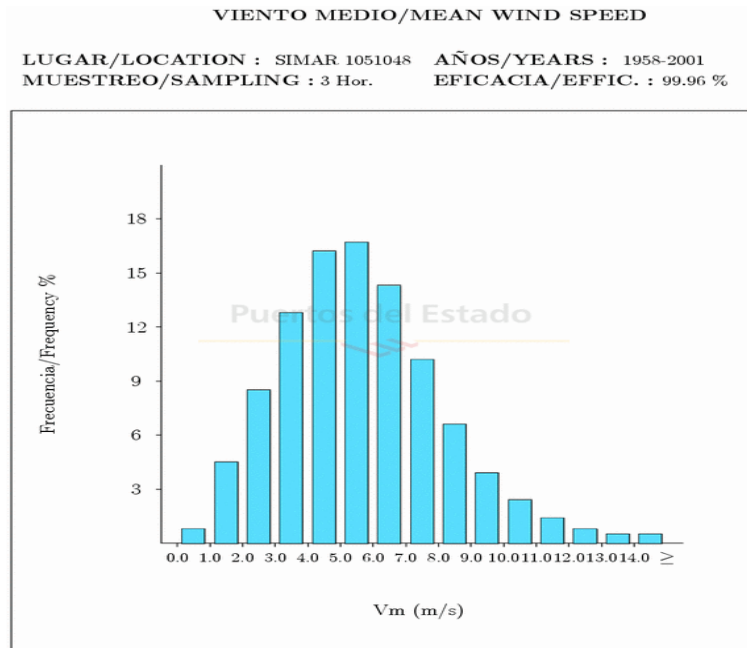
<b>Longitud:</b>	<b>7.25° W</b>
<b>Latitud:</b>	<b>37.00° N</b>
<b>Cadencia:</b>	3 Hor
<b>Inicio de medidas:</b>	01-01-1958
<b>Fin de medidas:</b>	2001-12-31
<b>Tipo de sensor:</b>	Dato modelado
<b>Modelo:</b>	Hindcast
<b>Conjunto de Datos:</b>	SIMAR-44

*Tabla 4.3 Características de SIMAR 44. "Puertos del estado".*

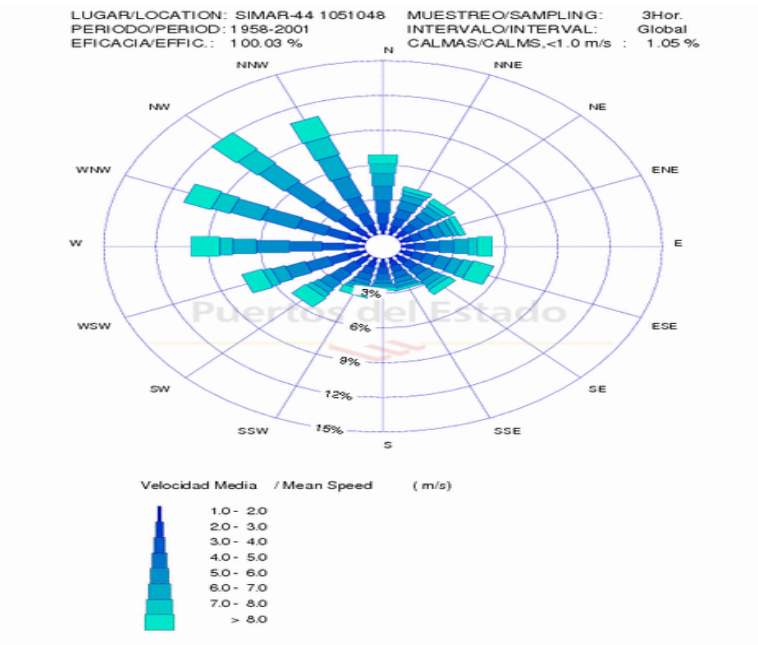
Cabe destacar que los datos de viento de este conjunto se han obtenido mediante modelo atmosférico regional REMO, forzado por datos de reanálisis global NCEP. Dicho reanálisis asimila datos instrumentales y de satélite. El modelo REMO se ha integrado utilizando una malla de 30' longitud \* 30' latitud (aproximadamente 50km\*50km) con un paso de tiempo de 5 minutos. Los datos de viento facilitados son promedios horarios a 10m de altura sobre el nivel del mar.

La frecuencia de velocidades de viento entre los años 1958 y 2001 se muestra a continuación:





*Ilustración 4.10 Histograma de la velocidad media del viento, punto SIMAR 44. “Puertos del estado”.*



*Ilustración 4.11 Rosa de los vientos, punto SIMAR 44. “Puertos del estado”.*



Pese a que predominan velocidades de viento acotadas entre los 4 y 7 m/s, no hay que olvidar que las medidas se han simulado para una altura de 10 metros, y por tanto se espera que estas velocidades sean más fuertes a la altura a la que situará el buje del aerogenerador.

$$v_{z=10m} = 5,5455 \frac{m}{s}$$

$$v_{z=70m} = 9,4113 \frac{m}{s}$$

Representando las nuevas coordenadas en el mapa, la ubicación del parque se situaría donde se muestra a continuación:



*Ilustración 4.12* Distancia exacta entre el punto SIMAR 44 y la boya del Golfo de Cádiz. “Google Earth”.



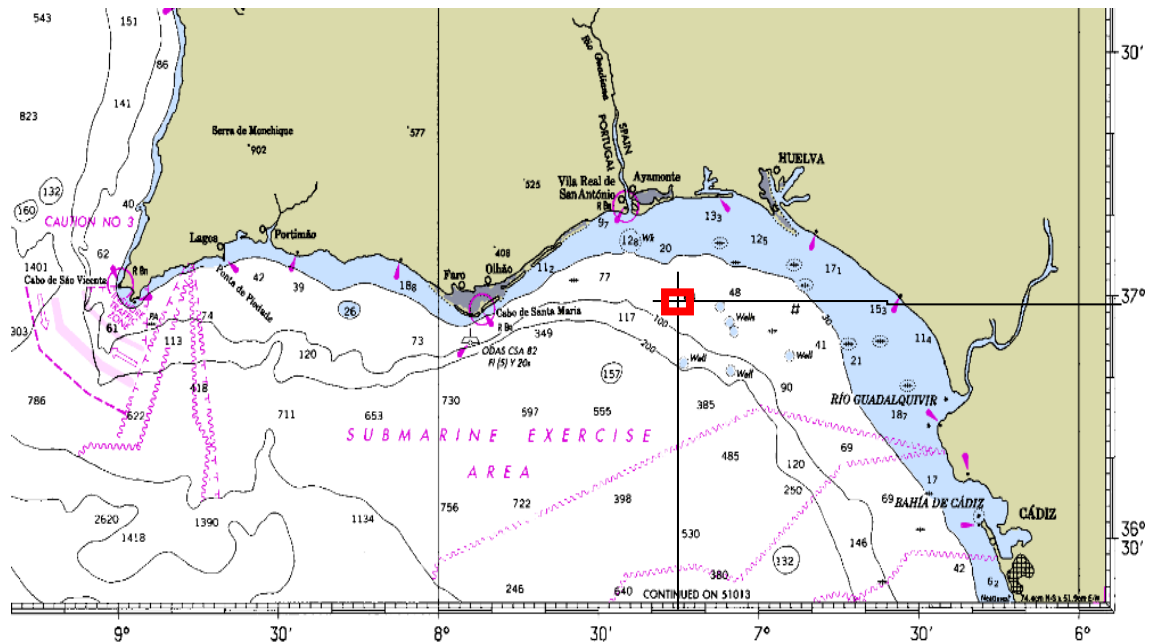


Ilustración 4.13 Mapa batimétrico del punto SIMAR 44. “Cartas náuticas, olaje.com”.

Como se muestra en el mapa batimétrico anterior, la nueva profundidad del parque rondaría los 60 metros, y por tanto, continuaría sin ser viable la construcción de un parque eólico. Como se ha podido observar, apenas hay variaciones meteorológicas (~1,4%) entre los dos puntos anteriores, aún habiéndonos desplazado más de 60 kilómetros hacia al norte.

Así pues se ha decidido continuar en la vertical 7° 15'W y nos hemos desplazado hasta la latitud 37° 4'N resultando:



*Ilustración 4.14 Ubicación final del parque. "Google Earth".*

La distancia media a tierra es de 15,11 Km, lo que implicaría que los molinos de viento se podrían ver desde la costa, pero con escasa claridad. Pese a ello, el parque se ha ubicado enfrente de un área poco habitada, a 11 kilómetros al este del poblado Isla Cristina.

Mostrando de nuevo el mapa batimétrico, puede observarse que las profundidades marinas no exceden de los 30 metros y por tanto esta localización es el candidato final para ser la ubicación final del parque.

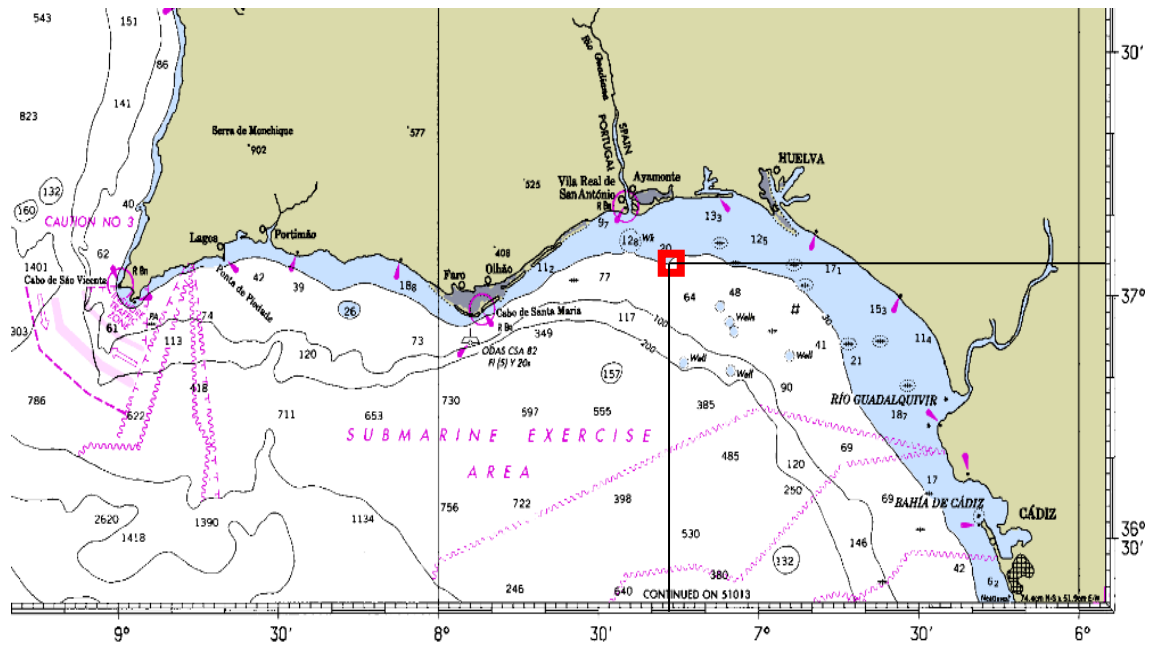


Ilustración 4.15 Mapa batimétrico de la ubicación final del parque. “Cartas náuticas, olaje.com”.



## Capítulo 5 FACTORES Y COMPONENTES DEL PARQUE EÓLICO

### 5.1 *DISTANCIA A LA COSTA*

---

La distancia a la costa es un factor fundamental a la hora de diseñar el parque pues se encuentra directamente relacionada con:

- La visibilidad percibida desde la costa. La imagen mostrada a continuación simula como se vería el parque en función de la longitud a la costa:



*Ilustración 5.1 Visibilidad de los aerogeneradores en función de la distancia a costa. “Antonio Narejos word press”*

Como se puede observar, a 15 kilómetros y con elevada visibilidad, apenas se apreciaría el parque



- Las pérdidas por efecto joule en los cables: Estas pérdidas son directamente proporcionales a la distancia e intensidad, y será por tanto necesario, estudiar el voltaje máximo resistible por los cables para disminuir dicha intensidad.

$$P_{p\acute{e}rdidas} = I^2 * R$$

- Operaciones de construcción y mantenimiento: Una menor distancia a la costa facilita las labores de operación y mantenimiento del futuro parque, pues supondría un ahorro de costes en cuanto a materia de combustible, y una mayor rapidez y agilidad en la respuesta a un posible problema o fallo.

Se intentará por tanto, elaborar un parque que cumpla un equilibrio entre los distintos factores condicionantes mencionados anteriormente.

## **5.2 CIMENTACIÓN DE LOS AEROGENERADORES.**

---

En una cimentación offshore es una estructura situada en el mar y que por tanto se encontrará sometida fundamentalmente a la acción del oleaje y al peso del aerogenerador. Estos fenómenos son importantes tenerlos en cuenta en el diseño y el cálculo de estas estructuras.

Las estructuras offshore se pueden clasificar en dos grupos: las apoyadas en el fondo marino y las flotantes.

- Las estructuras flotantes son de gran utilidad para profundidades marinas elevadas, pues el uso de cimentaciones resultaría excesivamente caras y complejas (dada la necesidad de mayor cantidad de material). Sin embargo no se estudiarán en este proyecto debido a que la profundidad a la que se situará el parque no supera los 35 metros.



- Las estructuras apoyadas en el fondo marino, a excepción de las construidas en hormigón, son perfiles tubulares de acero soldados que actúan como un entramado que soporta el peso de la estructura total y las fuerzas debidas a las olas, la corriente marina y el viento.

La siguiente imagen muestra los diferentes grupos de estructuras offshore.

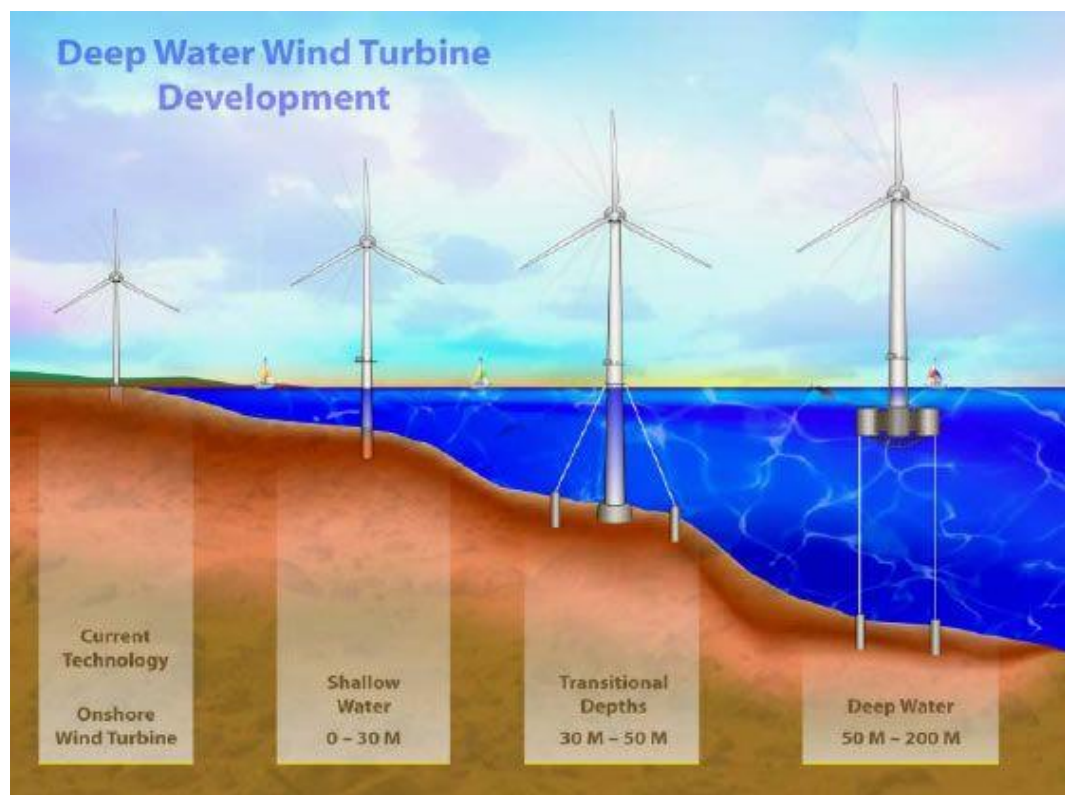


Ilustración 5.2 Tipos de cimentaciones offshore. “North American offshore Wind Porject Information”

### 5.2.1 CIMENTACIÓN GRAVITACIONAL:

Consiste en una gran base, generalmente hecha de hormigón que descansa sobre el fondo marino. La turbina se mantiene vertical gracias a la fuerza de la gravedad



(de ahí su nombre) y a la forma plana y alargada de la base que impide que, los momentos sufridos como resultado de las fuerzas soportadas en el otro extremo de la torre, provoquen el movimiento de dicha torre. En algunos arques nórdicos, dadas sus bajas temperaturas, es necesario el uso de un cono alrededor de la base como medida de precaución antihielo. No obstante dicho cono no sería necesario en el golfo de Cádiz.

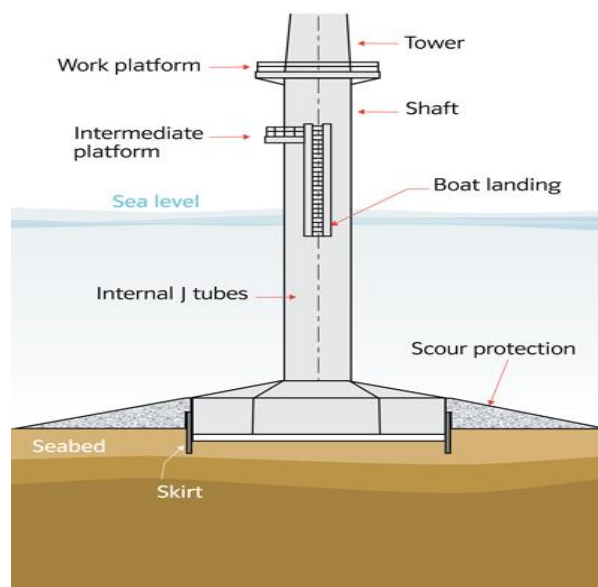


Ilustración 5.3 Cimentación gravitacional. "Navitusbay".

## 5.2.2 MONOPILOTE

---

La cimentación con monopilote consiste en un simple diseño en donde la torre del aerogenerador es soportado por un monopilote cuya conexión puede ser directa o a través de una pieza de transición. Este tipo de sujeción es el más utilizado para las instalaciones offshore de bajas profundidades (normalmente inferiores a los 30

metros) dada su sencillez y su relativo bajo coste. Otra ventaja que presenta este tipo de cimentación frente al gravitacional es su menor impacto y de manera más a la fauna marina.

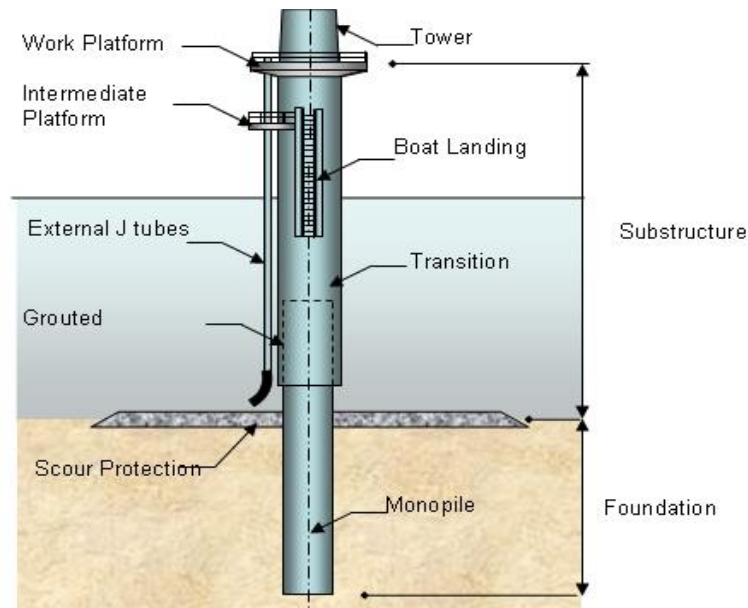


Ilustración 5.4 Cimentación monopilote. "Navitusbay".

### 5.2.3 TRÍPODE

Este tipo de cimentación está basado en tres patas de bajo peso sobre las que sustenta la torre del aerogenerador. La disposición de estas patas permite distribuir los esfuerzos sufridos por la torre del aerogenerador.

Pueden ser utilizados a mayores profundidades que los monopilotes con relativamente bajo incremento de coste.



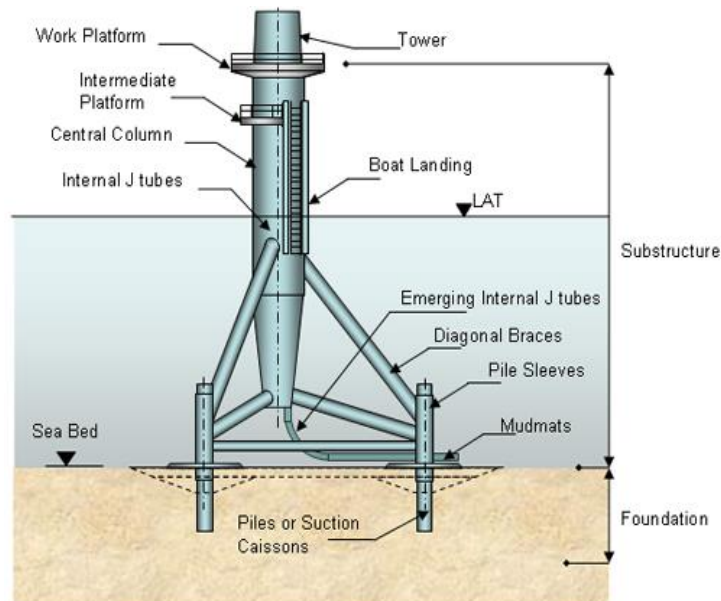


Ilustración 5.5 Cimentación tipo trípode. "Navitusbay".

## 5.2.4 JACKETS

Las cimentaciones Jacket surgen como respuesta a la necesidad de ubicar los parques a mayor profundidad. Se compone de cuatro patas principales conectadas entre sí por elementos de arriostramiento. Todos los elementos son tubulares a diferencia de estructuras de celosía utilizadas en tierra, que por lo general están hechos de perfiles angulares.

Los refuerzos y las correspondientes patas se conectan arriba en juntas tubulares cuya precisión es crítica en la construcción

El gran número de articulaciones de las Jackets implica una gran cantidad de soldaduras que se han de realizar manualmente y por tanto requiere mucha mano



de obra. Estos nodos de soldadura son los puntos débiles de la construcción en término de fátiga

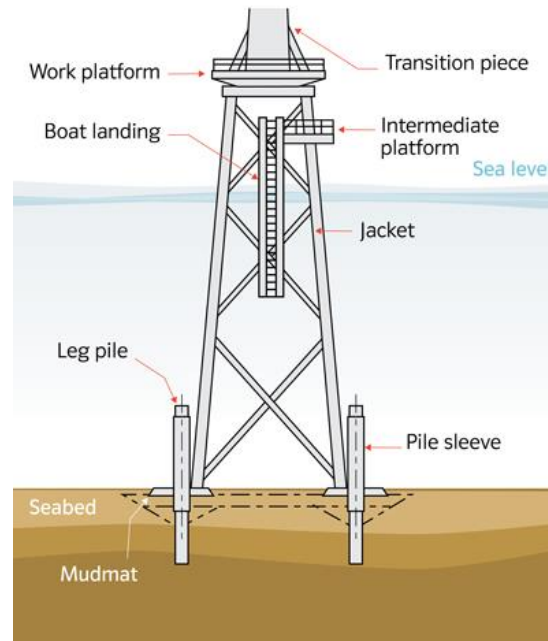


Ilustración 5.6 Cimentación tipo Jacket. "e-on elements".

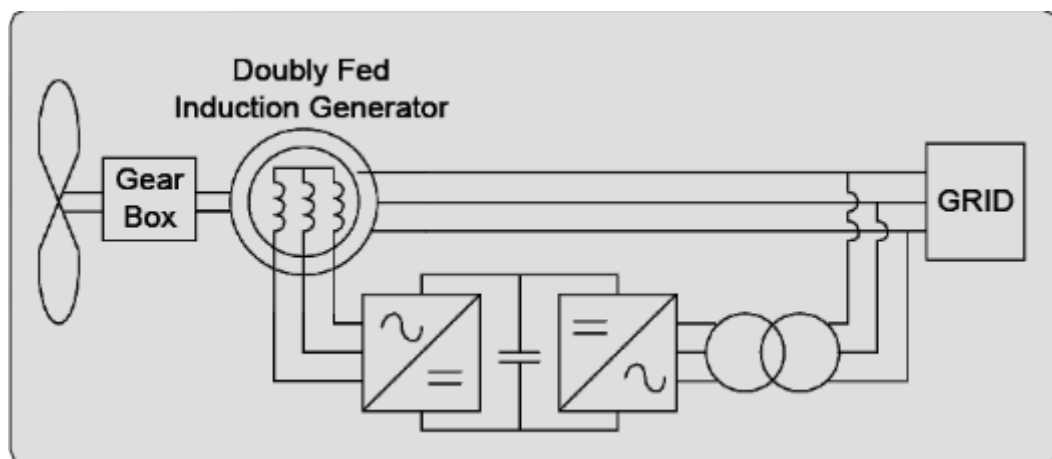
### 5.3 AEROGENERADORES:

Como se ha comentado previamente, las mejores características del viento hace viable la instalación de turbinas de mayor potencia que las utilizadas en Onshore. La existencia de mayores recursos eólicos en el mar también permite aumentar el factor de carga de las turbinas, pasando desde 0.25 en Onshore a 0.375 en Offshore. Por otro lado, las condiciones de las góndolas de las turbinas se ven mejoradas, especialmente en tecnología de protección frente a la humedad, lo que puede reducir costes de mantenimiento.



En cuanto a las características tecnológicas, lo más frecuente entre los distintos aerogeneradores offshore es el generador asíncrono doblemente alimentado debido a:

- Menor desgaste mecánico por el deslizamiento del rotor sobre el estator.
- Control de potencia con paso variable, con mejor aprovechamiento energético y control de régimen variable del viento.
- Necesidad de encapsular componentes y elementos e instalar humidificadores permanentes.
- Importantes sistemas de ventilación específicos de la nacelle.
- Altos sistemas de seguridad, como la protección a los obreros, instalación de pararrayos etc.
- Permite un ajuste fino de potencia reactiva.
- Usado en la mayoría de los fabricantes en los grandes aerogeneradores modernos.



*Ilustración 5.7 Generador asíncrono doblemente alimentado. "Intechopen".*

Como grandes proveedores de turbinas offshore se encuentran Siemens, Vestas, Repower, Alstom etc.



Se ha decidido la utilización de turbinas **Vestas de 3,3 MW** de potencia cada una. No obstante, existen en la actualidad cuatro posibles diámetros del rotor de estos generadores. La elección del diámetro del rotor y de la altura a la que se ubicará el buje de aerogenerador dependerá principalmente de la clase del viento en el emplazamiento.

Los modelos que presenta Vestas al mercado son los siguientes:

- V105 – 3.3 MW IEC IA
- V 112 – 3.3 MW
  - IEC IB
  - IECIA
- V 117 – 3.3 MW IEC IIA
- V 117 – 3.3 MW IEC IIIA

La comisión electrotécnica internacional (IEC siglas en inglés) crea y publica estándares para las turbinas eólicas acerca de componentes eléctricos y electrónicos. El IEC 61400 trata concretamente con generadores de las turbinas de viento. Las clases de turbinas dependen fundamentalmente de tres parámetros; la velocidad del viento, comportamiento con 50 años de ráfaga extrema y la turbulencia.



La tabla mostrada a continuación explica los anteriores parámetros.

WTG Class	I	II	III	IV
Vave average wind speed at hub-height (m/s)	10.0	8.5	7.5	6.0
V50 extreme 50-year gust (m/s)	70	59.5	52.5	42.0
I15 characteristic turbulence Class A	18%			
I15 characteristic turbulence Class B	16%			
$\alpha$ wind shear exponent	0.20			

Tabla 5.1 Parámetros para cada clase de aerogeneradores. "Windwire".

Atendiendo a los estándares mostrados en la tabla, las características del viento en la ubicación del parque, se acercan más a IIA o IIIA por dos motivos.

- La velocidad media del viento a la altura del buje se aproxima a los 8,5m/s.
- La turbulencia, que es la desviación estándar de la velocidad del viento a partir de los 15 m/s, se acerca más a las características de la clase A.

Observando los modelos existentes de Alstom es el modelo V112-3-3 IIA el que más se acerca a las necesidades y condiciones que presenta el parque.

La siguiente gráfica muestra la potencia producida en función de la velocidad del viento.



POWER CURVE FOR V112-3.3 MW™ IEC IIA  
Noise reduced sound power modes are available

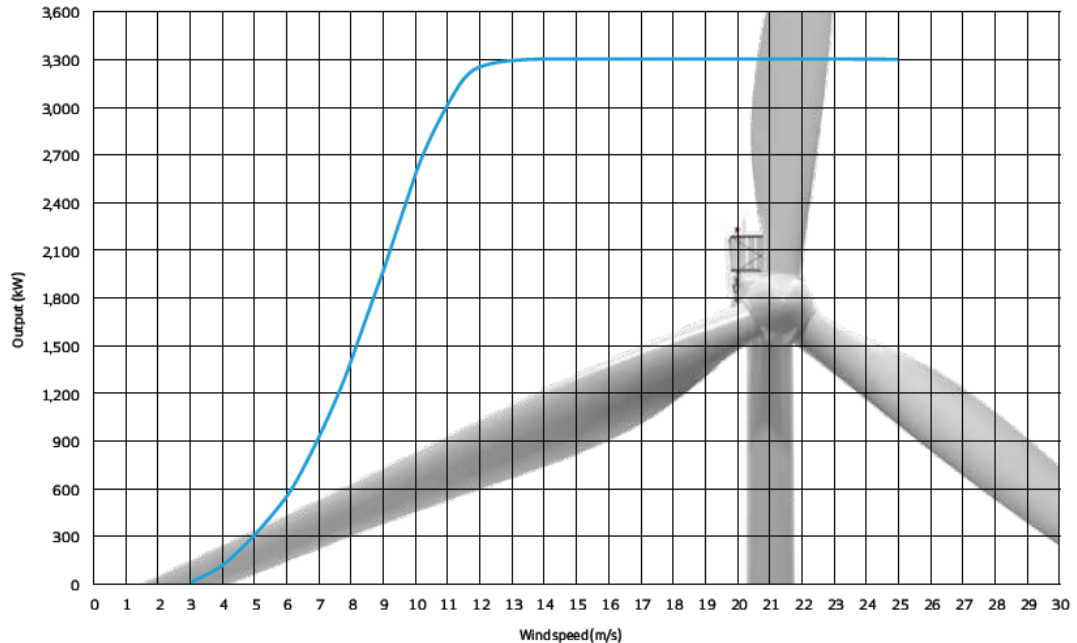


Ilustración 5.8 Potencia extraída de la turbina en función del viento. “Vestas”

La información técnica relevante se detalla en el anexo “catálogos”.

A continuación se enumerarán las diferentes partes del aerogenerador:

### 5.3.1 GÓNDOLA:

Contiene los componentes clave del aerogenerador, incluyendo el multiplicador y el generador eléctrico. Está diseñado para que el personal de servicio pueda entrar a realizar sus operaciones de mantenimiento.

La misión principal de la góndola es la de proteger todos los equipos y componentes de las inclemencias del viento, a la vez que aísla acústicamente el exterior del ruido generado por la maquinaria.

La capota de la góndola está fabricada en material compuesto y se encuentra unida al chasis sobre el que montan todos los componentes. Suele estar construida



en un 30% de fibra de vidrio y en un 70% de poliéster. Dispone de tomas de aire para la refrigeración, trampilla, pararrayos, anemómetro y veleta.

La superficie exterior está protegida con gelcoat de alta calidad y productos anticorrosivos que los protege de la elevada humedad del emplazamiento.

El chasis es partido en dos; la parte frontal soporta y transmite las cargas del rotor y tren de potencia y en la parte posterior, que se encuentra en voladizo, descansa el generador y los armarios de potencia y equipos auxiliares.

### **5.3.2 FRENO MECÁNICO:**

---

Sus dos misiones principales son; bloquear el rotor (estado de parado, mantenimiento), y frenado de emergencia del mismo. Se sitúan normalmente en el eje rápido ya que posee menor par de frenado. También se utilizan pernos como elementos auxiliares de frenado que proporcionan mayor seguridad.

### **5.3.3 BUJE:**

---

El buje del rotor está moldeado en fundición dúctil y va ajustado al eje principal con una conexión de bridas. Es suficientemente amplio como para proporcionar un entorno de trabajo confortable dentro de la estructura para dos técnicos de servicio durante el mantenimiento de las conexiones con pernos y los cojinetes de paso.

En el modelo de Vestas a emplear las dimensiones del buje disponibles en la ficha técnica anterior se exponen a continuación:

Altura máxima del buje: 3.74m

Anchura máxima de buje: 3.75m



Longitud máxima del buje: 5.42m.

### **5.3.4 ROTOR:**

---

Se trata de un rotor tripala a 120 grados cada una de las palas. Es fundamental que las palas estén diseñadas con una buena aerodinámica que permita optimizar el aprovechamiento del recurso eólico. Dichas palas están hechas de epoxy reforzado con fibra de vidrio y son de una sola pieza para lograr un mejor acabado superficial. Las palas pueden colocarse en bandolera cuando se pretenda realizarse operaciones de mantenimiento o cuando la fuerza del viento sea extrema, de manera que se pueda frenar el rotor con mayor facilidad.

### **5.3.5 EJE PRINCIPAL**

---

El eje principal está forjado en aleación de acero y es hueco para transferir la corriente y las señales al sistema de paso de las palas. Se apoya en dos cojinetes principales dobles de rodillos esféricos de rótula, lubricados con grasa de manera automática. Los sellos del cojinete son obturaciones laberínticas exentas de mantenimiento.

### **5.3.6 MULTIPLICADOR**

---

El multiplicador es un diseño helicoidal planetario de tres etapas, de construcción exclusiva. Está equipado con sistemas de refrigeración y filtrado de alta capacidad que garantizan unas condiciones óptimas de funcionamiento.

Este modelo de Vestas presenta dos etapas planetarias y una helicoidal.





### **5.3.7 TORRE**

---

La torre del aerogenerador soporta la góndola y el rotor, además sirve de acceso al personal de servicio hasta la nacelle, transmite las cargas a las cimentaciones y al suelo, permite canalizar el cableado y hace de conexión a tierra.

Las torres más utilizados en los parques offshore son de acero, muy pesadas, fabricadas en secciones de 20-30 metros, con bridas en cada junta de los extremos y unidas con pernos “in situ” y, generalmente, troncónicas.

### **5.3.8 GENERADOR**

---

El generador es una máquina asíncrona totalmente cerrada con rotor en cortocircuito, que no requiere anillos rozantes. Tanto el rotor del generador como los devanados del estator están diseñados especialmente para una elevada eficiencia con cargas parciales. Está ventilado y refrigerado internamente con un intercambiador de calor aire-aire.

Dispone de un freno mecánico como sistema de seguridad secundario de la turbina. Un ordenador industrial estándar constituye la base del controlador de la turbina. El controlador dispone de autodiagnóstico.

Como indicaba la ficha técnica de la turbina, la velocidad a partir de la cual comienza a girar el rotor y por tanto, a generar electricidad son 3m/s. Como puede observarse, es una velocidad pequeña y por tanto muy ventajosa para el parque pues la frecuencia de días que no superan los 3m/s y que, por consiguiente, no se genera electricidad se reduce al 5% de días. La turbina se para cuando se superan los 25m/s. En caso de que se llegue a tal velocidad, el aerogenerador no volverá a ponerse en marcha hasta que no se haya bajado de los 23m/s.



Como se muestra en la curva velocidad del viento – potencia, la potencia nominal de la turbina (3.3 MW) se alcanza a partir de los 13m/s.

Cada aerogenerador dispone de un centro de transformación capaz de pasar la tensión de 690V hasta los 33kV.

### **5.3.9 TRANSFORMADOR DEL AEROGENERADOR**

---

El transformador que mejor encaja con las exigencias que presenta el parque offshore es el tipo seco encapsulado. El transformador seco es aquél en que el circuito magnético y los arrollamientos no están sumergidos en un líquido aislante, UNE 20101, mientras que el transformador seco encapsulado es aquél en el que uno o más arrollamientos están encapsulados en un aislamiento sólido, UNE 20178. Pese a que este tipo de aislamiento suele ser más caro que otros, presenta ventajas que a corto plazo compensarán esta diferencia. Algunas de las características que justifican la elección de transformadores secos encapsulados frente a otros para este tipo de instalaciones son las siguientes:

- Los transformadores secos no requieren mantenimiento alguno, en cambio los transformadores de aceite requieren un mantenimiento periódico del nivel de aceite, así como de los equipos de detección y extinción de incendios asociados. El que el parque esté en el mar complica las tareas de mantenimiento, por lo que en este punto, elegir un transformador tipo seco parece lo más razonable.
- Los transformadores en aceite producen menos ruido, sin embargo en este caso no es decisivo el ruido por estas el parque instalado en mitad del mar.
- Los transformadores de aceite requieren mayor espacio de instalación debido a las medidas de seguridad contra incendios que se deben tomar para neutralizar con relación al riesgo de incendio por combustión del



aceite, así como para facilitar el acceso a una persona que realice el mantenimiento.

- Los transformadores secos soportan mayores cargas de breve duración.
- Los transformadores secos están más limitados en cuanto a la potencia máxima que pueden transformar. Como el aceite es mucho mejor refrigerante debido al mecanismo de convección que posibilita. Esto hace que los transformadores de aceite puedan trabajar a mayores potencias, y con tensiones de entrada superiores.

El transformador elegido será el de tipo vacuum cast coil transformers de ABB, cuyas características principales se describen a continuación:

Se trata de transformadores encapsulados al vacío de ABB que usan el diseño tecnológicamente más avanzado para soportar condiciones extremas presentes en los procesos químicos, sistemas de tracción y aplicaciones industriales pesadas . ABB tiene el diseño y la fabricación de la flexibilidad para producir el núcleo y bobina redondos y ovalados para la utilización óptima del espacio.

Estos transformadores permiten una gran facilidad en las operaciones de mantenimiento, y se fabrican de acuerdo con la industria y los estándares internacionales.

Los VCC transformadores secos están confeccionados bajo pruebas de humedad, apto para el funcionamiento en ambientes húmedos o muy contaminados. Ellos son los transformadores ideales para el uso en ambientes con una humedad superior al 95 % (motivo por el que fueron seleccionados), así como a temperaturas de hasta  $-25^{\circ}\text{C}$ . Hay menos espacio y menos mano de obra necesaria, y carecen de características especiales de seguridad (detección de incendios). Las pocas frecuentes operaciones de mantenimiento permiten prolongar la vida útil del transformador debido al envejecimiento térmico y dialéctica baja.



También se caracterizan por la reducción de las pérdidas del cable de carga. Se puede instalar más cerca del punto de consumo. Provocan una contaminación ambiental reducida y riesgo cero de fugas de sustancias inflamables o contaminantes. Presentan una alta resistencia a los cortocircuitos y alta capacidad para soportar la sobrecarga. Son capaces de soportar las más severas vibraciones de operación.

ABB posee más de 30 años de experiencia sirviendo al mercado, respetando siempre a la población y al ambiente. Cumplen siempre con los estándares de los transformadores.

Las descripciones técnicas se muestran a continuación:

- Tensión alta disponible hasta los 36 kV
- Tensión baja disponible hasta los 24 kV
- Clases E2, C2, F1
- Descargas parciales <10 pC
- Grado de protección utilizado en el transformador: IP00 - IP54
- Temperatura de asilamiento: 155°C (F)

Considerando un factor de potencia de 0.8, la potencia nominal será de 5MVA. Transformará de 690V a 33kV.



Ilustración 5.9 Vacuum cat coil VCC transformers “ABB catalogue”

### 5.3.10 CELDAS DE PROTECCIÓN DEL AEROGENERADOR

Las celdas ZX1.2 ofrecen una solución común para todo tipo de aplicaciones o bien con dispositivos de control y protección o únicamente de protección. El aislamiento en gas SF<sub>6</sub> aumenta la seguridad del operario, pues el contacto con las partes vivas, al estar siempre aisladas en la cuba de gas, es imposible.

Características Asignadas	
Tensión nominal (kV)	...36 (40.5)
Intensidad nominal (A)	...2500
Poder de corte en cortocircuito (kA)	...31.5
Poder de cierre en cortocircuito (kA)	...80

Tabla 5.2 Características técnicas de las celda de protección. “ABB”



Las celdas ZX1.2 consisten en un circuito segregado metálicamente con el interruptor automático y el compartimento de barras para aplicaciones de simple barra, incluyendo un alto y cómodo punto de fijación de cables. El acceso de cables es desde atrás. Todos los elementos de corte pueden ser controlados de forma remota y, como opción, con interbloqueos mecánicos.

Se combinan conceptos y tecnologías progresivas y orientadas al futuro con sistemas de alta flexibilidad que incluyen dispositivos de medida en combinación con unidades de control digital "bay control units" o bien elementos convencionales, así como la tecnología "plug-in" para promover una fácil instalación.

La extremada larga vida de servicio de las celdas aisladas en gas está garantizada gracias al uso del dieléctrico del hexafluoruro de azufre, SF<sub>6</sub>, un gas inerte que no sólo aísla sino que además protege las partes en media tensión durante toda la vida útil de la celda.

La detección de cada señal a través de sensores o transformadores de instrumentación, junto a un bus directo a la estación de control (o de forma convencional a través de cables), está disponible.

Las celdas ZX1.2 están ensambladas y selladas totalmente desde fábrica y probadas (a presión tras sellado) siempre según la normativa IEC.

Cuadros aislados en gas totalmente protegidos contra las influencias del ambiente, cuadros probados contra arco interno, interruptores automáticos en vacío en un muy compacto alojamiento; todo ello apropiado para todos los requisitos.

Las celdas de protección se destinan principalmente a proteger al transformador del centro de transformación. Los principales elementos presentes en dicha celda son:



- Ruptofusible
- Conjunto de barras
- Elementos de medida de intensidad
- Relés de protección
- Seccionador de puesta a tierra
- Indicadores de presencia de tensión
- Terminales de cables
- Colector de tierra



## Capítulo 6 CABLEADO Y CONEXIÓN

Esta sección es de vital importancia para el proyecto, pues de ello depende que las pérdidas energéticas del parque sean mínimas, así como evitar que ocurran roturas o problemas de conexión entre las turbinas.

Habrán dos grandes tipos de cableado:

### *Cableado de interconexión de turbinas.*

Estos cables tendrán como misión conectar las turbinas entre sí. Una vez que la energía mecánica ha sido transformada en energía eléctrica, ésta será llevada a través de un cable que descenderá a lo largo de la torre, pasará por unos tubos protectores llamados J-Tubes (cuya misión se explicará posteriormente) y se enterrarán en el fondo del mar para conseguir una mayor protección hasta que lleguen a la siguiente turbina.

A medida que pasa de una turbina a la siguiente la potencia que se está transmitiendo a través del cable es mayor, y por tanto lo es la intensidad. Para que el cable sea capaz de soportar tales incrementos de intensidad se aumenta la sección del conductor.

El número de empresas que están proveyendo cables submarinos (“inter array cables”) no hace más que aumentar. En estos momentos, estas empresas están invirtiendo elevadas cantidades de dinero al desarrollo de dos nuevos prototipos de cable de interconexión:

- Ser capaces de evolucionar de pasar de 33kV a 66kV
- Usar aluminio en detrimento del cobre.

El paso de 33kV de tensión a los 66kV permitiría reducir las pérdidas sufridas en el cable como resultado de la disminución de la intensidad a la mitad y por lo





tanto, la reducción a la cuarta parte de las pérdidas por efecto Joule. Sin embargo este cambio tecnológico, no solo se encuentra con la poca investigación desarrollada en cables, sino también con poca experiencia y falta de proveedores de la aparamenta interna de la turbina. La principal barrera se encuentra en el transformador. Aún no hay transformadores en los aerogeneradores marinos diseñados para elevar la tensión desde los 690V hasta los 66kV. Esto implicaría un aumento considerable del precio, así como un rediseño del molino, pues tanto el generador como la celda de protección ocuparían un espacio mayor.

Nótese que pese a que el aumento del precio por cada molino es una clara desventaja, poseer una tensión más elevada, puede permitirnos ahorrar el uso de una subestación offshore pues toda la energía producida podría llevarse a tierra sin necesidad de una subestación offshore que te eleve el voltaje. El impacto económico de ello, sería más que notable.

Por otro lado, el uso del aluminio en detrimento del cobre como conductor también podría presentar un importante ahorro en costes. Para una misma potencia dada, se requiere una sección levemente mayor de aluminio que de cobre para poder contrarrestar su menor capacidad conductiva. Las principales ventajas se presentan a continuación.

- Presenta una densidad tres veces inferior a la del cobre. Esto supone una mayor facilidad en la instalación del cable submarino, y la necesidad de grúas de menor tamaño.
- El coste del cable es inferior al análogo en cobre.
- Gran cantidad de futuros proveedores. Actualmente los productores de cables marinos, centran la mayoría de sus recursos en la obtención de cables kilométricos de cobre, sin embargo todas estas empresas están invirtiendo cuantiosas cantidades de dinero para convertir al aluminio en un material altamente competitivo.



A pesar de que el aluminio se presenta como una gran alternativa al cobre, la falta de recursos para desarrollar este tipo de cables y la inseguridad que supone la escasez de ensayos y pruebas en el mar impide potenciar el uso de dicho material.

## **6.1 CABLE A EMPLEAR EN LA INTERCONEXIÓN.**

---

Para la interconexión entre turbinas, se necesitarán diferentes secciones de cable, pues a medida que se va añadiendo potencia, el conductor tendrá que ir aumentando de tamaño con el fin de soportar la creciente intensidad.

Por tanto, para los dos modelos de parque propuestos (9 y o 15 turbinas) se necesitarán cables de secciones diferentes. Las diferentes características técnicas de los cables que se utilizarán se muestran en el anexo “catálogo”.

Se trata de cables tripolares con aislante tipo XLPE “Cross linked Polyethylene” y que utilizan una armadura externa metálica como protección adicional.

Las pérdidas de carga que presentan estos cables son debidas principalmente tanto a las pérdidas óhmicas en el conductor como a las de la pantalla metálica. Están diseñados para alcanzar los 90°C durante su operación.



*Ilustración 6.1 Cable tripolar XLPE, con fibra óptica. “ABB catalogue”*

Las secciones disponibles para este tipo de cable se encuentran tanto en el capítulo “Análisis de riesgos en el cableado” como en el anexo “catálogo”.

Dada la alta fiabilidad de los cables que presentan una cubierta de plomo con una armadura de cobre,

Operando el parque a pleno rendimiento, la

## **6.2 CABLE DE EXPORTACIÓN A COSTA**

---

Para la conexión entre el parque y la costa peninsular, será preciso utilizar dos cables de 33kV cuya sección mínima será de 800 mm<sup>2</sup>.

Éstos saldrán una vez se hayan unido los tres cables, correspondientes a cada una de las alas del parque, en el correspondiente colector. El colector se situará en el



punto más próximo a costa con el fin de minimizar las pérdidas por efecto Joule del cable de exportación.

Operando el parque a pleno rendimiento, la intensidad máxima que circulará por cada cable sería de  $I_{m\acute{a}x} = 738,4 A$ , inferior a los 775 A de intensidad admisible para la sección utilizada.

## **6.3 TENDIDO DEL CABLE SUBMARINO**

---

Una vez que la exploración de la ruta se ha completado y el diseño del sistema de cable esté finalizado, se lleva a cabo la fabricación del cable. Cuando la fabricación del cable está completa, se transporta al buque encargado del despliegue del mismo.

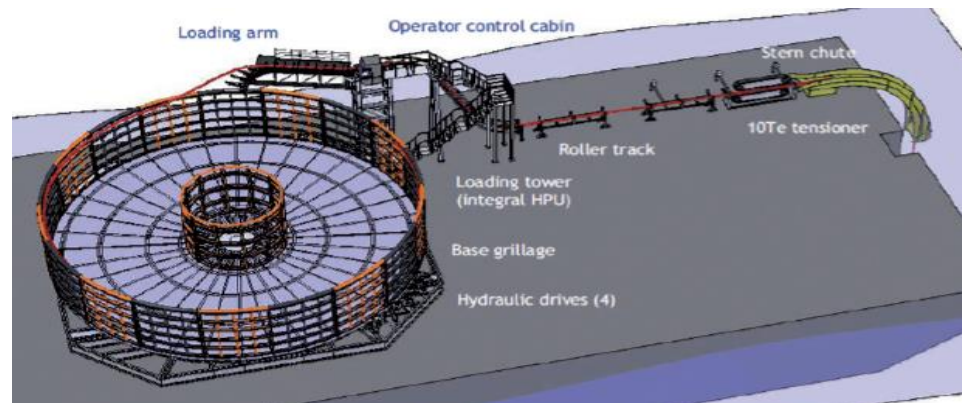
### **6.3.1 GUÍA DE LA INSTALACIÓN DEL CABLE SUBMARINO**

---

Dentro del buque destacamos los siguientes equipos de instalación:

- Plataforma del cable

Estos buques están disponibles con una gran variedad de tamaño y con todo tipo de equipos tecnológicos para proceder a la instalación de los cables. Los principales factores que influyen en la selección de una plataforma de tendido de cables son; capacidad de carga, propiedades de maniobrabilidad y el espacio de cubierta necesario para maquinaria. La potencia del buque y su nivel tecnológico es también importante a la hora de realizar el surco en el suelo marino.



*Ilustración 6.2 Plataforma del cable marino.*

➤ Fijación

El sistema de fijación de la plataforma consta de un complejo sistema de anclaje en la superficie del buque. Este sistema de anclas está automatizado, tanto para mantener la posición como para realizar cualquier operación. El buque controla su posición y su velocidad.



*Ilustración 6.3 Tendido del cable submarino próximo a la costa.*



➤ Capacidad de carga

El cable se encuentra enrollado en tornamesas que tienen un eje vertical alrededor del cual la sección gira. La mayoría de las placas giratorias son cargadas en “capas” horizontales comenzando desde la parte inferior. Se suelen dividir o realizar particiones entre la placa superior e inferior para poder operar con dos cables de manera independiente.

Las dimensiones de la plataforma dependen en gran medida de las propiedades del cable y de su longitud, mientras que las dimensiones de la placa giratoria tendrán un impacto en la elección del buque.

El cable que conecta el parque con tierra, suele ser el más largo y pesado, pues se encarga de transportar toda la energía generada. Pueden llegar a los 100 kilómetros de longitud y a las 7000 toneladas o más de peso. Los cables de interconexión de turbinas son más cortos y ligeros que los anteriores.

➤ Tensores de cable

Estas máquinas lineales son necesarias para poder aplicar tensión al cable durante su deposición. Gracias a los pares de ruedas permiten abrir y cerrar con presión, de manera controlada, para poder agarrar el cable.

Una buena fricción entre el cable y las ruedas es necesario, evitando siempre presiones indebidas en el cable.

Sin embargo, el poder de las distintas máquinas lineales y el buque no debe ser subestimado y su sincronización se debe realizar de manera cuidadosa.

Guías de cable, y rodillos son siempre necesarios para ya sea soltar como recoger cable de una forma segura.

Se tendrá en cuenta en cada cable, su radio mínimo de curvatura y la máxima tensión mecánica que puede soportar.

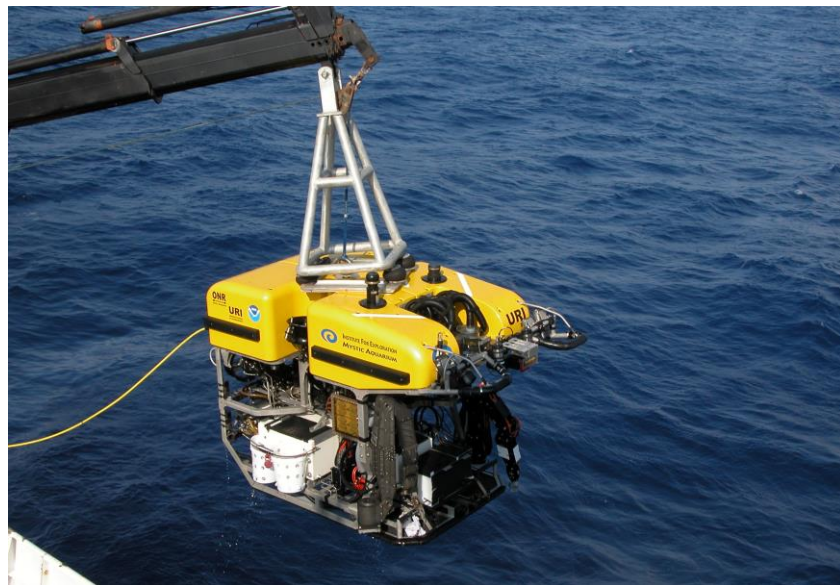
➤ Vehículos de control remoto





Los vehículos de operación remota (Remotely operated vehicle, “ROV”) es una herramienta motorizada sumergible. Son sistemas muy de alta complejidad y que se encuentran disponibles en todos los tamaños, con diferentes brazos manipuladores (brazos ROV) y herramientas tales como cámaras, equipos de medida de profundidad marina (sonar) etc.

Durante la instalación del cable, el ROV se utiliza principalmente para controlar y ayudar en la toma de contacto con tierra. Es importante tener suficiente espacio disponible en cubierta para todo el sistema ROV, que comprende el vehículo y sus plazas de aparcamiento, sistema de lanzamiento (grúa o A-frame), sala de control y de alimentación y la cabina de tripulación operativa ROV.



*Ilustración 6.4 Remotely Operated Vehicle, ROV.*

➤ Carga del cable

Hay dos tipos de suministro del cable. La primera es a través de longitudes cortas en tambores. La segunda posibilidad consiste en una bobina de gran tamaño sobre una plataforma giratoria.

Para cargar un cable de longitud elevada, se transporta directamente desde la fábrica ya enrollado y una vez llegado al muelle de carga, éste se cargará al buque a través de un brazo-grúa.

La velocidad de carga se encuentra entre 3 y 20 metro por minuto, dependiendo del tamaño del cable y de la capacidad de los equipos.



➤ Operación de conexión costa

La conexión a tierra es una de las operaciones más críticas. En la mayoría de los casos, la operación de tendido comienza desde aquí.

Existen varios métodos para realizar esta conexión, ya que esta dependerá de las condiciones costeras pertinentes, y de la tecnología del equipo disponible. En algunos casos se procederá a abrir una zanja por la playa con el punto de entrada estabilizado por ataguías (cofferdams). En otros casos se utiliza perforaciones horizontales con una curvatura predeterminada a través del dique y por debajo de la costa hacia el mar. Dicho agujero se rellena de tubos de acero y plástico para una mayor protección en la instalación y protección del cable.

Una vez finalizadas las operaciones terrestres el buque realizará, de manera segura, una maniobra de aproximación al punto de entrada al mar.

La entrada del cable de la conexión a tierra es llevada al buque para poder unirse con el otro extremo de cable. Posteriormente se procede a soltar el cable desde el barco mediante elementos flotantes (similares a las boyas marinas) o mediante rodillos.

Las condiciones climáticas así como el oleaje y el viento pueden afectar negativamente a la instalación. Varios barcos auxiliares pueden encargarse de mantener el cable en posición, mientras que el cabrestante de tierra arrastra el cable hasta el punto de conexión con la costa. Durante esta operación se retiran los elementos de flotación y el cable es enterrado una vez se haya alcanzado la conexión de tierra.

➤ Operación de interconexión de molinos.

La conexión entre las plataformas de los aerogeneradores comparte una cierta similitud a como se hace en la costa. Cabe recordar que los aerogeneradores se mantienen verticales gracias a las cimentaciones y que





en nuestro proyecto, dada la baja profundidad marina, se utilizarán monopilotes como sistema de sustentación. Por tanto, la entrada a la torre desde el suelo marino se realiza mediante unos tubos protectores llamados J-Tubes (cuya misión se explicará en el siguiente apartado). Estos tubos se extienden desde el fondo marino hasta la parte superior de la plataforma. Mientras que la parte superior del tubo se encuentra abierta, la parte inferior tiene una boca de campana con el fin de guiar al cable por el mismo.

El buque se aproximará a la entrada del J-tube hasta una determinada localización. Una vez ahí, un alambre recorrerá todo el J-tube desde el aerogenerador hasta el fondo marino, y después hasta el buque. El cable se unirá al alambre y posteriormente, con la ayuda de un cabrestante situado en el molino, se procederá a tirar del cable para que éste llegue al aerogenerador a través del J-tube. Como se ha mencionado anteriormente, existen dos metodologías para la entrada del extremo del cable. Una mediante elementos de flotación y el segundo mediante la vía omega que consiste en una aproximación a la boca en forma de campana del J-tube. Ambos métodos dependerán en gran medida de la profundidad del agua así como de las condiciones del suelo marino alrededor de la cimentación..

➤ Protección del cable

Los potenciales riesgos que pueden sufrir los cables son tanto internos como externos y suelen ser causados por elementos ajenos al parque tales como anclas u objetos de embarcaciones y por posibles sobretensiones. Además, dado que las aguas no son profundas, se puede esperar una mayor actividad pesquera por la zona, y por tanto, el riesgo es aún mayor.

Por ello los cables son enterrados a una profundidad media de un metro, llegando a alcanzarse en algún caso los dos metros. Mayores



profundidades solo serían necesarias si dicha zona es propensa a movimientos de suelo marino.

Cabe destacar que mayores profundidades no son beneficiosas para el rendimiento del parque, porque a medida que se profundiza, hay menor contacto entre el agua y el exterior del cable y por tanto la refrigeración es menor. Esto provocaría un incremento en la temperatura del cable y por consiguiente una reducción en la capacidad máxima de energía transportada.

El método de protección más común es el que utiliza zanjas, para una vez depositado el cable, éste pueda ser enterrado. El ancla es remolcada por el barco. Éste va realizando un fino surco sobre el que se va depositando el cable. Como se puede esperar, este ancla está sujeto a enormes cargas y por tanto se debe extremar la precaución. En los últimos años, el uso de sofisticadas vibraciones y chorros de agua se han añadido a la lista de posibles alternativas al uso del ancla.

Una de las zonas más críticas del cable, es en el ascenso desde el fondo marino por la torre del aerogenerador hasta la superficie. Para proteger ese trayecto se utilizan J-tubes. Esta clase de tubos, mencionados con anterioridad, constituyen una parte vital en la seguridad. Se encargan de:

- Servir como guía del cable hasta el aerogenerador.
- Protege la entrada del cable en el aerogenerador.
- Sirve de puente en caso de aparecer el efecto “scour holes” alrededor de la cimentación.



*Ilustración 6.5 Inserción del cable marino en los J-Tubes.*

Siguiendo las operaciones de puesta del cable, sus posiciones serán notificadas a las distintas administraciones, como los Servicios Hidrográficos, las administraciones reguladoras y otros usuarios de los fondos marinos, como los pesqueros.

Como se ha comentado con anterioridad, hay que tener especial precaución del tiempo atmosférico durante las labores de instalación, pues tanto el oleaje (provoca imprecisiones en la deposición del cable) como el mal tiempo (fuerte viento o lluvia pueden ocasionar menor visibilidad que dificulta las operaciones y aumentan las imprecisiones) afectan negativamente a las realización de las mismas.

#### **6.4 ANÁLISIS DE RIESGOS EN EL CABLEADO**

---

Este apartado es de vital importancia y tiene por objeto estimar y cuantificar las pérdidas energéticas y consecuentemente económicas para el caso de que aparezca un fallo en la conexión del cableado.



Estos fallos son debidos principalmente a errores de precisión en las juntas, elevada actividad pesquera en la zona con su consecuente anclaje en el fondo del mar o a la deposición de desechos pesados en el fondo del mar.

Para ello hemos elaborado tres posibles escenarios acorde con la fatalidad de dicho problema o fallo.

- Fallo leve y de rápida reparación (28 días).
- Fallo de nivel medio cuya reparación es más lenta (2 meses).
- Fallo severo con una costosa y laboriosa reparación (3 meses).

La siguiente tabla muestra las probabilidades **estimadas** de que sucedan cada uno de los escenarios para las distintas secciones. Se estima que estas probabilidades van en aumento conforme la sección del cable es mayor. También se presentan el número de turbinas que dichas secciones de cable son capaces de conectar y los precios (aproximados) por metro de cada tipo de cable. Señalar que en los costes se incluyen tanto los costes del material como los costes de instalación.

Sección del cable (mm <sup>2</sup> )	70	95	240	400	500	800
Número de turbinas conectadas	2	3	4	5	6	8
Fallo leve/km/año	0,00072	0,00074	0,00076	0,00077	0,00078	0,0008
Fallo medio/km/año	0,0069	0,0071	0,0073	0,0074	0,0075	0,0077
Fallo severo/km/año	0,0132	0,01328	0,01331	0,01335	0,01338	0,0134
Precio(€/m)	118,8	158,4	237,6	290,4	356,4	422,4

Tabla 6.1 Probabilidades estimadas de fallo." Elaboración propia".

A continuación se mostrarán las pérdidas energéticas anuales de una de las alas del parque para los tres escenarios posibles:



➤ Fallo leve en el cableado:

FALLO LEVE	Distancia(m)	Nº de turbinas conectadas	Tiempo medio de reparación (h)	Pérdidas Radial (MW/h)
1--2	1200	1	672	0,975
2--3	1200	2	672	1,951
3--4	1200	3	672	3,008
4--5	1200	4	672	4,118
5--COL	1200	5	672	5,216
TOTAL				15,268

Tabla 6.2 Fallo leve en el cableado, escenario radial. "Elaboración propia".

➤ Fallo medio en el cableado:

FALLO MEDIO	Distancia(m)	Nº de turbinas conectadas	Tiempo medio de reparación (h)	Pérdidas Radial (MW/h)
1--2	1500	1	1440	25,039
2--3	1500	2	1440	50,077
3--4	1500	3	1440	77,293
4--5	1500	4	1440	105,961
5--COL	1950	5	1440	174,545
TOTAL				432,916

Tabla 6.3 Fallo medio en el cableado, escenario radial. "Elaboración propia".

➤ Fallo severo en el cableado:

FALLO SEVERO	Distancia(m)	Nº de turbinas conectadas	Tiempo medio de reparación (h)	Pérdidas Radial (MW/h)
1--2	1500	1	2160	71,850
2--3	1500	2	2160	143,700
3--4	1500	3	2160	216,857
4--5	1500	4	2160	289,796
5--COL	1950	5	2160	472,334
TOTAL				1194,537

Tabla 6.4 Fallo severo en el cableado, escenario radial. "Elaboración propia".



Unas pérdidas anuales, en el peor de los casos, de casi 1200 MWh es de relevancia significativa. Es por ello necesario analizar y evaluar la posibilidad de utilizar “loops” en la interconexión de los molinos como elemento de seguridad.

## **6.5      *LOOPS EN LA INTERCONEXIÓN DE LOS AEROGENERADORES.***

---

Hasta ahora, el emplazamiento del parque se suponía de tipo radial, y esto es, tres alas de cinco molinos conectados en serie y del extremo de cada ala, un cable que conectara al colector para su posterior conexión con tierra.

Sin embargo, como medida de reducción de riesgos en el cableado y aumento de productividad se introducen loops que supondrían una **vía de escape** a la potencia generada por una turbina cuya conexión con el siguiente aerogenerador se encontrara defectuosa o rota.

Por tanto, para poder evacuar esta energía hacia otro ala o sector del parque es necesario un sobre dimensionamiento de los cables con el objetivo de que éstos sean capaces de soportar los incrementos de intensidad.

Distinguiremos entre dos tipos de loops. El primero será capaz de evacuar la energía de una turbina mientras que el segundo será capaz de transportar el equivalente al de dos turbinas.

Las nuevas secciones del cableado para los tres posibles emplazamientos se encuentran en la siguiente tabla:



### Nuevas secciones del cableado (mm<sup>2</sup>)

Conexión	1--2	2--3	3--4	4--5	5—Colector
Radial	70	70	95	240	400
Loop 1	70	95	240	400	500
Loop 2	95	240	400	500	800

Tabla 6.5 Secciones del cableado para cada escenario. "Elaboración propia".

Como se ha mencionado anteriormente, a medida que se quiere evacuar mayor cantidad de energía, mayor será la sección de los cables.

Las nuevas energías perdidas como motivo de un fallo en el cableado se muestran a continuación:

➤ Fallo leve en el cableado:

FALLO LEVE	Distancia(m)	Nº de turbinas conectadas	Tiempo medio de reparación (h)	Pérdidas Radial (MW/h)	Pérdidas con Loop 1 (MW/h/año)	Pérdidas con Loop 2 (MW/h/año)
1--2	1200	1	672	0,975	0	0
2--3	1200	2	672	1,951	1,003	0
3--4	1200	3	672	3,008	2,059	1,043
4-5	1200	4	672	4,118	3,129	2,113
5-COL	1200	5	672	5,216	4,227	3,251
TOTAL				15,268	10,418	6,408

Tabla 6.6 Fallo leve para escenarios radial, Loop 1, loop 2. "Elaboración propia".

➤ Fallo medio en el cableado:



FALLO MEDIO	Distancia(m)	Nº de turbinas conectadas	Tiempo medio de reparación (h)	Pérdidas Radial (MW/h)	Pérdidas con Loop 1 (MW/h/año)	Pérdidas con Loop 2 (MW/h/año)
1--2	1500	1	1440	25,039	0	0
2--3	1500	2	1440	50,077	25,764	0
3--4	1500	3	1440	77,293	52,980	26,853
4--5	1500	4	1440	105,961	80,559	54,432
5--COL	1950	5	1440	174,545	141,523	108,973
<b>TOTAL</b>				<b>432,916</b>	<b>300,828</b>	<b>190,258</b>

*Tabla 6.7 Fallo medio para escenarios radial, Loop 1, loop 2. "Elaboración propia".*

➤ Fallo severo en el cableado

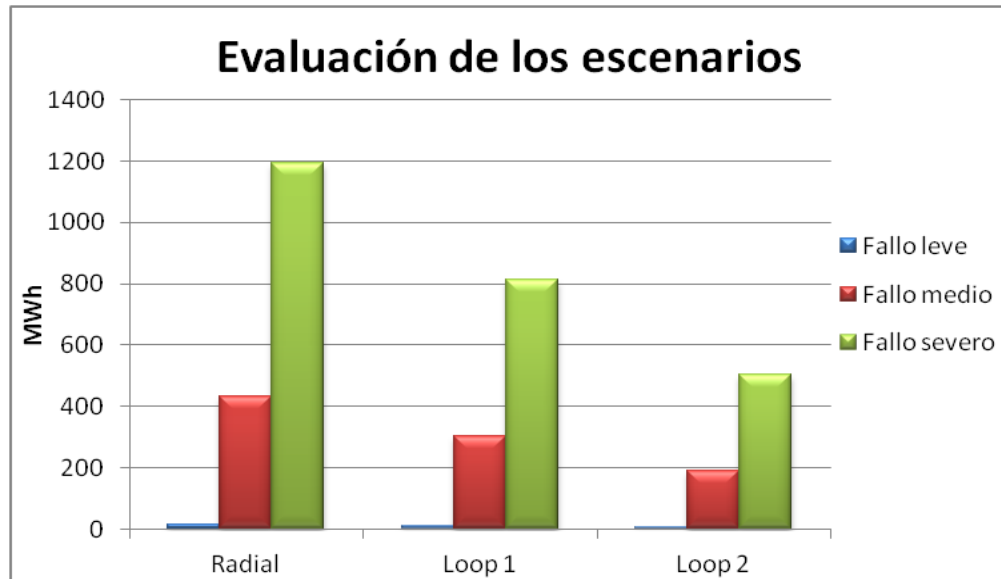
FALLO SEVERO	Distancia(m)	Nº de turbinas conectadas	Tiempo medio de reparación (h)	Pérdidas Radial (MW/h)	Pérdidas con Loop 1 (MW/h/año)	Pérdidas con Loop 2 (MW/h/año)
1--2	1500	1	2160	71,850	0,000	0,000
2--3	1500	2	2160	143,700	72,286	0,000
3--4	1500	3	2160	216,857	144,898	72,667
4--5	1500	4	2160	289,796	218,000	145,660
5--COL	1950	5	2160	472,334	378,716	284,674
<b>TOTAL</b>				<b>1194,537</b>	<b>813,900</b>	<b>503,001</b>

*Tabla 6.8 Fallo sever, para escenarios radial, Loop 1, loop 2. "Elaboración propia".*

Como era de esperar, las pérdidas energéticas se han reducido considerablemente.

El siguiente diagrama de barras compara los tres diseños posibles del parque para los tres escenarios de fallo del cableado:





Gráfica 6.1. MWh perdidos en función del escenario seleccionado." *Elaboración propia*".

Como se puede observar, a medida que se aumenta la capacidad de potencia evacuada disminuyen las pérdidas.

## 6.6 COSTES ASOCIADOS AL SOBREDIMENSIONAMIENTO DE LOS CABLES.

Para que los cables sean capaces de transferir mayor energía, es necesario aumentar la dimensión de los mismos.

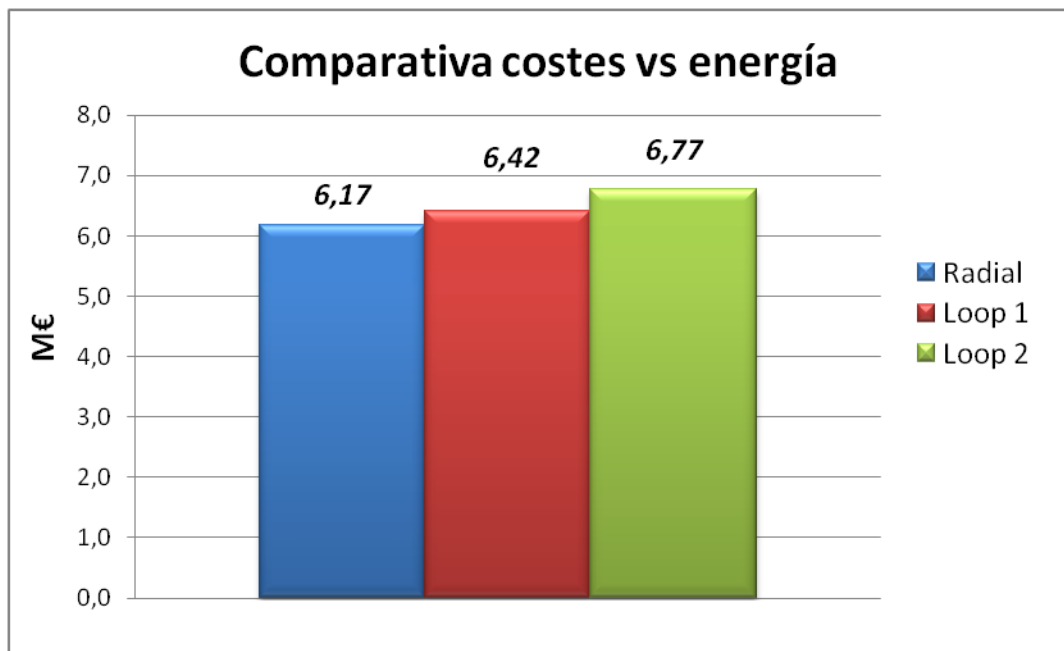
<b>COSTE DE LOS DIFERENTES ESCENARIOS (k€/m)</b>							
<b>Conexión</b>	1--2	2--3	3--4	4--5	5--COL	1 ala	Total del parque (M€)
<b>RADIAL</b>	142,56	142,56	190,08	285,12	348,48	1108,8	<b>3,326</b>
<b>Loop 1</b>	142,56	190,08	285,12	348,48	427,68	1393,92	<b>4,466</b>
<b>Loop 2</b>	190,08	285,12	348,48	427,68	506,88	1758,24	<b>5,559</b>

Tabla 6.9 Costes de los diferentes escenarios. " *Elaboración propia*".



Hay que añadir que a los costes de los Loops se han sumado los costes asociados al cable del “Loop”. Estos apenas son significativos pues la sección de los mismos es  $70 \text{ mm}^2$ . La distancia que separan las alas es algo superior a los 1200 metros para evitar efectos estela que disminuyan la productividad del parque.

Por tanto, considerando un precio estándar ( $70\text{€/MWh}$ ) al que sería la energía perdida en el mercado ibérico podremos comparar el coste del extracableado con las pérdidas energéticas resultando:



Gráfica 6.2 Comparativa de costes vs energía. "Elaboración propia".

Como se puede observar, no saldría rentable incorporar ningún Loop en el diseño, pues el coste de la energía perdida resultaría menor al coste de un sobredimensionamiento del cableado.

Se puede afirmar, que el uso de loops es altamente beneficioso para parques que dispongan de un mayor número de turbinas en serie, pues una ruptura en cables



con mayor potencia transportada supondría elevar las pérdidas energéticas de los mismos.



## Capítulo 7      IMPACTO AMBIENTAL

### 7.1      *FUNDAMENTOS*

---

La evaluación del impacto medio ambiental (EIA) puede definirse según IAIA (International Association for Impact Assessment) como “el proceso de identificación, previsión, evaluación y mitigación de los efectos biofísicos, sociales y otros relevantes, de propuestas de desarrollo antes de que las decisiones fundamentales se tomen y los compromisos sean asumidos”.

La evaluación de impacto ambiental debería:

*Tener un propósito*

El proceso debe informar la decisión tomada y el resultado en niveles apropiados de protección ambiental y de bienestar de la comunidad.

*Ser rigurosa*

El proceso debe aplicar la “mejor ciencia posible”, empleando metodologías y técnicas apropiadas para señalar los problemas que se investigan.

*Ser útil*

El proceso debe resultar en información y productos que ayuden a la resolución de problemas y son aceptables y factibles de ser llevados a cabo por los proponentes.

*Ser relevante*

El proceso debe proveer información suficiente, confiable y utilizable en la planificación del desarrollo y en la toma de decisiones.

*Ser costo-efectiva*

El proceso debe lograr los objetivos de la EIA dentro de los límites de información, tiempo, recursos y metodología disponibles.



*Ser eficiente*

El proceso debe imponer los mínimos obstáculos de costo en términos de tiempo y financiamiento para los proponentes y participantes y ser congruente en alcanzar los requerimientos y objetivos aceptados para la EIA.

*Ser focalizada*

El proceso debe concentrarse en los efectos ambientales significativos y en los resultados clave, por ejemplo: los tópicos que deben ser tomados en cuenta al tomar decisiones.

*Ser adaptable*

El proceso debe ser ajustado a las realidades, resultados y circunstancias de las propuestas revisadas, sin comprometer la integridad del proceso mismo y ser iterativo, incorporando las lecciones aprendidas a través del ciclo de vida de la propuesta.

*Ser participativa*

El proceso debe proveer oportunidades adecuadas para informar e involucrar al público interesado y afectado y sus aportaciones y preocupaciones deben ser señaladas explícitamente en la documentación y en la toma de decisiones.

*Ser interdisciplinaria*

El proceso debe asegurar que sean empleadas las técnicas apropiadas y que se incluyan expertos en disciplinas biofísicas y socioeconómicas, incluyendo el uso del relevante conocimiento tradicional.

*Ser verosímil*

El proceso debe ser llevado a cabo con profesionalismo, rigor, honestidad, objetividad, imparcialidad y equilibrio y ser sujeto a comprobaciones y verificaciones independientes.

*Ser integral*

El proceso debe señalar las interrelaciones entre los aspectos sociales, económicos y biofísicos.



*Ser transparente*

El proceso debe ser claro y los requerimientos del contenido de la EIA ser fácilmente comprensibles; asegurar el acceso público a la información; identificar los factores que serán considerados en la toma de decisiones y reconocer las limitaciones y dificultades.

*Ser sistemática*

El proceso debe considerar en su totalidad toda la información relevante del ambiente afectado, las alternativas propuestas y sus impactos, así como las medidas necesarias para monitorear e investigar los efectos residuales

El proceso de la EIA debe ser aplicado:

- Lo más temprano posible en la toma de decisiones y a través del ciclo de vida de la actividad propuesta.
- A todas las propuestas de desarrollo que puedan causar efectos significativos potenciales.
- A los impactos biofísicos y factores socioeconómicos relevantes, incluyendo salud, cultura, género, estilo de vida, edad, y a los efectos acumulativos conforme al concepto y principios del desarrollo sustentable.
- Para proporcionar un mecanismo de participación y aportación de las comunidades e industrias afectadas por la propuesta, así como del público interesado.
- De conformidad con las medidas y actividades internacionalmente acordadas.

Las principales fases que constituyen un proceso típico de EIA son las siguientes:

- Screening: Consiste en la selección de acciones para las que se determina la necesidad de someter un determinado proyecto al proceso de EIA.
- Scoping: Definición del alcance en el que se definen los factores medioambientales a analizar, las metodologías a utilizar, y las áreas de



estudio, en función de los impactos medioambientales previsibles y de las eventuales preocupaciones públicas.

- Elaboración del estudio de Impacto Ambiental (EsIA) en el que se describe el proyecto y las alternativas consideradas. Se identifica, caracterizan y evalúan los impactos principales, se definen las medidas protectoras, correctoras y compensatorias, y el plan de seguimiento y vigilancia ambiental.
- Revisión del EsIA por la Administración y/o entidades independientes
- Decisión de la autoridad competente
- Seguimiento y vigilancia, fase posterior a la decisión en la que se ejecutan las medidas protectoras, correctoras y compensatorias, y se observa la evolución del medio natural y socioeconómico.

La evolución de Impacto Ambiental es un proceso participativo. Además de los momentos específicos, previstos en la legislación nacional o regional, de consulta y participación pública, la elaboración del EsIA ganará al contar con la participación activa de las instituciones de la Administración y del público interesado y afectado, incluyendo las organizaciones no gubernamentales de defensa de la naturaleza o las vinculadas a recursos o actividades que potencialmente pueden ser afectadas por el proyecto.

A grandes rasgos el EsIA comprenderá las siguientes etapas:

1. Descripción del proyecto y sus acciones:  
  
Con esto se pretende ver los daños potenciales de la ejecución del proyecto. Identificar cual serán los alcances de los mismos e identificar y analizar todos los posibles variantes.
  
2. Examen de alternativas técnicamente viables, y justificación de la solución adoptada; Se realizará un estudio exhaustivo del terreno, qué posibles alternativas hay en la elaboración del parque que minimicen daños e intentar adoptar las medidas que menos influyan en el impacto ambiental



3. Inventario ambiental y descripciones de las interacciones ecológicas o ambientales claves; para ello se analizarán las principales interacciones entre los distintos medios (físico, biológico, paisaje, socioeconómico). Al final de esta fase se deberá realizar un análisis del medio en su conjunto, integrando todos y cada uno de los elementos que se han ido estudiando de manera individual, con objeto de poder obtener conclusiones al respecto.
4. Identificación y valoración de impactos, tanto en la solución propuesta como en sus alternativas. Se intentará realizar un examen cualitativo del impacto provocado, con el objetivo de obtener y posteriormente valorar, los resultados obtenidos.
5. Establecimiento de medidas protectoras, correctoras y compensatorias con el fin de reducir de alguna manera el impacto generado. Estas medidas se podrán aplicar tanto en las fases de diseño, en la elaboración del parque y en su posterior funcionamiento.
6. Programa de vigilancia ambiental. Se debe definir un Plan de Vigilancia Ambiental en el que se observará todas las acciones que están ocurriendo en el emplazamiento a la vez que se extremará la vigilancia para aquellas acciones más difícil de evaluar por su complejidad.

## **7.2      *PRINCIPALES VARIABLES***

---

A la hora de realizar el estudio ambiental, es de especial relevancia distinguir las diferentes variables que componen el sistema.

Estas variables o componentes están divididas en cuatro grandes categorías:

### **A. Categorías físicas y químicas**

Dentro de esta categoría se encuentran todos aquellos factores que no poseen una dimensión biológica o social dentro del entorno.





Los componentes de este medio físico o químico se encuentran a continuación:

➤ Tierra

El estudio deberá centrarse en la morfología que presenta la tierra antes del inicio del proyecto y después, así como el posible impacto que esto supondría al entorno marino. También habrá que estudiar qué posibles contaminantes pueden sedimentar y cuál sería su grado de afectación. Es por tanto, de especial relevancia, las corrientes marinas y el oleaje para la deposición de estas partículas.

➤ Suelo

Cuáles son los componentes del suelo, la dureza del mismo y la facilidad que tiene para cambiar sus propiedades físico-químicas.

➤ Agua

Dado que el agua está en continuo movimiento, el área de estudio vendrá definida por la trayectoria de las corrientes marinas. Con los transportes la calidad del agua puede verse reducida así como puede darse el derrame de sustancias contaminantes.

➤ Aire

Será necesaria una ampliación del área de estudio para el caso del ruido, pues habrá que analizar si se puede apreciar desde la costa.

## B. Condiciones biológicas

Las condiciones biológicas son también de especial relevancia, pues de éstas dependen la flora y la fauna marina.

Dentro de la flora pueden verse afectados las plantas acuáticas, la microflora y o especies en peligro. Por consiguiente, se necesitará llevar a cabo un estudio de las especies existentes en el emplazamiento del parque.

Por otro lado, en la fauna nos preocuparemos por el peligro que puedan sufrir aves, peces, crustáceos, organismos bénticos y microorganismos. Así, por tanto,



se conocerán qué especies marinas habitan en el lugar del parque, como qué aves se encuentran en el entorno del parque.

#### C. Factores culturales

Dentro de los factores culturales nos podemos encontrar:

- Usos del territorio: zona húmeda y posible uso para piscifactorías.
- Recreativos: Como la pesca, zona de baño, o alto tráfico marítimo.
- Estéticos y de interés humano: Naturaleza, espacios abiertos, vistas panorámicas, paisajes y agentes físicos singulares.

#### D. Relaciones ecológicas

Es también de especial relevancia hacer un estudio de:

- Posible salinización de los recursos hídricos
- Eutrofización
- Vectores de enfermedad
- Cadenas tróficas
- Invasiones de algas marinas o similares.

### 7.3 *MATRIZ DE LEOPOLD*

---

Los métodos matriciales son técnicas bidimensionales que relacionan acciones con factores ambientales; son básicamente de identificación. Los métodos matriciales, también denominados matrices interactivas causa-efecto, fueron los primeros en ser desarrollados para la EIA. A la hora de cuantificar los posibles impactos al ambiente se acude a métodos matriciales. Estos métodos presentan técnicas bidimensionales que relacionan acciones con factores ambientales; son básicamente de identificación. También se denominan a las matrices como



matrices interactivas causa-efecto, y fueron utilizados por primera vez para el estudio del impacto del medio ambiente.

La modalidad más simple de estas matrices muestra las acciones del proyecto en un eje y los factores del medio a lo largo del otro. Cuando se prevé que una actividad va a incidir en un factor ambiental, éste se señala en la celda de cruce, describiéndose en términos de su magnitud e importancia (Canter, 1998). Uno de los métodos matriciales más conocido es el de la Matriz de Leopold, desarrollado en 1971 para el Servicio Geológico del Ministerio del Interior de los Estados Unidos de América. El principio básico del método consiste, inicialmente, en señalar todas las posibles interacciones entre las acciones y los factores, para luego establecer, en una escala que varía de 1 a 10, la Magnitud e Importancia de cada impacto identificando si éste es positivo o negativo.

Dado que las fases necesarias para llevar a cabo el proyecto son muy diferentes y tienen diferentes influencias en el entorno, dividiremos los impactos ambientales para cada una de estas fases. Distinguiremos tres etapas principales:

### **7.3.1 FASE DE CONSTRUCCIÓN**

---

Dentro de esta etapa destacaremos las principales acciones que puedan perjudicar de algún modo el medio ambiente:

- Construcción de las cimentaciones, con sus previos trabajos de preparación del terreno, excavaciones etc.
- Construcción de la torre, buje y palas del aerogenerador.
- Instalación de la plataforma Offshore en caso de ser necesaria.



- Montaje de las líneas eléctricas subterráneas entre molinos, como de las conexiones Onshore-Offshore.
- Todo medio de transporte necesario para la construcción del parque, desde barcos o buques de gran carga como la posibilidad de helicópteros.
- Necesidad de personal para la elaboración del parque.
- La creación de una zona de exclusión durante la fase de construcción.

Estableciendo una nueva escala (de 1 a 5) con el fin de evaluar mejor cuantitativamente los impactos, nos encontramos con la siguiente matriz Factor-Impacto.

Impactos/Acciones	Construcción de las cimentaciones	Construcción de la torre, buje y palas del aerogenerador	Instalación de la subestación offshore	Líneas eléctricas subterráneas	Medios de transporte necesarios	Necesidad de personal	Zona de exclusión del parque
AIRE			-1		-1		
AGUA	-1		-1	-1	-2		
LECHO MARINO	-3		-2	-2			
PLANCTON	-1		-1				
ÁREAS PISCÍCOLAS	-2	-2	-2				
AVES		-1	-1				
FAUNA MARINA	-2	-1	-1	-1	-1		-1
PAISAJE		-1	-1				
PESCA	-2	-1	-1	-1	-1		-3
ASPECTOS ECONÓMICOS						+4	
RIESGOS	-2	-1	-1	-1			

*Tabla 7.1 Matriz factor-impacto durante la fase de construcción. "Elaboración propia".*



### 7.3.2 FASE DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Como grandes factores influyentes en el impacto ambiental destacamos los siguientes:

- Movimiento de las palas de los aerogeneradores y sus vibraciones asociadas y transmitidas a lo largo de la torre.
- El incremento de temperatura en los alrededores de los cables submarinos y de la subestación offshore.
- Barcos y maquinaria para realizar las labores de mantenimiento.
- Establecimiento de la zona de exclusión.
- Necesidad de personal para llevar a cabo el mantenimiento.
- Presencia física del parque.

Impactos/Acciones	Movimiento de las palas	Incremento de la Tª en las instalaciones eléctricas	Barcos y maquinaria necesarios	Establecimiento de la zona de exclusión	Necesidad de personal	Presencia física del parque
AIRE		-1	-1			
AGUA		-1	-2			
LECHO MARINO		-2				
PLANCTON	-1	-1				-1
ÁREAS PISCÍCOLAS						-1
AVES	-2					-1
FAUNA MARINA	-1		-1	-1		-1
PAISAJE						-2
PESCA			-1	-3		-1
ASPECTOS ECONÓMICOS					+4	
RIESGOS			-1			

Tabla 7.2 Matriz factor-impacto durante la fase operación y mantenimiento. " Elaboración propia".



## **7.4 MEDIDAS CORRECTORAS, PROTECTORAS Y COMPENSATORIAS**

---

---

Como se explicaba en las fases constituyentes del estudio del impacto ambiental (EsIA), la necesidad de aplicar medidas para paliar o minimizar, de alguna manera, el impacto al medio ambiente son esenciales.

Es, por tanto, conveniente seleccionar las aplicaciones que serán necesarias llevar a cabo en función del medio para el que se aplique.

### **7.4.1 MEDIDAS PROTECTORAS**

---

Se establecerán las siguientes medidas protectoras para los distintos medios.

➤ Aire

Se utilizarán barcos de gran tonelaje pero con la tecnología necesaria para minimizar la contaminación.

Las turbinas que se emplearan están diseñadas para desarrollar menor ruido. Este ruido en ningún caso superará lo máximo permitido. Gracias a la lejana ubicación del parque el ruido apenas será detectado por la población.

➤ Agua

Durante las fases de construcción y mantenimiento, se tratará de evitar cualquier tipo de vertido (ya sea aceite, combustible etc) por parte de las embarcaciones al mar.

Las turbinas estarán recubiertas de material antioxidante para hacer frente a la elevada humedad, y que no reacciona con el agua, de manera que imposibilita su contaminación.



Gracias al enterramiento de los cables submarinos a profundidades superiores a los 0.8 metros, la Tª del se verá ligeramente incrementada, y apenas influirá en el lecho marino.

➤ Suelo o lecho marino:

Se tratará de modificar de la menor manera posible la geología del suelo durante las labores de cimentación de los aerogeneradores y de la instalación de los cables submarinos. Para ello, se utilizará maquinaria moderna que minimice estos efectos y pueda evitar excesiva contaminación.

Toda operación de mantenimiento de las maquinarias (cambios de aceite, limpiezas etc) deberá ser realizada en áreas destinadas para ello, normalmente en tierra.

Todo tipo de desperdicio o desecho generado por la maquinaria o medios de transporte, será controlado y minimizado para que no dañe el lecho marino.

La tierra retirada para la instalación de las cimentaciones será de nuevo reutilizada para cubrirlas.

➤ Plancton y especies marinas:

Una vez estudiado qué especies marinas habitan en el hipotético lugar del emplazamiento, se podrá rediseñar dicha ubicación con el objetivo de minimizar su impacto.

Los espacios necesarios para la construcción del parque se intentarán simplificar de manera que suponga un menor impacto.

➤ Aves

Se observará que especies de ave habitan en los alrededores del parque, cuáles son mas susceptibles al impacto generado, y cuáles se encuentran en peligro de extinción (en caso de que existiera alguna).



Los aerogeneradores estarán señalizados de la mejor manera posible de forma que las aves no colisionen con los mismos.

➤ Pesca

La pesca se verá afectada en gran medida por la instalación del parque. El mismo, se ubicará de manera que afecte en la menor medida posible a las especies marinas circundantes.

Dado que grandes pesqueros no podrán pasar entre los molinos, se podrá contemplar la creación de áreas protegidas, para la mayor prosperidad y desarrollo de las especies marinas.

#### **7.4.2 MEDIDAS CORRECTORAS**

---

Las medidas protectoras estarán, principalmente, enfocadas a recuperar el estado de la zona afectada a su situación inicial.

Para ello se acometerán las siguientes medidas correctoras:

- Gestión de los residuos y desechos generados durante la construcción y operación del parque. Se procederá a eliminar tales desechos y reducir la generación de los mismos, una vez finalizada la construcción del parque y las líneas eléctricas submarinas hayan sido instaladas.
- Se procurará recuperar tanto la composición química inicial como las características físicas del lecho submarino. Para ello se realizarán estudios previos a las obras de construcción sobre las características iniciales del suelo y se procederá a localizar áreas con características similares con el fin de suplirlas.





### **7.4.3 MEDIDAS COMPENSATORIAS**

---

Las medidas compensatorias se llevarán a cabo para paliar de alguna manera cualquier tipo de efecto negativo en el medio ambiente.

Éstas pueden ser aplicadas a diferentes áreas y de muy diversas maneras. Destacamos las siguientes:

- En el medio marino, para una mayor y acelerada recuperación del hábitat, es conveniente generar métodos de reactivación de las especies marinas mediante piscifactorías o áreas de acceso restringido a pescadores. Por otro lado, se podría limitar la pesca en la zona circundante por un período máximo de dos años.
- En el ámbito de la pesca; para que afecte en la menor medida posible al sector pesquero, se abrirá la posibilidad de pescar dentro del área del parque al cabo de dos años mínimos para la regeneración de especies afectadas, y siempre que respeten las medidas de seguridad pertinentes así como extremen la precaución en sus operaciones de anclaje y por tanto evitar, defectos en el cableado submarino.
- En cuanto al paisaje, se procederá a la remodelación de zonas costeras con menor actividad así como a realizar tareas de limpieza y preservación de las playas circundantes.

## **7.5 TRÁMITES MEDIOAMBIENTALES**

---

Las instalaciones de energía eléctrica se someterán a evaluación de impacto ambiental cuando así lo exija la legislación aplicable. El Ministerio de



Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente será el órgano ambiental competente en esta materia.

### **7.5.1 PROCEDIMIENTO:**

---

A continuación se explica el procedimiento de autorización de las instalaciones competencia de la Administración General del Estado. Para las demás instalaciones, deberá dirigirse al órgano competente de la Comunidad Autónoma en la que se ubique la misma.

Se expone a continuación un resumen de los trámites a seguir para la obtención de las diferentes resoluciones administrativas reguladas en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, y en la normativa medioambiental de aplicación.

#### Autorización administrativa

En aquellos casos en que sea necesaria la Declaración de impacto ambiental de la instalación, ésta se tramitará dentro del procedimiento de Autorización administrativa. Se ha considerado en este apartado que la Declaración de impacto ambiental es preceptiva. En aquellos casos en que no lo sea, deberán omitirse los trámites relacionados con la misma.

En virtud del artículo 124 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, en vigor: Para las instalaciones de producción en régimen ordinario, el solicitante antes de iniciar el procedimiento de evaluación de impacto ambiental deberá presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas resguardo de la Caja General de Depósitos de haber presentado un aval por una cuantía del 2% del presupuesto de la instalación. La presentación de este resguardo será requisito imprescindible para la iniciación de los trámites de evaluación de impacto ambiental.

El petionario presenta en el Área o, en su caso, Dependencia de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno de las provincias



afectadas, la solicitud de autorización administrativa, acompañada del anteproyecto y del estudio de impacto ambiental de la instalación.

El órgano provincial realiza los trámites de información pública y solicitud de informes preceptivos. El estudio de impacto ambiental será sometido al trámite de información pública conjuntamente con el anteproyecto de la instalación.

Una vez concluidos los trámites anteriores, el órgano provincial remite el expediente junto con su informe a la Dirección General de Política Energética y Minas. La Dirección General de Política Energética y Minas remite el expediente al Ministerio Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente al objeto de que se formule una Declaración de impacto ambiental.

La Dirección General de Política Energética y Minas resuelve sobre la Autorización Administrativa, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. La resolución es notificada al solicitante y publicada en el Boletín Oficial del Estado y en el Boletín Oficial de las provincias respectivas.

### Aprobación de proyecto de ejecución

El titular de la autorización presenta la solicitud ante el Área o, en su caso, Dependencia de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno de las provincias afectadas, acompañada del proyecto de ejecución y las separatas de aquellas partes del proyecto que afecten a otras Administraciones. El órgano provincial remite dichas separatas a las Administraciones afectadas al objeto de que éstas establezcan el condicionado técnico procedente.

Una vez concluidos los anteriores trámites, se remite el expediente junto con su informe a la Dirección General de Política Energética y Minas.

La Dirección General de Política Energética y Minas o, en su caso, el Consejo de Ministros, emite resolución, la cual es notificada al peticionario.



### Acta de puesta en servicio

Una vez ejecutado el proyecto, se presentará la correspondiente solicitud de acta de puesta en servicio junto con el certificado de final de obra ante el Área o, en su caso, Dependencia de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno respectivas.

El acta de puesta en servicio se extenderá por el órgano provincial, previas las comprobaciones técnicas que se consideren oportunas. Si se tratase de una línea eléctrica que afecte a diferentes provincias, se extenderá acta de puesta en servicio por cada una de ellas. Asimismo podrá extenderse acta de puesta en servicio para pruebas, a petición del titular de la instalación.



## Capítulo 8 RESULTADOS

### 8.1 CÁLCULOS DE LA POTENCIA DESARROLLADA.

---

Dadas las características meteorológicas de la zona y de las propiedades físicas y mecánicas de las turbinas, hemos realizado el cálculo de la producción media de una de ellas.

La velocidad media y desviación típica se muestran a continuación:

$$v_{z=10m} = 5,5455 \frac{m}{s}$$

$$\sigma = 2,396$$

Los parámetros de Weibull necesarios para calcular las probabilidades de viento con una determinada fuerza se encuentran a continuación:

Parámetros de Weibull a 10 metros:

$$k_{10} = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1,086} = 2,4874$$

$$c_{10} = \bar{v} * \left(0,568 + \frac{0,433}{k}\right)^{-\frac{1}{k}} = 6,2520$$

Dado que, de entre los modelos disponibles de aerogenerador, se escogió aquel cuyo “hub height” era de 119 metros, se recalculan los parámetros de Weibull para esa altura:



---

$$k(z) = k(z_1) * \frac{1 - 0,088 * \ln\left(\frac{z_1}{10}\right)}{1 - 0,088 * \ln\left(\frac{z}{10}\right)} = 2,4874 * \frac{1 - 0,088 * \ln\left(\frac{10}{10}\right)}{1 - 0,088 * \ln\left(\frac{119}{10}\right)} = 3,1805$$

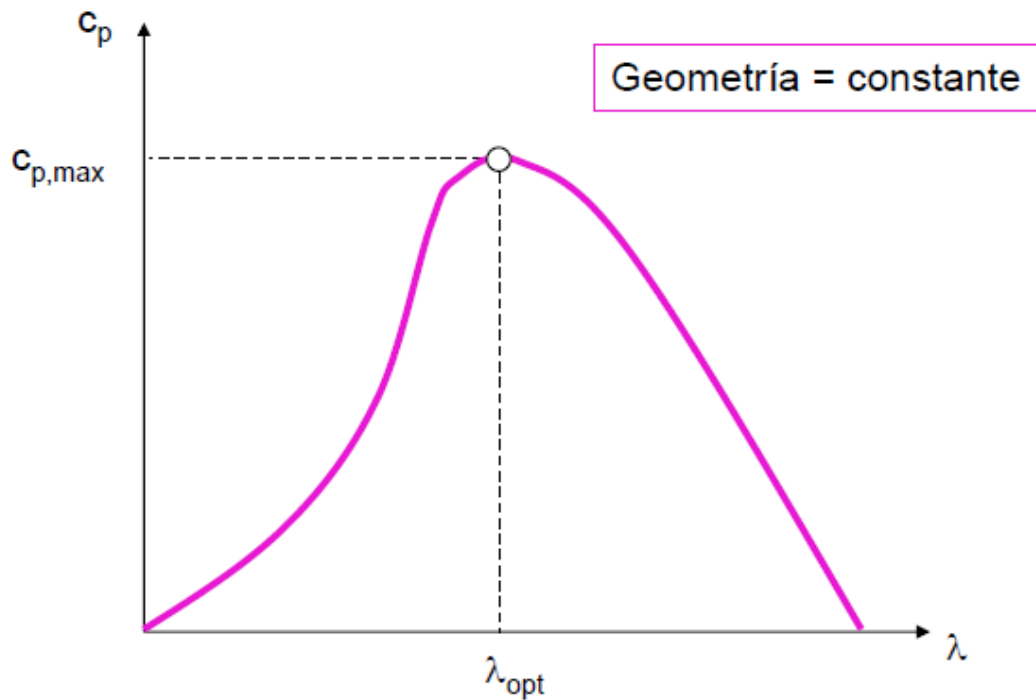
$$\beta = \frac{0,37 - 0,088 * \ln(c_{10})}{1 - 0,088 * \ln\left(\frac{z_{10}}{10}\right)} = 0,2087$$

$$c_{119} = c_{10} * \left(\frac{z_{119}}{z_{10}}\right)^\beta = 10,4832$$

La potencia eólica extraída o captada del viento por el rotor de la máquina se conoce como Potencia Eólica Aprovechada (Pa). El rendimiento de conversión se describe por un Coeficiente de Potencia (Cp) definido como la relación entre la potencia aprovechada y la disponible (Cp=Pa/Pd). Es la fracción de la energía cinética del viento convertida en energía cinética de rotación en el rotor del aerogenerador.

Cabe señalar que este coeficiente será siempre menor que uno, pues la turbina no es capaz de aprovechar toda la potencia disponible en el viento.

La curva característica del coeficiente de potencia, propia de cada aerogenerador se muestra a continuación:



Gráfica 8.1 Curva del coeficiente de potencia. "Universidad pontificia de Comillas".

Por tanto, para  $\lambda < \lambda_{opt}$  gran parte del flujo pasa a través de las palas sin ceder su energía al rotor, mientras que para  $\lambda > \lambda_{opt}$  el rotor ofrece mucha resistencia al flujo del aire, de tal forma que éste se deflacta y no pasa por el plano del rotor.

Con los parámetros de Weibull calculados y con el coeficiente de potencia propio de la turbina disponible, nos disponemos a calcular la potencia y energía de una de las turbinas durante todo el año:



Rango viento	V(m/s)	p(v)	p ac(v)	cp	P disp	P Betz	P aero	Pdisp x p	PBetz x p	Paero x p	
0	1	0,5	0,0006	0,0006	0,000	1	0	0	0,00	0,00	0,00
1	2	1,5	0,0046	0,0051	0,000	19	11	0	0,09	0,05	0,00
2	3	2,5	0,0134	0,0185	0,000	87	51	0	1,16	0,69	0,00
3	4	3,5	0,0271	0,0456	0,008	238	141	2	6,44	3,81	0,05
4	5	4,5	0,0449	0,0906	0,157	505	299	79	22,70	13,45	3,56
5	6	5,5	0,0654	0,1559	0,262	922	546	242	60,27	35,72	15,79
6	7	6,5	0,0859	0,2418	0,335	1.522	902	510	130,66	77,43	43,77
7	8	7,5	0,1033	0,3451	0,394	2.338	1.385	921	241,50	143,11	95,15
8	9	8,5	0,1146	0,4597	0,408	3.403	2.017	1.389	390,00	231,11	159,12
9	10	9,5	0,1174	0,5771	0,378	4.751	2.816	1.796	557,98	330,65	210,92
10	11	10,5	0,1111	0,6882	0,334	6.415	3.802	2.143	712,70	422,34	238,04
11	12	11,5	0,0968	0,7850	0,301	8.428	4.995	2.537	815,58	483,31	245,49
12	13	12,5	0,0773	0,8623	0,269	10.824	6.414	2.912	836,87	495,93	225,12
13	14	13,5	0,0564	0,9187	0,232	13.635	8.080	3.163	769,15	455,79	178,44
14	15	14,5	0,0374	0,9561	0,192	16.895	10.01	3.249	631,59	374,27	121,45
15	16	15,5	0,0224	0,9785	0,159	20.637	12.22	3.281	461,75	273,63	73,42
16	17	16,5	0,0120	0,9905	0,132	24.894	14.75	3.286	299,26	177,34	39,50
17	18	17,5	0,0058	0,9962	0,110	29.700	17.60	3.267	171,09	101,38	18,82
18	19	18,5	0,0024	0,9987	0,093	35.088	20.79	3.263	85,81	50,85	7,98
19	20	19,5	0,0009	0,9996	0,079	41.092	24.35	3.246	37,54	22,25	2,97
20	21	20,5	0,0003	0,9999	0,068	47.743	28.29	3.256	14,24	8,44	0,97
21	22	21,5	0,0001	1,0000	0,059	55.076	32.63	3.249	4,65	2,76	0,27
22	23	22,5	0,0000	1,0000	0,052	63.124	37.40	3.251	1,30	0,77	0,07
23	24	23,5	0,0000	1,0000	0,045	71.920	42.61	3.236	0,31	0,18	0,01
24	25	24,5	0,0000	1,0000	0,040	81.498	48.29	3.235	0,06	0,04	0,00

*Tabla 8.1 Resultados de los parámetros del aerogenerador. " Elaboración propia ".*

La columna donde se calcula la p(v) se realiza mediante las siguientes fórmulas, propias de la distribución de Weibull:

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

Con ello obtenemos la acumulada de la siguiente forma:

$$F'(V_1) = prob.(V \geq V_1) = \int_{V_1}^{\infty} f(V) * dV$$

Y para finalizar se resta la nueva menos la anterior, es decir:

$$p(v = 0,5) = F(1) - F(0)$$

Por otro lado, la P aerogenerador será el equivalente a la potencia aprovechada del viento por el aerogenerador, mencionado anteriormente.





Existe un límite superior para la potencia eólica aprovechada, según el cual ningún aerogenerador puede extraer del viento una potencia superior a la fijada por este límite. Este es el definido por la Teoría de Betz y, aunque este teorema se demuestra para máquinas de eje horizontal (tipo hélice), sus conclusiones son aplicables a las de eje vertical. De hecho, el rendimiento de estas últimas se acostumbra a referir a la potencia máxima aprovechada dada por el límite de Betz. Se trata, por tanto, de una aproximación que no tiene presentes algunos aspectos existentes en la práctica tales como la resistencia aerodinámica de las palas, pérdida de energía por turbulencia de la estela etc.

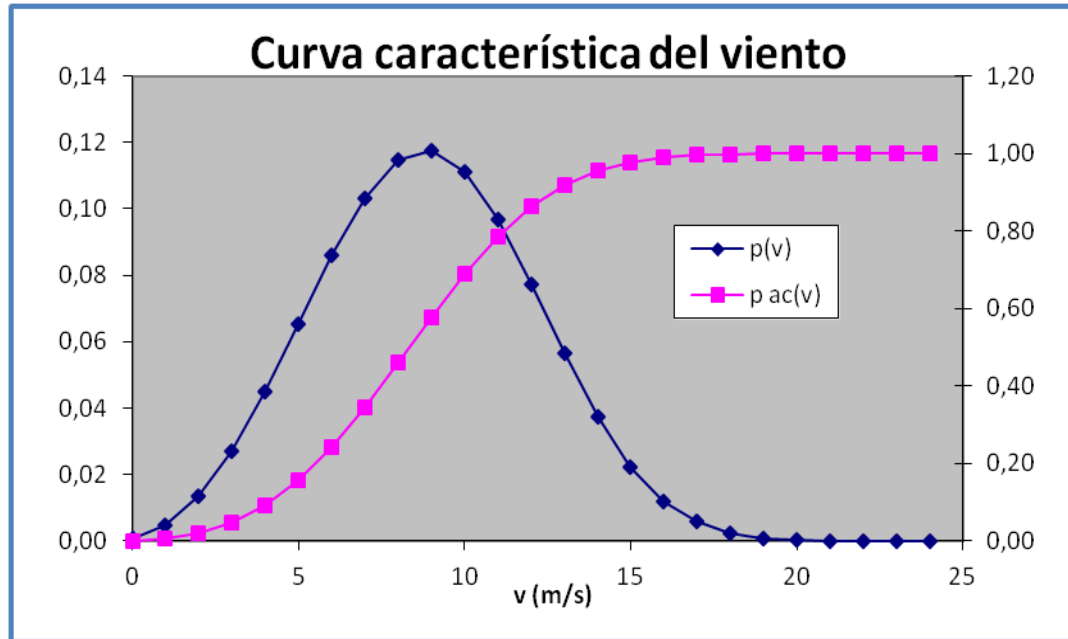
La potencia asociada al límite de Betz se encuentra a continuación de la Potencia del aerogenerador.

Por último, la potencia disponible es la propia que posee el viento. Ésta se define como:

$$P_d = \frac{1}{2} * \pi * r^2 v^3 * \rho$$

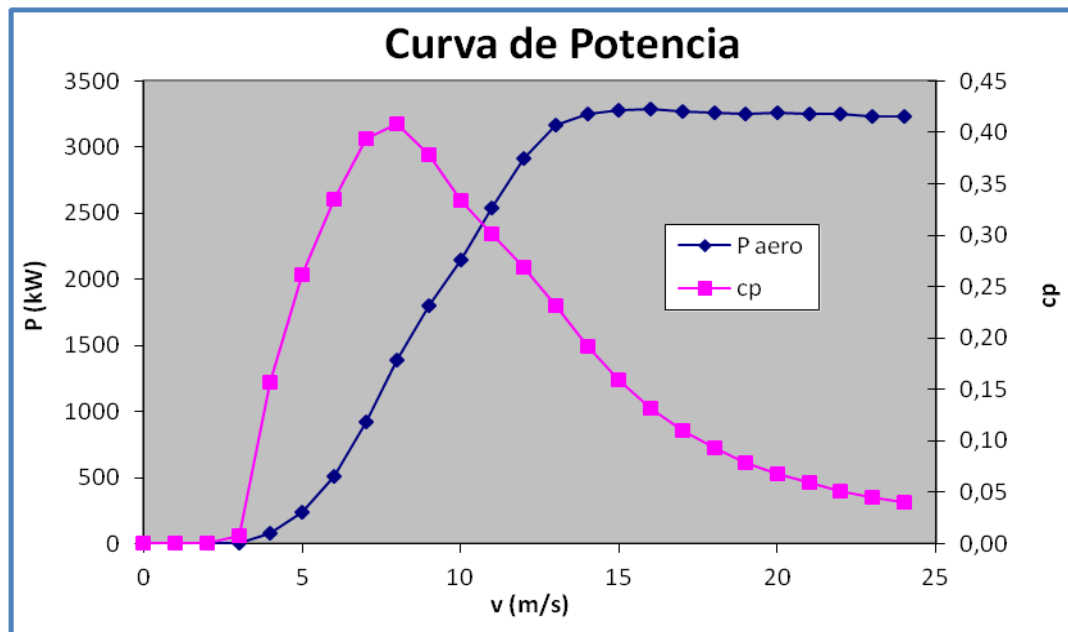
Por tanto, depende del área que barren las palas del aerogenerador, de la densidad del aire y de la velocidad del viento.

La distribución de probabilidades del viento junto con la acumulada se muestra a continuación:



Gráfica 8.2 Curva características del viento. "Elaboración propia".

Por otro lado, la curva de potencia del aerogenerador junto con su coeficiente de potencia se encuentran representados en la siguiente gráfica:



Gráfica 8.3 Curva de potencia. "Elaboración propia".



La potencia media de cada turbina se obtuvo de la siguiente forma:

$$P_{media} = \sum (P_{aero} * p(v)) = 1680,9 \text{ kW}$$

Y multiplicando ésta por el número de horas anuales, resulta la energía media producida:

$$E_{media} = P_{media} * h_{anuales} = 14724,9 \text{ MWh}$$

El parámetro “Capacity Factor” es el cociente entre la potencia media obtenida por cada turbina entre su potencia nominal, y por tanto, es una forma de relacionar cuánto trabaja la turbina.

$$CF = \frac{P_{aero}}{P_{nominal}} = 0.507$$

Y las horas equivalentes del parque se calculará como el cociente entre la energía generada por el parque entre la potencia instalada en el mismo.

Esto es:

$$heq = \frac{E_{total}}{P_{nom}} = \frac{223719 \text{ MWh}}{49,5 \text{ MW}} = 4462,1$$

Es importante señalar que a estas horas equivalentes no se han descontado las pérdidas del cableado, ni los factores de corrección propios del efecto estela, ensuciamiento de las palas o desconexiones ventuales.



## **8.2**      ***ENERGÍA DESARROLLADA POR EL PARQUE***

---

---

Dentro de este apartado se considerarán los cálculos para los dos modelos posibles del parque. El primero consistirá en 15 aerogeneradores distribuidos en tres alas o secciones, mientras que el segundo poseerá 9 de los mismos en también tres secciones.

### **8.2.1 PARQUE CON QUINCE AEROGENERADORES**

---

Los cálculos necesarios para obtener la energía desarrollada por el parque serán los obtenidos por cada molino multiplicados por quince. Sin embargo, esta energía no será la neta obtenida por el parque, pues hay que considerar diferentes pérdidas eléctricas, tanto en el propio generador como en su posterior a través del cableado (pérdidas por efecto Joule).

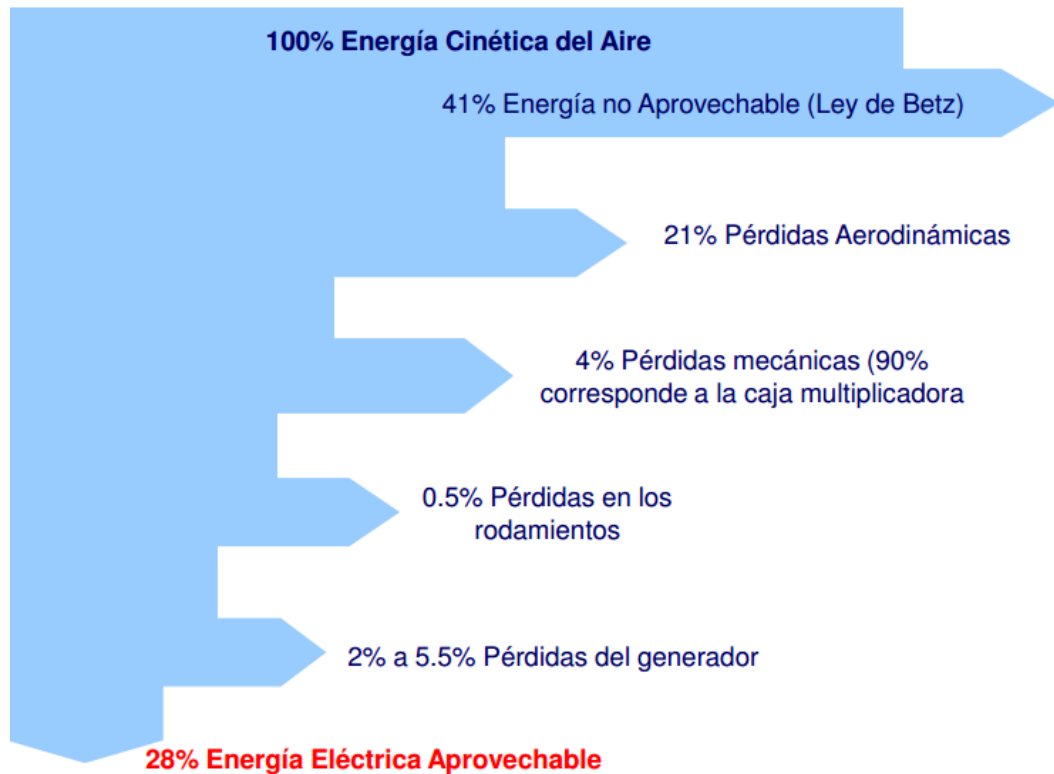


Ilustración 8.1 Energía eléctrica apreciable.

En los parámetros de la turbina ya están aplicados los factores que corrigen las pérdidas aerodinámicas, mecánicas y de los rodamientos.

En cuanto a las pérdidas del generador, el molino de marca Vestas presenta unas pérdidas estimadas del 3,1% de la potencia generada.

Por otro lado hay que considerar las pérdidas en el núcleo del transformador, cuyo valor es constante y se estima de 62 KW.

Por último, las pérdidas en el cableado, tanto de interconexión como de evacuación a tierra son las producidas por efecto Joule:

$$P_{joule} = I^2 * R$$



La siguiente tabla muestra la resistencia estimada en función de la sección de cada cable.

<b>33 kV</b>	<b>Resistencia óhmica para cada sección (<math>\Omega/m</math>)</b>					
<b>Sección (<math>mm^2</math>)</b>	70	95	240	400	500	800
<b>Resistencia (<math>\Omega/km</math>)</b>	0,312	0,21	0,163	0,069	0,504	0,037

Tabla 8.2 Resistencias óhmicas para cada sección de cable. "ABB catalogue".

Como cabe esperar, está resistencia mengua cuanto mayor es la sección, sin embargo, dado que por estos cables circulan corrientes mayores, las pérdidas netas se incrementan.

Así pues, representando la potencia aprovechada en función del viento existente, la distribución del viento, y las pérdidas eléctricas del generador y del transformador obtenemos la siguiente tabla:



Velocidad del viento	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25
Potencia extraída (kW)	0	0	0	2	79	242	510	921	1389	1796	2143	2537	2912	3163	3249	3281	3286	3267	3263	3246	3256	3249	3251	3236	3235
Frecuencia del viento	0,001	0,005	0,013	0,027	0,045	0,065	0,086	0,103	0,115	0,117	0,111	0,097	0,077	0,056	0,037	0,022	0,012	0,006	0,002	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Frecuencia del viento (h)	5,26	40,30	117,38	237,40	393,32	572,90	752,48	904,91	1003,9	1028,4	973,2	847,9	677,1	494,0	327,6	196,2	105,1	50,81	21,02	7,88	2,63	0,88	0,00	0,00	0,00
Pérdidas del generador (kW)	0,00	0,00	0,00	0,06	2,46	7,49	15,81	28,56	43,05	55,68	66,42	78,64	90,26	98,06	100,7	101,7	101,8	101,2	101,1	100,6	100,9	100,7	100,7	100,3	100,3
Pérdidas del transformador(kW)	0	0	0	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62

Tabla 8.3 Potencia extraída, frecuencia del viento y pérdidas eléctricas de un aerogenerador en función del viento. "Elaboración propia".

Como se puede observar, las pérdidas del aerogenerador dependerán de la potencia generada. No obstante, por otro lado, las pérdidas del transformador son constantes e independientes de la potencia aprovechada.

A continuación, analizaremos la potencia (en MW), las pérdidas por efecto Joule (en MWh) y la energía final generada (en MWh) de cada una de las alas del parque, esto es, 5 molinos para el escenario compuesto por un total de 15 aerogeneradores y 3 molinos para el escenario formado por 9.



La potencia de salida de cada turbina en función del viento se muestra a continuación:

33 kV				POTENCIA PRODUCIDA (MW)																								
				0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25
Conexión	Length (m)	Sección cable (mm <sup>2</sup> )	Nº de turbinas conectadas	Power (MW)	Power (MW)	Power (MW)	Power (MW)	Power (MW)	Power (MW)	Power (MW)	Power (MW)	Power (MW)	Power (MW)	Power (MW)	Power (MW)	Power (MW)	Power (MW)	Power (MW)	Power (MW)	Power (MW)	Power (MW)	Power (MW)	Power (MW)	Power (MW)	Power (MW)	Power (MW)	Power (MW)	
1--2	1200,0	70,0	1	0,0	0,0	0,0	0,00	0,08	0,24	0,51	0,92	1,39	1,80	2,14	2,54	2,91	3,16	3,25	3,28	3,29	3,27	3,26	3,25	3,26	3,25	3,25	3,24	3,24
2--3	1200,0	70,0	2	0,0	0,0	0,0	0,00	0,16	0,48	1,02	1,84	2,78	3,59	4,29	5,07	5,82	6,33	6,50	6,56	6,57	6,53	6,53	6,49	6,51	6,50	6,50	6,47	6,47
3--4	1200,0	95,0	3	0,0	0,0	0,0	0,01	0,24	0,72	1,53	2,76	4,17	5,39	6,43	7,61	8,73	9,49	9,75	9,84	9,86	9,80	9,79	9,74	9,77	9,75	9,75	9,71	9,71
4--5	1200,0	240,0	4	0,0	0,0	0,0	0,01	0,32	0,97	2,04	3,68	5,55	7,18	8,57	10,15	11,65	12,65	13,00	13,13	13,14	13,07	13,05	12,98	13,02	13,00	13,00	12,95	12,94
5--Col	1200,0	400,0	5	0,0	0,0	0,0	0,01	0,40	1,21	2,55	4,61	6,94	8,98	10,71	12,68	14,56	15,82	16,24	16,41	16,43	16,34	16,32	16,23	16,28	16,25	16,25	16,18	16,18

*Tabla 8.4 Potencia producida para 5 aerogeneradores en serie. "Elaboración propia".*





La energía anual de éste primer ala sin considerar las pérdidas sufridas en los cables se muestran a continuación:

ENERGÍA ANUAL PRODUCIDA (MWh)																									
0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	
Energía MWh	Energía MWh	Energía MWh	Energía MWh	Energía MWh	Energía MWh	Energía MWh	Energía MWh	Energía MWh	Energía MWh	Energía MWh	Energía MWh	Energía MWh	Energía MWh	Energía MWh	Energía MWh	Energía MWh	Energía MWh	Energía MWh	Energía MWh	Energía MWh	Energía MWh	Energía MWh	Energía MWh	Energía MWh	
0	0	0	0,45	31,18	138,39	383,65	833,55	1393,97	1847,07	2085,36	2151,24	1971,58	1562,86	1064,41	643,86	345,43	165,99	68,61	25,59	8,56	2,85	0,00	0,00	0,00	
0	0	0	0,90	62,37	276,79	767,29	1667,10	2787,94	3694,14	4170,72	4302,47	3943,16	3125,73	2128,81	1287,72	690,86	331,98	137,21	51,19	17,11	5,69	0,00	0,00	0,00	
0	0	0	1,35	93,55	415,18	1150,94	2500,66	4181,92	5541,21	6256,08	6453,71	5914,74	4688,59	3193,22	1931,59	1036,29	497,98	205,82	76,78	25,67	8,54	0,00	0,00	0,00	
0	0	0	1,80	124,74	553,58	1534,58	3334,21	5575,89	7388,28	8341,44	8604,94	7886,32	6251,45	4257,63	2575,45	1381,72	663,97	274,42	102,37	34,23	11,39	0,00	0,00	0,00	
0	0	0	2,26	155,92	691,97	1918,23	4167,76	6969,86	9235,35	10426,80	10756,18	9857,90	7814,32	5322,03	3219,31	1727,15	829,96	343,03	127,97	42,78	14,23	0,00	0,00	0,00	
																							73623,007		

*Tabla 8.5 Energía anual producida para 5 aerogeneradores en serie. " Elaboración propia".*

La energía anual producida por estas cinco turbinas sería de 73623,007 MWh.



A continuación, las pérdidas anuales como resultado del calor en los cables de interconexión (efecto Joule) serán las siguientes:

PÉRDIDAS ANUALES DE ENERGÍA (MWh)																								
0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25
Pérdida (MWh)	Pérdida (MWh)	Pérdida (MWh)	Pérdida (MWh)	Pérdida (MWh)	Pérdida (MWh)	Pérdida (MWh)	Pérdida (MWh)	Pérdida (MWh)	Pérdida (MWh)	Pérdida (MWh)	Pérdida (MWh)	Pérdida (MWh)	Pérdida (MWh)	Pérdida (MWh)	Pérdida (MWh)	Pérdida (MWh)	Pérdida (MWh)	Pérdida (MWh)	Pérdida (MWh)	Pérdida (MWh)	Pérdidas (MWh)	Pérdida (MWh)	Pérdidas (MWh)	Pérdidas (MWh)
0	0	0	0,00	0,00	0,02	0,15	0,72	2,00	3,52	4,48	4,77	4,01	2,52	1,17	0,43	0,12	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0	0	0,00	0,00	0,08	0,61	2,87	8,02	14,07	17,94	19,09	16,04	10,08	4,67	1,71	0,49	0,11	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0	0	0,00	0,01	0,12	0,92	4,34	12,14	21,31	27,17	28,91	24,29	15,26	7,08	2,59	0,75	0,17	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0	0	0,00	0,01	0,17	1,27	5,99	16,75	29,41	37,49	39,90	33,51	21,06	9,77	3,57	1,03	0,24	0,04	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0	0	0,00	0,00	0,09	0,73	3,45	9,64	16,92	21,56	22,95	19,27	12,11	5,62	2,06	0,59	0,14	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
																							580,196	

*Tabla 8.6 Pérdidas eléctricas anuales de energía para 5 aerogeneradores en serie. " Elaboración propia".*

Estas pérdidas representan el 0,87% de la energía total producida, menos del 1%.



---

Por lo tanto, la energía bruta producida en el parque con esta configuración resulta:

$$E_{bruta\_parque} = 3 * \sum E_{string} - 3 * \sum E_{pérdidas}$$

$$E_{bruta\_parque} = 3 * 73623,0073 \text{ Mwh} - 3 * 580,196 \text{ Mwh}$$

$$E_{bruta\_parque} = 219,128 \text{ GWh}$$

Añadiendo las pérdidas adicionales resumidas a continuación:

- Aerogeneradores desconectados debido a que la red esté fuera de servicio, haya fallos en el aerogenerador o se estén realizando operaciones de mantenimiento. Para ello, se aplicará un factor del 2%.
- Efectos estela como resultado de una leve separación entre turbinas que provoca turbulencias en el viento aumentando su rugosidad, o un defectuoso sistema de orientación. Factor equivalente al 2,5%.
- Ensuciamiento de las palas. Dado que el molino se encuentra en el mar, este factor de corrección es poco significativo (0,5%).

$$E_{neta\_parque} = E_{bruta\_parque} * 0,98 * 0,975 * 0,995 = 208,330 \text{ GWh}$$

Y, por último añadiendo las pérdidas provenientes de los dos cables de evacuación (cuya sección es 800mm<sup>2</sup>):

$$E_{final} = 204,019 \text{ GWh}$$

Horas equivalentes de la instalación:

$$heq = \frac{204019 \text{ MWh}}{49,5 \text{ MW}} = 4089,2h$$



### 8.2.2 PARQUE CON TRES AEROGENERADORES

Los cálculos necesarios para determinar esta energía son iguales que los del apartado anterior.

Energía de las tres turbinas interconectadas,:

33 kV	ENERGÍA ANUAL PRODUCIDA (MWh)																								
	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25
	Power MWh	Power MWh	Power MWh	Power MWh	Power MWh	Power MWh	Power MWh	Power MWh	Power MWh	Power MWh	Power MWh	Power MWh	Power MWh	Power MWh	Power MWh	Power MWh	Power MWh	Power MWh	Power MWh	Power MWh	Power MWh	Power MWh	Power MWh	Power MWh	Power MWh
1--2	0,0	0,0	0,0	0,5	31,2	138,4	383,6	833,6	1394,0	1847,1	2085,4	2151,2	1971,6	1562,9	1064,4	643,9	345,4	166,0	68,6	25,6	8,6	2,8	0,0	0,0	0,0
2--3	0,0	0,0	0,0	0,9	62,4	276,8	767,3	1667,1	2787,9	3694,1	4170,7	4302,5	3943,2	3125,7	2128,8	1287,7	690,9	332,0	137,2	51,2	17,1	5,7	0,0	0,0	0,0
3--COL	0,0	0,0	0,0	1,4	93,6	415,2	1150,9	2500,7	4181,9	5541,2	6256,1	6453,7	5914,7	4688,6	3193,2	1931,6	1036,3	498,0	205,8	76,8	25,7	8,5	0,0	0,0	0,0
																								44173,804	

*Tabla 8.7 Energía anual producida por 3 aerogeneradores en serie. " Elaboración propia".*

La energía anual producida por estas tres turbinas sería de 44173,80 MWh.



PÉRDIDAS ANUALES DE ENERGÍA (MWh)																								
0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25
Pérdidas MWh	Pérdidas MWh	Pérdidas MWh	Pérdidas MWh	Pérdidas MWh	Pérdidas MWh	Pérdidas MWh	Pérdidas MWh	Pérdidas MWh	Pérdidas MWh	Pérdidas MWh	Pérdidas MWh	Pérdidas MWh	Pérdidas MWh	Pérdidas MWh	Pérdidas MWh	Pérdidas MWh	Pérdidas MWh	Pérdidas MWh	Pérdidas MWh	Pérdidas MWh	Pérdidas MWh	Pérdidas MWh	Pérdidas MWh	Pérdidas MWh
0	0	0	0,00	0,00	0,02	0,15	0,72	2,00	3,52	4,48	4,77	4,01	2,52	1,17	0,43	0,12	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0	0	0,00	0,00	0,08	0,61	2,87	8,02	14,07	17,94	19,09	16,04	10,08	4,67	1,71	0,49	0,11	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0	0	0,00	0,01	0,12	0,92	4,34	12,14	21,31	27,17	28,91	24,29	15,26	7,08	2,59	0,75	0,17	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
																							264,836	

*Tabla 8.8 Pérdidas eléctricas anuales por 3 aerogeneradores en serie. "Elaboración propia".*

Las pérdidas por efecto Joule han descendido en relación con la energía anual producida (0,66%).



Por lo tanto, la energía generada por el parque antes de ser transmitida a tierra será:

$$E_{bruta\_parque} = 3 * \sum E_{string} - 3 * \sum E_{pérdidas}$$

$$E_{bruta\_parque} = 3 * 44173,804MWh - 3 * 264,36 Mwh$$

$$E_{bruta\_parque} = 131,724 GWh$$

Añadiendo las pérdidas adicionales resumidas anteriormente:

$$E_{neta\_parque} = E_{bruta\_parque} * 0,98 * 0,975 * 0,995 = 125,235 GWh$$

Y por último añadiendo las pérdidas correspondientes al cable de exportación (se utilizaron dos cables de 400mm<sup>2</sup>).

$$E_{final} = 122,881GWh$$

Horas equivalentes de la instalación:

$$heq = \frac{122881 MWh}{29,7MW} = 4093$$



## Capítulo 9 ANÁLISIS DE LA RENTABILIDAD

A continuación se hará un estudio de la viabilidad económica de la instalación del parque eólico marino. Se trata del punto más crítico del proyecto ya que, de los resultados que se obtengan se decidirá si se procede a la instalación de los aerogeneradores o no.

Cabe recordar, que los parques eólicos marinos requieren de inversiones más elevadas que las situadas en tierra. Sin embargo, la duración de la explotación es más duradera en el mar y las características que presenta el viento hacen posible un mayor aprovechamiento de dicha fuente energética.

### 9.1 CRITERIOS PARA MEDIR LA RENTABILIDAD

---

En la actualidad, se pueden seguir diferentes criterios para medir la rentabilidad de un proyecto o inversión.

1. Valuar Actual Neto (VAN): Consiste en actualizar a valor presente los flujos de caja futuros, que va a generar el proyecto, descontados a un cierto tipo de interés (la tasa de descuento), y compararlos con el importe inicial de la inversión. Como tasa de descuento se utiliza normalmente, el costo promedio ponderado del capital de la empresa que hace la inversión. Si  $VAN > 0$ : El proyecto es rentable, se acepta. Si  $VAN < 0$ : El proyecto no es rentable, se rechaza. Cuanto mayor sea el VAN mayor rentabilidad presenta y por tanto más beneficioso será:



$$-I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+i)^t}$$

Donde:

$I_0$ : Es la inversión inicial del proyecto

$V_t$ : es el flujo de caja durante el periodo  $t$

$i$ : Es la tasa de interés

$n$ : Es el número de años

2. Tasa interna de rendimiento (TIR): proporciona una medida de la rentabilidad relativa del proyecto, frente a la rentabilidad en términos absolutos, proporcionada por el VAN.

Por tanto, se aceptarán los proyectos cuya tasa de descuento sea inferior a la rentabilidad interna. Si  $TIR > r$  (tasa de descuento) se acepta. Se rechaza en caso contrario.

3. Periodo de recuperación (PR): Es el periodo que se precisa para recuperar la inversión inicial. Por tanto el balance será positivo en el año en el que la suma de flujos de caja supere a la inversión inicial.

Por consiguiente, se aceptará si el PR es inferior a un número de años (determinado por la empresa en cuestión) y se rechazará en caso contrario.

## 9.2 *CÁLCULO DEL WACC Y PAGO DE LA FINANCIACIÓN*

---

La medida más común para medir el coste de oportunidad y el perfil de riesgo es el WACC (coste de capital medio ponderado).

- El WACC es el valor medio del coste de los diferentes recursos con los que se financia una inversión (equity, o capital propio, y deuda),





---

ponderados por la importancia relativa de cada fuente de financiación respecto del valor total del pasivo.

- El WACC es la tasa de descuento que debe utilizarse para descontar el cash flow de un proyecto para la valoración de la inversión.
- La definición del WACC nominal, después de impuestos, es la siguiente, donde  $K_e$ ,  $K_d$  y  $T$  son el coste de los recursos propios y el coste de la deuda y la deducción fiscal, respectivamente:

$$WACC = \left[ K_e * \frac{Equity}{Equity + deuda} \right] + \left[ K_d * (1 - T) * \frac{Deuda}{Equity + Deuda} \right]$$

Dentro del coste de los fondos propios, el parámetro más relevante e influyente es el “beta”. Este factor se encarga de analizar la correlación existente entre un sector concreto y el mercado nacional. En nuestro caso, hemos utilizado como empresa referencia Iberdrola por varios motivos;

El primero es que tiene que tratarse de una empresa española, pues es donde se elaborará el parque. Adicionalmente se trata de una empresa de referencia mundial en la tecnología eólica Onshore, y por tanto, posee experiencia y elevada eficiencia en el sector. Por último, con la adquisición de Scottish Power, se ha implicado en la tecnología eólica offshore. Actualmente, se encuentran terminando su primer proyecto de estas características, en el mar de Irlanda, llamado West of Duddon Sands.

Para el cálculo del parámetro beta, se optó por seleccionar los cierres diarios de Iberdrola y del Ibex-35 desde el 1 de enero del 2010, hasta el 12 de Mayo del 2014. Se analizó la varianza sobre la diferencia porcentual de subida con el día anterior y posteriormente se computó la covarianza entre ambas varianzas, resultando:



---

BETA	Iberdrola	Ibex
Varianza	0,00033905	0,00026682
Covarianza	0,000270442	

---

Tabla 9.1 Varianzas y covarianzas para el cálculo de la beta. "Elaboración propia".

Y por tanto beta se estimó como se muestra a continuación:

$$\beta = \frac{\text{Covarianza (ibex, iberdrola)}}{\text{Varianza (ibex)}} = 1,0135$$

Una vez calculado el parámetro beta, se procedió a estimar el coste de los fondos propios "Ke".

$$Ke = rf + \beta * \text{Prima mercado}$$

El parámetro *rf* es la tasa de libre riesgo, y que por tanto, corresponde al bono español a 10 años, 3,059%.

La prima de mercado, o Total Equity Risk Premium, surge como medio de compensación de riesgo-retorno en el que se requiere una mayor tasa de retorno para atraer a asumir inversiones más riesgosas. Este parámetro se calculó según la metodología de Aswath Damodaran de NYU Stern School of Business, en base al CDS de España metodologías que se suele utilizar para calcular la Prima de Riesgo. Es, por tanto, suma de dos factores; el diferencial del bono español con el americano (actualmente 2,05%) y el retorno del equity mínimo exigido, siendo para un mercado maduro, según esta metodología del 5%.

$$Ke = 3,059\% + 1,0135 * (2,05\% + 5\%) = 10,19\%$$

De la inversión inicial del parque se pagará un 40% mediante fondos propios y un 60% con préstamos, al 4,5% de interés. A continuación explicamos el reparto de la financiación y el interés de la deuda.

Durante los años 90' y principios de los 2000 los proyectos llegaron a ser financiados mediante préstamos que alcanzaban el 90% de la inversión. Esto era



debido, en gran parte, a una elevada rentabilidad asegurada con el respaldo legislativo del momento. Sin embargo, la crisis de los últimos años y consecuentemente la falta de crédito además de los considerables recortes en las primas y subvenciones impiden el aporte de crédito y descienden las rentabilidades de los proyectos. Podría llegar a parecer que un 60% de financiación externa es ligeramente elevado. Pero los buenos resultados cosechados últimamente en Europa, la bajada constante de los tipos y la reaparición del crédito, animan a que la financiación vuelva a aumentar.

Pese a ello, un 40% de fondos propios, para un proyecto de esta envergadura, puede ser el impedimento a que empresas de pequeño-medio tamaño puedan desarrollar y prosperar con esta tecnología.

El 4,5% de interés es un valor razonable, porque pese a encontrarnos en un mercado muy cambiante y volátil, los tipos están muy bajos y siguen con tendencia negativa. Esto, añadido a que el impacto del riesgo ante una nueva normativa o legislación ya se encuentra reflejada en los ingresos estimados en la generación, minimizando por tanto, el riesgo del proyecto y con ello el interés del préstamo.

Resumiendo, el WACC mencionado anteriormente definitivo será:

$$WACC = 10,19\% * \frac{40\%}{40\% + 60\%} + 4,5\% * (1 - 30\%) * \frac{60\%}{40\% + 60\%}$$

$$WACC = 5,97\%$$

A éste valor es al que se descontará el Valor actual neto.

Por otro lado, el método de pago del préstamo será el explicado a continuación:

Se realizará a 15 años, en donde la suma del interés anual a pagar con la parte del pago principal correspondiente será constante a lo largo de los 15 años.

Un ejemplo ilustrativo se muestra a continuación para un préstamo de 100 millones de euros, a 10 años al 5 % de interés



<b>PAGOS EN M€</b>	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8
Parte del interés	-5,0	-4,5	-3,9	-3,3	-2,7	-2,1	-1,4	-0,7
Parte del principal	-10,5	-11,0	-11,5	-12,1	-12,7	-13,4	-14,0	-14,7
<b>TOTAL</b>	<b>-15,5</b>	<b>-15,5</b>	<b>-15,5</b>	<b>-15,5</b>	<b>-15,5</b>	<b>-15,5</b>	<b>-15,5</b>	<b>-15,5</b>

Tabla 9.2 Método francés para el pago de la deuda. "Elaboración propia".

## 9.3 CLASIFICACIÓN DE LOS COSTES

### 9.3.1 INVERSIÓN INICIAL

Como se ha mencionado anteriormente, la inversión inicial es muy significativa en eólica marina. Esto es debido a la complejidad en la instalación de las turbinas y a la dificultosa simulación de cargas provenientes del oleaje.

Los principales costes asociados a la inversión inicial son los siguientes:

#### Coste de aerogeneradores

- Cimentaciones: El coste de las cimentaciones depende en gran medida de la cimentación utilizada. En el caso de la cimentación tipo monopilote, se trata de la cimentación más económica de entre las existentes. No obstante puede llegar a representar hasta un 12%-15% del total de la inversión.
- Turbinas: Los costes de las turbinas Offshore suponen, aproximadamente, el 51% del total de la inversión, y por tanto representan el mayor porcentaje del total de la inversión. Estos costes también incluyen su transporte, llegando a ser éste del 6%.

Pese a representar el coste fundamental de la inversión inicial, éste es significativamente menor al análogo en las turbinas Onshore cuyos gastos constituyen cerca del 80%.



### Conexión a red y evacuación.

Pese a no analizarse en el presente proyecto, el coste de un transformador situado en tierra, si que se incluirá dentro de los costes de este apartado.

Distinguimos los costes propios del cableado, tanto el de interconexión del parque como el de evacuación al mar y el coste asociado a la instalación de un transformador de 60MVA situado en tierra encargado de elevar la tensión y conectar el parque a la red.

Mientras que éste transformador representará en torno al 7 % de los costes de inversión, el cableado representaría el 12%.

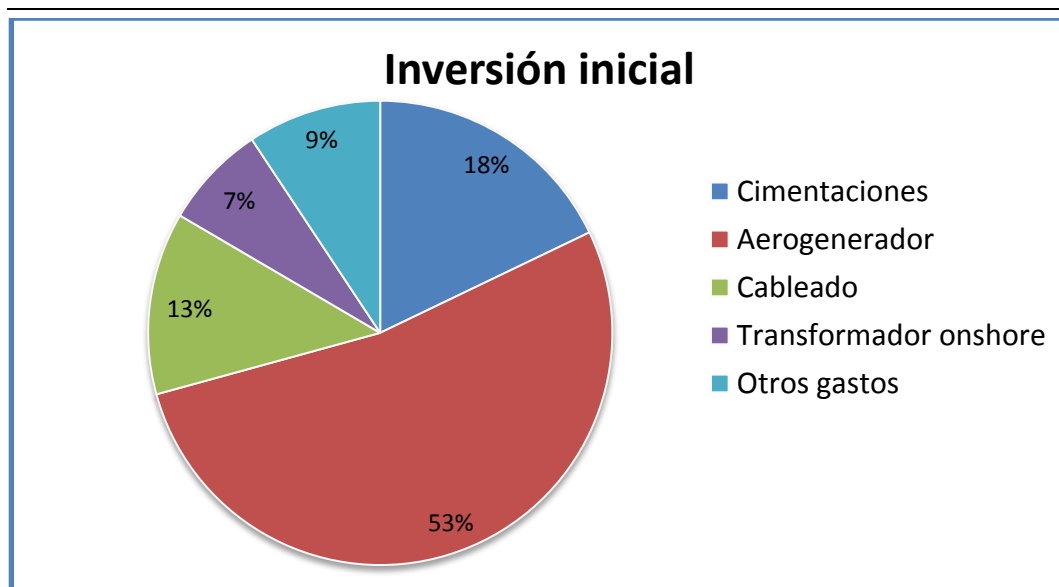
### Otros costes

Dentro de estos costes se englobarán los siguientes:

- Costes asociados a la tramitación de permisos
- Costes necesarios previos al desarrollo del parque como la instalación de un MetMast (recopilación de datos meteorológicos).
- Seguridad y salud.
- Gestión del proyecto.
- Costes asociados a la necesidad de avales.

Estos costes representaran el 11% de los costes de inversión inicial.

Desglosando los costes de la inversión inicial resulta:



Gráfica 9.1 Reparto de la inversión inicial en las diferentes unidades del proyecto. "Elaboración propia".

COSTES POR MW INSTALADO	
Costes de aerogenerador (K€/MW)	1162,35
Instalación aerogenerador (K€/MW)	152,4
Coste de la Cimentación (K€/MW)	242,25
Instalación de la cimentación (K€/MW)	202,35
Cableado interconexión incluyendo instalación (K€/MW)	72,528
Cableado de exportación incluyendo instalación (K€/MW)	243,44
Transformador Onshore (K€/MW)	180
Otros Costes (K€/MW)	232
<b>TOTAL M€/MW</b>	<b>2487,31</b>

Tabla 9.3 Costes totales por MW instalado. "Elaboración propia".

### 9.3.2 COSTES DE EXPLOTACIÓN

Dentro de estos costes destacan los costes de Operación y mantenimiento. Éstos son más elevados Offshore que Onshore dada la mayor complejidad.



El tiempo empleado en reparar o revisar cualquier elemento del parque será mayor y por tanto menor será la productividad del parque. Estos costes llegan a representar un 5% de la inversión inicial anualmente.

### **9.3.3 COSTES DE DESMANTELAMIENTO**

---

El coste de desmantelamiento del parque se dará al final de la vida útil del parque, es decir, a los 25 años. Se estima que el coste de desmantelamiento se situará en torno al 3% de la inversión.

### **9.3.4 DESCUENTOS POR ECONOMÍA DE ESCALA**

---

Dado que los costes presentados anteriormente han sido expuestos para tamaños de entrega unitarios se estimarán descuentos para cantidades mayores a la unidad, cuya depreciación será más acentuada conforme la cantidad sea mayor.

Estos descuentos serán de aplicación tanto en la inversión requerida por MW instalado, como en los costes de operación y mantenimiento anuales de los mismos. En cuanto a los descuentos en la inversión, se estimará un descuento del 4,8% por MW instalado en el escenario de 15 aerogeneradores tipo, mientras que, en el segundo escenario (parque con nueve aerogeneradores) se estimará un descuento por MW instalado de 1,7%.

Simultáneamente, en cuanto a las rebajas de costes en operación y mantenimiento, se considerará un decremento del 5% al 4,55% para el escenario con mayor número de aerogeneradores, mientras que será del orden del 4,7% para el segundo escenario.



---

## **9.4 CLASIFICACIÓN DE LOS INGRESOS**

---

Como se ha explicado anteriormente, los ingresos procederán de dos fuentes; la parte correspondiente al pool diario y la parte asociada a los complementos.

### **9.4.1 EVALUACIÓN DEL PRECIO DEL MERCADO DIARIO**

---

Estimar cuál será el precio de la energía eléctrica en España para los próximos dos años es, en estos momentos, impredecible. Esto es debido al desconocimiento de la futura normativa.

No obstante sí que sabemos ciertos elementos altamente condicionantes del precio eléctrico:

- En primer lugar, ya sabemos que no habrá distinción entre régimen especial y ordinario y que por tanto todas las unidades de oferta entraran a mercado. Anteriormente, dada la existencia de tarifas reguladas y primas, las fuentes de energía renovable como la eólica, solar (fotovoltaica y térmica renovable) cogeneración y residuos se podían permitir el “lujo” de ofertar a muy bajo precio (llegando a ser durante muchas horas 0€) con el fin de entrar en la casación.

No obstante, en el nuevo escenario, estas tecnologías tendrán que ofertar a un precio relativamente superior, para poder al menos cubrir sus costes de operación en defecto de las anteriores primas y tarifas. Esto elevará el precio en el mercado diario, notándose más aquellos días cuya casación final fuera baja.

En este apartado, la eólica marina podrá ofertar a más bajo precio que sus competidores (principalmente cogeneración y residuos) dado que sus costes de operación son relativamente bajos, y carece de combustible.





- En segundo lugar, dado que el Gobierno ha ido publicado borradores de la futura normativa, las diferentes tecnologías están adelantando sus futuras decisiones. En el caso de cogeneración y residuos, se ha reducido su actividad más de un 30% en lo que va de 2014 pues consideran que la nueva normativa será gravemente perjudicial. Por otro lado, como hemos mencionado anteriormente, tecnologías como la eólica están ofertando como mínimo sus costes variables (cosa impensable hace un año) encareciendo así el precio mínimo.

#### **9.4.2 EVALUACIÓN DEL COMPLEMENTO A LA OPERACIÓN**

---

El complemento a la operación (comentado en el apartado 9.4.7 “Retribución a la operación de una instalación tipo”) depende en primer lugar de los costes de operación, y en segundo lugar de las horas equivalentes. Pese a poseer un número de horas equivalentes muy elevado (gran ventaja que ofrece esta tecnología) los costes de operación son escasos y por tanto este complemento no será muy significativo. Una estimación razonable sería considerar añadir al precio del pool un 1,5% el coste del MWh ofertado.

#### **9.4.3 EVALUACIÓN DEL COMPLEMENTO A LA INVERSIÓN**

---

Esta retribución supondrá el grueso económico percibido pues es lo más parecido a la antigua prima. Hasta la elaboración del nuevo margen retributivo, la eólica onshore cobraba alrededor de 85€/Mwh como prima, y se estipuló que la eólica offshore tendría derecho a percibir entre 84,3 €/MWh y 148,5 €/MWh.

Recientemente, el Gobierno anunció la supresión de las primas a todos aquellos parques eólicos cuya operación fuera anterior al 2004, y estimó una rebaja del 50% para el resto de parques.

Por ello, una estimación razonable acerca de la del complemento a la inversión, sería ubicar la eólica offshore (cuya “instalación tipo” se encuentre entre los



10MW y 50MW) en torno a los 73k€ por cada MW instalado (2,35% de la inversión inicial). No obstante esta retribución irá menguando a razón del 3,1% anual, conforme el número de años restantes hasta el desmantelamiento vaya disminuyendo.

#### **9.4.4 POSIBLES FUTUROS ESCENARIOS**

---

Dado que se desconocen tanto los precios de la energía eléctrica como los complementos o retribuciones a percibir para los próximos 25 años se elaborarán tres posibles escenarios:

➤ Escenario optimista:

En este escenario se estimará un precio del pool de 53€/MWh durante el primer año y un incremento del 1,4% anual del mismo.

En relación al complemento a la operación, éste será del orden del 1,9% el coste de MWh eléctrico. Y por último, el complemento a la inversión se estimará de 81k€ por cada MW instalado disminuyendo un 2,8% anual conforme nos aproximemos al año del desmantelamiento.

➤ Escenario realista

El precio del pool eléctrico será el que se está negociando actualmente para 2015 (a fecha de 08/05/2014) en el mercado ibérico, es decir, 48,75€/MWh, con un incremento anual del 1,2%.

El complemento a la operación representará el 1,5% del precio casado, mientras que el complemento a la inversión se situará en 68k€ el MW instalado con una caída anual del 3,1%.

➤ Escenario pesimista:



En este escenario representaremos el caso más desfavorable. El precio del pool se estimará en 45€/MWh generado con un incremento del 1% anual. Se propondrá 1,2% del precio del pool por MWh como retribución a la operación y 61k€ anual por MW de potencia instalada con un decremento del 3,6% anual.

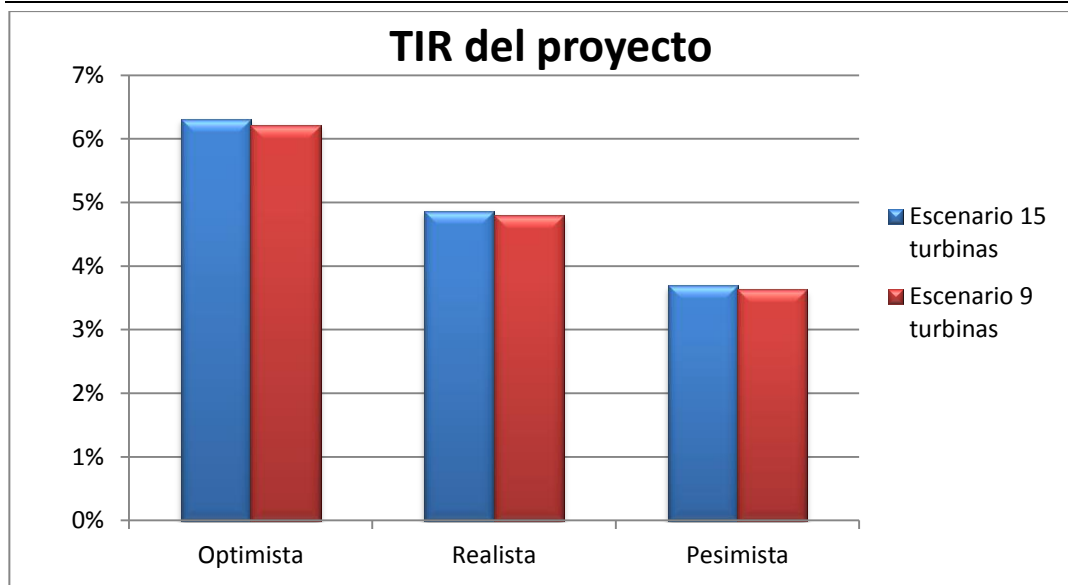
Resumiendo los datos anteriores en una tabla resultaría lo mostrado a continuación:

<b><i>Posibles escenarios</i></b>	<b>Precio del pool</b>	<b>Complemento a la operación</b>	<b>Complemento a la instalación</b>
Escenario Optimista	54€/MWh +1,4% anual	1,9% del pool por MWh	81k€/MW - 2,8% anual
Escenario Realista	49€/MWh +1,2% anual	1,5% del pool por MWh	68k€/MW - 3,1% anual
Escenario Pesimista	45€/MWh +1% anual	1,2% del pool por MWh	61k€/MW - 3,6% anual

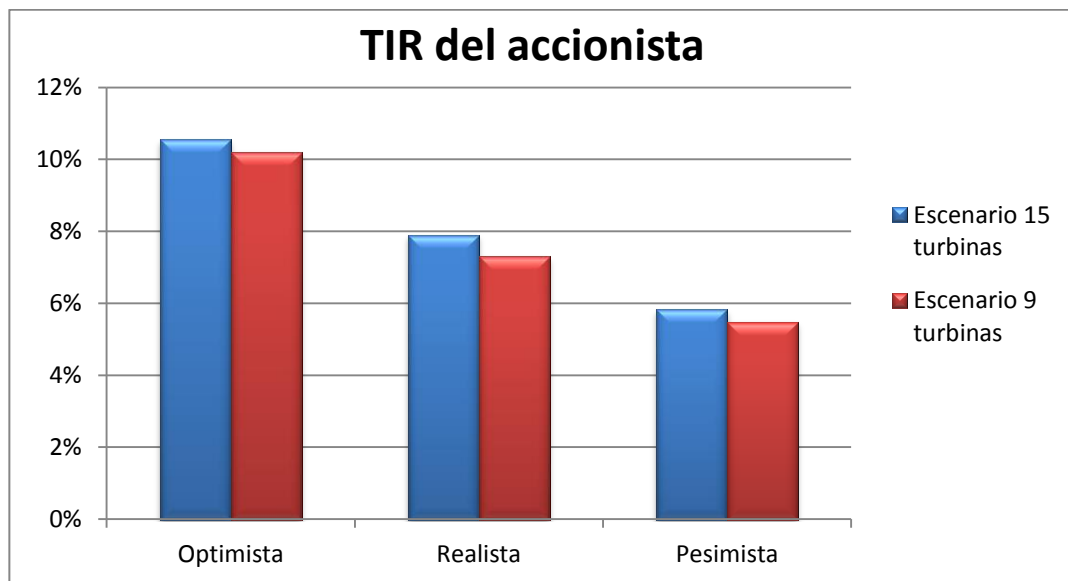
Tabla 9.4 Características específicas de cada escenario. "Elaboración propia".

## 9.5 RESULTADOS ECONÓMICOS

Los resultados de las tasas internas de retorno y del valor actual neto para cada escenario se muestran a continuación. Nótese que la línea horizontal en las gráficas del TIR corresponde al WACC previamente calculado. Toda rentabilidad por encima de dicha línea refleja un VAN positivo, mientras que rentabilidades por debajo del WACC supondrán VAN negativo.

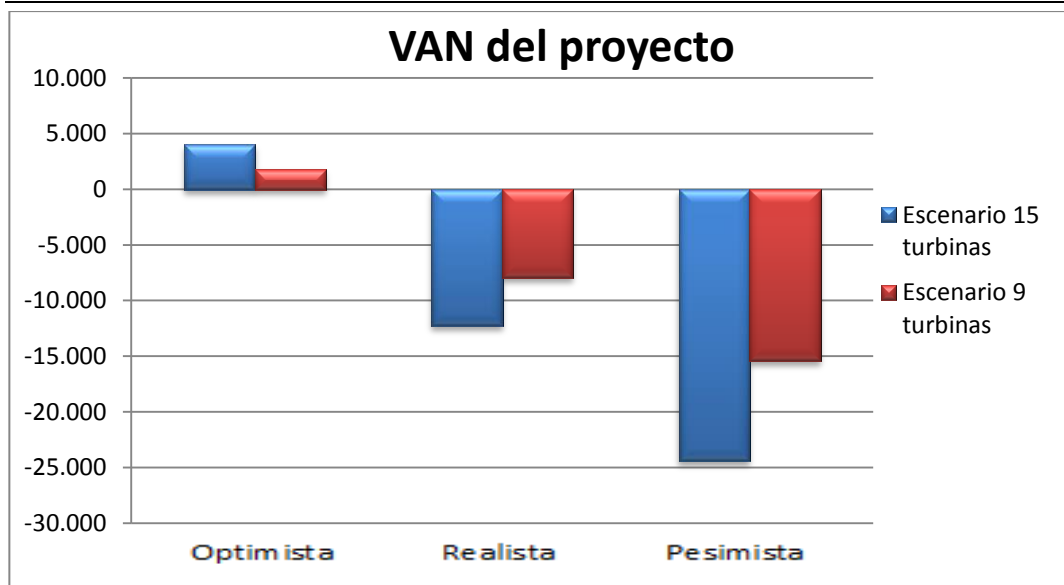


Gráfica 9.2 Resultados del TIR del proyecto. "Elaboración propia".

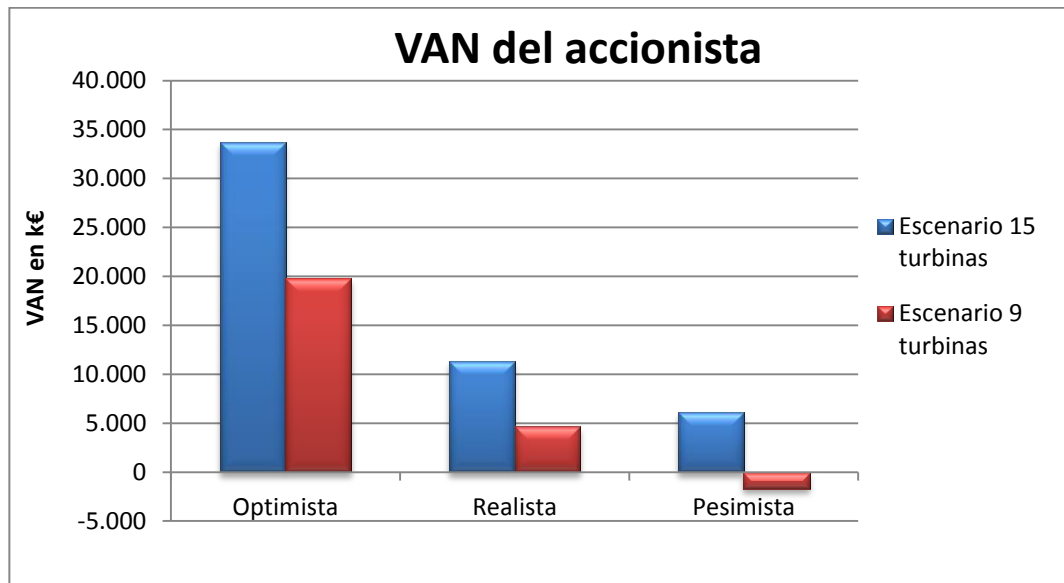


Gráfica 9.3 Resultados del TIR del accionista. "Elaboración propia".

Por otro lado, el valor actual neto, que tiene en cuenta el WACC, esto es, la tasa de descuento a aplicar en los flujos de caja, se refleja en las siguientes gráficas:



Gráfica 9.4 Resultados del VAN del proyecto. "Elaboración propia".



Gráfica 9.5 Resultados del VAN del accionista. "Elaboración propia".



## Capítulo 10 CONCLUSIONES

Con lo visto en el proyecto, se puede concluir que la energía eólica offshore se encuentra próxima a la viabilidad, y se perfila como candidato idóneo para el mix energético español.

Los resultados económicos aportan principalmente tres datos a subrayar:

Las conclusiones obtenidas tras la elaboración del proyecto se resumen a continuación:

- Desde el punto de vista técnico es totalmente viable. La tecnología mejora y se abarata día a día. Prueba de ello, es que en la actualidad, el número de parques eólicos offshore no cesa de aumentar.
- Las características del recurso del que se obtiene la energía final esto es, el viento, permite elevar el número de horas de funcionamiento del parque aumentando considerablemente la eficiencia de la tecnología.
- Como era previsible, las economías de escala tiene un efecto muy importante en esta tecnología. El análisis muestra una mayor rentabilidad para el escenario de mayor potencia instalada. No es de extrañar que, el próximo parque offshore en ponerse en explotación, “London Array“, contenga 175 turbinas para un total de 630MW, lo que le convertirá en el mayor parque offshore del mundo.
- El proyecto muestra una rentabilidad suficiente en el escenario optimista, y es algo justa en el escenario realista. La estructura de capital eleva la rentabilidad para el accionista a niveles atractivos.
- Hoy en día es un momento de especial incertidumbre del cambio regulatorio, pero teniendo en cuenta la evolución tecnológica constante, el desarrollo en la eficiencia y la mejora sostenida de las condiciones financieras, estos proyectos resultarán más atractivos en los próximos años.



- En resumen, se trata de una tecnología que con mínimas ayudas económicas reporta grandes beneficios e incentiva a su inclusión en el mix energético español.



## Capítulo 11 BIBLIOGRAFÍA

[AMAT11] C. Borreguero, O. López, M. Peligero, M. Vergara “Análisis comparativo de la viabilidad de un parque eólico marino en la costa de Cádiz y el mar Báltico”, 2011.

[LEÓN08] J. León Peláez “Evaluación del impacto ambiental de proyectos de desarrollo”

[MOEL08] A. Moeller, “Efficient offshore wind turbine foundations” 2008

[MORO12] M. Morocho Beato “Diseño y conexión a la red española de un parque eólico offshore de 21,6MW”, Mayo 2012.

[1] [www.puertos.es](http://www.puertos.es) Datos estadísticos del viento

[2] [www.fundaciongasnaturalfenosa.org](http://www.fundaciongasnaturalfenosa.org) Cimentaciones

[3] [www.ampres.com](http://www.ampres.com) Estudio del Impacto ambiental

[4] [www.idae.es](http://www.idae.es) Instituto para la diversificación y ahorro de la energía

[5] [www.eia.es](http://www.eia.es) Estudio del impacto ambiental

[6] [www.minetur.gob.es](http://www.minetur.gob.es) Página oficial del Ministerio de Industria, Energía y Turismo

[7] [www.TheCrownState.com](http://www.TheCrownState.com) A guide to an Offshore Wind farm. 2009

[8] [www.energy.siemens.com](http://www.energy.siemens.com) Catálogo Siemens

[9] [www.abb.com](http://www.abb.com) Catálogo ABB

[10] [www.omie.es](http://www.omie.es) Operador del Mercado ibérico español

[11] [www.windwire.com](http://www.windwire.com) Cálculo de los parámetros para la evaluación de turbinas





- [12] <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/> “Country default Spreads and Risk Premium”
- [13] [www.vestas.com](http://www.vestas.com)
- [14] [http://www.iscpc.org/publications/About\\_SubPower\\_Cables\\_2011.pdf](http://www.iscpc.org/publications/About_SubPower_Cables_2011.pdf)
- [15] <http://www.eoi.es/wiki>
- [16] [www.upco.es](http://www.upco.es) “Energías Renovables”



***Parte II PLIEGO DE  
CONDICIONES***



## Capítulo 1      **NORMATIVA ACTUAL ESPAÑOLA**

La regulación del sector eléctrico está siendo objeto de una profunda reforma. Dentro de este proceso de reforma, el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico habilitó al Gobierno para aprobar un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Dicho Real Decreto-Ley deroga el artículo 4 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, y el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, aunque se seguirán aplicando con carácter transitorio hasta la aprobación de las disposiciones necesarias para la plena aplicación del nuevo real decreto. La información contenida en esta página se fundamenta en las normas derogadas transitoriamente de aplicación, y será actualizada tras la publicación del nuevo marco normativo.

La actividad de generación en régimen especial recoge la generación de energía eléctrica en instalaciones de potencia no superior a 50 MW que utilicen como energía primaria energías renovables o residuos, y aquellas otras como la cogeneración que implican una tecnología con un nivel de eficiencia y ahorro energético considerable.

Dicha actividad goza de un régimen económico y jurídico beneficioso en comparación con el régimen ordinario que comprende a las tecnologías convencionales.

Entre los beneficios de estas tecnologías se encuentran:

- Disminución de emisiones contaminantes y gases de efecto invernadero,
- Un menor impacto sobre el entorno,
- El aumento de la seguridad de suministro derivado del uso de fuentes autóctonas,
- El ahorro de energía primaria



- Ahorro en transporte y distribución eléctrica por la proximidad entre transporte y consumo, etc.

### Ámbito de aplicación

Las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial deberán tener potencia instalada igual o inferior a 50 MW y estar en alguno de estos grupos:

- Instalaciones que utilicen cogeneración u otras formas de producción de energía eléctrica asociadas a la electricidad, con un rendimiento energético elevado.
- Instalaciones que utilicen energías renovables no consumibles, biomasa, biocombustibles, etc.
- Instalaciones que utilicen residuos urbanos u otros residuos.
- Instalaciones de tratamiento y reducción de residuos agrícolas, ganaderos y servicios.

### Trámites

Con carácter general, corresponde al órgano competente de la Comunidad Autónoma donde se ubique la instalación, la autorización de la instalación y su inclusión en el régimen especial.

Corresponde a la Administración General del Estado, a través de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, la autorización de las instalaciones que se encuentren entre dos Comunidades Autónomas, en el mar, o cuya potencia sea superior a 50 MW (en cuyo caso serían incluidas en el régimen ordinario)

### Instalaciones en régimen ordinario, de tecnologías asimilables a las del régimen especial

Aquellas instalaciones que utilicen como energía primaria fuentes de energía renovable, cogeneración o residuos, estarán incluidas en el régimen ordinario, y les será de aplicación su normativa específica, si bien gozarán de un régimen



económico y jurídico, en determinados aspectos, diferenciado respecto del resto de tecnologías convencionales.

Este es el caso de las instalaciones eólicas marinas, que con carácter general, tendrán una potencia superior a 50 MW. Pueden encontrarse más información al respecto en Procedimiento para la implantación de instalaciones eólicas marinas.

## ***1.1 TRAMITACIÓN DE INSTALACIONES***

---

### Autorización de instalaciones

La puesta en funcionamiento, modificación, transmisión y cierre definitivo de las instalaciones de producción, transporte, distribución y líneas directas de energía eléctrica, así como el cierre temporal de las instalaciones de producción estarán sometidas, con carácter previo, al régimen de autorizaciones establecido en el artículo 53 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector eléctrico y en sus disposiciones de desarrollo.

Corresponde a la Administración General del Estado autorizar las instalaciones eléctricas de generación de potencia eléctrica instalada superior a 50 MW eléctricos y las ubicadas en el mar territorial, las de producción, transporte secundario y distribución que excedan del ámbito territorial de una Comunidad Autónoma, y todas las instalaciones de transporte primario, a excepción de las especificidades establecidas para los territorios insulares y extrapeninsulares.

En la actualidad, está pendiente el desarrollo reglamentario de lo establecido en el artículo 53 de la Ley del Sector Eléctrico. Resulta, por tanto de aplicación lo dispuesto en el Título VII del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.



---

El artículo 113 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, establece que las competencias sobre la autorización de instalaciones titularidad de la Administración General del Estado serán ejercidas por la Dirección General de Política Energética y Minas, sin perjuicio de las expresamente atribuidas al Consejo de Ministros. Asimismo su tramitación será llevada a cabo por las Áreas o, en su caso, Dependencias de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno de las provincias donde radique la instalación.

El artículo 115 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, establece que la construcción de las instalaciones eléctricas requiere las siguientes resoluciones administrativas:

**Autorización administrativa:** se refiere al anteproyecto de la instalación y se tramitará, en su caso, conjuntamente con el estudio de impacto ambiental. Habilita al peticionario a iniciar las obras preparatorias de acondicionamiento del emplazamiento de las instalaciones (cota cero), según lo dispuesto en el artículo 131.9 del citado Real Decreto.

**Aprobación del proyecto de ejecución:** se refiere al proyecto concreto de la instalación y permite a su titular la construcción o establecimiento de la misma.

**Autorización de explotación:** permite, una vez ejecutado el proyecto, poner en tensión las instalaciones y proceder a su explotación comercial.

Las solicitudes de autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución podrán efectuarse de manera consecutiva, coetánea o conjunta.

Asimismo, en aquellos casos en que sea precisa la expropiación forzosa de los bienes y derechos necesarios para el establecimiento de la instalación o la imposición de servidumbre de paso, deberá tramitarse la correspondiente Declaración de utilidad pública.

Las citadas autorizaciones serán otorgadas sin perjuicio de las concesiones, licencias y autorizaciones que sean necesarias de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables.



---

## **1.2 REGISTRO DE INSTALACIONES**

---

### **Descripción del registro**

El registro de instalaciones de producción en régimen especial es una de las secciones del Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica, donde deben inscribirse todas las instalaciones de producción de energía eléctrica que hayan sido autorizadas.

El Registro viene recogido en el artículo 9 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

El Registro de instalaciones de producción en Régimen Especial contienen los datos principales de las instalaciones.

Se incluye las instalaciones inscritas tanto con carácter previo como definitivo.

El parque se encuentra dentro de la categoría “b.2” (Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la energía eólica) y más concretamente dentro del subgrupo b.2.2, instalaciones eólicas ubicadas en el mar territorial.

## **1.3 TARIFAS Y PRIMAS DE INSTALACIONES EN RÉGIMEN ESPECIAL SEGÚN EL REAL DECRETO-LEY 661/2007**

---

Según el real decreto 661/2007, para las instalaciones del subgrupo b.2.2, la prima máxima de referencia a efectos del procedimiento de concurrencia que se regule para el otorgamiento de reserva de zona para instalaciones eólicas en el mar territorial será de 8,43 c€/kWh y el límite superior 16,40 c€/kWh.



---

Pero en el Boletín Oficial del Estado, cuyas siglas son BOE, publicado el día sábado 2 de Febrero de 2013, esta prima fue modificada según se explica a continuación:

<< Artículo 38. Tarifas para instalaciones de la categoría b), grupo b.2: energía eólica.

- Para instalaciones del subgrupo b.2.2, se establece una tarifa máxima de referencia a efectos del procedimiento de concurrencia que se regule para el otorgamiento de reserva de zona para instalaciones eólicas en el mar territorial con un valor de 14,8557 c€/kWh.

A pesar de todo, estos Reales Decreto Ley fueron derogados y modificados con el Real Decreto ley del 9/2013, de 12 de Julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos.

## ***1.4 REAL DECRETO-LEY 9/2013***

---

Durante los últimos 20 años se ha producido un desarrollo muy importante de las tecnologías de producción eléctricas englobadas dentro del denominado régimen especial: fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Este crecimiento se ha producido gracias a la existencia de sucesivos marcos de apoyo que establecían incentivos económicos a la producción eléctrica con estas tecnologías. A medida que crecía la presencia de este tipo de tecnologías, los marcos de apoyo han ido evolucionando para adaptarse en dos sentidos:

- En primer lugar, permitiendo la participación de estas tecnologías de producción en el mercado
- Y en segundo lugar incrementando las exigencias de carácter técnico para permitir al operador del sistema integrarlas en condiciones de seguridad, aumentando su contribución al balance energético del sistema eléctrico.





Por otra parte, la Ley del Sector Eléctrico ha eliminado los conceptos diferenciados de régimen ordinario y especial, para adaptarse a la realidad actual de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, por lo que es necesario desarrollar con rango reglamentario dicha modificación.

### **1.4.1 OBJETIVOS DEL REAL DECRETO-LEY**

---

Los principios estratégicos de esta iniciativa son:

- a) Lograr una mejor adecuación de la estructura de inversiones y costes de las instalaciones con la estructura retributiva de las mismas, eliminando los inconvenientes generados por el vigente régimen retributivo en el que la totalidad de la retribución depende de la energía generada.
- b) Introducir modificaciones procedimentales para que la Administración General del Estado, competente para el otorgamiento de los regímenes retributivos, disponga de los mecanismo de control y de comprobación de la subsistencia de las condiciones determinantes para su percepción, respetando en todo caso las competencia de los demás órganos en lo relativo a los regímenes de autorización de dichas instalaciones.
- c) Clarificar los aspectos de aplicación a todas las instalaciones que utilicen fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos (derechos, obligaciones, participación en mercado, procedimientos administrativos, etc), y cuales afectan únicamente a aquellas que tengan derecho a la percepción del régimen retributivo específico.
- d) Reducción del extracoste de generación de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, mediante el establecimiento de un régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas y modificaciones de las existentes, que se ubiquen en dichos territorios.



---

## 1.4.2 CONTENIDO Y DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN

---

El proyecto consta de 54 artículos, 21 Disposiciones adicionales, 14 Disposiciones transitorias, 1 derogatoria, 8 finales y 16 anexos. Destacamos los siguientes:

El título IV regula la metodología del régimen retributivo específico aplicable exclusivamente a las instalaciones que tengan derecho a su percepción. No obstante, para su otorgamiento a una instalación concreta, deberá establecerse dicho régimen expresamente mediante real decreto para una tecnología o colectivo de instalaciones concreto, en los supuestos previstos en el apartado 7 del artículo 14 de la Ley del Sector Eléctrico, y deberán aprobarse por orden ministerial los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de referencia aplicable.

De acuerdo con los principios establecidos legalmente, las instalaciones podrán percibir durante la vida útil regulatoria, adicionalmente a la retribución por la venta de la energía valorada al precio de mercado, una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía en el mercado al que se denomina retribución a la inversión, y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo, al que se denomina retribución a la operación.

Para el cálculo de la retribución a la inversión y de la retribución a la operación se considerará para una instalación tipo, los ingresos estándar por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, los costes estándar de la inversión inicial, todo ello para una empresa eficiente y bien gestionada. Se establecerán un conjunto de parámetros retributivos que se



aprobarán, por orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, para cada una de las distintas instalaciones tipo que se determinen, pudiendo segmentarse las instalaciones en función de su tecnología, sistema eléctrico, potencia, antigüedad, etc.

En ningún caso se tendrán en consideración los costes o inversiones que vengan determinados por normas o actos administrativos que no sean de aplicación en todo territorio español y del mismo modo, sólo tendrán en cuenta aquellos costes e inversiones que respondan exclusivamente a la actividad de producción de energía eléctrica.

La retribución a la inversión y, en su caso, la retribución a la operación permitirán cubrir los mayores costes de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, de cogeneración de alta eficiencia y residuos, de forma que puedan competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y puedan obtener una rentabilidad razonables por referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable.

Se establecerán además, periodos regulatorios de seis años donde los parámetros retributivos podrán ser revisados al finalizar cada periodo.

Dado que la tecnología eólica no depende del precio de ningún combustible, no será necesario actualizar los valores de la retribución a la operación anualmente sino cada seis años.

Una vez que las instalaciones superen la vida útil regulatoria dejarán de percibir la retribución a la inversión y la retribución a la operación. Dichas instalaciones podrán mantenerse en operación percibiendo la retribución obtenida por la venta de energía en el mercado. Adicionalmente se podrá establecerse por orden del ministro de Industria, Energía y Turismo, una retribución a la operación extendida, que permita mantener en operación las instalaciones con costes de explotación superiores a los ingresos por la participación en el mercado.



---

### **1.4.3 IMPACTO ECONÓMICO Y PRESUPUESTARIO**

---

#### Impacto económico general:

El presente real decreto regula el marco jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Las modificaciones introducidas en el régimen retributivo implican un cambio en la metodología existente, que deberá desarrollarse posteriormente en la orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo por la que se aprueben los parámetros retributivos aplicables a las instalaciones existentes. Por este motivo, hasta la aprobación de dicha orden, no podrá calcularse con precisión la retribución de dichas instalaciones debido al cambio de metodología, aunque la misma asegurará, en todo caso, una rentabilidad razonable de la instalación según lo establecido en la legislación aplicable.

Adicionalmente, el establecimiento de un régimen retributivo específico para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnologías eólica y solar fotovoltaica y modificaciones de las existentes que se ubiquen en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares fomentará la instalación de estos tipos de tecnologías y propiciará la reducción del extra coste de generación de dichos sistemas.

### **1.4.4 RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO**

---

- De acuerdo con lo establecido en el artículo 14.4 y 14.7 de la Ley del Sector Eléctrico, en este título se regula el régimen retributivo específico para fomentar la producción de energía a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos.
- Este régimen retributivo será de aplicación a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos que no alcancen el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que



---

les permitan competir en nivel de igualdad con el resto de las tecnologías en el mercado obteniendo una rentabilidad razonables, referida a la instalación tipo que en cada caso sea aplicable.

- El otorgamiento de este régimen retributivo específico se establecerá mediante procedimientos de concurrencia competitiva que se ajustarán a los principios de concurrencia, transparencia, objetividad y no discriminación.
- Para la determinación del régimen retributivo específico aplicable en cada caso, cada instalación en función de sus características tendrá asignada una instalación tipo.
- La retribución concreta de cada instalación se obtendrá a partir de los parámetros retributivos de la instalación tipo que corresponda con las características de la propia instalación. Para el cálculo de los parámetros retributivos de la instalación tipo se aplicaran los valores que resulten del procedimiento de concurrencia competitiva.
- Este régimen retributivo estará compuesto por:

a) Un término retributivo fijo por unidad de potencia instalada a que hace referencia el artículo 14.7.a) de la ley del Sector Eléctrico, que se denominará retribución a la inversión ( $R_{inv}$ ) y que se calculará conforme a lo previsto en el artículo 16 expresándose en €/MW. Para la determinación de dicho parámetro se considerará el valor estándar de la inversión inicial que resulte del procedimiento de concurrencia competitiva que se establezca para otorgar el régimen retributivo específico de cada instalación.

Para el cálculo de los ingresos anuales procedentes de la retribución a la inversión de una instalación, se multiplicará la retribución a la inversión ( $R_{inv}$ ) de la instalación tipo asociada, por la potencia con derecho a régimen retributivo específico, sin perjuicio de la corrección en función del número de horas equivalentes de funcionamiento según el artículo 24.

b) Un término retributivo a la operación a que hace referencia el artículo 14.7.a) de la Ley del Sector Eléctrico, que se denominará, retribución a la operación ( $R_o$ ) y se calculará conforme a lo previsto en el artículo 18 expresándose en €/MWh.

Para el cálculo de los ingresos procedentes de la retribución a la operación de una instalación, se multiplicará, para cada periodo de liquidación, la



---

retribución a la operación ( $R_o$ ) de la instalación tipo asociada, por la energía vendida en el mercado de producción en cualquiera de sus formas de contratación en dicho periodo, imputable a la fracción de potencia con derecho a régimen retributivo específico, sin perjuicio de la corrección en función del número de horas equivalentes de funcionamiento según el artículo 24.

A los efectos del presente real decreto, para el cálculo de la energía imputable a la fracción de potencia con derecho a régimen retributivo específico se multiplicará la energía por el ratio resultante de dividir la potencia con derecho a régimen retributivo entre la potencia instalada.

### **1.4.5 INSTALACIONES TIPO.**

---

1. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se establecerá una clasificación de las instalaciones tipo en función de la tecnología, potencia instalada, antigüedad, sistema eléctrico, así como cualquier otra segmentación que se considere necesaria para la aplicación del régimen retributivo.
  
2. A cada instalación tipo le corresponderá un conjunto de parámetros retributivos que concreten el régimen retributivo específico y permitan la aplicación del mismo a las instalaciones asociadas a dicha instalación tipo. Los parámetros retributivos más relevantes necesarios para la aplicación del régimen retributivo específico son los siguientes:
  - a) Retribución a la inversión por unidad de potencia ( $R_{inv}$ )
  - b) Retribución a la operación ( $R_o$ ).
  - c) En su caso, retribución a la operación extendida
  - d) En su caso, incentivo a la inversión por reducción del coste de generación ( $I_{inv}$ ).
  - e) Vida útil regulatoria
  - f) Número de horas de funcionamiento
  - g) Umbral de funcionamiento.
  - h) Número de horas de funcionamiento máximas a efectos de percepción de la retribución a la operación, en su caso.



- i) Límites anuales superiores e inferiores del precio del mercado.
- j) Precio medio anual del mercado diario e intradiario.

Adicionalmente, son parámetros retributivos todos aquellos parámetros necesarios para calcular los anteriores, de forma enunciativa y no limitativa los más relevantes son los siguientes:

- a) Valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo,
- b) Estimación del precio de mercado diario e intradiario,
- c) Número de horas de funcionamiento de la instalación tipo,
- d) Estimación del ingreso futuro por la participación en el mercado diario e intradiario,
- e) Estimación del coste futuro de explotación,
- f) Tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable,
- g) Coeficiente de ajuste de la instalación tipo,
- h) Valor neto del activo

#### **1.4.6 RETRIBUCIÓN A LA INVERSIÓN DE LA INSTALACIÓN TIPO**

---

1. El valor de la retribución a la inversión de la instalación tipo por unidad de potencia se calculará de forma que permita compensar los costes de inversión que aún no hayan sido recuperados según la formulación del valor neto del activo y que no podrán ser recuperados por la venta de la energía en el mercado diario e intradiario en el periodo que le queda a la instalación hasta alcanzar la vida útil regulatoria.
2. La retribución a la inversión anual por unidad de potencia ( $R_{inv,j,a}$ ) de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año 'a', del semiperiodo regulatorio 'j', se calculará de la siguiente forma:



$$Rinv_{j,a} = C_{j,a} * VNA_{j,a} * \frac{t_j * (1 + t_j)^{VR_j}}{(1 + t_j)^{VR_j} - 1}$$

Donde:

$Rinv_{j,a}$ : Retribución a la inversión por unidad de potencia que le corresponde a la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año 'a', cada año del semiperiodo regulatorio 'j' expresada en €/MW. El valor de  $Rinv$  es el mismo en cada año de un semiperiodo regulatorio.

$C_{j,a}$ : Coeficiente de ajuste de la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año 'a' para el semiperiodo regulatorio 'j' expresado en tanto por uno. Se calculará según lo previsto en el artículo 17.

$VNA_{j,a}$ : Valor neto del activo por unidad de potencia, al inicio del semiperiodo regulatorio 'j', para la instalación tipo con autorización de explotación definitiva en el año 'a', expresada en €/MW. Se calculará según lo previsto en el artículo 17.

$t_j$ : Tasa de actualización que toma como valor el de la rentabilidad razonable según la definición establecida en el artículo 13 para el semiperiodo regulatorio 'j', expresada en tanto por uno.

$VR_j$ : Vida residual de la instalación tipo, entendida como en número de años que le faltan a la instalación tipo para alcanzar su vida útil regulatoria según el valor establecido por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

Artículo 17. Valor neto del activo y coeficiente de ajuste de la instalación tipo.





1. El valor neto del activo de la instalación tipo por unidad de potencia será función del valor neto del activo al inicio del semiperiodo regulatorio anterior, de la estimación de ingresos y costes con la que se realizó el cálculo de los parámetros retributivos en el semiperiodo anterior y del valor de ajuste por desviación en el precio del mercado en el semiperiodo regulatorio anterior, todos ellos actualizados con el valor de la tasa de actualización correspondiente.
2. El coeficiente de ajuste representa el tanto por uno de los costes de inversión de la instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de energía en el mercado.

Para el cálculo del coeficiente de ajuste se considerará el valor neto del activo de la instalación tipo del periodo regulatorio, la estimación de los ingresos y de los costes de explotación de la instalación tipo hasta el final de su vida útil regulatoria, y la tasa de actualización correspondiente. La metodología de cálculo se establece en el anexo VI.

#### **1.4.7 RETRIBUCIÓN A LA OPERACIÓN DE LA INSTALACIÓN TIPO**

---

1. Retribución a la operación por unidad de energía de la instalación tipo se calculará de forma adicionada a la estimación del precio anual del mercado diario e intradiario iguale a los costes estimados de explotación por unidad de energía generada de dicha instalación tipo.
2. La retribución a la operación y los tipos de instalación que les resulta de aplicación, se aprobarán por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, donde se podrá establecer el número de horas equivalentes de



---

funcionamiento máximas para las cuales la instalación tiene derecho a percibir dicha retribución a la operación.

Como resultado de las previsiones actualizaciones del régimen retributivo específico, previstas en el apartado 2 del artículo 21, se podrán eliminar o incorporar nuevos tipos de instalaciones a los que les resulte de aplicación la retribución a la operación.

3. Una vez superado el periodo en el que una instalación tipo tiene derecho a la retribución, a la inversión y a la retribución a la operación, mediante orden del Ministerio de Industria Energía y Turismo se podrá establecer, durante un periodo limitado, una retribución a la operación extendida que permita desde el punto de vista económico mantener en operación la instalación.

#### **1.4.8 CORRECCIONES DE LOS INGRESOS ANUALES PROCEDENTES DE LA RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA DE UNA INSTALACIÓN COMO CONSECUENCIA DEL NÚMERO DE HORAS EQUIVALENTES DE FUNCIONAMIENTO DE LA MISMA.**

---

1. Los ingresos anuales procedentes de la retribución específica de una instalación cuyo número de horas equivalentes de funcionamiento en dicho año no supere el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo de la instalación tipo correspondiente, serán reducidos según lo establecido en el presente artículo y serán nulos si no supera el umbral de funcionamiento.
2. A los efectos de lo previsto en el presente artículo se define número de horas equivalentes de funcionamiento de una instalación de producción de



energía eléctrica en un periodo determinado como el cociente entre energía vendida en mercado en cualquiera de sus formas de contratación en el mismo periodo, expresada en kWh, entre la potencia instalada, expresada en kW.

3. El número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y el umbral de funcionamiento, se establecerán para cada tipo de instalación por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

En todo caso el umbral de funcionamiento será inferior al número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo.

En caso de que se produzcan variaciones significativas del número de horas equivalentes de funcionamiento medio por tecnología se podrán revisar los valores de número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y el umbral de funcionamiento de dicha tecnología.

4. Los ingresos anuales procedentes de la retribución específica de una instalación se ajustarán en función del número de horas equivalentes de funcionamiento de la misma como sigue:

- a) En el caso de que el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación sea superior al número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo de la instalación tipo en dicho año, no se producirá ninguna reducción en los ingresos anuales procedentes de la retribución a la específica.

- b) En el caso de que el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación se situé entre el umbral de funcionamiento y el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo de la instalación tipo en dicho año, se reducirán proporcionalmente los ingresos anuales procedentes de la retribución específica. Para ello se



multiplicará el valor de los ingresos anuales procedentes de la retribución específica por el valor ‘d’ que se calculará como sigue:

$$d = \frac{Nh_{inst} - U_f}{Nh_{min} - U_f}$$

Donde:

Nh<sub>inst</sub>: Número de horas equivalentes de funcionamiento anuales de la instalación.

U<sub>f</sub>: Umbral de funcionamiento de la instalación tipo en un año.

Nh<sub>min</sub>: Número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo de la instalación tipo en un año.

- c) En el caso de que el número de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación sea inferior al umbral de funcionamiento de la instalación tipo en dicho año, la instalación perderá el derecho a la retribución a la específica en ese año.



# ***ANEXO I CATÁLOGOS***



## ***CARACTERÍSTICAS DEL AEROGENERADOR VESTAS***

**POWER REGULATION** Pitch regulated with variable speed

**OPERATING DATA**  
 Rated power 3,300 kW  
 Cut-in wind speed 3 m/s  
 Cut-out wind speed 25 m/s  
 Re cut-in wind speed 23 m/s  
 Wind class IEC IIA/DIBt3  
 Standard operating temperature range from -20°C to +45°C with de-rating above 30°C

\*subject to different temperature options

**SOUND POWER**  
 (Noise modes dependent on site and country)

**ROTOR**  
 Rotor diameter 112 m  
 Swept area 9,852 m<sup>2</sup>  
 Air brake full blade feathering with 3 pitch cylinders

**ELECTRICAL**  
 Frequency 50/60 Hz  
 Converter full scale

**GEARBOX**  
 Type two planetary stages and one helical stage

**TOWER**  
 Hub heights 84 m (IEC IIA), 94 m (IEC IIA/DIBt3), 119 m (IEC IIIA/DIBt3) and 140 m (IEC IIIA/DIBt2)

**NACELLE DIMENSIONS**  
 Height for transport 3.4 m  
 Height installed (incl. CoolerTop\*) 6.8 m  
 Length 12.8 m  
 Width 4.0 m

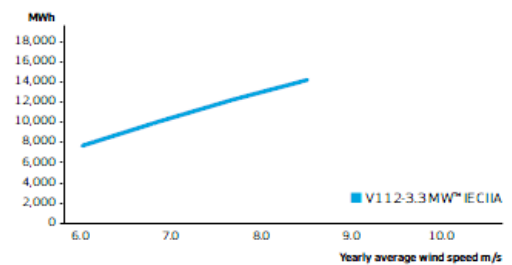
**HUB DIMENSIONS**  
 Max. transport height 3.74 m  
 Max. transport width 3.75 m  
 Max. transport length 5.42 m

**BLADE DIMENSIONS**  
 Length 54.65 m  
 Max. chord 4 m

Max. weight per unit for transportation 70 metric tonnes

- TURBINE OPTIONS**
- Condition Monitoring System
  - Service personnel lift
  - Aviation lights
  - Aviation markings on the blades
  - Low temperature operation to - 30°C
  - Ice detection
  - Fire Suppression
  - Shadow detection
  - Increased Cut-In
  - Vestas De-Icing System
  - Obstacle Collision Avoidance System (OCAS™)

**ANNUAL ENERGY PRODUCTION**



**Assumptions**  
 One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor =2, Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

## ***CARACTERÍSTICAS DEL CABLEADO***

### CURRENT RATING FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

The XLPE cable should at least have a conductor cross section adequate to meet the system requirements for power transmission capacity. The cost of energy losses can be reduced by using larger conductor.

Load losses in XLPE cables are primarily due to the ohmic losses in the conductor and the metallic screen. XLPE cables can be loaded continuously to a conductor temperature of 90°C.

The dielectric losses of XLPE insulation are present also at no load. Those losses depend on the operation voltage applied and shall be considered above 100 kV.

Dielectric losses in XLPE cables are lower than for EPR and fluid-filled cables.

The current rating of submarine cables follows the same rules as for land cables. However there are some differences:

- Three-core submarine cables usually have steel wire armour. Single-core cables have non-magnetic armour.
- Single-core cables can be laid separated or close. Close laying gives lower losses. Separation eliminates mutual heating but means higher losses in the armour. The induced current in the armour can be high, up to the same value as in the conductor.



Continuous current ratings for three-core submarine cables are given in Tables 33-34 and for single-core cables in Tables 35-36. The continuous current ratings are calculated according to IEC 60287 series of standards and with the following conditions:

- One three-core cable or one three-phase group of single-core cables
- Temperature in sea bed                    20°C
- Laying depth in sea bed                    1.0 m
- Sea bed thermal resistivity                1.0 K x m/W

Rating factors for sea bed temperature - see Tables 7-11 in the brochure "XLPE Land Cable Systems - User's guide".

#### Current rating for three-core submarine cables with steel wire armour

**Table 33**

10-90 kV XLPE 3-core cables		
Cross section mm <sup>2</sup>	Copper conductor	Aluminium conductor
	A	A
95	300	235
120	340	265
150	375	300
185	420	335
240	480	385
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600
800	775	660
1000	825	720

**Table 34**

100-300 kV XLPE 3-core cables		
Cross section mm <sup>2</sup>	Copper conductor	Aluminium conductor
	A	A
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600
800	775	660
1000	825	720





Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Cross section of screen	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance
mm <sup>2</sup>	mm	mm	mm	mm <sup>2</sup>	mm	kg/m	kg/m	µF/km	A/km	mH/km

Table 41

Three-core cables, nominal voltage 10 kV (Um = 12 kV)										
70	9.6	3.4	18.8	16	80.7	13.7	15.0	0.31	0.6	0.41
95	11.2	3.4	20.4	16	84.2	14.4	16.2	0.34	0.6	0.39
120	12.6	3.4	21.8	16	87.2	14.9	17.2	0.37	0.7	0.37
150	14.2	3.4	23.4	16	90.6	15.7	18.5	0.40	0.7	0.36
185	15.8	3.4	25.0	16	94.1	16.5	19.9	0.44	0.8	0.35
240	18.1	3.4	27.3	16	99.1	17.7	22.2	0.48	0.9	0.33
300	20.4	3.4	29.6	16	104.0	18.9	24.5	0.53	1.0	0.32
400	23.2	3.4	32.4	16	110.1	20.8	28.2	0.59	1.1	0.31
500	26.2	3.4	35.8	16	117.4	22.7	32.1	0.66	1.2	0.30

Table 42

Three-core cables, nominal voltage 20 kV (Um = 24 kV)										
70	9.6	5.5	23.0	16	89.8	15.1	16.4	0.21	0.8	0.44
95	11.2	5.5	24.6	16	93.2	15.8	17.6	0.23	0.9	0.41
120	12.6	5.5	26.0	16	96.2	16.6	18.8	0.25	0.9	0.40
150	14.2	5.5	27.6	16	99.7	17.3	20.1	0.27	1.0	0.38
185	15.8	5.5	29.2	16	103.2	18.2	21.6	0.29	1.1	0.37
240	18.1	5.5	31.5	16	108.1	19.3	23.7	0.32	1.2	0.35
300	20.4	5.5	33.8	16	113.1	20.6	26.2	0.35	1.3	0.34
400	23.2	5.5	36.6	16	119.1	22.5	29.9	0.39	1.4	0.33
500	26.2	5.5	40.0	16	126.5	24.5	33.8	0.43	1.6	0.32
630	29.8	5.5	43.6	16	134.3	26.7	38.5	0.48	1.7	0.31

Table 43

Three-core cables, nominal voltage 30 kV (Um = 36 kV)										
70	9.6	8.0	28.0	16	100.6	16.9	18.2	0.16	0.9	0.46
95	11.2	8.0	29.6	16	104.0	17.7	19.5	0.18	1.0	0.44
120	12.6	8.0	31.0	16	107.0	18.4	20.7	0.19	1.0	0.42
150	14.2	8.0	32.6	16	110.5	19.3	22.1	0.21	1.1	0.41
185	15.8	8.0	34.2	16	114.0	20.1	23.6	0.22	1.2	0.39
240	18.1	8.0	36.5	16	118.9	21.4	25.9	0.24	1.3	0.38
300	20.4	8.0	38.8	16	123.9	22.6	28.2	0.26	1.4	0.36
400	23.2	8.0	41.6	16	129.9	24.6	32.0	0.29	1.6	0.35
500	26.2	8.0	45.0	16	137.3	26.7	36.0	0.32	1.7	0.34
630	29.8	8.0	48.6	16	145.1	29.2	40.9	0.35	1.9	0.32
800	33.7	8.0	52.5	16	154.4	32.2	47.2	0.38	2.1	0.31





# ***ANEXO II BALANCES***



Flujo de caja del proyecto para el supuesto realista y escenario con 15 aerogeneradores:

**FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO**

		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Gen	MWh		204019	204019	204019	204019	204019	204019	204019	204019	204019	204019	204019	204019	204019	204019	204019	
Precio Pool	€/ MWh		49,00	49,59	50,18	50,79	51,39	52,01	52,64	53,27	53,91	54,55	55,21	55,87	56,54	57,22	57,91	
Comp. Oper.	€/ MWh		0,735	0,744	0,753	0,762	0,771	0,780	0,790	0,799	0,809	0,818	0,828	0,838	0,848	0,858	0,869	
Comp. Inver.	k€		3.400	3.295	3.192	3.094	2.998	2.905	2.815	2.727	2.643	2.561	2.482	2.405	2.330	2.258	2.188	
Ingresos gen	k€		13.546,9	13.563,2	13.584,3	13.610,1	13.640,4	13.675,2	13.714,4	13.757,9	13.805,7	13.857,8	13.913,9	13.974,2	14.038,5	14.106,8	14.178,9	
Seguros	k€		27,0	27,3	27,5	27,8	28,1	28,4	28,7	28,9	29,2	29,5	29,8	30,1	30,4	30,7	31,0	
Manten	k€		1.836,2	1.854,5	1.873,1	1.891,8	1.910,7	1.929,8	1.949,1	1.968,6	1.988,3	2.008,2	2.028,3	2.048,6	2.069,0	2.089,7	2.110,6	
Admin	k€		531,6	536,8	542,3	548,0	554,0	560,3	566,9	573,7	580,8	588,2	595,9	603,9	612,1	620,7	629,6	
EBITDA	k€		11.152,1	11.144,6	11.141,4	11.142,4	11.147,5	11.156,6	11.169,7	11.186,6	11.207,4	11.231,8	11.259,9	11.291,7	11.326,9	11.365,6	11.407,7	
Amort	k€		-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	
EBIT	k€		6.411,3	6.403,8	6.400,6	6.401,6	6.406,7	6.415,8	6.428,9	6.445,8	6.466,5	6.491,0	6.519,1	6.550,8	6.586,1	6.624,8	6.666,9	
Intereses	k€		-3.200,1	-3.046,1	-2.885,2	-2.717,1	-2.541,4	-2.357,8	-2.165,9	-1.965,4	-1.755,8	-1.536,9	-1.308,1	-1.069,0	-819,1	-558,0	-285,1	
<b>BAIT</b>	k€		3.211,2	3.357,7	3.515,4	3.684,5	3.865,3	4.058,1	4.263,0	4.480,4	4.710,7	4.954,1	5.211,0	5.481,9	5.767,0	6.066,8	6.381,7	
Impuestos	k€		963,4	1.007,3	1.054,6	1.105,4	1.159,6	1.217,4	1.278,9	1.344,1	1.413,2	1.486,2	1.563,3	1.644,6	1.730,1	1.820,0	1.914,5	
<b>BN</b>	k€		2.247,9	2.350,4	2.460,8	2.579,2	2.705,7	2.840,6	2.984,1	3.136,3	3.297,5	3.467,9	3.647,7	3.837,3	4.036,9	4.246,7	4.467,2	
Amortizaciones	k€		4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	
<b>CF</b>	k€		-118.521	6.989	7.091	7.202	7.320	7.447	7.581	7.725	7.877	8.038	8.209	8.389	8.578	8.778	8.988	9.208
<b>CF acumulado</b>	k€		-118.521	-111.532	-104.441	-97.239	-89.919	-82.473	-74.891	-67.166	-59.289	-51.251	-43.042	-34.654	-26.075	-17.298	-8.310	898



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**INGENIERO INDUSTRIAL**

Normativa actual española

		16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Gen	MWh	204019	204019	204019	204019	204019	204019	204019	204019	204019	204019
Precio Pool	€/ MWh	58,60	59,30	60,02	60,74	61,46	62,20	62,95	63,70	64,47	65,24
Comp. Oper.	€/ MWh	0,879	0,890	0,900	0,911	0,922	0,933	0,944	0,956	0,967	0,979
Comp. Inver.	k€	2.120	2.054	1.991	1.929	1.869	1.811	1.755	1.701	1.648	1.597
Ingresos gen	k€	14.255,0	14.334,9	14.418,6	14.506,0	14.597,2	14.692,0	14.790,4	14.892,4	14.998,0	15.107,1
Seguros	k€	31,3	31,7	32,0	32,3	32,6	32,9	33,3	33,6	33,9	34,3
Manten	k€	2.131,7	2.153,1	2.174,6	2.196,3	2.218,3	2.240,5	2.262,9	2.285,5	2.308,4	2.331,4
Admin	k€	638,7	648,2	658,1	668,2	678,7	689,5	700,6	712,1	723,9	736,1
EBITDA	k€	11.453,2	11.502,0	11.554,0	11.609,2	11.667,6	11.729,1	11.793,6	11.861,2	11.931,8	12.005,3
Amort	k€	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8
EBIT	k€	6.712,4	6.761,1	6.813,2	6.868,4	6.926,8	6.988,2	7.052,8	7.120,4	7.190,9	7.264,4
Intereses	k€	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>BAIT</b>	k€	6.712,4	6.761,1	6.813,2	6.868,4	6.926,8	6.988,2	7.052,8	7.120,4	7.190,9	7.264,4
Impuestos	k€	2.013,7	2.028,3	2.043,9	2.060,5	2.078,0	2.096,5	2.115,8	2.136,1	2.157,3	2.179,3
<b>BN</b>	k€	4.698,7	4.732,8	4.769,2	4.807,9	4.848,7	4.891,8	4.937,0	4.984,3	5.033,6	5.085,1
Amortizaciones	k€	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8
<b>CF</b>	k€	<b>9.439</b>	<b>9.474</b>	<b>9.510</b>	<b>9.549</b>	<b>9.590</b>	<b>9.633</b>	<b>9.678</b>	<b>9.725</b>	<b>9.774</b>	<b>9.826</b>
<b>CF acumulado</b>	k€	<b>10.337</b>	<b>19.811</b>	<b>29.321</b>	<b>38.870</b>	<b>48.459</b>	<b>58.092</b>	<b>67.770</b>	<b>77.495</b>	<b>87.269</b>	<b>97.095</b>

Flujo de caja del accionista para el supuesto realista y escenario con 15 aerogeneradores:



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**INGENIERO INDUSTRIAL**

Normativa actual española

FLUJO DE CAJA DEL ACCIONISTA																	
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Gen	MWh	204019	204019	204019	204019	204019	204019	204019	204019	204019	204019	204019	204019	204019	204019	204019	204019
Precio Pool	€/ MWh	49,00	49,59	50,18	50,79	51,39	52,01	52,64	53,27	53,91	54,55	55,21	55,87	56,54	57,22	57,91	
Comp. Oper.	€/ MWh	0,735	0,744	0,753	0,762	0,771	0,780	0,790	0,799	0,809	0,818	0,828	0,838	0,848	0,858	0,869	
Comp. Inver.	k€	3400	3295	3192	3094	2998	2905	2815	2727	2643	2561	2482	2405	2330	2258	2188	
Ingresos gen	k€	13.546,9	13.563,2	13.584,3	13.610,1	13.640,4	13.675,2	13.714,4	13.757,9	13.805,7	13.857,8	13.913,9	13.974,2	14.038,5	14.106,8	14.178,9	
Seguros	k€	27,0	27,3	27,5	27,8	28,1	28,4	28,7	28,9	29,2	29,5	29,8	30,1	30,4	30,7	31,0	
Manten	k€	1.836,2	1.854,5	1.873,1	1.891,8	1.910,7	1.929,8	1.949,1	1.968,6	1.988,3	2.008,2	2.028,3	2.048,6	2.069,0	2.089,7	2.110,6	
Admin	k€	531,6	536,8	542,3	548,0	554,0	560,3	566,9	573,7	580,8	588,2	595,9	603,9	612,1	620,7	629,6	
EBITDA	k€	11.152,1	11.144,6	11.141,4	11.142,4	11.147,5	11.156,6	11.169,7	11.186,6	11.207,4	11.231,8	11.259,9	11.291,7	11.326,9	11.365,6	11.407,7	
Amort	k€	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	
EBIT	k€	6.411,3	6.403,8	6.400,6	6.401,6	6.406,7	6.415,8	6.428,9	6.445,8	6.466,5	6.491,0	6.519,1	6.550,8	6.586,1	6.624,8	6.666,9	
Intereses	k€	-3.200,1	-3.046,1	-2.885,2	-2.717,1	-2.541,4	-2.357,8	-2.165,9	-1.965,4	-1.755,8	-1.536,9	-1.308,1	-1.069,0	-819,1	-558,0	-285,1	
<b>BAIT</b>	k€	3.211,2	3.357,7	3.515,4	3.684,5	3.865,3	4.058,1	4.263,0	4.480,4	4.710,7	4.954,1	5.211,0	5.481,9	5.767,0	6.066,8	6.381,7	
Impuestos	k€	963,4	1.007,3	1.054,6	1.105,4	1.159,6	1.217,4	1.278,9	1.344,1	1.413,2	1.486,2	1.563,3	1.644,6	1.730,1	1.820,0	1.914,5	
<b>BN</b>	k€	<b>2.247,9</b>	<b>2.350,4</b>	<b>2.460,8</b>	<b>2.579,2</b>	<b>2.705,7</b>	<b>2.840,6</b>	<b>2.984,1</b>	<b>3.136,3</b>	<b>3.297,5</b>	<b>3.467,9</b>	<b>3.647,7</b>	<b>3.837,3</b>	<b>4.036,9</b>	<b>4.246,7</b>	<b>4.467,2</b>	
Amortizaciones	k€	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	
CAPEX	k€	-118.521	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5.000
Financiación	k€	71.112,4	-3.421,5	-3.575,5	-3.736,4	-3.904,5	-4.080,2	-4.263,8	-4.455,7	-4.656,2	-4.865,7	-5.084,7	-5.313,5	-5.552,6	-5.802,4	-6.063,6	-6.336,4
<b>CF</b>	k€	<b>-47.408</b>	<b>3.567</b>	<b>3.516</b>	<b>3.465</b>	<b>3.416</b>	<b>3.366</b>	<b>3.318</b>	<b>3.269</b>	<b>3.221</b>	<b>3.173</b>	<b>3.124</b>	<b>3.075</b>	<b>3.026</b>	<b>2.975</b>	<b>2.924</b>	<b>-2.128</b>
<b>CF acumulado</b>	k€	<b>-47.408</b>	<b>-43.841</b>	<b>-40.325</b>	<b>-36.860</b>	<b>-33.445</b>	<b>-30.078</b>	<b>-26.761</b>	<b>-23.491</b>	<b>-20.270</b>	<b>-17.098</b>	<b>-13.974</b>	<b>-10.899</b>	<b>-7.873</b>	<b>-4.898</b>	<b>-1.974</b>	<b>-4.102</b>



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**INGENIERO INDUSTRIAL**

Normativa actual española

		<b>0</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>
Gen	MWh		204019	204019	204019	204019	204019	204019	204019	204019	204019	204019
Precio Pool	€/MWh		58,60	59,30	60,02	60,74	61,46	62,20	62,95	63,70	64,47	65,24
Comp. Oper.	€/MWh		0,879	0,890	0,900	0,911	0,922	0,933	0,944	0,956	0,967	0,979
Comp. Inver.	k€		2120	2054	1991	1929	1869	1811	1755	1701	1648	1597
Ingresos gen	k€		14.255,0	14.334,9	14.418,6	14.506,0	14.597,2	14.692,0	14.790,4	14.892,4	14.998,0	15.107,1
Seguros	k€		31,3	31,7	32,0	32,3	32,6	32,9	33,3	33,6	33,9	34,3
Manten	k€		2.131,7	2.153,1	2.174,6	2.196,3	2.218,3	2.240,5	2.262,9	2.285,5	2.308,4	2.331,4
Admin	k€		638,7	648,2	658,1	668,2	678,7	689,5	700,6	712,1	723,9	736,1
EBITDA	k€		11.453,2	11.502,0	11.554,0	11.609,2	11.667,6	11.729,1	11.793,6	11.861,2	11.931,8	12.005,3
Amort	k€		-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8	-4.740,8
EBIT	k€		6.712,4	6.761,1	6.813,2	6.868,4	6.926,8	6.988,2	7.052,8	7.120,4	7.190,9	7.264,4
Intereses	k€		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>BAIT</b>	k€		6.712,4	6.761,1	6.813,2	6.868,4	6.926,8	6.988,2	7.052,8	7.120,4	7.190,9	7.264,4
Impuestos	k€		2.013,7	2.028,3	2.043,9	2.060,5	2.078,0	2.096,5	2.115,8	2.136,1	2.157,3	2.179,3
<b>BN</b>	k€		<b>4.698,7</b>	<b>4.732,8</b>	<b>4.769,2</b>	<b>4.807,9</b>	<b>4.848,7</b>	<b>4.891,8</b>	<b>4.937,0</b>	<b>4.984,3</b>	<b>5.033,6</b>	<b>5.085,1</b>
Amortizaciones	k€		4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8	4.740,8
CAPEX	k€	-118.521	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Financiación	k€	71.112,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>CF</b>	k€	<b>-47.408</b>	<b>9.439</b>	<b>9.474</b>	<b>9.510</b>	<b>9.549</b>	<b>9.590</b>	<b>9.633</b>	<b>9.678</b>	<b>9.725</b>	<b>9.774</b>	<b>9.826</b>
<b>CF acumulado</b>	k€	<b>-47.408</b>	<b>5.337</b>	<b>14.811</b>	<b>24.321</b>	<b>33.870</b>	<b>43.459</b>	<b>53.092</b>	<b>62.770</b>	<b>72.495</b>	<b>82.269</b>	<b>92.095</b>



Flujo de caja del proyecto para el supuesto realista y escenario con 9 aerogeneradores:

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO																	
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Gen	MWh	122881	122881	122881	122881	122881	122881	122881	122881	122881	122881	122881	122881	122881	122881	122881	122881
Precio Pool	€/ MWh	49,00	49,59	50,18	50,79	51,39	52,01	52,64	53,27	53,91	54,55	55,21	55,87	56,54	57,22	57,91	
Comp. Oper.	€/ MWh	0,735	0,744	0,753	0,762	0,771	0,780	0,790	0,799	0,809	0,818	0,828	0,838	0,848	0,858	0,869	
Comp. Inver.	k€	2.083	2.019	1.956	1.895	1.837	1.780	1.725	1.671	1.619	1.569	1.520	1.473	1.428	1.383	1.340	
Ingresos gen	k€	8.194,7	8.203,4	8.215,1	8.229,5	8.246,8	8.266,8	8.289,5	8.314,8	8.342,7	8.373,2	8.406,2	8.441,7	8.479,6	8.520,0	8.562,8	
Seguros	k€	16,2	16,4	16,5	16,7	16,9	17,0	17,2	17,4	17,5	17,7	17,9	18,1	18,3	18,4	18,6	
Manten	k€	1.105,9	1.117,0	1.128,2	1.139,4	1.150,8	1.162,3	1.174,0	1.185,7	1.197,6	1.209,5	1.221,6	1.233,9	1.246,2	1.258,7	1.271,2	
Admin	k€	318,0	317,9	317,9	318,1	318,3	318,7	319,2	319,8	320,5	321,3	322,3	323,3	324,4	325,7	327,0	
EBITDA		6.754,5	6.752,2	6.752,5	6.755,3	6.760,8	6.768,7	6.779,1	6.791,9	6.807,1	6.824,6	6.844,4	6.866,5	6.890,7	6.917,2	6.945,9	
Amort	k€	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	
EBIT		3.849,8	3.847,5	3.847,8	3.850,6	3.856,1	3.864,0	3.874,4	3.887,2	3.902,4	3.919,9	3.939,7	3.961,8	3.986,0	4.012,5	4.041,2	
Intereses		-1.960,7	-1.866,3	-1.767,8	-1.664,7	-1.557,1	-1.444,6	-1.327,0	-1.204,2	-1.075,8	-941,7	-801,5	-655,0	-501,9	-341,9	-174,7	
<b>BAIT</b>	k€	1.889,1	1.981,1	2.080,0	2.185,9	2.299,0	2.419,4	2.547,4	2.683,0	2.826,6	2.978,2	3.138,2	3.306,8	3.484,2	3.670,6	3.866,5	
Impuestos	k€	567	594	624	656	690	726	764	805	848	893	941	992	1.045	1.101	1.160	
BN	k€	1.322	1.387	1.456	1.530	1.609	1.694	1.783	1.878	1.979	2.085	2.197	2.315	2.439	2.569	2.707	
Amortizaciones		2.905	2.905	2.905	2.905	2.905	2.905	2.905	2.905	2.905	2.905	2.905	2.905	2.905	2.905	2.905	
<b>CF</b>		-72.617	4.227	4.291	4.361	4.435	4.514	4.598	4.688	4.783	4.883	4.989	5.101	5.219	5.344	5.474	5.611
<b>CF acumulado</b>		-72.617	-68.390	-64.099	-59.738	-55.303	-50.789	-46.191	-41.503	-36.720	-31.837	-26.848	-21.746	-16.527	-11.183	-5.709	-98



**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**INGENIERO INDUSTRIAL**

Normativa actual española

		16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Gen	MWh	122881	122881	122881	122881	122881	122881	122881	122881	122881	122881
Precio Pool	€/ MWh	58,60	59,30	60,02	60,74	61,46	62,20	62,95	63,70	64,47	65,24
Comp. Oper.	€/ MWh	0,879	0,890	0,900	0,911	0,922	0,933	0,944	0,956	0,967	0,979
Comp. Inver.	k€	1.299	1.259	1.220	1.182	1.145	1.110	1.075	1.042	1.010	978
Ingresos gen	k€	8.607,9	8.655,3	8.705,0	8.757,1	8.811,3	8.867,8	8.926,5	8.987,4	9.050,4	9.115,6
Seguros	k€	18,8	19,0	19,2	19,4	19,6	19,8	20,0	20,2	20,4	20,6
Manten	k€	1.283,9	1.296,8	1.309,8	1.322,9	1.336,1	1.349,4	1.362,9	1.376,6	1.390,3	1.404,2
Admin	k€	328,5	330,0	331,7	333,4	335,3	337,2	339,2	341,3	343,5	345,8
EBITDA		6.976,6	7.009,5	7.044,4	7.081,4	7.120,4	7.161,4	7.204,4	7.249,3	7.296,2	7.345,0
Amort	k€	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7
EBIT		4.071,9	4.104,8	4.139,7	4.176,7	4.215,7	4.256,7	4.299,7	4.344,6	4.391,5	4.440,3
Intereses		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>BAIT</b>	k€	4.071,9	4.104,8	4.139,7	4.176,7	4.215,7	4.256,7	4.299,7	4.344,6	4.391,5	4.440,3
Impuestos	k€	1.222	1.231	1.242	1.253	1.265	1.277	1.290	1.303	1.317	1.332
BN	k€	2.850	2.873	2.898	2.924	2.951	2.980	3.010	3.041	3.074	3.108
Amortizaciones		2.905	2.905	2.905	2.905	2.905	2.905	2.905	2.905	2.905	2.905
<b>CF</b>		<b>5.755</b>	<b>5.778</b>	<b>5.803</b>	<b>5.828</b>	<b>5.856</b>	<b>5.884</b>	<b>5.914</b>	<b>5.946</b>	<b>5.979</b>	<b>6.013</b>
<b>CF acumulado</b>		<b>5.657</b>	<b>11.435</b>	<b>17.238</b>	<b>23.066</b>	<b>28.922</b>	<b>34.806</b>	<b>40.721</b>	<b>46.667</b>	<b>52.646</b>	<b>58.659</b>

Flujo de caja del accionista para el supuesto realista y escenario con 9 aerogeneradores:



**FLUJO DE CAJA DEL ACCIONISTA**

		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
Gen	MWh		122881	122881	122881	122881	122881	122881	122881	122881	122881	122881	122881	122881	122881	122881	122881	
Precio Pool	€/ MWh		49,0	49,6	50,2	50,8	51,4	52,0	52,6	53,3	53,9	54,6	55,2	55,9	56,5	57,2	57,9	
Comp. Oper.	€/ MWh		0,735	0,744	0,753	0,762	0,771	0,780	0,790	0,799	0,809	0,818	0,828	0,838	0,848	0,858	0,869	
Comp. Inver.	k€		2.083,2	2.018,6	1.956,0	1.895,4	1.836,6	1.779,7	1.724,5	1.671,1	1.619,3	1.569,1	1.520,4	1.473,3	1.427,6	1.383,4	1.340,5	
Ingresos gen	k€		8.194,7	8.203,4	8.215,1	8.229,5	8.246,8	8.266,8	8.289,5	8.314,8	8.342,7	8.373,2	8.406,2	8.441,7	8.479,6	8.520,0	8.562,8	
Seguros	k€		16,2	16,4	16,5	16,7	16,9	17,0	17,2	17,4	17,5	17,7	17,9	18,1	18,3	18,4	18,6	
Manten	k€		1.105,9	1.117,0	1.128,2	1.139,4	1.150,8	1.162,3	1.174,0	1.185,7	1.197,6	1.209,5	1.221,6	1.233,9	1.246,2	1.258,7	1.271,2	
Admin	k€		318,0	317,9	317,9	318,1	318,3	318,7	319,2	319,8	320,5	321,3	322,3	323,3	324,4	325,7	327,0	
EBITDA			6.754,5	6.752,2	6.752,4	6.755,3	6.760,8	6.768,7	6.779,1	6.791,9	6.807,1	6.824,6	6.844,4	6.866,5	6.890,7	6.917,2	6.945,9	
Amort	k€		-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	
EBIT			3.849,8	3.847,5	3.847,7	3.850,6	3.856,1	3.864,0	3.874,4	3.887,2	3.902,4	3.919,9	3.939,7	3.961,8	3.986,0	4.012,5	4.041,2	
Intereses			-1.961	-1.866	-1.768	-1.665	-1.557	-1.445	-1.327	-1.204	-1.076	-942	-801	-655	-502	-342	-175	
BAIT	k€		1.889,1	1.981,1	2.080,0	2.185,9	2.299,0	2.419,4	2.547	2.683	2.827	2.978	3.138	3.307	3.484	3.671	3.866	
Impuestos	k€		566,7	594,3	624,0	655,8	689,7	725,8	764	805	848	893	941	992	1.045	1.101	1.160	
BN	k€		1.322,4	1.386,8	1.456,0	1.530,1	1.609,3	1.693,6	1.783	1.878	1.979	2.085	2.197	2.315	2.439	2.569	2.707	
Amortizaciones			2.904,7	2.904,7	2.904,7	2.904,7	2.904,7	2.904,7	2.905	2.905	2.905	2.905	2.905	2.905	2.905	2.905	2.905	
CAPEX		-72617,4977	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5000	
Financiación	k€		43570,5	-2096,3	-2190,7	-2289,3	-2392,3	-2499,9	-2612,4	-2730,0	-2852,8	-2981,2	-3115,4	-3255,6	-3402,1	-3555,1	-3715,1	-3882,3
<b>CF</b>			<b>-29047,0</b>	<b>2130,8</b>	<b>2100,8</b>	<b>2071,4</b>	<b>2042,6</b>	<b>2014,1</b>	<b>1985,9</b>	<b>1957,9</b>	<b>1930,0</b>	<b>1902,1</b>	<b>1874,1</b>	<b>1845,9</b>	<b>1817,4</b>	<b>1788,5</b>	<b>1759,0</b>	<b>-3271,1</b>
<b>CF acumulado</b>			<b>-29047,0</b>	<b>-26916,2</b>	<b>-24815,4</b>	<b>-22744,0</b>	<b>-20701,5</b>	<b>-18687,4</b>	<b>-16701,5</b>	<b>-14743,6</b>	<b>-12813,7</b>	<b>-10911,6</b>	<b>-9037,5</b>	<b>-7191,6</b>	<b>-5374,2</b>	<b>-3585,7</b>	<b>-1826,7</b>	<b>-5097,8</b>





**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**INGENIERO INDUSTRIAL**

Normativa actual española

		16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Gen	MWh	122881	122881	122881	122881	122881	122881	122881	122881	122881	122881
Precio Pool	€/ MWh	58,6	59,3	60,0	60,7	61,5	62,2	62,9	63,7	64,5	65,2
Comp. Oper.	€/ MWh	0,879	0,890	0,900	0,911	0,922	0,933	0,944	0,956	0,967	0,979
Comp. Inver.	k€	1.298,9	1.258,7	1.219,6	1.181,8	1.145,2	1.109,7	1.075,3	1.042,0	1.009,7	978,4
Ingresos gen	k€	8.607,9	8.655,3	8.705,0	8.757,1	8.811,3	8.867,8	8.926,5	8.987,4	9.050,4	9.115,6
Seguros	k€	18,8	19,0	19,2	19,4	19,6	19,8	20,0	20,2	20,4	20,6
Manten	k€	1.283,9	1.296,8	1.309,8	1.322,9	1.336,1	1.349,4	1.362,9	1.376,6	1.390,3	1.404,2
Admin	k€	328,5	330,0	331,7	333,4	335,3	337,2	339,2	341,3	343,5	345,8
EBITDA		6.976,6	7.009,5	7.044,4	7.081,4	7.120,4	7.161,4	7.204,4	7.249,3	7.296,2	7.345,0
Amort	k€	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7	-2.904,7
EBIT		4.071,9	4.104,8	4.139,7	4.176,7	4.215,7	4.256,7	4.299,7	4.344,6	4.391,5	4.440,3
Intereses		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BAIT	k€	4.072	4.105	4.140	4.177	4.216	4.257	4.300	4.345	4.392	4.440
Impuestos	k€	1.222	1.231	1.242	1.253	1.265	1.277	1.290	1.303	1.317	1.332
BN	k€	2.850	2.873	2.898	2.924	2.951	2.980	3.010	3.041	3.074	3.108
Amortizaciones		2.905	2.905	2.905	2.905	2.905	2.905	2.905	2.905	2.905	2.905
CAPEX		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Financiación	k€	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>CF</b>		<b>5755,0</b>	<b>5778,1</b>	<b>5802,5</b>	<b>5828,4</b>	<b>5855,7</b>	<b>5884,4</b>	<b>5914,5</b>	<b>5945,9</b>	<b>5978,8</b>	<b>6012,9</b>
<b>CF acumulado</b>		<b>657,3</b>	<b>6435,3</b>	<b>12237,8</b>	<b>18066,2</b>	<b>23921,9</b>	<b>29806,3</b>	<b>35720,8</b>	<b>41666,8</b>	<b>47645,5</b>	<b>53658,4</b>