



universidad
de león
Facultad de Ciencias
Económicas y Empresariales

Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales
Universidad de León

Grado en Administración y Dirección de Empresas

Curso
2013/2014

ESTUDIO DE VIABILIDAD DEL PROYECTO PARA LA
DESCARBONIZACIÓN ENERGÉTICA DE LA ISLA DE
IBIZA

STUDY OF VIABILITY OF THE PROJECT FOR
ENERGETIC DECARBONISE OF THE IBIZA ISLAND

Realizado por el alumno D. MANUEL ORDÓÑEZ GUERRERO

Tutelado por el Profesor D. OSCAR LUIS GUTIÉRREZ ARAGÓN

En León, a 10 de septiembre de 2014

ÍNDICE GENERAL

1.	RESUMEN	1
2.	INTRODUCCIÓN	2
3.	OBJETO DEL TRABAJO	3
4.	METODOLOGÍA	4
5.	DESCRIPCIÓN DE LA ISLA	6
5.1	FLORA Y FAUNA	7
6.	ANTECEDENTES ENERGÉTICOS	9
6.1	ANTECEDENTES EN LA ENEGÍA EÓLICA	9
6.2	ANTECEDENTES ENERGÍA HIDRÁULICA DE BOMBEO	14
7.	NORMAS Y LEYES	16
8.	ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS	20
9.	CARACTERÍSTICAS DEL PARQUE	23
9.1	ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR	23
9.2	NÚMERO DE AEROGENERADORES	25
9.3	ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO	29
9.4	SITUACIÓN DE LOS AEROGENERADORES	32
10.	PLAN ECONÓMICO FINANCIERO	37
10.1	INVERSIÓN INICIAL	37
10.1.1	INVERSIÓN INICIAL PARQUE EÓLICO	37
10.1.2	INVERSIÓN INICIAL CENTRAL HIDROBOMBEO	40
10.2	AMORTIZACIONES	42
10.3	COSTES	51
10.4	INGRESOS	54
10.5	ANÁLISIS DE FLUJOS INVERTIDOS	56
10.6	VAN, TIR Y PAYBACK	60
11.	CENTRAL DE HIDROBOMBÉO	62
12.	CONCLUSIONES	64
13.	BIBLIOGRAFÍA	66
14.	WEBS DE CONSULTA	67

ÍNDICE DE TABLAS, CUADROS, FIGURAS Y GRÁFICOS

FIGURA 5.1	ISLA DE IBIZA	5
FIGURA 6.1.1	ESQUEMA DE UN AEROGENERADOR	10
GRÁFICO 6.1.2	EVOLUCIÓN ANUAL Y ACUMULADA DE LA POTENCIA EÓLICA INSTALADA EN ESPAÑA	11
GRÁFICO 6.1.3	POTENCIA EÓLICA OFFSHORE DE LA UE Y FUERA	12
GRÁFICO 6.1.4	POTENCIA EÓLICA OFFSHORE ANUAL DE LA UE Y FUERA	13
GRÁFICO 6.1.5	CONSUMO ELÉCTRICO DE UN AÑO DE LA ISLA DE IBIZA	14
FIGURA 8.1	POTENCIAL GEOTERMICO EN ESPAÑA	21
FIGURA 9.1.1	ESQUEMA DE OBTENCIÓN DE AEROGENERADORES OFFSHORE	24
FIGURA 9.1.2	DATOS TÉCNICOS DEL AEROGENERADOR REPOWER 5M	24
GRÁFICO 9.1.3	CURVA DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR REPOWER 5M	25
FIGURA 9.2.1	PUNTOS CON INFORMACIÓN DE LAS VELOCIDADES DEL VIENTO	26
FIGURA 9.2.2	VELOCIDADES DEL VIENTO EN EL PUNTO SELECCIONADO	26
TABLA 9.2.3	VELOCIDAD DEL VIENTO Y PRODUCCIÓN MENSUAL POR AEROGENERADOR	28
TABLA 9.2.4	DEMANDA MENSUAL ISLA DE IBIZA	28
TABLA 9.2.5	NÚMERO DE AEROGENERADORES NECESARIOS POR MESES	28
FIGURA 9.3.1	MEDIDAS DEL PARQUE EÓLICO	29
FIGURA 9.3.2	SITUACIÓN DEL PARQUE EÓLICO	30
FIGURA 9.3.3	PROFUNDIDAD EN EL PARQUE EÓLICO	30
FIGURA 9.3.4	ZONAS DE VIABILIDAD PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL PARQUE	31
FIGURA 9.3.5	RUTAS MARITIMAS CERCA DEL PARQUE	31

FIGURA 9.4.1	DISPOSICIÓN DE LOS AEROGENERADORES	32
FIGURA 9.4.2	DISPOSICIÓN DE TRESBOLILLO	33
TABLA 9.4.3	COORDENADAS DE LOS AEROGENERADORES	34
TABLA 9.4.4	COORDENADAS DE LOS AEROGENERADORES	35
TABLA 9.4.5	COORDENADAS DE LOS AEROGENERADORES	36
TABLA 10.1.1.1	INVERSIÓN AEROGENERADORES	37
TABLA 10.1.1.2	INVERSIÓN SISTEMAS DE ABORDO	38
TABLA 10.1.1.3	INVERSIÓN SISTEMAS DE FONDEO	38
TABLA 10.1.1.4	INVERSIÓN SISTEMAS FLOTANTES	39
TABLA 10.1.1.5	INVERSIÓN PROTECCIÓN AMBIENTAL	39
GRÁFICO 10.1.1.6	PORCENTAJES DE INVERSIÓN	40
TABLA 10.1.2.1	INVERSIÓN INICIAL EN TUBERIAS	40
TABLA 10.1.2.2	INVERSIÓN INICIAL EN DEPÓSITOS	41
TABLA 10.1.2.3	INVERSIÓN INICIAL EN CENTRAL	41
TABLA 10.2.1	AMORTIZACIONES PARQUE EÓLICO	43,44,45,56
TABLA 10.2.2	AMORTIZACIONES CENTRAL DE BOMBEO	47,48,49
TABLA 10.2.3	TOTAL AMORTIZACIONES	50
TABLA 10.3.1	COSTES	52,53
TABLA 10.4.1	INGRESOS	55
TABLA 10.5.1	CASH FLOW	57,58,59
FIGURA 11.1	SITUACIÓN CENTRAL HIDROBOMBEO	62
FIGURA 12.2	VISTA AÉREA CENTRAL HIDROBOMBEO	63

1. RESUMEN

ABSTRACT

Con motivo del trabajo fin de grado en Administración y Dirección de empresas, se ha propuesto realizar un estudio de viabilidad y posible creación y puesta en marcha de una empresa de energía renovable con la que se pretende descarbonizar la isla de Ibiza energéticamente.

Gracias a esta idea de empresa la isla sería independiente energéticamente de fuentes no renovables de energía, con el consecuente beneficio social, ambiental y económico que supondría.

Con este fin se lleva a cabo un estudio ambiental, se analizan las distintas fuentes de energía limpia y renovable que pueden servir para la consecución del objetivo, posteriormente se detallan las normas y leyes entre las que también se especifican los tiempos de tramitación, y finalmente se exponen las características de la opción elegida (construcción del parque eólico offshore) con el correspondiente estudio económico de todo el proyecto.

ABSTRACT IN ENGLISH

To mark the final degree work in business administration and management, it is proposed to perform a feasibility study and possible creation and implementation of renewable energy company that aims to decarbonise energetically the island of Ibiza.

Thanks to this business idea the island will be energetically independent of non-renewable energy sources, with the consequent social, environmental and economic benefits that would result.

To do an environmental study is conducted, different sources of clean, renewable energy that can be used to achieve the objective are analyzed, then the rules and laws including processing times are also specified detailed, and finally expose characteristics of the chosen option (offshore wind farm construction) with the corresponding economic survey of the entire project.

2. INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas, ha surgido un interés muy creciente en lo referido a la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico español. Hace unos años, gracias a la aprobación de la ley PER 2005 – 2010 y ahora más recientemente con la aprobación de la ley PANER 2011 – 2020, las energías renovables han pasado de ser una alternativa en la producción de electricidad a ser un elemento básico del sistema eléctrico español. Éstas, ya son una realidad.

Aunque parezca un tópico señalar a la industria petrolera y del gas natural como culpable de muchos de los problemas medioambientales que hoy la tierra como planeta está teniendo, esta industria es necesaria para una gran cantidad de actividades (por ejemplo, la impulsión de vehículos, calefacción, etc.). Quizás, el problema resida en el exceso de su uso.

A lo largo de los años, las energías renovables se han desarrollado de una manera muy fuerte gracias a la investigación en este campo, con la siguiente mejora y optimización de estas tecnologías. Aún es mayor este desarrollo en las dos formas de energía propuestas en el proyecto. Tanto la energía eólica como la energía hidráulica son las dos energías de las que realmente se puede obtener una buena generación de energía eléctrica, además de obtenerse una rentabilidad en todo el proceso. Otros tipos de energía renovable aún requieren de más investigación y desarrollo para alcanzar el nivel de propuestas.

Históricamente, ha resultado bastante complejo que las diferentes instituciones públicas, empresas y la sociedad en general apuesten de una manera más intensa por las tecnologías limpias, necesarias para asegurar un desarrollo sostenible durante un largo periodo de tiempo (ya que los combustibles fósiles tienen fecha de caducidad, que a este ritmo, cada vez se acerca más rápidamente).

Teniendo en cuenta estos argumentos, se ha optado por llevar a cabo un análisis de un proyecto que involucre a estas tecnologías limpias, para demostrar que ya son una realidad y se pueden incorporar al sistema eléctrico español de una manera más notoria. El proyecto escogido requiere de una gran inversión y un análisis en profundidad, pero podría suministrar electricidad a una isla entera (Ibiza) para siempre.

3. OBJETO DEL TRABAJO

El objetivo del presente estudio es llevar a cabo un análisis sobre la viabilidad de un proyecto de descarbonización de la isla de Ibiza. Para ello se ha analizado exhaustivamente una de las principales fuentes de energía renovables, la eólica, que se implementará mediante un parque eólico marino (offshore) así como el aprovechamiento de la energía sobrante para el bombeo de agua empleando su energía potencial en una turbina.

Dicho fin es pionero y muy adecuado para la consecución del objetivo marcado, lograr que una región determinada sea energéticamente autosuficiente a través de una fuente renovable de energía.

Por un lado, parece que este sea un momento idóneo para llevar a cabo proyectos de esta índole, pues como es conocido las fuentes de energía basadas en recursos fósiles tienen dos grandes inconvenientes, a saber: la producción finita de los recursos físicos disponibles y el daño que la extracción y procesamiento de los mismos causan al medio ambiente, el llamado coste social (externalizado).

En este sentido, el informe del IPCC 2011 reafirma este argumento al apuntar que “ las energías renovables están a disposición de cubrir el 77% de las necesidades energéticas del planeta para el año 2080 si se tiene en cuenta el potencial conocido y la evolución de los últimos años ”. Actualmente las fuentes renovables de energía suministran el 13% de la energía total.

4. METODOLOGÍA

Debido al contenido multidisciplinar del proyecto estudiado, tanto del ámbito ingenieril como del ámbito económico y empresarial, ha sido necesaria la consulta de varios tipos de herramientas y de fuentes diferentes de información para la realización del análisis en su totalidad. Estas son muy variadas.

Para la consulta de todo el proceso que se llevó a cabo para determinar la localización del parque eólico, ha sido necesario recurrir a diferentes mapas, textos y consultas personales a profesores y trabajadores de la administración pública. En esa localización se encuentra todo tipo de información sobre la isla, como la referida al terreno, fauna y flora de la isla, además de la situación marítima de la misma.

Para comprobar la corrección y validez de todo el estudio realizado, tanto económico como ingenieril, se ha recurrido por supuesto a la correspondiente legislación que explica y señala los procedimientos y pasos para que en un hipotético caso de que este proyecto se llevara a cabo realmente todo estuviera en concordancia con la normativa vigente. Toda ella se puede consultar a través del B.O.E. (Boletín Oficial del Estado) y cada uno se ha utilizado para diferentes ámbitos y puntos clave del trabajo.

Ha sido necesaria la colaboración de profesionales de la ingeniería y expertos en energías renovables para indicar correctamente que la elección de estas energías y que las mismas fuesen las adecuadas. Se utilizó la web www.noticiasjuridicas.com Obviamente, como paso previo al análisis económico, resulta necesario concretar la opción energética adecuada. Para ello, se ha utilizado como base primigenia del estudio los mapas de vientos elaborados por las Islas Baleares.

Por último, para la realización de la parte eminentemente económica, se ha considerado la información de costes, ingresos y amortizaciones, (tanto en la inversión inicial, como en los gastos del parque una vez esté hipotéticamente en funcionamiento), proveniente de otros proyectos similares y que son ya una realidad, para que permitan simular de una manera lo más real posible al presente caso.

En definitiva, han sido varias el tipo de herramientas necesarias para asegurar un correcto desarrollo del trabajo, derivado de los múltiples tipos de información requeridos.

5. DESCRIPCIÓN DE LA ISLA

Ibiza es una isla perteneciente a España situada en el mar Mediterráneo, que forma parte del archipiélago balear junto con las islas de Mallorca, Menorca, Formentera y varias islas de menor tamaño, formando la Comunidad Autónoma de las Islas Baleares. Las islas de Ibiza y Formentera reciben el nombre de las Islas Pitiusas por su proximidad. La isla de Ibiza tiene 137.357 personas (según INE a 1 de enero de 2012). La capital de la Isla de Ibiza es Ibiza, y se divide en San José, San Antonio Abad, Ibiza, Santa Eulalia del Río y San Juan Bautista.



Figura 5.1 - Isla Ibiza.

Cuenta con aproximadamente 572 km², y una longitud de costa aproximadamente de 210 Km. Su mayor distancia es de 41 km. aproximadamente en la dirección noreste- suroeste; y de 21,2 Km. en la dirección noroeste-sureste. En cuanto al terreno, posee una morfología bastante irregular, teniendo varias elevaciones en forma de cadenas montañosas pequeñas, siendo el pico más alto el de Sa Talaia, situado en el municipio de San José, con una altitud de 475 metros. La isla cuenta con un río, llamado Santa Eulalia del Río, siendo el único río de las Islas Baleares. Este nace en el monte Puig dén Sopes que tiene 342 metros de altura y se encuentra cerca de Sant Miquel, recorriendo 15 Km. a través de la isla hasta su desembocadura en Santa Eulalia.

Su situación respecto a la Península Ibérica es de aproximadamente 85 km. desde el cabo de la Nao hasta la costa ibicenca, en dirección este-oeste; y de aproximadamente 80 km. desde la costa de la isla de Mallorca hasta la costa de Ibiza, en dirección noreste-suroeste.

La lengua propia y oficial es el catalán, aunque el castellano es el más hablado siendo éste también oficial. Aun así, se da una gran diversidad de lenguas debido al gran turismo que circunda la isla.

Cabe destacar que la isla de Ibiza no empieza a tener importancia mundial y a ser conocida en toda Europa hasta 1960, donde se convierte en un importante centro turístico con una personalidad propia, el movimiento hippie, y con el paso del tiempo ha derivado en un turismo con otro tipo de ambiente, un turismo de gente joven y con ganas de vivir la vida nocturna de la localidad. Por ello en Ibiza se encuentran las mejores discotecas del mundo, motivo por el cual la isla está muy bien conectada con la península mediante vuelos regulares desde Barcelona, Madrid, Valencia y Alicante, y en barco de línea regular, que llegan desde Barcelona, Valencia y Alicante. No obstante, a su aeropuerto y a su puerto, llegan vuelos y barcos internacionales, sobre todo en la época estival.

La isla de Ibiza ha gozado de una expansión turística que le ha permitido un desarrollo económico por encima del que le proporcionaban sus recursos tradicionales (pesca y agricultura). Su principal industria es el turismo, con aproximadamente 2 millones de visitantes al año, ocasionando que el 75% de la población reciba su salario directa o indirectamente procedente del sector turístico.

Las actividades que generan PIB son agricultura, ganadería y pesca (1,2%), Industria y Energía (4,3%), construcción (9,8%), y el sector más importante, turismo y servicios (84,7%), dentro del cual destacan alojamiento (13,8%), Restauración (13,4%), Comercio y agencias (12,2%), Servicios inmobiliarios (11,5%), Servicios a Empresas (5,2%), Otros servicios (5,6%), Transportes y comunicaciones (9,1%), Bancos e Intermediarios financieros (2,3%), Administración Pública, Sanidad y Educación (11,6%).

Dentro de la isla situamos la planta en la costa de Sant Antoni de Portmany perteneciente al municipio de San Antonio Abad, una zona más tranquila de la isla donde la belleza de su Bahía y sus espectaculares puestas de sol así como otros muchos puntos de interés causan que esta zona sea más atractiva para los turistas que por sus importantes fiestas y discotecas.

En Sant Antoni de Portmany se encuentra un puerto importante de la isla donde se ofrece pesca comercial y deportiva, hay que tenerlo en cuenta a la hora de la localización de la planta ya que hay rutas marítimas importantes, desde Denia, Barcelona y Valencia.

5.1 Flora y fauna.

Fauna.

En referencia a la fauna de Ibiza no se considera una gran variedad de especies, la mayor parte de la fauna que se puede encontrar en la isla se ha introducido desde tiempos prehistóricos por el hombre.

- Fauna terrestre

Los endemismos que caracterizan esta isla se pueden ver en lagartijas, algunos crustáceos y escarabajos, siendo de origen cavernícola. Haciendo una evaluación más característica se pueden diferenciar los mamíferos que, existen en escaso número debido a la insularidad y a la presión antrópica, y suelen ser de pequeño tamaño (lirón, ratón, conejo...).

En la isla se puede encontrar una gran variedad de reptiles y algunos anfibios como la rana y el sapo verde. De la fauna invertebrada destacan algunas especies como caracoles, escarabajos y abejas. Figura también una especie de origen desconocido que se encuentra en Ibiza, el Podenco Ibicenco, que se trata de un perro de caza ligero aunque también es buen animal de compañía; de hecho hay una asociación de criadores de esta especie en la isla.

- Fauna aérea

En Ibiza la mayor variedad de especies se encuentra en la fauna aérea que se compone de aves residentes donde destacan el cormorán o la gaviota entre otros, así como las aves migratorias entre las cuales se hallan los flamencos o los patos.

- Fauna marina

La fauna marina es también muy amplia y la mayoría de especies residen en litorales rocosos. La tortuga boba es una especie en peligro de extinción y reside en estos mares.

Flora.

Por otra parte la flora de Ibiza tiene características propias del archipiélago balear y de su aislamiento, y en la actualidad se consideran unas 2.200 especies. El clima que presenta la isla es un clima Mediterráneo, por lo que las plantas reciben agua de forma estacionada. En su mayor parte los suelos carecen de materia orgánica y presentan roca calcárea.

Los bosques que predominan son de encinas y pinos y también se encuentra muy presente la sabina en litorales bajos y arenosos.

También son muy característicos de la isla el valle de Santa Inés con sus almendros.

- Las praderas de posidonia

Se refieren a una planta endémica del Mediterráneo, y forman una gran biodiversidad con ejemplares endémicos que también protegen la costa y ayudan a la formación de playas y sistemas dunares; por otra parte esta gran biodiversidad también permite la presencia de numerosas especies vegetales y animales.

Un ejemplo de estas praderas se puede ver en la Reserva Natural de Ses Salines que en 1999 fue declarada Patrimonio de la Humanidad por su importancia medioambiental y su gran estado de conservación.

6. ANTECEDENTES ENERGÉTICOS

6.1 Antecedentes en la energía eólica

Frente a las fuentes de energías tradicionales, y ante la necesidad de reducir las emisiones y residuos contaminantes, nos encontramos con las fuentes de energías renovables.

Una fuente de energía se considera renovable cuando sus recursos no se agotan en el tiempo. Así, hablamos de energías renovables cuando se utilizan este tipo de fuentes. Entre estas energías renovables se encuentran: la solar, la eólica, la geotérmica, la mareomotriz, la biomasa y la hidráulica.

La energía eólica es la energía obtenida del viento para luego realizar un aprovechamiento de ésta con diferentes aplicaciones de uso humano.

La energía del viento proviene de la energía del sol indirectamente ya que es éste en realidad el que provoca el movimiento de las masas de aire caliente que se desplazan de las zonas de alta presión atmosférica a zonas contiguas de más baja presión.

Es necesario disponer de un gran conocimiento de los vientos, su comportamiento estacional y sus variaciones diurnas y nocturnas, para obtener un aprovechamiento máximo de este recurso.

El principal uso actualmente es el de obtener energía eléctrica a través de unos mecanismos llamados aerogeneradores. Éstos, aprovechan la energía cinética de la velocidad del viento que al entrar en contacto con las palas de los aerogeneradores provocan el movimiento circular del rotor a través del par producido, que a su vez provoca la rotación del eje y así, acaba transformando la energía eólica en mecánica y finalmente, la energía mecánica en energía eléctrica. Este último paso se produce mediante fuerzas y campos electromagnéticos.

En la siguiente figura se muestran los principales agentes que intervienen en la actual transformación de la energía cinética del viento en energía eléctrica.

El aerogenerador se encuentra limitado por una velocidad mínima y máxima operativa, es decir, no entrará en funcionamiento si no existe una velocidad mínima de viento y se frenará en caso de superar una velocidad máxima.

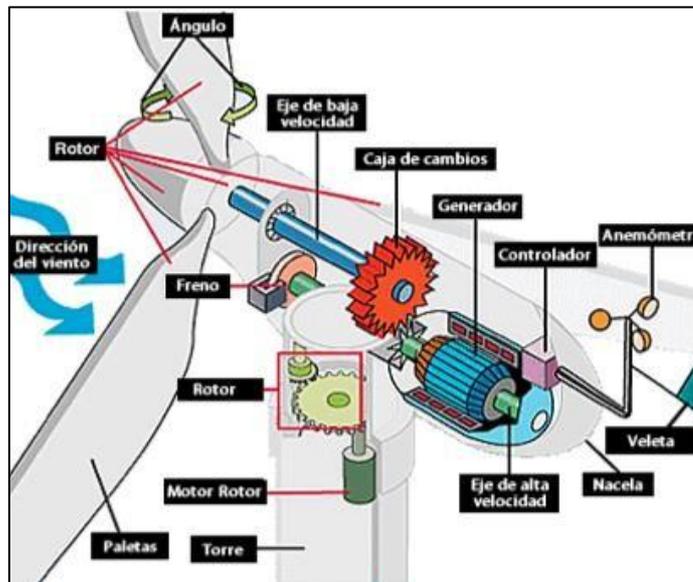


Figura 6.1.1 - Esquema de un aerogenerador

La energía eólica no es un concepto novedoso o innovador. Es junto con la energía térmica el uso de energía más antiguo que se conoce.

Las primeras aplicaciones conocidas se producen en el antiguo Egipto y consistían en velas para mover embarcaciones para trasladarse por el Nilo. Los molinos de viento son otra aplicación clásica y su aparición como máquina data del siglo VI d.C. Eran de eje vertical y se utilizaban para bombear agua y moler grano en la antigua región de Sijistán (entre Irán y Afganistán).

A diferencia de los otros tipos de usos, el uso de la energía eólica para obtener electricidad, es bastante reciente. Las primeras experiencias datan de finales del siglo XIX. Charles F. Brush diseñó en USA en 1880 una turbina eólica de 12 kW que producía electricidad en corriente continua, siendo esta potencia guardada en 12 baterías. A diferencia de los otros tipos de usos, el uso de la energía eólica para obtener electricidad es bastante reciente. A mediados del siglo XX se introducen dos variaciones de suma importancia traídas de la mano de Johannes Jull. En primer lugar, Jull modifica los motores para producir la electricidad en corriente alterna en lugar de en corriente continua como hasta entonces. Por otra parte, fue capaz de diseñar un aerogenerador que se orientaba siguiendo la dirección del viento para optimizar el aprovechamiento de la energía cinética del mismo.

La crisis del petróleo de 1973 y 1979 con la consecuente subida de precios del crudo desata una crisis que provoca la intensificación de la búsqueda de alternativas de abastecimiento energético. Los países productores elevaron los precios del barril desde 1,5 a 9 dólares en 1973 y de 13 a 30 en 1979. Esta situación generó una toma de conciencia acerca de la naturaleza efímera y finita de los recursos energéticos no renovables. Lo que nos llevó a la toma de decisiones políticas encaminadas a un menor consumo de petróleo y de recursos fósiles en general, desarrollando unas tecnologías más eficientes energéticamente, promoviendo el ahorro energético y fomentando otras fuentes de energía como la nuclear, el gas natural o las energías renovables.

En España, como se puede ver en la siguiente ilustración, cada año va aumentando la importancia de la energía eólica.

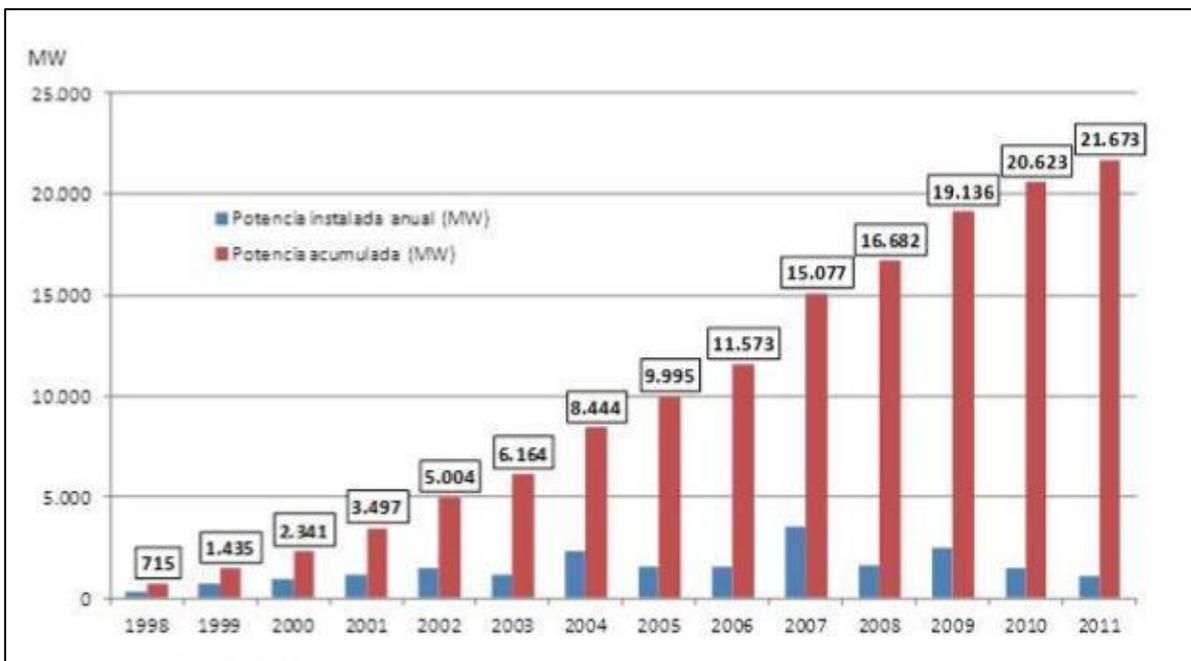


Gráfico 6.1.2 - Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada en España

En el desarrollo de la energía eólica influirá enormemente la introducción de la eólica marina, no nombrada hasta ahora pero que es el futuro de la energía eólica. Se puede considerar al mar como una fuerte alternativa ya que según un informe de Emilio Menéndez para Greenpeace, el potencial eólico marino de la península se encuentra en la cifra de los 25000 MW. En España sólo encontramos el parque experimental de Cantabria debido a la dificultada añadida de la elevada profundidad del suelo marino español lo que obliga a la instalación de plataformas flotantes.

El primer parque eólico offshore fue inaugurado en 1991 a 2,5 km de la costa danesa en Vindeby. Desarrollado por DONG Energy, disponía de once turbinas de 450 kW con una potencia total de la instalación de 4,95 MW. Veinte años más tarde, a finales de 2010, se encuentran instalados a lo largo de nueve países 2946 MW de potencia eólica offshore en 45 granjas que se estima que inyectan 10,6 TWh en la red europea.

Hasta 2001, el crecimiento del sector de generación offshore fue irregular y dependía fundamentalmente de un pequeño conjunto de proyectos cercanos a la costa en las

aguas de Dinamarca y Holanda con turbinas instaladas de menos de 1 MW de potencia.

En 2001, un proyecto en aguas danesas (Middelgrunden) se convirtió en el primer parque eólico marino de “uso comercial”, constaba de 20 turbinas con una potencia total de 40 MW. Ese mismo año se conectaron siete turbinas de 1,5 MW a la red de Utgrunden en Suecia.

La proporción total de potencia eólica offshore sobre la potencia eólica total no ha parado de crecer. En 2001, los 50,5 MW de potencia eólica marina representó un 1% de la potencia eólica anual total en Europa, los 883 MW instalados en 2010 representaron un 9,5% del mercado eólico europeo anual.

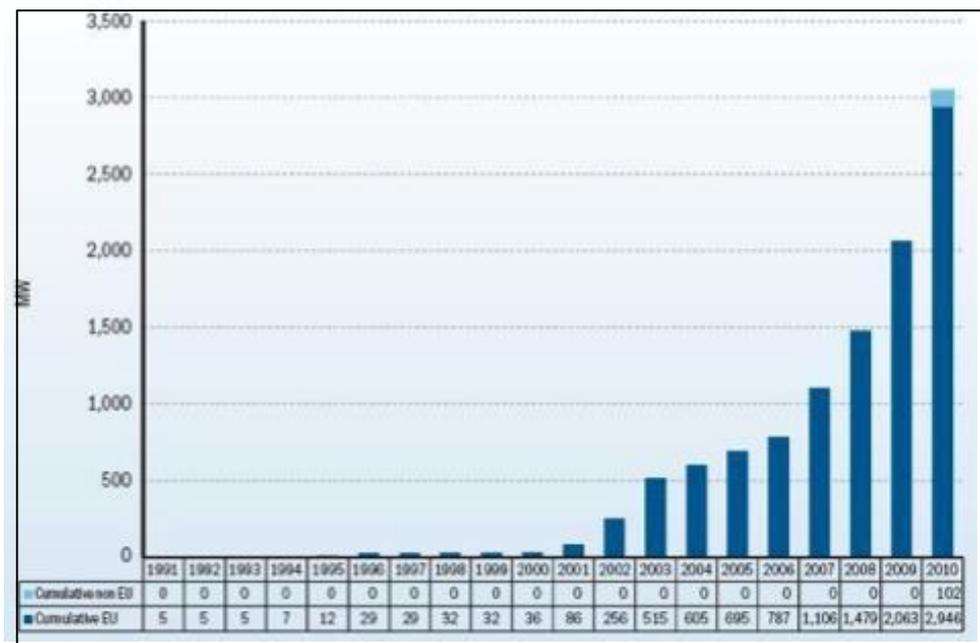


Gráfico 6.1.3 - Potencia eólica offshore de la UE y fuera

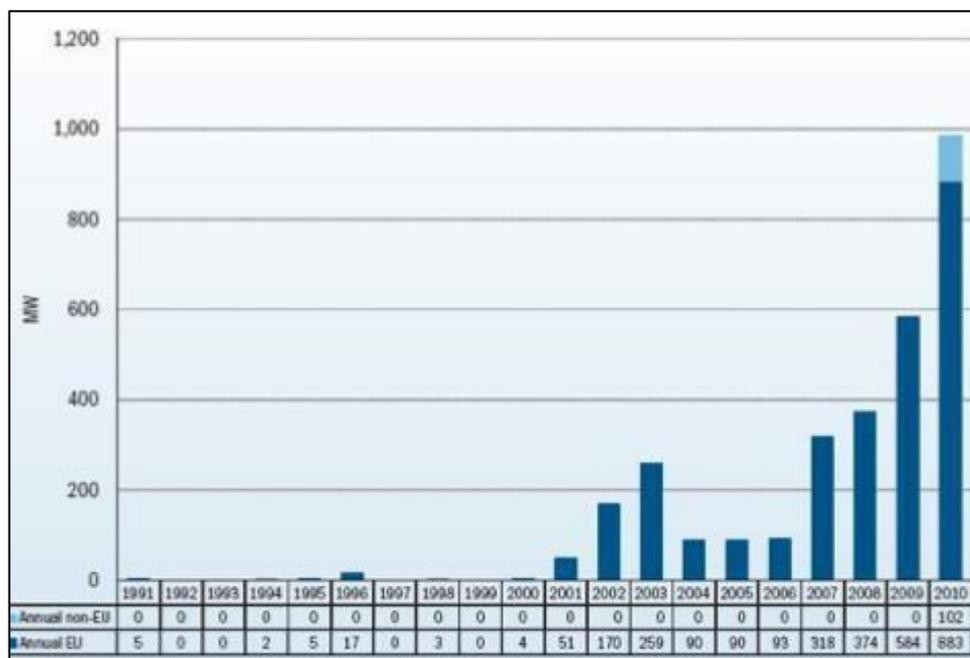


Gráfico 6.1.4 - . Potencia eólica offshore anual de la UE y fuera

Aunque España es uno de los líderes en producción eólica en Europa, parece que en producción de energía eólica offshore no acaba de despegar. Según el Plan de Energías Renovables 2011-2020 el objetivo de potencia a instalar es de 750 MW, un objetivo considerablemente inferior a los 3.000 MW esperados.

Viendo el potencial de la energía eólica offshore en España, a la hora de realizar el proyecto de descarbonización de la Isla de Ibiza, debido a que es una isla bastante protegida, es difícil implantar una fuente de energía renovable dentro de ella. Por lo tanto, resulta especialmente interesante la idoneidad de instalar un parque eólico offshore.

El consumo eléctrico de la isla en los últimos años ha ido incrementándose debido al turismo, en especial durante los meses de verano (Tabla 3). Por lo tanto, se abastecerá todo el año, sin embargo en los meses en los que no se consuma toda la energía producida se ha planteado implantar una central hidráulica de bombeo, para poder así compensar en aquellos días en los que no haya viento y no se pueda producir electricidad con los aerogeneradores.

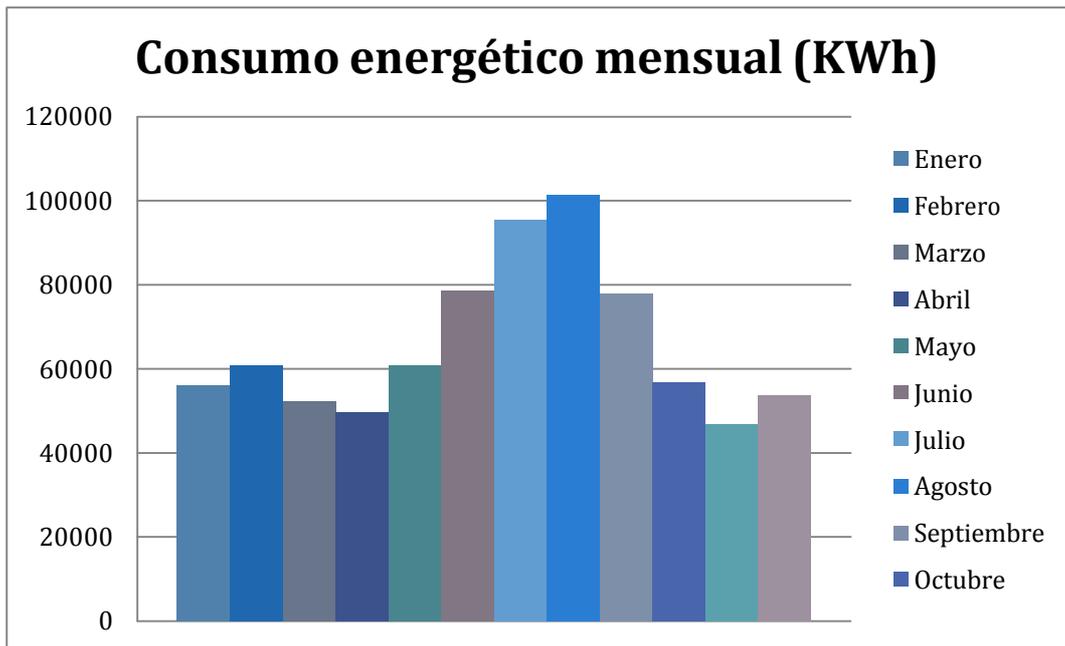


Gráfico 6.1.5 - Ilustración 6. Consumo eléctrico en un año de la isla de Ibiza

6.2 Antecedentes energía hidráulica de bombeo

En cuanto a las centrales hidráulicas con fines de almacenamiento o de bombeo existen desde hace más de 100 años. Su fundamento se basa en elevar agua de un embalse a otro situados a cotas distintas, siendo uno el embalse superior y otro el inferior, a partir de bombeo, para turbinar después en sentido descendente.

Este tipo de centrales son idóneas para servir de fuente de energía auxiliar a una fuente de energía principal, acentuándose más si es una fuente de energía renovable, permitiendo una mayor flexibilidad al sistema, como por ejemplo:

- En momentos en los que la producción de energía es alta y la demanda es baja, permite almacenar dicha energía, en vez de exportar la energía a precios bajos o tener que dejar fuera de servicio otras centrales, para luego utilizarla en momentos de menor oferta y mayor demanda.
- Permite gestionar los problemas ocasionados por la red eléctrica en los valles y las puntas, rellenando valles a partir de periodos de punta.
- Permite evitar el apagado de centrales en las cuales supone un alto coste su puesta en marcha.
- Se podrá dar un alisamiento de la carga de la red eléctrica gracias a que nos proporciona un control sobre cuando introducir energía almacenada o no.

Una de las primeras plantas con similares características se construyó en Inglaterra en 1870. Posteriormente, en 1891, se construyó en Suiza la central del río Limmat. También se han construido otras en el Lago Maggiore y en el río Aare.

La primera planta de almacenamiento por bombeo se dio en Alemania en el año 1891, en las minas de hierro de Rosenhof, en la que una bomba centrífuga que obtenía energía de una máquina de vapor impulsaba agua de la mina hasta una represa utilizándose después para mover una rueda hidráulica.

Pero no es hasta 1908 cuando se construye la primera central hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo de Brönnelühle en Alemania, gracias a la compañía Voith.

Con el paso del tiempo la tecnología ha ido avanzando haciendo posible que las centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo hayan evolucionado, consiguiendo plantas más eficientes y económicamente viables. Se dio un gran salto gracias a la mejora de las técnicas de excavación en roca, permitiendo la instalación de centrales subterráneas con diámetros más grandes.

Posteriormente se inventó una turbo-bomba en el que el rodete Francis es capaz de operar como bomba impulsando el agua hacia el embalse superior, y después operar como turbina en la dirección inversa. La primera central de almacenamiento por bombeo que actuaba reversiblemente fue instalada en la central de Pedreira en Brasil en 1937.

En España, no es hasta 1964 donde se construye la primera central de bombeo, siendo esta reversible, en el embalse de Santa Eulalia del río Jares, en Galicia, con una potencia de 23,1 MW, un salto de 216,5 metros y de bombeo 241 metros.

Más tarde se construyeron centrales reversibles de mayor potencia, destacando la central de Torrejón en el río Tago con 132 MW; la central de Villarino en el río Tormes de 137,8 MW; la más importante de España, la central Cortes-La Muela en el río Júcar con una potencia de turbinación de 570 MW y una potencia de bombeo de 510 MW.

7. NORMAS Y LEYES

El objetivo final es la aprobación del proyecto y su posterior puesta en marcha, por lo que se debe conseguir todos los permisos y licencias necesarios para acometer su posterior construcción. Por lo tanto, la legislación que está vigente en España y que regula el marco retributivo y los distintos procedimientos administrativos para la energía offshore son el Real Decreto 661/2007, el Real Decreto 1028/2007 y el Real Decreto 1055/2000. En cuanto al marco legislativo que abarca al Impacto Ambiental del proyecto, se va a tener en cuenta el Real Decreto Legislativo 1/2008 del 11 de enero, que regula la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental. Respecto a la Seguridad Industrial, se regula a partir del Real Decreto 2200/1995 del 28 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de la infraestructura para la Calidad y la Seguridad Industrial.

- a) El Real Decreto 661/2007 del 25 de mayo de 2007 trata la regulación de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, para nuestro caso la energía eólica offshore, del que nos interesarán una serie de aspectos citados después.
- b) El Real Decreto 1028/2007 del 20 de julio de 2007 establece el procedimiento administrativo para la tramitación de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.
- c) Mientras que el Real Decreto 1055/2000 de 1 de diciembre de 2000, regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- d) Real Decreto Legislativo 1/2008 del 11 de enero, que regula la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental, tanto para el parque eólico offshore como para la central hidráulica de bombeo.
- e) Real Decreto 2200/1995 del 28 de diciembre, que regula el Reglamento de la Infraestructura para la calidad y la Seguridad Industrial, reconociendo a AENOR como organismo normalizador, y a ENAC como entidad de acreditación.

El Real Decreto 661/2007

El Real Decreto 661/2007 tiene una serie de parámetros que hay que cumplir, de los cuales nos incumben para la realización del proyecto los citados a continuación:

- Pretende establecer una metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, tratándose para el proyecto que se va a realizar la tecnología eólica offshore.
- Se primará a aquellas instalaciones que tengan una potencia superior a 50 MW, que en el proyecto se va a cumplir.

Dentro del RD 661/2007, nuestra fuente de energía se encuentra dentro del grupo de las energías renovables que se corresponde con la categoría b. y en el grupo b.2, referidas a las energías que utilizan la energía primaria, la eólica, y referidos al subgrupo b.2.2, que son las instalaciones eólicas instaladas en el mar.

El Real Decreto 1028/2007

El Real Decreto 1028/2007 del 20 de julio de 2007 establece el procedimiento administrativo para la tramitación de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial. A continuación se resumirá el procedimiento a seguir para cumplir con la norma.

Para comenzar se debe solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas la reserva de la zona marina en la que se va a realizar la investigación del recurso eólico de la zona solicitada, en este caso, la zona noroeste de la isla de Ibiza. Dicha investigación tendrá un plazo máximo de estudio de 2 años, prorrogables un año más. Dicha solicitud debe ir acompañada de un anexo con toda la documentación que se pide.

Posteriormente, tras acabar con el plazo de subsanación de las solicitudes y contando con que la Dirección General de Política Energética y Minas lo apruebe, se comienza con el procedimiento de “caracterización de área eólica marina”. La caracterización de área eólica marina es la recopilación de todos los informes emitidos por las Instituciones afectadas en relación con los posibles efectos que tendría el parque eólico sobre su entorno. Además, debe de contener la estimación de la cantidad de energía máxima evacuable a través de las redes eléctricas de transporte.

Tras haber cumplido con todos los requisitos, la caracterización de área eólica marina se publicará en el BOE, momento en el cual se dispone a la apertura del procedimiento de concurrencia, que comprenderá toda el área del parque eólico para la que se haya hecho la solicitud de reserva. De tal forma, los solicitantes de este área eólica marina, deben presentar una solicitud u oferta de prima, que se expresara en €/KWh producido (con cuatro decimales), de valor no superior al establecido en el artículo 38.1 del RD 661/2007, de 25 de mayo, que es de límite inferior 8,43 c€/KWh y superior de 16,40 c€/KWh y se aplicará a lo largo de toda la vida útil de la instalación. Además se debe presentar toda la documentación pedida en el artículo 8 de este mismo Real Decreto. Transcurrido el plazo de 3 meses para la recepción de la documentación, se reunirá el Comité de valoración para valorar las solicitudes conforme a una serie de criterios que se muestran en el artículo 16.

Tras la valoración en el Comité, la propuesta de resolución se destina al Secretario General de Energía para su consideración, antes de 3 meses a partir de la presentación de las solicitudes, que deberá dar una respuesta en un plazo inferior a un mes, fecha en la que será publicado en el BOE. Dicha resolución otorga a los solicitantes un derecho de acceso a la red de transporte por la potencia que se sea asignada.

De la resolución se enviará copia a la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, para la iniciación de la evaluación del impacto ambiental del proyecto, acompañado de la información necesaria para este trámite.

Finalmente, tras haber sido elegido al cumplir con todos los aspectos antes citados, se deberá presentar una batería de documentos ante la Dirección General de Política Energética y Minas, y ante las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno que dependan funcionalmente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

El Real Decreto 1055/2000

Este decreto va a hacer referencia a los tiempos de duración que tardan en tramitarse todos los aspectos a cumplimentar en el anterior decreto, el RD 1028/2007, para la Autorización Administrativa y para la Aprobación del Proyecto.

Real Decreto Legislativo 1/2008

Este Real Decreto va a regular la Evaluación de Impacto Ambiental del proyecto a tener en cuenta. Para este proyecto, habría que situar el parque offshore dentro del Anexo I en el grupo 3, en la industria energética apartado i, que abarca aquellas instalaciones que utilizan la fuerza del viento para la producción de energía (parques eólicos) que tengan 50 o más aerogeneradores, o que se encuentren a menos de 2 kilómetros de otro parque eólico. Mientras que la central de hidrobombeo, entra dentro del Anexo II, grupo 8 apartado 2, que trata aquellas instalaciones destinadas a retener el agua, no incluidas en apartados anteriores, con una capacidad de almacenamiento superior a 200.00 metros cúbicos, siendo este proyecto de 625.000 metros cúbicos aproximadamente.

Real Decreto 2200/1995

Este RD regula el Reglamento de la Infraestructura para la calidad y la Seguridad Industrial, reconociendo a AENOR como organismo normalizador, y a ENAC como entidad de acreditación. Su ámbito de aplicación y competencias se muestra en el artículo 3 de la Ley 21/1992, de 16 de julio. Dentro de esta ley, el presente proyecto se puede encuadrar dentro del subapartado 2, con un ámbito de aplicación en ingeniería y diseño relacionado con las actividades industriales; subapartado 3, referido a instalaciones, equipos, actividades, procesos y productos industriales que utilicen o incorporen elementos, mecanismos o técnicas susceptibles de producir daños a personas, flora, fauna...; subapartado 4.a, referido a actividades de generación. Distribución y suministro de energía y productos energéticos; así como los subapartados 5,6 y 7.

Para el cálculo de la amortización, se ha recurrido a la tabla oficial de coeficientes de amortización, aprobada por el Real Decreto 1777/2004 del 30 de julio, en la que se ha seleccionado el coeficiente máximo para realizar las amortizaciones. Dichos valores se mostrarán más adelante en el apartado de amortizaciones de economía final.

En definitiva, se puede hacer una aproximación del tiempo que vamos a tardar en el análisis de las tramitaciones. Para la adquisición de la reserva de la zona dura unos 8 meses, pero dado que en los proyectos onshore duran más tiempo de lo establecido, podemos estimar 1 año para la reserva de la zona, aplicando el RD 1028/2007. El estudio del viento se puede estimar en 2 años, por lo que tardaríamos 3 años en obtener la Autorización Administrativa. Finalmente, para la aprobación del proyecto, se puede conseguir en 6 meses en el caso óptimo, pero como anteriormente, podemos fijarlo en 1 año, obteniéndose un total de 4 años para la Autorización Administrativa y Aprobación del Proyecto.

8. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

Partiendo de la base de que el objetivo es descarbonizar por completo la isla, es decir, que se alimente totalmente de energía proveniente de sistemas renovables, se tiene una serie de opciones de energía renovable que podrían ser instaladas en la isla para obtener toda la potencia que necesaria. Por tanto, se debe de conocer la potencia que se precisa para todo un año, es decir, la que nuestro sistema debe de producir anualmente. Ésta es de 790 GW al año.

A continuación, se procederá a analizar algunas formas de energía renovable que podrían ser alternativas empleables para esta instalación. Éstas son:

- Solar térmica y solar fotovoltaica: la primera impresión sobre este tipo de energía puede ser la mejor y más lógica, ya que es de sobra conocido el buen tiempo que hay en un país como España y más aún tratándose de las islas Baleares. Pero existen inconvenientes irrefutables para descartar este tipo de energía. Lo primero es que los paneles solares que se utilizan hoy en día tienen muy poca potencia y necesitaríamos una cantidad desorbitada de paneles para abastecer la isla entera, espacio que no existe ya que se trata de una isla muy pequeña. Además en invierno no se produciría la energía suficiente ya que habría bastantes días nublados (aunque sí es cierto que menos que en muchos otros lugares). Entonces queda descartada esta forma de energía.
- Geotérmica: para comprobar si este tipo de energía se ha de consultar las zonas en las que se den las condiciones idóneas para que puede aplicarse este tipo de energía. Esta información podrá ser consultada en la página del instituto geotérmico de España. A continuación, se mostrará una imagen comprobando que la isla de Ibiza no es la zona adecuada.



Figura 8.1 - Potencial geotérmico en España

- Mareomotriz: la isla de Ibiza se encuentra en el mar Mediterráneo, zona con muy poca actividad de mareas en comparación con los océanos. Además, este mar tiene la particularidad de ser prácticamente cerrado, solo abierto por el estrecho de Gibraltar. Por tanto, las corrientes marinas no son lo suficientemente fuertes como para aprovechar esta forma de energía.
- Olamotriz: esta es una de las energías más estudiadas actualmente, ya que es más fácil predecir las condiciones óptimas que en otros tipos de energía. Sin embargo, este tipo de energía en un mar como el Mediterráneo no sería la más adecuada, ya que no tiene el potencial olamotriz como océanos abiertos que producen olas de mucha envergadura, como por ejemplo el Atlántico en zonas como Portugal y el norte de España.
- Hidroeléctrica: en la isla no se puede aprovechar este tipo de energía ya que no existe ningún río en el que se pueda colocar esta infraestructura. Solo existe un río en la isla (único en las Baleares) pero apenas tiene caudal.
- Eólica: a primera vista, esta energía presenta el mismo problema que la energía solar, se necesitan una gran cantidad de aerogeneradores (no tantos como paneles, ni mucho menos) y no se dispone de tanto espacio. Pero existe la posibilidad de construir un parque eólico en alta mar que suministre la potencia necesaria para todo un año.

Una vez concluido el análisis y estudiadas todas las posibles opciones, se ha decidido utilizar la última y única alternativa viable, construir un parque eólico en alta mar que pueda suministrar toda la energía necesaria para la isla. En apartados siguientes se explicará con todo detalle cómo será este parque en cuanto a su localización, infraestructura, funcionamiento, etc.

Este tipo de infraestructura tiene un único problema que puede aparecer durante algunos días, y es el problema de la ausencia de viento, aunque en alta mar es un problema menor ya que casi siempre existe el viento necesario para mover las palas y generar energía. Esta será la construcción de una instalación auxiliar de hidrobombeo similar a la que hay en la isla de el Hierro, en las islas Canarias. Así, se suplirá a los aerogeneradores en los días que no exista viento. Más adelante se conocerán también en detalle las características de dicha instalación.

9. CARACTERÍSTICAS DEL PARQUE

9.1 Elección del aerogenerador

Las turbinas eólicas son sistemas capaces de transformar de forma eficiente la energía cinética del viento en energía mecánica en el eje y posteriormente en energía eléctrica.

Las principales partes de un aerogenerador son:

- **Rotor eólico.**

El rotor es todo el conjunto de elementos de la turbina eólica que gira por delante y fuera de la góndola. El rotor convierte la energía del viento en rotación y, por lo tanto, es el motor.

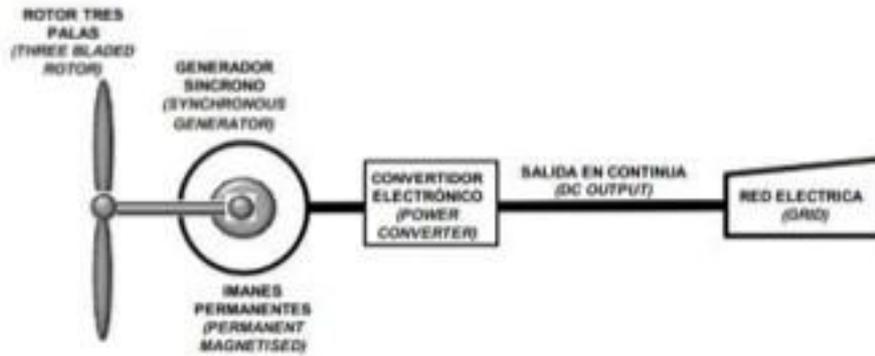
- **Generador síncrono de imanes permanentes.**

Un generador de imanes permanentes es un generador síncrono en el que se ha sustituido el bobinado de excitación, por un sistema formado por imanes permanentes que suministran un campo de excitación constante.

La principal ventaja es su simplicidad. La fabricación y montaje del rotor es más barata si se usan imanes. No necesitan mantenimiento ya que no llevan escobillas. Además la consistencia mecánica de un PMG es muy superior, aparte de no necesitar sistemas para su excitación. Al eliminar la excitación se puede llegar a ahorrar un 20% de energía simplemente por usar imanes. Al ser una fuente de energía independiente del generador, puede servir para suministrar energía a sistemas auxiliares del generador principal. Además tienen rendimientos muy altos (90-95%).

- **Convertidor electrónico de potencia.**

Elemento que se encarga de eliminar armónicos no deseados y de elevar la tensión hasta la HVDC (corriente continua de alto voltaje) o HVAC (corriente alterna de alto voltaje) deseada.



9.1.1 Esquema de obtención de aerogeneradores offshore

A la hora de elegir el aerogenerador, se tuvo en cuenta la velocidad del viento, la velocidad de arranque de la turbina, el diámetro del rotor para que ocupase lo menos posible y la potencia necesaria para cubrir la demanda y no tener que poner un número exagerado de aerogeneradores. Teniendo en cuenta todos estos aspectos el aerogenerador elegido ha sido el **Repower 5M**, un aerogenerador de 5 megavatios de la empresa alemana Repower. Otra opción que se tuvo en cuenta fue el aerogenerador **Vestas 3,3M**, que tendría una producción de 8500 MWh/año por lo que se necesitarían 120 aerogeneradores para abastecer la demanda, estos datos obtenidos en comparación con los resultados de potencia y número de aerogeneradores del **Repower 5M** que se verán más adelante son peores para nuestro proyectos ya que necesitaríamos ocupar mayor espacio para la planta. Las características principales de este aerogenerador se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 9.1.2 Datos técnicos del aerogenerador Repower 5M.

Datos de operación	Potencia nominal	5 MW
	Velocidad mínima del viento	3,5 m/s
	Velocidad máxima del viento	30 m/s
Rotor	Diámetro del rotor	126 m
Parámetros de diseño	Velocidad media anual del viento	8,6 m/s
	Duración estructural	20 años
Pala	Longitud de pala	61,5 m
Torre	Longitud de la torre	95 m
Pesos	Góndola	290 t
	Rotor	120 t

A continuación se muestra la curva de potencia del aerogenerador elegido.

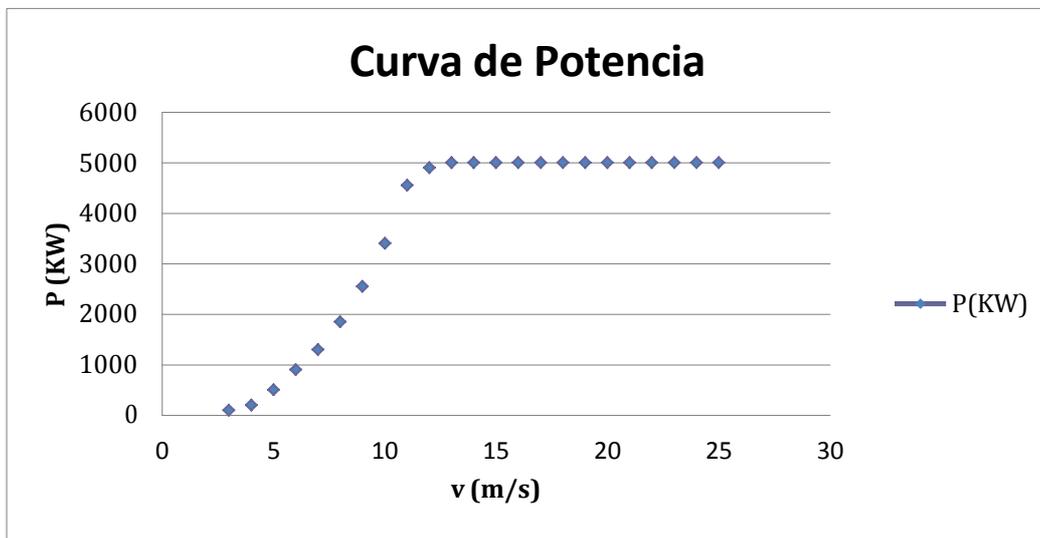


Gráfico 9.1.3 - Curva de potencia del aerogenerador Repower 5M

9.2 Número de aerogeneradores en el parque.

Para realizar este cálculo de una forma precisa se utilizó el atlas eólico del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), a partir de esta herramienta, se calculó la producción de energía por cada aerogenerador en la zona elegida. Se trata de un software que tiene contabilizadas el número de horas al año que el viento sopla a diferentes velocidades. Esta aplicación permite realizar este cálculo tanto para eólica onshore como para offshore, en la siguiente figura de la isla de Ibiza, se muestran los puntos en los cuales existe información de velocidades de viento, así como un mapa eólico que muestra según diferentes colores la intensidad del viento:

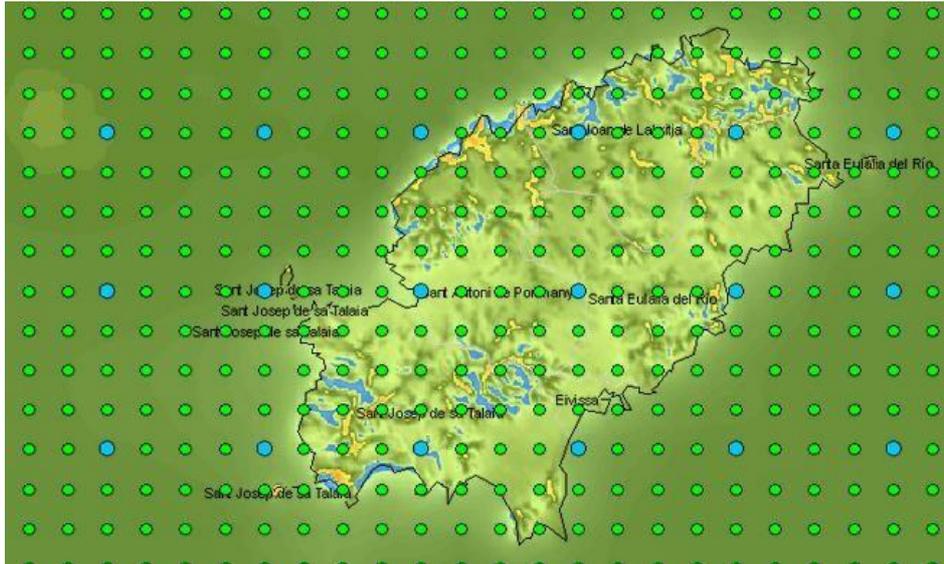


Figura 9.2.1 Puntos con información de las velocidades del viento

Para el cálculo de MWh/año que produciría un aerogenerador en el emplazamiento seleccionado, se selecciona la pestaña f(x) y se pincha sobre uno de los puntos de la ilustración anterior, tras esto, se introduce la producción del aerogenerador elegido a las diferentes velocidades del viento obteniéndose lo que se muestra en la siguiente figura:

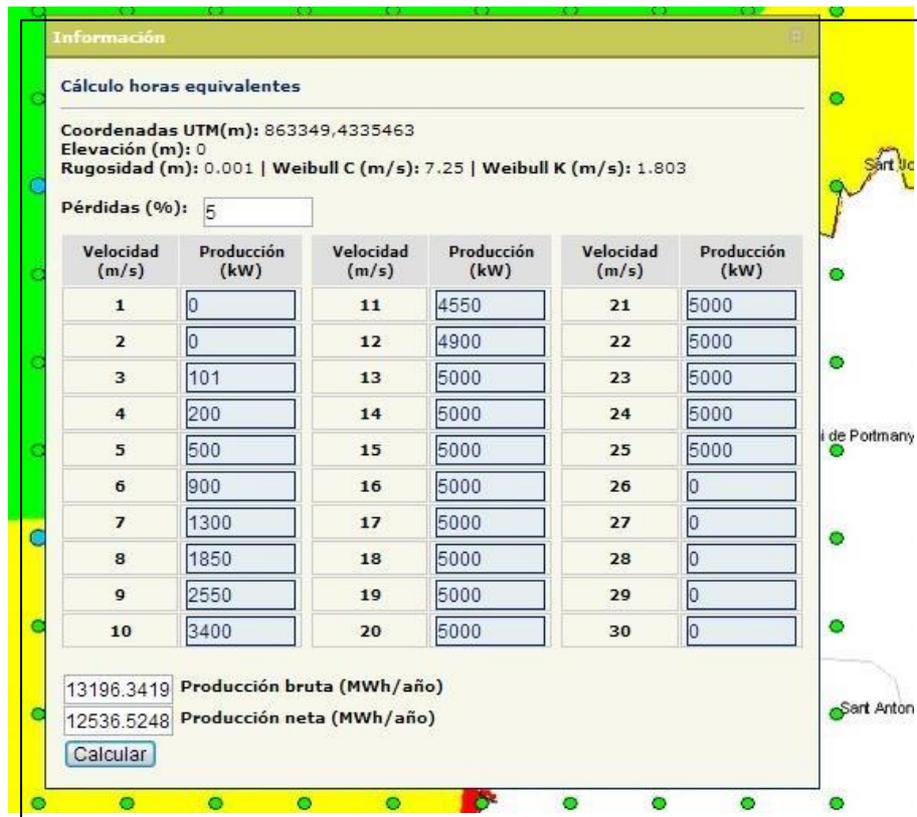


Figura 9.2.2. Velocidades del viento en el punto seleccionado

El valor del 5% que se ha considerado en el programa anterior corresponde a pérdidas de conexión eléctricas y pérdidas por estelas del parque. Estas últimas están basadas en el efecto estela que consiste en que el viento pierde contenido energético al atravesar el rotor de un aerogenerador de tal manera que cuando el viento llega al siguiente aerogenerador la cantidad de energía que se puede extraer de él es menor.

Sabiendo la producción por aerogenerador y la demanda de energía de la isla, se puede hallar el número de aerogeneradores necesarios. Para ello, se ha hecho una estimación de la producción mensual a partir de la velocidad media mensual, la producción anual y la velocidad del viento anual. Sabiendo la producción mensual por aerogenerador y la demanda mensual, es posible conocer el número de aerogeneradores necesarios cada mes. Todo esto, se muestra a continuación:

Tabla 9.2.3 Velocidad media del viento y producción mensual por aerogenerador

	Producción por											
	Ene	Feb	Mar	Abril	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Vel. Media mensual (km/h)	30,8	32,9	34,9	31,6	29,8	28,7	28,8	30,03	29,3	29,5	32,5	31,9
Vel. Media anual (km/h)	30,9											
Prod. Mensual (KWh/mes)	1041,56	1112,58	1180,21	1068,62	1007,75	970,55	973,93	1015,52	990,84	997,60	1099,05	1078,76

Tabla 9.2.4 Demanda mensual de la Isla de Ibiza

	Demanda											
	Ene	Feb	Mar	Abril	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Dem. Mensual (KWh/mes)	56070,3	60826,8	52321,7	49596,1	60957	78522,5	95372,2	101314,9	77840,9	56691,5	46812,3	53755,1

Tabla 9.2.5 Número de aerogeneradores necesarios por meses

Número aerogeneradores												
Ene	Feb	Mar	Abril	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	
53,83	54,67	44,33	46,41	60,49	80,91	97,93	99,77	78,56	56,83	42,59	49,83	

Como se observa en la **tabla 3**, el mes en el que necesitan más aerogeneradores es Agosto, un total de 99,77 por tanto, se ha tomado la decisión de poner 100 aerogeneradores.

9.3 Elección del emplazamiento.

La instalación de las infraestructuras del parque eólico offshore se ha establecido en la zona noroeste de la isla de Ibiza. Como se ha comentado anteriormente, el parque eólico offshore contará con 100 aerogeneradores que dotarán a la isla de autosuficiencia energética.

Como se muestra en la siguiente imagen, la disposición de los aerogeneradores es en tresbolillo, dotando al parque de un mejor aprovechamiento del viento para cada aerogenerador. El área total ocupada por el parque es de 24,43 km².

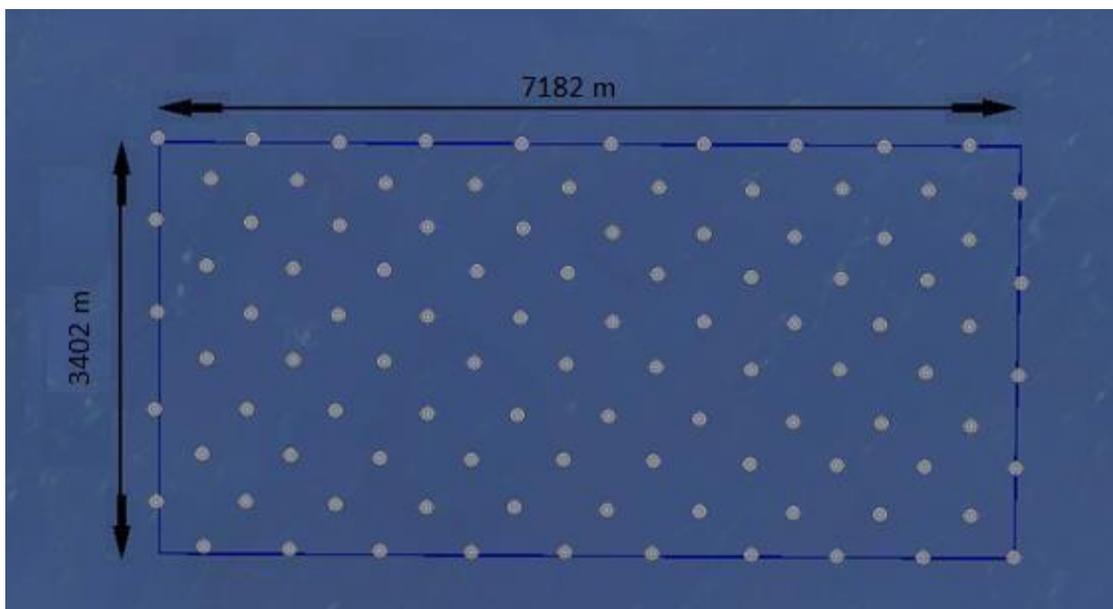


Figura 9.3.1 . Medidas del parque eólico.

Para la elección del emplazamiento ideal del parque eólico offshore, se ha tenido en cuenta la legislación existente con respecto a este tema. La norma está establecida por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. En la ilustración [14] se puede ver las zonas donde es posible la construcción del parque según la legislación.

El parque eólico offshore, concretamente el aerogenerador más próximo a la isla, se situará a una distancia de la costa de 4325 metros. Sin embargo, la distancia a la zona en la que se ubica la población más cercana, San Antonio de Portmany, es de 10600 metros aproximadamente, por lo que teniendo en cuenta también la altura de los aerogeneradores, de unos 150 metros, el impacto visual sobre la sociedad es mínimo. La distancia del lado más largo del parque eólico es de 7250 metros, y del más corto de 3450 metros.



Figura 9.3.2. Situación del parque eólico

El parque eólico se construirá en un área con aguas profundas, en torno a los 110 m de profundidad de media. La zona menos profunda del parque es de 89 metros, mientras que la más profunda es de 133. Como se muestra en la siguiente imagen, la disposición orientada del parque de noreste-suroeste es debida a la profundidad, ya que al pasar de los 200 metros de profundidad ocasionaría mayor inversión en material para fijar las plataformas de los aerogeneradores al suelo.



Figura 9.3.3 Profundidad en el parque eólico

En cuanto a la norma establecida por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo sobre las zonas marinas en el territorio español realizado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) que dictan una serie de zonas en las que es viable o no, la construcción de un parque eólico marino, se ha tenido en cuenta para el proyecto, por lo que la zona que más interesa es la que se muestra en la siguiente imagen.

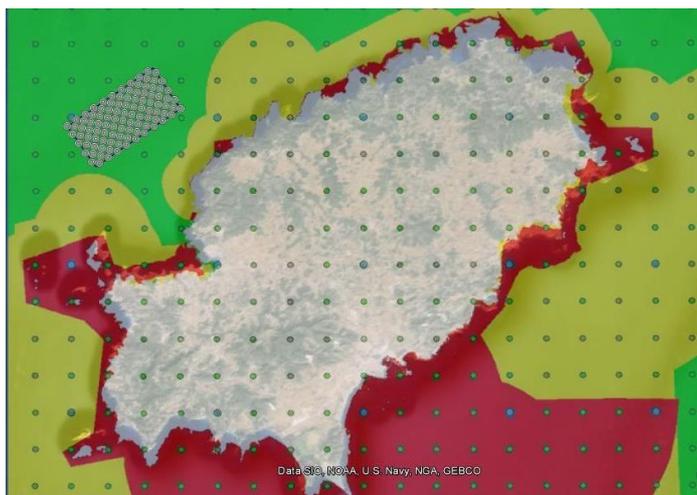


Figura 9.3.4 .zonas de viabilidad para la construcción del parque

Como se puede observar, en esta zona verde no se da ningún tipo de impedimento para la posible construcción del parque eólico offshore. Además, a partir del software de Atlas Eólico en España se pueden obtener datos eólicos que ayudan a elegir el emplazamiento para generar, así, más energía.

A la hora de situar el parque eólico marino también se han tenido en cuenta las rutas marítimas de los barcos que circundan la zona. Las principales rutas de estos barcos se pueden observar en la siguiente imagen.

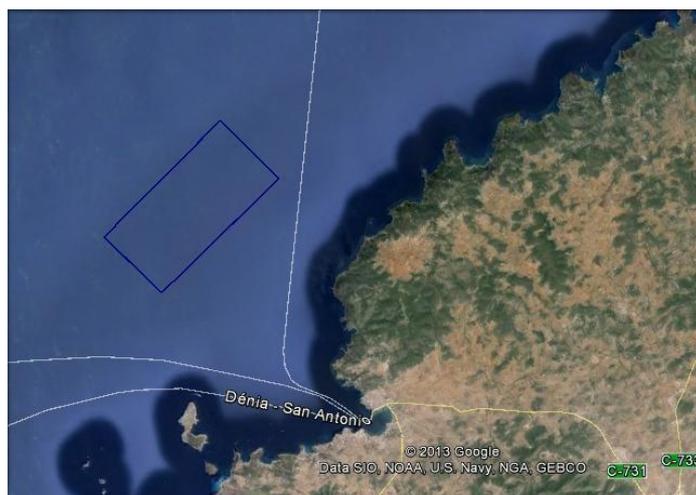


Figura 9.3.5 Rutas marinas cercanas al parque

Así mismo, el parque eólico marino no obstruye ninguna ruta de las tres trayectorias: Denia-San Antonio, San Antonio-Valencia y San Antonio-Barcelona, de la área escogida.

9.4 Situación de los aerogeneradores en el parque

La instalación se realizó en Google Earth teniendo en cuenta lo comentado anteriormente referido a profundidades, vías marítimas y zonas verdes marcadas por el software de Atlas Eólico.

Con las medidas precisas comentadas se ha ido marcando en el programa Google Earth cada aerogenerador con un indicador. La separación vertical y horizontal entre aerogeneradores no han sido elegidas aleatoriamente sino que vienen determinadas por el diámetro del rotor. Para calcular la separación vertical y horizontal hay que multiplicar el diámetro del rotor por 3 y 6 respectivamente. Esta distancia se mantiene por motivos de seguridad y para que el funcionamiento de todos los aerogeneradores sea el óptimo. Finalmente la separación vertical que se ha dejado entre fila y fila es de 378 m y la separación horizontal es de 756 m.



Figura 9.4.1 . Disposición de los aerogeneradores en el parque

Se puede ver que la imagen está girada respecto a las anteriores, aunque se muestra parte de la isla para poder ver su localización, esto se ha realizado para explicar la numeración de los aerogeneradores, para dar su posterior coordenada correspondiente a su número. La numeración va de 1 a 100 y se ha realizado considerando el aerogenerador número 1, el aerogenerador correspondiente al de la esquina superior izquierda y los números siguientes hasta el 100 se han ido numerando de izquierda a derecha y de arriba hacia abajo siendo el número 100 el correspondiente al de la esquina inferior derecha.

Como se mencionó anteriormente, los aerogeneradores en el parque se han colocado en forma de tresbolillo, para aprovechar mejor las estelas del viento, ya que de esta forma la distancia vertical entre aerogeneradores se ve multiplicada por 2. La disposición de los aerogeneradores en el parque se muestra en la siguiente imagen:

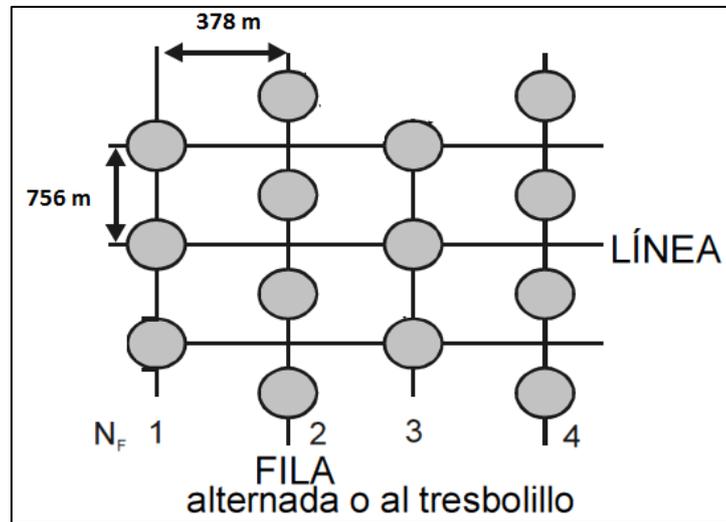


Figura 9.4.2 Disposición de tresbolillo de los aerogeneradores

Las coordenadas que se van a mostrar en las siguientes tablas se han obtenido del programa Google Earth viendo las propiedades de cada punto marcado, el programa también arroja otros datos de interés como las profundidades, comentadas anteriormente.

Tabla 9.4.3 Coordenadas de los aerogeneradores. Parte 1

Número de aerogenerador	Coordenadas	
1	39° 3'39.77"N	1°11'4.42"E
2	39° 3'54.07"N	1°11'31.75"E
3	39° 4'6.92"N	1°11'57.28"E
4	39° 4'20.71"N	1°12'21.86"E
5	39° 4'34.89"N	1°12'49.80"E
6	39° 4'48.80"N	1°13'15.50"E
7	39° 5'3.16"N	1°13'42.03"E
8	39° 5'17.19"N	1°14'8.84"E
9	39° 5'30.56"N	1°14'34.40"E
10	39° 5'44.10"N	1°14'58.56"E
11	39° 3'38.89"N	1°11'27.62"E
12	39° 3'52.05"N	1°11'52.79"E
13	39° 4'5.11"N	1°12'18.68"E
14	39° 4'18.70"N	1°12'44.67"E
15	39° 4'32.64"N	1°13'12.18"E
16	39° 4'46.55"N	1°13'37.87"E
17	39° 5'0.49"N	1°14'5.37"E
18	39° 5'14.70"N	1°14'30.77"E
19	39° 5'27.83"N	1°14'55.91"E
20	39° 5'41.27"N	1°15'22.56"E
21	39° 3'21.34"N	1°11'19.98"E
22	39° 3'35.53"N	1°11'47.93"E
23	39° 3'48.60"N	1°12'13.81"E
24	39° 4'1.97"N	1°12'39.39"E
25	39° 4'16.46"N	1°13'7.03"E
26	39° 4'29.41"N	1°13'33.58"E
27	39° 4'43.21"N	1°13'59.97"E
28	39° 4'56.69"N	1°14'26.63"E
29	39° 5'10.25"N	1°14'52.59"E
30	39° 5'23.14"N	1°15'17.30"E

Tabla 9.4.4 Coordenadas de los aerogeneradores. Parte 2

31	39° 3'18.93"N	1°11'43.77"E
32	39° 3'31.77"N	1°12'9.23"E
33	39° 3'45.59"N	1°12'35.64"E
34	39° 3'59.64"N	1°13'2.45"E
35	39° 4'13.45"N	1°13'28.83"E
36	39° 4'27.04"N	1°13'54.80"E
37	39° 4'40.96"N	1°14'22.30"E
38	39° 4'54.53"N	1°14'48.26"E
39	39° 5'7.65"N	1°15'13.38"E
40	39° 5'21.57"N	1°15'40.86"E
41	39° 3'1.00"N	1°11'38.94"E
42	39° 3'15.29"N	1°12'6.18"E
43	39° 3'28.45"N	1°12'31.35"E
44	39° 3'42.04"N	1°12'57.32"E
45	39° 3'56.08"N	1°13'24.12"E
46	39° 4'9.47"N	1°13'51.49"E
47	39° 4'23.60"N	1°14'17.59"E
48	39° 4'37.40"N	1°14'43.96"E
49	39° 4'50.30"N	1°15'8.67"E
50	39° 5'3.87"N	1°15'34.62"E
51	39° 2'58.36"N	1°12'2.30"E
52	39° 3'11.52"N	1°12'27.47"E
53	39° 3'25.34"N	1°12'53.85"E
54	39° 3'38.94"N	1°13'19.82"E
55	39° 3'52.97"N	1°13'46.62"E
56	39° 4'6.24"N	1°14'12.87"E
57	39° 4'20.39"N	1°14'40.78"E
58	39° 4'34.07"N	1°15'6.03"E
59	39° 4'46.87"N	1°15'31.45"E
60	39° 5'0.56"N	1°15'58.51"E
61	39° 2'39.02"N	1°11'57.51"E
62	39° 2'53.41"N	1°12'24.05"E
63	39° 3'6.79"N	1°12'49.60"E
64	39° 3'20.50"N	1°13'16.68"E
65	39° 3'34.09"N	1°13'42.64"E

Tabla 9.4.5 . Coordenadas del parque. Parte 3

66	39° 3'47.90"N	1°14'9.02"E
67	39° 4'1.39"N	1°14'35.69"E
68	39° 4'28.67"N	1°15'28.72"E
69	39° 4'15.32"N	1°15'3.18"E
70	39° 4'41.92"N	1°15'54.96"E
71	39° 2'36.49"N	1°12'20.17"E
72	39° 2'49.86"N	1°12'45.72"E
73	39° 3'3.14"N	1°13'11.98"E
74	39° 3'16.95"N	1°13'38.35"E
75	39° 3'31.31"N	1°14'4.85"E
76	39° 3'44.89"N	1°14'30.81"E
77	39° 3'59.27"N	1°14'59.13"E
78	39° 4'12.40"N	1°15'24.26"E
79	39° 4'25.74"N	1°15'49.79"E
80	39° 4'39.53"N	1°16'16.13"E
81	39° 2'18.70"N	1°12'16.47"E
82	39° 2'32.64"N	1°12'42.16"E
83	39° 2'45.90"N	1°13'8.39"E
84	39° 2'59.38"N	1°13'35.05"E
85	39° 3'13.06"N	1°14'0.30"E
86	39° 3'26.78"N	1°14'27.38"E
87	39° 3'40.82"N	1°14'54.17"E
88	39° 3'55.07"N	1°15'21.34"E
89	39° 4'8.19"N	1°15'46.48"E
90	39° 4'21.98"N	1°16'12.81"E
91	39° 2'16.18"N	1°12'39.12"E
92	39° 2'28.77"N	1°13'4.11"E
93	39° 2'42.55"N	1°13'30.46"E
94	39° 2'56.36"N	1°13'56.84"E
95	39° 3'10.95"N	1°14'23.75"E
96	39° 3'24.09"N	1°14'48.88"E
97	39° 3'39.25"N	1°15'17.71"E
98	39° 3'52.16"N	1°15'42.40"E
99	39° 4'5.27"N	1°16'7.49"E
100	39° 4'19.37"N	1°16'33.46"E

10. PLAN ECONÓMICO-FINANCIERO

10.1. Inversión inicial

10.1.1. Inversión inicial parque eólico

Aerogeneradores.

Se realizó una búsqueda en diversas fuentes, y aunque no se pudo obtener el precio exacto del aerogenerador utilizado, se pudo determinar que el precio aproximado de cada aerogenerador es de 1.800.000 €. Teniendo en cuenta que se van a utilizar 100 aerogeneradores, se puede calcular el precio total de los aerogeneradores. Esto se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 10.1.1.1. Inversión aerogeneradores.

AEROGENERADORES	
nº de aerogeneradores	100
precio del aerogenerador	1.800.000,00 €
TOTAL AEROGENERADORES	180.000.000,00 €

Se estima que el precio del aerogenerador instalado son tantos millones de euros como potencia nominal posea, en el proyecto, sería una cantidad de 5 millones de euros al tratarse solo del precio de la turbina sin instalar lo cual no es fácil de encontrar, se ha estimado un precio de 1,8 M€.

Sistemas de abordó

Los sistemas de abordó incluyen todos los sistemas auxiliares para el correcto funcionamiento del parque. Estos son: bombas, sistemas de señales y comunicación, sistemas contraincendios y de emergencia, protección catódica y pinturas anticorrosivas.

Tabla 10.1.1.2 Inversión de sistemas de abordó

SISTEMAS DE ABORDO	
Sistemas de lastre	
Bombas por plataforma	6
Número de plataforma	100
Precio bomba	18.667,00 €
Coste total sistemas de lastre	11.200.200,00 €
Sistema de señales y comunicación	
Número de plataforma	100
Precio unitario	35.500,00 €
Coste total sistemas de señales y comunicación	3.550.000,00 €
Sistema contra incendios	
	1.500.000,00 €
Sistema de emergencia	
Número de plataforma	100
Coste unitario	85.500,00 €
Coste total sistemas de emergencia	
Protección catódica	
	18.100.000,00 €
Pintura	
	1.300.000,00 €
TOTAL SISTEMAS DE ABORDO	44.200.200,00 €

Sistemas de fondeo

En este apartado se incluyen todos los costes implicados en el anclaje de las plataformas flotantes en las que se colocarán los aerogeneradores. Estos son las líneas de fondeo, los pilotes y las cadenas.

Tabla 10.1.1.3. Inversión de sistemas de fondeo.

SISTEMAS DE FONDEO	
Líneas de fondeo	
Profundidad=100 m	600.000,00 €
nº aerogeneradores	100
Total	60.000.000,00 €
Pilotes	
nº de pilotes	200
Precio unitario	130.000,00 €
Total	26.000.000,00 €
Instalación de pilotes	
nº de pilotes	200
Precio unitario	200.000,00 €
Total	40.000.000,00 €
Instalación de cadenas	
Flete buque instalador (€/día)	50.000,00 €/día
nª de plataformas	100
Días por plataforma	4
Total	20.000.000,00 €
TOTAL SISTEMAS DE	146.000.000,00 €

Plataformas flotantes

En este apartado se detalla la construcción y puesta en funcionamiento de las plataformas flotantes en las que irán los aerogeneradores.

Tabla 10.1.1.4 Inversión sistemas flotantes.

PLATAFORMAS FLOTANTES	
Plataforma sin subestación	
Mano de obra horas/ton	34
Toneladas de acero	1665
Coste \$/hora	45,00 €/hora
Coste acero \$/ton	600,00 €/ton
Coste horas por plataforma	2.547.450,00 €
Coste acero por plataforma	999.000,00 €
Coste total por plataforma	3.546.450,00 €
Coste total plataformas	354.645.000,00 €
Grúas para montaje de aerogeneradores	
Coste \$/día	7200
Tiempo instalación un aerogenerador (días)	2
Numero aerogeneradores	100
Precio total grúas	1.440.000,00 €
Ensayos en canal	60.000,00 €
Remolcadores de puerto	
Flete buque \$/día	7.750,00 €
Número de días flete	150
Coste total flete	1.162.500,00 €
TOTAL PLATAFORMAS	357.307.500,00 €

Protección ambiental

La protección ambiental es una cifra de dinero que se debe de pagar por la colocación de cada uno de los aerogeneradores.

Tabla 10.1.1.5. . Inversión protección ambiental

PROTECCIÓN AMBIENTAL	
nº de aerogeneradores	100
precio por aerogenerador	1.500,00 €
TOTAL AEROGENERADORES	150.000,00 €

A continuación, se muestra un gráfico con el porcentaje de inversión de cada una de las diferentes partes:

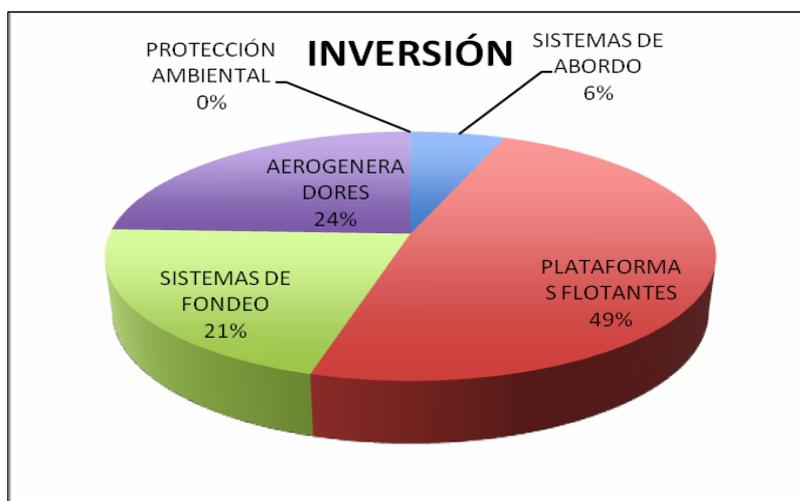


Gráfico 10.1.1.6. Porcentajes de inversión

Como se puede observar, prácticamente el 50% de la inversión inicial es la construcción y puesta en funcionamiento de las plataformas flotantes. Esto se debe a que es una tecnología muy nueva, por lo que la plataforma flotante es incluso más cara que el propio aerogenerador.

10.1.2. Inversión inicial central auxiliar de bombeo

Tuberías de acero

Para el funcionamiento de la instalación alternativa, será necesaria la utilización de una tubería, por la que circulará el agua cuando sea bombeada al embalse de arriba y cuando esta misma se deje caer desde el embalse de arriba hacia el de abajo para la producción de electricidad. Esta tubería tendrá un diámetro de 1,1 metros y una longitud de 413 metros, y estará construida en acero laminado.

Tabla 10.1.2.1. Inversión inicial tuberías

TUBERÍAS	
precio tubería acero laminado (€/m)	900 €/m
longitud de tubería (m)	413 m
TOTAL TUBERÍAS	371.700,00 €

Depósitos

La instalación alternativa, constará de dos depósitos. Uno de ellos se encontrará en lo alto de un acantilado, mientras que el otro se colocará directamente en el mar. La inversión necesaria para la construcción del depósito se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 10.1.2.2 Inversión inicial depósitos

DEPÓSITOS	
precio depósito	100.000,00 €
nº de depósito	2
TOTAL DEPÓSITOS	200.000,00 €

Central

La inversión inicial de la central constará de las cinco turbinas para la producción de electricidad, la construcción de la instalación en la que estarán situadas y la desaladora que desalará el agua del mar. El precio de las turbinas corresponde a la turbina Francis reversible del fabricante Deriaz y el precio de la construcción de la central es lo que se muestra en la siguiente tabla como obra civil.

Tabla 10.1.2.3. Inversión de la central

CENTRAL HIDROELÉCTRICA	
Precio turbinas	
Precio turbina	460.650,00 €
Número de turbinas	5
Precio total	2.303.250,00 €
Transporte turbinas	50.000 €
Montaje	
Montaje por turbina	50.400,00 €
Número de turbinas	5
Precio total montaje	252.000,00 €
Control de calidad	19.110,00 €
TOTAL TURBINAS	2.624.360,00 €
Válvulas	
Precio unitario	80.000,00 €
Número de válvulas	2
TOTAL VALVÚLAS	160.000,00 €
Precio obra civil central	1.600.000,00 €
Precio desaladora	1.000.000,00 €
PRECIO TOTAL CENTRAL	5.224.360,00 €

La inversión inicial total de ambas instalaciones sería:

Inversión total	733.303.760,00 €
-----------------	------------------

10.2. Amortizaciones

La amortización es la depreciación de los bienes adquiridos con el paso de los años. Para el cálculo de la misma correspondiente al parque eólico y a la central de bombeo, se ha recurrido a la tabla oficial de coeficientes de amortización, aprobada por el Real Decreto 1777/2004 del 30 de julio, en la que se ha seleccionado el coeficiente máximo para realizar las amortizaciones. Por tanto, los porcentajes reflejados en la tabla son los estipulados según el RD 1777/2004 del 30 de julio.

En las siguientes tablas, se muestran las amortizaciones de los diferentes bienes del parque eólico, las cuales son lineales a 20 años y a continuación las correspondientes a la central de bombeo que son lineales a más de 20 años pero al tener el parque una vida útil de unos 20 años, se calculará la amortización solo hasta esos años obteniéndose un valor residual de capital inmovilizado:

Tabla 10.2.1. Amortizaciones parque eólico

Instalaciones Marítimas	Amortización (% anual fijo)	Inversión	Año 1	Valor residual	Año 2	Valor residual	Año 3	Valor residual
Plataformas flotantes	8%	357.307.500,00 €	28.584.600,00 €	328.722.900,00 €	28.584.600,00 €	300.138.300,00 €	28.584.600,00 €	271.553.700,00 €
Pilotes	8%	66.000.000,00 €	5.280.000,00 €	60.720.000,00 €	5.280.000,00 €	55.440.000,00 €	5.280.000,00 €	50.160.000,00 €
Cadenas	12%	20.000.000,00 €	2.400.000,00 €	17.600.000,00 €	2.400.000,00 €	15.200.000,00 €	2.400.000,00 €	12.800.000,00 €
Líneas de fondeo	12%	60.000.000,00 €	7.200.000,00 €	52.800.000,00 €	7.200.000,00 €	45.600.000,00 €	7.200.000,00 €	38.400.000,00 €
Sistemas de lastre	10%	11.200.200,00 €	1.120.020,00 €	10.080.180,00 €	1.120.020,00 €	8.960.160,00 €	1.120.020,00 €	7.840.140,00 €
Producción								
Aerogeneradores	10%	180.000.000,00 €	18.000.000,00 €	162.000.000,00 €	18.000.000,00 €	144.000.000,00 €	18.000.000,00 €	126.000.000,00 €
Otros								
Protección contra incendios	12%	1.500.000,00 €	180.000,00 €	1.320.000,00 €	180.000,00 €	1.140.000,00 €	180.000,00 €	960.000,00 €
Protección catódica	12%	18.100.000,00 €	2.172.000,00 €	15.928.000,00 €	2.172.000,00 €	13.756.000,00 €	2.172.000,00 €	11.584.000,00 €
Sistemas de señales y comunicaciones	18%	3.550.000,00 €	639.000,00 €	2.911.000,00 €	639.000,00 €	2.272.000,00 €	639.000,00 €	1.633.000,00 €
Pintura	12%	1.300.000,00 €	156.000,00 €	1.144.000,00 €	156.000,00 €	988.000,00 €	156.000,00 €	832.000,00 €
	Total parque eólico		65.731.620,00 €		65.731.620,00 €		65.731.620,00 €	

Tabla 10.2.1. Amortizaciones parque eólico

Instalaciones Marítimas	Año 4	Valor residual	Año 5	Valor residual	Año 6	Valor residual	Año 7	Valor residual
Plataformas flotantes	28.584.600,00 €	242.969.100,00 €	28.584.600,00 €	214.384.500,00 €	28.584.600,00 €	185.799.900,00 €	28.584.600,00 €	157.215.300,00 €
Pilotes	5.280.000,00 €	44.880.000,00 €	5.280.000,00 €	39.600.000,00 €	5.280.000,00 €	34.320.000,00 €	5.280.000,00 €	29.040.000,00 €
Cadenas	2.400.000,00 €	10.400.000,00 €	2.400.000,00 €	8.000.000,00 €	2.400.000,00 €	5.600.000,00 €	2.400.000,00 €	3.200.000,00 €
Líneas de fondeo	7.200.000,00 €	31.200.000,00 €	7.200.000,00 €	24.000.000,00 €	7.200.000,00 €	16.800.000,00 €	7.200.000,00 €	9.600.000,00 €
Sistemas de lastre	1.120.020,00 €	6.720.120,00 €	1.120.020,00 €	5.600.100,00 €	1.120.020,00 €	4.480.080,00 €	1.120.020,00 €	3.360.060,00 €
Producción								
Aerogeneradores	18.000.000,00 €	108.000.000,00 €	18.000.000,00 €	90.000.000,00 €	18.000.000,00 €	72.000.000,00 €	18.000.000,00 €	54.000.000,00 €
Otros								
Protección contra incendios	180.000,00 €	780.000,00 €	180.000,00 €	600.000,00 €	180.000,00 €	420.000,00 €	180.000,00 €	240.000,00 €
Protección catódica	2.172.000,00 €	9.412.000,00 €	2.172.000,00 €	7.240.000,00 €	2.172.000,00 €	5.068.000,00 €	2.172.000,00 €	2.896.000,00 €
Sistemas de señales y comunicaciones	639.000,00 €	994.000,00 €	639.000,00 €	355.000,00 €	355.000,00 €	0 €	0 €	0 €
Pintura	156.000,00 €	676.000,00 €	156.000,00 €	520.000,00 €	156.000,00 €	364.000,00 €	156.000,00 €	208.000,00 €
Total parque eólico	65.731.620,00 €		65.731.620,00 €		65.731.620,00 €		65.731.620,00 €	

Tabla 10.2.1 Amortizaciones parque eólico

Instalaciones Marítimas	Año 8	Valor residual	Año 9	Valor residual	Año 10	Valor residual
Plataformas flotantes	28.584.600,00 €	128.630.700,00 €	28.584.600,00 €	100.046.100,00 €	28.584.600,00 €	71.461.500,00 €
Pilotes	5.280.000,00 €	23.760.000,00 €	5.280.000,00 €	18.480.000,00 €	5.280.000,00 €	13.200.000,00 €
Cadenas	2.400.000,00 €	800.000,00 €	800.000,00 €	0 €	0 €	0 €
Líneas de fondeo	7.200.000,00 €	2.400.000,00 €	2.400.000,00 €	0 €	0 €	0 €
Sistemas de lastre	1.120.020,00 €	2.240.040,00 €	1.120.020,00 €	1.120.020,00 €	1.120.020,00 €	0 €
Producción						
Aerogeneradores	18.000.000,00 €	36.000.000,00 €	18.000.000,00 €	18.000.000,00 €	18.000.000,00 €	0 €
Otros						
Protección contra incendios	180.000,00 €	60.000,00 €	60.000,00 €	0 €	0 €	0 €
Protección catódica	2.172.000,00 €	724.000,00 €	724.000,00 €	0 €	0 €	0 €
Sistemas de señales y comunicaciones	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Pintura	156.000,00 €	52.000,00 €	52.000,00 €	0 €	0 €	0 €
Total parque eólico	66.292.620,00 €		58.620.620,00 €		52.984.620,00 €	

Tabla 10.2.1 Amortizaciones parque eólico

Instalaciones Marítimas	Año 11	Valor residual	Año 12	Valor residual	Año 13	Valor residual
Plataformas flotantes	28.584.600,00 €	42.876.900,00 €	28.584.600,00 €	14.292.300,00 €	14.292.300,00 €	0 €
Pilotes	5.280.000,00 €	7.920.000,00 €	5.280.000,00 €	2.640.000,00 €	2.640.000,00 €	0 €
Cadenas	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Líneas de fondeo	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Sistemas de lastre	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Producción						
Aerogeneradores	0 €	0 € €	0 €	0 €	0 €	0 €
Otros						
Protección contra incendios	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Protección catódica	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Sistemas de señales y comunicaciones	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Pintura	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
	33.864.600,00 €		33.864.600,00 €		16.932.300,00 €	0 €

Tabla 10.2.2. Amortizaciones central de bombeo

Central de bombeo	Amortización (% anual fijo)	Inversión	Año 1	Valor residual	Año 2	Valor residual	Año 3	Valor residual	Año 4	Valor residual
Depósitos	4%	200.000,00 €	8.000,00 €	192.000,00 €	8.000,00 €	184.000,00 €	8.000,00 €	176.000,00 €	8.000,00 €	168.000,00 €
Tuberías	6%	371.700,00 €	22.302,00 €	349.398,00 €	22.302,00 €	327.096,00 €	22.302,00 €	304.794,00 €	22.302,00 €	282.492,00 €
Instalación central	3%	1.600.000,00 €	48.000,00 €	1.552.000,00 €	48.000,00 €	1.504.000,00 €	48.000,00 €	1.456.000,00 €	48.000,00 €	1.408.000,00 €
Turbinas y válvulas	5%	2.784.360,00 €	139.218,00 €	2.645.142,00 €	139.218,00 €	2.505.924,00 €	139.218,00 €	2.366.706,00 €	139.218,00 €	2.227.488,00 €
Desaladora	10%	1.000.000,00 €	100.000,00 €	900.000,00 €	100.000,00 €	800.000,00 €	100.000,00 €	700.000,00 €	100.000,00 €	600.000,00 €
	Total central de bombeo		317.520,00 €		317.520,00 €		317.520,00 €		317.520,00 €	

Tabla 10.2.2 Amortizaciones central de bombeo

Central de bombeo	Año 5	Valor residual	Año 6	Valor residual	Año 7	Valor residual	Año 8	Valor residual	Año 9	Valor residual	Año 10	Valor residual
Depósitos	8.000,00 €	160.000,00 €	8.000,00 €	152.000,00 €	8.000,00 €	144.000,00 €	8.000,00 €	136.000,00 €	8.000,00 €	128.000,00 €	8.000,00 €	120.000,00 €
Tuberías	22.302,00 €	260.190,00 €	22.302,00 €	237.888,00 €	22.302,00 €	215.586,00 €	22.302,00 €	193.284,00 €	22.302,00 €	170.982,00 €	22.302,00 €	148.680,00 €
Instalación central	48.000,00 €	1.360.000,00 €	48.000,00 €	1.312.000,00 €	48.000,00 €	1.264.000,00 €	48.000,00 €	1.216.000,00 €	48.000,00 €	1.168.000,00 €	48.000,00 €	1.120.000,00 €
Turbinas y válvulas	139.218,00 €	2.088.270,00 €	139.218,00 €	1.949.052,00 €	139.218,00 €	1.809.834,00 €	139.218,00 €	1.670.616,00 €	139.218,00 €	1.531.398,00 €	139.218,00 €	1.392.180,00 €
Desaladora	100.000,00 €	500.000,00 €	100.000,00 €	400.000,00 €	100.000,00 €	300.000,00 €	100.000,00 €	200.000,00 €	100.000,00 €	100.000,00 €	100.000,00 €	0 €
Total central de bombeo	317.520,00 €		317.520,00 €		317.520,00 €		317.520,00 €		317.520,00 €		317.520,00 €	

Tabla 10.2.2. Amortizaciones central de bombeo

Central de bombeo	Año 11	Valor residual	Año 12	Valor residual	Año 13	Valor residual	Año 14	Valor residual	Año 15	Valor residual
Depósitos	8.000,00 €	112.000,00 €	8.000,00 €	104.000,00 €	8.000,00 €	96.000,00 €	8.000,00 €	88.000,00 €	8.000,00 €	80.000,00 €
Tuberías	22.302,00 €	126.378,00 €	22.302,00 €	104.076,00 €	22.302,00 €	81.774,00 €	22.302,00 €	59.472,00 €	22.302,00 €	37.170,00 €
Instalación central	48.000,00 €	1.072.000,00 €	48.000,00 €	1.024.000,00 €	48.000,00 €	976.000,00 €	48.000,00 €	928.000,00 €	48.000,00 €	880.000,00 €
Turbinas y válvulas	139.218,00 €	1.252.962,00 €	139.218,00 €	1.113.744,00 €	139.218,00 €	974.526,00 €	139.218,00 €	835.308,00 €	139.218,00 €	696.090,00 €
Desaladora	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Total central de bombeo	217.520,00 €									

Tabla 10.2.2. Amortizaciones central de bombeo

Central de bombeo	Año 16	Valor residual	Año 17	Valor residual	Año 18	Valor residual	Año 19	Valor residual	Año 20	Valor residual
Depósitos	8.000,00 €	72.000,00 €	8.000,00 €	64.000,00 €	8.000,00 €	56.000,00 €	8.000,00 €	48.000,00 €	8.000,00 €	40.000,00 €
Tuberías	22.302,00 €	14.868,00 €	22.302,00 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Instalación central	48.000,00 €	832.000,00 €	48.000,00 €	784.000,00 €	48.000,00 €	736.000,00 €	48.000,00 €	688.000,00 €	48.000,00 €	640.000,00 €
Turbinas y válvulas	139.218,00 €	556.872,00 €	139.218,00 €	417.654,00 €	139.218,00 €	278.436,00 €	139.218,00 €	139.218,00 €	139.218,00 €	0 €
Desaladora	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
	217.520,00 €		217.520,00 €		195.218,00 €		195.218,00 €		195.218,00 €	

El cómputo global de todas las amortizaciones quedaría de la siguiente manera:

Tabla 10.2.3 Total amortizaciones

Total amortizaciones	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
	66.049.140,00 €	66.049.140,00 €	66.049.140,00 €	66.049.140,00 €	66.049.140,00 €	66.049.140,00 €	66.049.140,00 €	65.410.140,00 €	58.938.140,00 €	53.302.140,00 €
	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
	34.082.120,00 €	34.082.120,00 €	17.149.820,00 €	217.520,00 €	217.520,00 €	217.520,00 €	217.520,00 €	195.218,00 €	195.218,00 €	195.218,00 €

10.3. Costes

En este apartado se muestran los costes asociados al funcionamiento del parque eólico marino. Para el año cero, correspondiente a los tres años en los que se desembolsa la inversión inicial, únicamente ésta sería la suma de los costes previos que corresponderían al primero de los tres años de inversión y en los años posteriores los costes corresponderían a los gastos derivados del funcionamiento del parque, a los cuales se les aplica la inflación, de un 3%, debido al aumento general de los precios del mercado. En cuanto al terreno, se supone una cesión del mismo por 20 años.

En la siguiente tabla, se muestran reflejados los costes para los diferentes años:

Tabla 10.3.1 Costes

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
COSTES PREVIOS											
Costes de evaluación recurso	87.862,0 €										
Costes de Proyecto	540.911,0 €										
Subtotal previos	628.773,0 €										
PARQUE											
COSTES DE OPERACIÓN											
Operarios		1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €
Alquiler terreno		- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Costes de Operación y manten.		25.016.940,00 €	25.016.940,00 €	25.016.940,00 €	25.016.940,00 €	25.016.940,00 €	25.016.940,00 €	25.016.940,00 €	25.016.940,00 €	25.016.940,00 €	25.016.940,00 €
Seguro aerogeneradores		250.000,00 €	250.000,00 €	250.000,00 €	250.000,00 €	250.000,00 €	250.000,00 €	250.000,00 €	250.000,00 €	250.000,00 €	250.000,00 €
Costes desmantelamiento											
Total costes fijos parque eólico		26.466.940,00 €	26.466.940,00 €	26.466.940,00 €	26.466.940,00 €	26.466.940,00 €	26.466.940,00 €	26.466.940,00 €	26.466.940,00 €	26.466.940,00 €	26.466.940,00 €
CENTRAL DE BOMBEO											
COSTES DE OPERACIÓN											
Operarios		120.000,00 €	120.000,00 €	120.000,00 €	120.000,00 €	120.000,00 €	120.000,00 €	120.000,00 €	120.000,00 €	120.000,00 €	120.000,00 €
Seguros		236.880,00 €	236.880,00 €	236.880,00 €	236.880,00 €	236.880,00 €	236.880,00 €	236.880,00 €	236.880,00 €	236.880,00 €	236.880,00 €
Mantenimiento		4.242.640,00 €	4.242.640,00 €	4.242.640,00 €	4.242.640,00 €	4.242.640,00 €	4.242.640,00 €	4.242.640,00 €	4.242.640,00 €	4.242.640,00 €	4.242.640,00 €
Desalar agua		256.000,00 €	256.000,00 €	256.000,00 €	256.000,00 €	256.000,00 €	256.000,00 €	256.000,00 €	256.000,00 €	256.000,00 €	256.000,00 €
Total costes fijos central bombeo		4.599.520,00 €	4.599.520,00 €	4.599.520,00 €	4.599.520,00 €	4.599.520,00 €	4.599.520,00 €	4.599.520,00 €	4.599.520,00 €	4.599.520,00 €	4.599.520,00 €
TOTAL											
Total costes fijos		31.066.460,00 €	31.066.460,00 €	31.066.460,00 €	31.066.460,00 €	31.066.460,00 €	31.066.460,00 €	31.066.460,00 €	31.066.460,00 €	31.066.460,00 €	31.066.460,00 €
Total costes fijos+Inflación	Inversión + 628.773,0 €	31.998.453,80 €	32.958.407,41 €	33.947.159,64 €	34.965.574,43 €	36.014.541,66 €	37.094.977,91 €	38.207.827,25 €	39.354.062,06 €	40.534.683,92 €	41.750.724,44 €
COSTES VARIABLES											
Gastos administración		604.470,42 €	622.604,54 €	641.282,67 €	660.521,15 €	680.336,79 €	700.746,89 €	721.769,30 €	743.422,38 €	765.725,05 €	788.696,80 €
TOTAL COSTES	Inversión + 628.773,0 €	32.602.924,22 €	33.581.011,95 €	34.588.442,31 €	35.626.095,58 €	36.694.878,45 €	37.795.724,80 €	38.929.596,54 €	40.097.484,44 €	41.300.408,97 €	42.539.421,24 €

Tabla 10.3.1 Costes

AÑO	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
COSTES PREVIOS										
Costes previos de evaluación recurso										
Costes de Proyecto										
Subtotal previos										
PARQUE										
COSTES DE OPERACIÓN										
Operarios	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €
Alquiler terreno	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Costes de Operación y mantenimiento	25.016.940,00 €	25.016.940,00 €	25.016.940,00 €	25.016.940,00 €	25.016.940,00 €	25.016.940,00 €	25.016.940,00 €	25.016.940,00 €	25.016.940,00 €	25.016.940,00 €
Seguro aerogeneradores	250.000,00 €	250.000,00 €	250.000,00 €	250.000,00 €	250.000,00 €	250.000,00 €	250.000,00 €	250.000,00 €	250.000,00 €	250.000,00 €
Costos desmantelamiento										700.000,00 €
Total costes fijos parque eólico	26.466.940,00 €	26.466.940,00 €	26.466.940,00 €	26.466.940,00 €	26.466.940,00 €	26.466.940,00 €	26.466.940,00 €	26.466.940,00 €	26.466.940,00 €	26.466.940,00 €
CENTRAL DE BOMBEO										
COSTES DE OPERACIÓN										
Operarios	120.000,00 €	120.000,00 €	120.000,00 €	120.000,00 €	120.000,00 €	120.000,00 €	120.000,00 €	120.000,00 €	120.000,00 €	120.000,00 €
Seguros	236.880,00 €	236.880,00 €	236.880,00 €	236.880,00 €	236.880,00 €	236.880,00 €	236.880,00 €	236.880,00 €	236.880,00 €	236.880,00 €
Mantenimiento	4.242.640,00 €	4.242.640,00 €	4.242.640,00 €	4.242.640,00 €	4.242.640,00 €	4.242.640,00 €	4.242.640,00 €	4.242.640,00 €	4.242.640,00 €	4.242.640,00 €
Desalar agua	256.000,00 €	256.000,00 €	256.000,00 €	256.000,00 €	256.000,00 €	256.000,00 €	256.000,00 €	256.000,00 €	256.000,00 €	256.000,00 €
Total costes fijos central de bombeo	4.599.520,00 €	4.599.520,00 €	4.599.520,00 €	4.599.520,00 €	4.599.520,00 €	4.599.520,00 €	4.599.520,00 €	4.599.520,00 €	4.599.520,00 €	4.599.520,00 €
TOTAL										
Total costes fijos	31.066.460,00 €	31.066.460,00 €	31.066.460,00 €	31.066.460,00 €	31.066.460,00 €	31.066.460,00 €	31.066.460,00 €	31.066.460,00 €	31.066.460,00 €	31.066.460,00 €
Total costes fijos+inflación	43.003.246,18 €	44.293.343,56 €	45.622.143,87 €	46.990.808,18 €	48.400.532,43 €	49.852.548,40 €	51.348.124,85 €	52.888.568,60 €	54.475.225,66 €	56.109.482,43 €
COSTES VARIABLES										
Gastos administración	812.357,70 €	836.728,43 €	861.830,29 €	887.685,20 €	914.315,75 €	941.745,22 €	969.997,58 €	999.097,51 €	1.029.070,43 €	1.059.942,55 €
TOTAL COSTES	43.815.603,88 €	45.130.071,99 €	46.483.974,15 €	47.878.493,38 €	49.314.848,18 €	50.794.293,63 €	52.318.122,43 €	53.887.666,11 €	55.504.296,09 €	57.169.424,97 €

10.4. Ingresos

Sabiendo la tarifa correspondiente a los KWh producidos por el parque eólico offshore y la producción anual conseguida, se pueden obtener los ingresos anuales.

La tarifa para offshore es de 14, 8515 c€/KWh (Tarifa regulada máxima de referencia a efectos de procedimiento de consecución previsto en el Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio) según el Real Decreto de 14 de Febrero de 2013.

En la central de bombeo, al ser auxiliar, no se va a contar como ingreso la energía que produzca, se tomará pues, toda la energía vendida como la producida por la energía eólica ya que no se puede cuantificar lo que producirá la central de bombeo.

Los ingresos para los diferentes años de funcionamiento del parque eólico, se muestran a continuación:

Tabla 10.4.1 Ingresos

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7
Total Ingresos		117.372.897,77 €	117.372.897,77 €	117.372.897,77 €	117.372.897,77 €	117.372.897,77 €	117.372.897,77 €	117.372.897,77 €
Total ingresos + inflación		120.894.084,70 €	124.520.907,24 €	128.256.534,46 €	132.104.230,49 €	136.067.357,40 €	140.149.378,13 €	144.353.859,47 €

AÑO	8	9	10	11	12	13
Total Ingresos	117.372.897,77 €	117.372.897,77 €	117.372.897,77 €	117.372.897,77 €	117.372.897,77 €	117.372.897,77 €
Total ingresos + inflación	148.684.475,25 €	153.145.009,51 €	157.739.359,80 €	162.471.540,59 €	167.345.686,81 €	172.366.057,41 €

AÑO	14	15	16	17	18	19	20
Total Ingresos	117.372.897,77 €	117.372.897,77 €	117.372.897,77 €	117.372.897,77 €	117.372.897,77 €	117.372.897,77 €	117.372.897,77 €
Total ingresos + inflación	177.537.039,14 €	182.863.150,31 €	188.349.044,82 €	193.999.516,16 €	199.819.501,65 €	205.814.086,70 €	211.988.509,30 €

10.5. Análisis de flujos de fondo invertidos

En la siguiente tabla se muestra el análisis de flujos invertidos en los que se incorporan todos los cálculos realizados anteriormente:

Tabla 10.5.1 Cash flow

	t=0	t=1	t=2	t=3	t=4	t=5	t=6
Capital inmovilizado							
Capital circulante							
Total Fondos invertidos	245.063.359,67 €	250.545.451,33 €	256.809.087,62 €				
Ventas				120.894.084,70 €	124.520.907,24 €	128.256.534,46 €	132.104.230,49 €
Costes excluida amortización				32.602.924,22 €	33.581.011,95 €	34.588.442,31 €	35.626.095,58 €
Amortización				66.049.140,00 €	66.049.140,00 €	66.049.140,00 €	66.049.140,00 €
Beneficios antes de impuestos				22.242.020,48 €	24.890.755,29 €	27.618.952,15 €	30.428.994,91 €
Impuestos				7.784.707,17 €	8.711.764,35 €	9.666.633,25 €	10.650.148,22 €
Beneficios después de Impuestos				14.457.313,31 €	16.178.990,94 €	17.952.318,90 €	19.778.846,69 €
Fondos generales				80.506.453,31 €	82.228.130,94 €	84.001.458,90 €	85.827.986,69 €
Movimientos de fondos o flujo de caja	- 245.063.359,67 €	- 250.545.451,33 €	- 256.809.087,62 €	80.506.453,31 €	82.228.130,94 €	84.001.458,90 €	85.827.986,69 €

**Tabla 10.5.1 Cash
flow**

	t=7	t=8	t=9	t=10	t=11	t=12	t=13	t=14
Capital inmovilizado								
Capital circulante								
Total Fondos invertidos								
Ventas	136.067.357,40 €	140.149.378,13 €	144.353.859,47 €	148.684.475,25 €	153.145.009,51 €	157.739.359,80 €	162.471.540,59 €	167.345.686,81 €
Costes excluida amortización	36.694.878,45 €	37.795.724,80 €	38.929.596,54 €	40.097.484,44 €	41.300.408,97 €	42.539.421,24 €	43.815.603,88 €	45.130.071,99 €
Amortización	66.049.140,00 €	66.049.140,00 €	66.049.140,00 €	65.410.140,00 €	58.938.140,00 €	53.302.140,00 €	34.082.120,00 €	34.082.120,00 €
Beneficios antes de impuestos	33.323.338,95 €	36.304.513,33 €	39.375.122,93 €	43.176.850,81 €	52.906.460,54 €	61.897.798,56 €	84.573.816,71 €	88.133.494,82 €
Impuestos	11.663.168,63 €	12.706.579,66 €	13.781.293,03 €	15.111.897,79 €	18.517.261,19 €	21.664.229,50 €	29.600.835,85 €	30.846.723,19 €
Beneficios después de Impuestos	21.660.170,32 €	23.597.933,66 €	25.593.829,91 €	28.064.953,03 €	34.389.199,35 €	40.233.569,06 €	54.972.980,86 €	57.286.771,63 €
Fondos generales	87.709.310,32 €	89.647.073,66 €	91.642.969,91 €	93.475.093,03 €	93.327.339,35 €	93.535.709,06 €	89.055.100,86 €	91.368.891,63 €
Movimientos de fondos o flujo de caja	87.709.310,32 €	89.647.073,66 €	91.642.969,91 €	93.475.093,03 €	93.327.339,35 €	93.535.709,06 €	89.055.100,86 €	91.368.891,63 €

Tabla 10.5.1 Cash flow

	t=15	t=16	t=17	t=18	t=19	t=20	t=21	t=22
Capital inmovilizado								680.000,00 €
Capital circulante								0 €
Total Fondos invertidos								680.000,00 €
Ventas	172.366.057,41 €	177.537.039,14 €	182.863.150,31 €	188.349.044,82 €	193.999.516,16 €	199.819.501,65 €	205.814.086,70 €	211.988.509,30 €
Costes excluida amortización	46.483.974,15 €	47.878.493,38 €	49.314.848,18 €	50.794.293,63 €	52.318.122,43 €	53.887.666,11 €	55.504.296,09 €	57.169.424,97 €
Amortización	17.149.820,00 €	217.520,00 €	217.520,00 €	217.520,00 €	217.520,00 €	195.218,00 €	195.218,00 €	195.218,00 €
Beneficios antes de impuestos	108.732.263,26 €	129.441.025,76 €	133.330.782,13 €	137.337.231,19 €	141.463.873,73 €	145.736.617,54 €	150.114.572,61 €	154.623.866,33 €
Impuestos	38.056.292,14 €	45.304.359,01 €	46.665.773,75 €	48.068.030,92 €	49.512.355,81 €	51.007.816,14 €	52.540.100,41 €	54.118.353,22 €
Beneficios después de Impuestos	70.675.971,12 €	84.136.666,74 €	86.665.008,38 €	89.269.200,27 €	91.951.517,93 €	94.728.801,40 €	97.574.472,20 €	100.505.513,11 €
Fondos generales	87.825.791,12 €	84.354.186,74 €	86.882.528,38 €	89.486.720,27 €	92.169.037,93 €	94.924.019,40 €	97.769.690,20 €	100.700.731,11 €
Movimientos de fondos o flujo de caja	87.825.791,12 €	84.354.186,74 €	86.882.528,38 €	89.486.720,27 €	92.169.037,93 €	94.924.019,40 €	97.769.690,20 €	101.380.731,11 €

Los valores de ventas (ingresos), costes y amortización se han explicado en los anteriores puntos, el resto de valores que aparecen en la tabla se explican a continuación:

Los **beneficios antes de impuestos** corresponden a la diferencia entre ventas, costes y amortización cada año.

- Beneficios antes de impuestos = Ventas – Costes – Amortización

Se considera un 30% de los beneficios obtenidos como **impuestos**:

- Impuestos = Beneficios antes de impuestos * 0.30

Sabiendo los impuestos a pagar, los **beneficios después de impuesto** serán:

- Beneficios después de impuestos = Beneficios antes de impuestos – Impuestos

En cuanto a los **fondos generados**, corresponde a la suma de los beneficios después de impuestos y de la amortización:

- Fondos generados = Beneficios después de impuestos + Amortización.

Para finalizar, el último término que aparece en la tabla corresponde a los **movimientos de fondos o flujo de caja**, que corresponde a:

- Movimientos de fondo o flujo de caja = Fondos generados + Fondos invertidos

10.6. VAN, TIR y PAYBACK.

El **VAN** es un indicador financiero que mide los flujos de los futuros ingresos y egresos que tendrá un proyecto, para determinar, si luego de descontar la inversión inicial, quedaría alguna ganancia. Si el resultado es positivo, el proyecto es viable.

- $VAN = \text{Flujo de caja año } 1 / (1 + k)^1 + \dots + \text{Flujo de caja año } n / (1 + k)^n$

Donde:

- K: Ínteres de referencia = 9,5 %

En este caso al disponer de tantos valores se realizó informáticamente obteniendo un valor de:

VAN
23.466.526,51 €

La tasa interna de retorno o rentabilidad (**TIR**) de una inversión es el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de la inversión en cuestión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para reinvertir. El TIR puede utilizarse como indicador para saber si un proyecto es rentable o no: a mayor TIR, mayor rentabilidad.

Este valor también se cálculo a través de una herramienta informática obteniéndose el siguiente valor:

TIR
8,755%

Al tener un $TIR < k$, no resulta un proyecto altamente atractivo.

El **Payback**, es una técnica que tienen las empresas para hacerse una idea aproximada del tiempo que tardarán en recuperar el desembolso inicial invertido en el proceso productivo; es decir, el número de días que normalmente los elementos de circulante completen una vuelta o ciclo de explotación.

- $Payback = \text{Total fondos invertidos} / \text{Flujo medio de caja anual actualizado}$.
- $\text{Total fondos invertidos} = \text{Capital inmovilizado} + \text{Capital circulante}$
- $\text{Flujo medio de caja anual actualizado} = 85.855.911,14 \text{ €}$
- $Payback = 733.303.760,00 \text{ €} / 85.855.911,14 \text{ €} = 8,23 \text{ años} =$
 $= 8 \text{ años y } 84 \text{ días desde puesta en funcionamiento}$.

11. CENTRAL DE HIDROBOMBEO

Como ya se explicó anteriormente, el parque eólico tiene un defecto y es que cuando no exista viento el parque no producirá energía eléctrica por lo que será necesaria una instalación energética auxiliar para abastecer la isla. Para ello, se ha optado por una central hidroeléctrica reversible o central de hidrobombeo.

Una central hidroeléctrica reversible es aquella que además de producir energía eléctrica gracias a la energía potencial del agua, tiene la capacidad de realizar el proceso inverso, es decir, aumentar la energía potencial del agua (ascendiendo el agua hasta el embalse) consumiendo energía eléctrica. De esta manera se utiliza el embalse como un método de almacenaje de energía. Esta central va a estar en funcionamiento en dos intervalos de tiempo:

- 1) Durante las noches de los meses en los que la demanda energética de la isla sea inferior a la energía eléctrica suministrada por los aerogeneradores; es decir cuando los aerogeneradores produzcan más energía de la necesaria para la isla en lugar de tirar esta energía, se utiliza para bombear agua del embalse inferior al embalse superior de la central de hidrobombeo.
- 2) En los momentos en los que debido a circunstancias medioambientales, no se pueda obtener energía del viento, se aprovechará la energía producida por el salto de agua gracias a una serie de turbinas Francis reversibles.

El esquema de la zona donde se colocará la central es el siguiente:

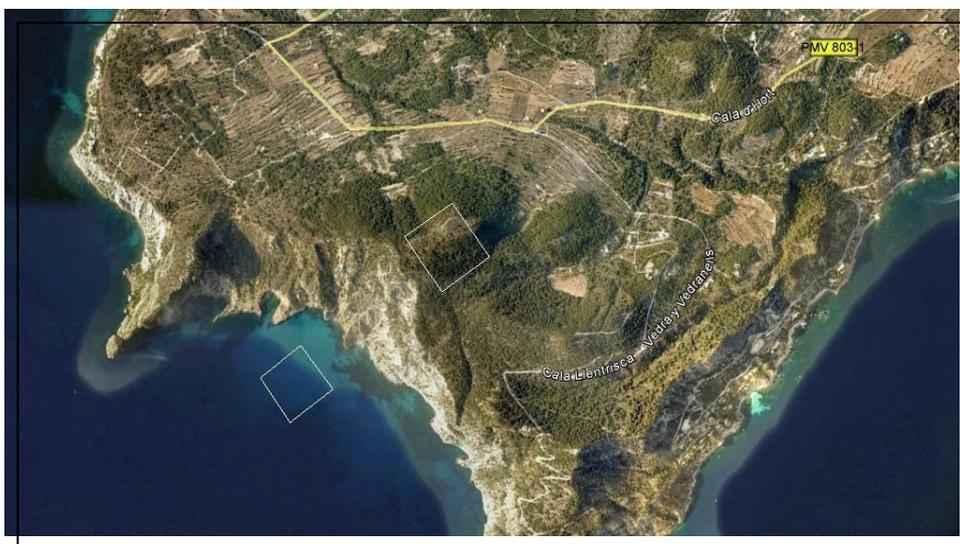


Figura 11.1. Situación de la central de hidrobombeo



Figura 11.2. Vista aérea de la central de hidrobombeo

Procedimiento General

Debido a que esta instalación no es la principal, funcionará cuando se requiera. De este modo en las hora valle (menor demanda energética) la energía sobrante del parque eólico de la isla será destinada a las bombas para que bombeen agua del tanque inferior al tanque superior. A medida que crezca la demanda, si ésta no es capaz de ser suministrada por los molinos debido a la energía que consume, será necesario pararas. Cuando comiencen las horas pico (mayor demanda energética) y los molinos eólicos no sean capaces de generar la demanda energética necesaria o no exista viento, se comenzará a encender las turbinas siempre y cuando el parque eólico no produzca la energía suficiente para abastecer a la isla. Como conclusión, se ha de decir que las turbinas se pondrán en funcionamiento solo cuando sea necesario, ya que si el parque eólico puede abastecer a la isla no se recurrirá a la central hidroeléctrica, pues está diseñada como una central auxiliar.

Debido a la energía demandada por la isla de Ibiza, se va a necesitar una central que aproximadamente consiga 75MW de potencia. Se necesita una central de hidrobombeo que al turbinar el agua consiga 75 MW durante 6 horas, ya que es la potencia por hora que se necesita en Ibiza en los meses de máxima demanda.

12. CONCLUSIONES

Una vez finalizado este estudio se puede sacar una serie de conclusiones de carácter operativo, legal y económico.

En primer lugar, se debe tener claro que Ibiza es una isla con escaso potencial energético, y por ello, la dificultad del proyecto es elevada en este aspecto. Además, como el consumo energético en Ibiza aumenta mucho en la época estival debido al turismo, sería un reto de que la planta fuera capaz de soportar toda la demanda en esta época del año.

Paralelamente, es evidente que un proyecto de descarbonización de una isla como la Ibiza, es una empresa muy ambiciosa y que, por lo tanto, implicaría también una gran inversión de tiempo para llevarse a cabo.

No obstante, la tecnología “offshore” tiene un potencial muy grande. Si se investiga y se invierte dinero en ella, puede ser una fuente de energía mundial en el futuro, a pesar del gran desembolso que requiere este tipo de instalaciones.

Teniendo en cuenta el marco legislativo relativo al proyecto, es viable la construcción de un parque eólico marino en el lugar que se ha planteado. Sin embargo, son complejos los trámites legislativos necesarios para que el proyecto pueda llevarse a cabo escrupulosamente.

Una de las grandes virtudes de este estudio es la construcción de la central de hidrobombeo como una fuente de energía auxiliar en caso de que el parque eólico no llegue a suministrar en ese momento toda la energía necesaria requerida.

Así mismo, un proyecto de este calibre conllevaría la creación de empleo, tanto en la fase de construcción de ambas plantas como en la fase de funcionamiento en sí.

En cuanto a la viabilidad económica de esta instalación, hay que tener en cuenta que uno de los indicadores fundamentales que nos permite medir la rentabilidad de un proyecto de este tipo es el VAN, o Valor Actual Neto, a través de los flujos generados de ingresos y gastos de un proyecto durante un periodo de tiempo determinado teniendo en cuenta el valor del capital en el tiempo.

Tales flujos de fondos, han sido estimados en la realización de este proyecto durante los 20 años en los que va a ser cedido el terreno, teniendo en cuenta además los costes de las propias amortizaciones, debido a la depreciación progresiva de los bienes adquiridos.

A la vista de los cálculos realizados, y con un VAN superior a los 23 millones de €, se podría concluir que el proyecto es absolutamente viable.

Sin embargo, atendiendo al indicador de la “Tasa de Retorno Interna” (TIR), se puede deducir información relativamente antagónica, pues, al igualar el VAN de proyecto de la inversión a cero, se obtiene una tasa interna de retorno del 8,75%, que es ligeramente inferior al coste del capital empleado en el cálculo del valor actual neto, 9,5%.

Por tanto, al incurrir en esta contradicción, se podrían plantear serias dudas a la hora de decidir si efectuar finalmente el proyecto o no, siendo por ello necesario un análisis más exhaustivo de la viabilidad del mismo o, posponer la realización del proyecto a otros contextos financieros venideros más favorables.

En cuanto al plazo de recuperación de la inversión inicial del proyecto y a tenor de los resultados que ofrece su formulación (Payback), se concluye, que el tiempo que tardará la empresa en recuperar el desembolso inicial invertido en el proceso productivo asciende a 8 años y 84 días desde su puesta en marcha.

Teniendo en cuenta que el periodo de explotación previsible es de 20 años, es muy relevante ser conscientes de que si el plazo de recuperación de la inversión es casi igual a la mitad de vida del proyecto, tal vez haya que replantearse la viabilidad del mismo o tratar de ajustarlo para reducir un poco más este plazo de recuperación tal alto.

13. BIBLIOGRAFÍA

Trabajos relacionados:

- Jover, Felisa María (2012). Análisis de viabilidad de un parque eólico offshore. ICADE
- Molina Medina, Juan Manuel (2012). Estudio de viabilidad Tecno – Económico de un parque eólico. UB
- Jiménez Cuesta, David (2013). Parque eólico en San Pedro de Alcántara. UPM
- Montilla, Miguel Eduardo (2013). Control de parques eólicos offshore. UC3M

Manuales y libros:

- Merino, José María (2006). Eficiencia energética. Urmo, SA.
- Escudero López, José María (2008). Manual de Energía Eólica. MUNDI-PRENSA
- González Velasco, Jaime (2010). Energías Renovables. Reverte S.A.
- Rodríguez Rodríguez, Luis Manuel; Méndez Muñiz, Javier (2012). Energías Renovables. FC Editorial
- Temario asignatura ‘Análisis de los estados financieros’
Curso de adaptación Grado en Administración y Dirección de Empresas
Universidad de León. Curso2012-2013

14. WEBS DE CONSULTA

- Para la consulta de todos los reales decretos y publicaciones en el BOE se utilizó la página web: www.noticiasjuridicas.com
- IPCC: Instituto del plan contra el cambio climático. <http://www.ipcc.ch>
- CENER: Centro Nacional de las Energías Renovables. <http://www.cener.com/es>
- Empresa RePower: <http://www.repower.com/group/>
http://www.repower.de/fileadmin/download/produkte/RE_PP_5M_uk.pdf
- Instituto Nacional de Estadística: <http://www.ine.es/jaxi/tabla.do>
- Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía:
<http://atlaseolico.idae.es/meteosim/>
- Web economía de la energía: <http://www.economiadelaenergia.com/>
- Información geográfica, flora y fauna: <http://www.illesbalears.es>
- Certificaciones y Gestiones de calidad:
 1. AENOR (Asociación Española de Normalización y Certificación)
<http://www.aenor.es/aenor/inicio/home/home.asp>
 2. ENAC (Entidad Nacional de Acreditación)
<http://www.enac.es>