



*Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos,
Canales y Puertos.*
UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



ESTUDIO DEL POTENCIAL HIDROELÉCTRICO DE BOMBEO DE AGUA SALADA EN CANTABRIA.

Trabajo realizado por:
Jagoba Lupiola Chamorro

Dirigido:
Andrés García Gómez

Titulación:
**Máster Universitario en
Ingeniería de Caminos, Canales y
Puertos**

Santander, Junio de 2017

TRABAJO FINAL DE MASTER

Me gustaría agradecer en primera instancia a Andrés García Gómez la inestimable ayuda que me ha facilitado en la realización de este trabajo.

Asimismo, agradecer a mi familia el esfuerzo que han hecho estos años para que yo pueda estar aquí, así como a Batirtze Martín por el apoyo en esos momentos de agobio.

También mencionar a todos los amigos hechos en estos años ya que sin ellos no hubiera sido posible y agradecer a Janire Sebastián la paciencia con las dudas que me surgían con el inglés.

Igualmente, agradecer a Yago Ramos Sánchez, ingeniero de regulación de infraestructuras en Viesgo por su valiosa ayuda acerca del funcionamiento del mercado eléctrico y la cabida de una central de bombeo en este, así como a María Luisa Sámano y Inna Alexeeva Alexeev por hacer posible la reunión con Yago.

Por último, agradecer a todos aquellos profesores que han participado en la encuesta, aportando a este trabajo su perspectiva y experiencia personal.

Gracias.

ESTUDIO DEL POTENCIAL HIDROELÉCTRICO DE BOMBEO DE AGUA SALADA EN CANTABRIA.

AUTOR: *Jagoba Lupiola Chamorro.*

DIRECTOR: *Andrés García Gómez.*

CONVOCATORIA: *Junio 2017.*

RESUMEN.

Bajo el objetivo de reducir la dependencia de los sistemas tradicionales de generación eléctrica se ha observado un aumento en la implantación de sistemas de energía renovables, los cuales disponen de una gran aleatoriedad, que hacen necesaria la implantación de sistemas de regulación que puedan gestionar dicha energía. La mejor opción existente hoy en día para regular grandes cantidades de energía es la tecnología de bombeo, la cual aprovecha la energía sobrante de la red o los precios de mínimo coste para elevar el agua, consiguiendo una energía potencial, para después turbinarla en momentos de necesidad o máximo precio. Sin embargo, la disponibilidad de un lugar que cumpla las condiciones adecuadas para instalar una central de este tipo es reducida debido a la necesidad de disponer de dos masas de agua con un gran desnivel a poca distancia de separación. Por este motivo, se desarrolla el presente estudio, con el objetivo de presentar una metodología de evaluación de la costa cántabra para encontrar los lugares más idóneos para la instalación de una central reversible que aproveche como embalse inferior el mar.

PALABRAS CLAVE:

Central hidroeléctrica reversible, Bombeo agua salada, Costa de Cantabria, Potencial hidroeléctrico, Mercados eléctricos, Energía renovable, Análisis multi-criterio.

INTRODUCCIÓN.

La construcción de centrales que faciliten la operación del sistema o que se combinen con otras formas de generación de electricidad, ha sido desarrollada desde los años 60 para garantizar el suministro de los picos de demanda y regular la energía sobrante del mercado. Sin embargo, la implantación de este tipo de centrales en la costa no ha sido frecuente.

A nivel mundial, existen centrales similares a las presentadas en este estudio en diferentes lugares. Un ejemplo es la ahora desmantelada central de Okinawa

Yanbaru, en Japón, que fue la primera central de este tipo construida en el mundo en la década de los 90. Disponía de un depósito junto a la costa y una central subterránea conectada a una toma en el mar protegida por un dique.

Por otro lado, actualmente existen proyectos de implantación de este tipo de centrales como son la isla de El Hierro, España, donde se combina la energía eólica con una central de bombeo para garantizar el suministro, o la central chilena Espejo de Tarapacá, que combina la energía obtenida mediante paneles solares ubicados en el

desierto de Atacama con una central de bombeo. La operación en este caso trata de que los paneles generen energía para abastecer a la población y a la planta de bombeo durante el día para después, durante la noche, hacer operar la central y garantizar el suministro.

Para la implantación de una central de bombeo en la costa son necesarias realizar ciertas consideraciones iniciales sobre las implicaciones que esta construcción pueda tener, tanto medio-ambiental como técnicamente.

Para ello, es necesario realizar una breve visión de algunos de los principales elementos constituyentes de una central de este tipo para de esta forma poder dar posibles soluciones constructivas que minimicen estos impactos.

- **Depósito superior.** Pueden optarse por distintas tipologías, pero la que más acertada se ha considerado en este caso ha sido la construcción de diques con los correspondientes drenajes utilizando los materiales propios de la obra e impermeabilizar todo el embalse con láminas impermeabilizantes.
- **Toma inferior.** Encargada de captar el agua del mar, pueden utilizarse distintas tipologías. En el caso de la central de Okinawa Yanbaru, se empleó un dique que protegía la toma de los procesos de erosión permitiendo el paso del agua. Por otro lado, en el caso de la central de Espejos de Tarapacá, se diseñó la toma a tal profundidad que los procesos de erosión por las corrientes u oleajes eran nulos. Asimismo, se protegió la toma mediante una jaula cimentada en hormigón.
- **Conducciones y equipos.** Habrá que diseñarlos de tal forma que se evite la

corrosión debida al agua salada, así como la posible adhesión de vida marina. La utilización de materiales o pinturas hidrófugas puede ser una solución adecuada para solventar este problema.

METODOLOGÍA APLICADA.

Para la evaluación de los lugares se ha optado por utilizar un análisis multi – criterio similar a los realizados en diferentes países para la búsqueda de lugares idóneos para el planteamiento de centrales de bombeo convencionales, es decir, que utilicen agua dulce.

Para ello, se ha realizado un análisis mediante el programa informático ArcGIS, buscando aquellos lugares que se encuentren a una altitud superior a 200 metros, a una distancia no superior a 3 kilómetros de la costa y con una explanada cuya inclinación media fuera inferior al 15 %. Tras esto, se han aplicado criterios relativos a las características técnicas de los posibles lugares en los que instalar la central, así como criterios relativos a las afecciones sociales que puedan tener.

Para el baremo de los puntos a asignar a cada lugar se ha llevado a cabo una encuesta al profesorado de la facultad de Ingeniería de Caminos, Canales y Puertos de la Universidad de Cantabria. Los criterios elegidos, así como la puntuación asignada son los siguientes:

- **Relación Longitud/Altura entre embalses (L/H).** La distancia entre el mar y la posición del embalse superior es uno de los parámetros más significativos de estas centrales, el cual ayuda a ver los rendimientos que tendrá la central. Cuanto menor sea, menores pérdidas habrá por lo que mejores resultados se obtendrán. Los rangos adoptados para estos criterios son los mostrados en la Tabla 1.

Ratio L/H	Puntuación
L/H<5	15
5<L/H<8	8
L/H>8	0

Tabla 1. Puntuación del coeficiente L/H.

- **Capacidad de almacenamiento del embalse superior.** Esta capacidad será la que garantice las horas de operatividad y el tiempo de ciclo de carga – descarga. Además, será la característica que permita realizar cambios de régimen en el caso de aumento de la demanda. Las puntuaciones se repartirán según los rangos definidos en la Tabla 2.

Volumen	Puntuación
$V > 9 \text{ Hm}^3$	15
$3 \text{ Hm}^3 < V < 9 \text{ Hm}^3$	8
$V < 3 \text{ Hm}^3$	0

Tabla 2. Clasificación de volúmenes.

- **Características Geológicas de la zona.** El suelo sobre el que se apoye la balsa será de vital importancia, no solo por tener que resistir el propio depósito, sino porque en caso de fallo podría producirse una gran contaminación al medio. Por este motivo a este criterio se le ha otorgado 15 puntos, dividiéndose de la siguiente forma:
 - No ubicación de fallas y fracturas, 5 puntos.
 - No ubicación de acuíferos de abastecimiento, 5 puntos.
 - Impermeabilidad del terreno sobre el que se apoye, 5 puntos.
- **Conexiones a la red eléctrica de distribución.** La construcción de una nueva red de distribución que conecte la central con la red de abastecimiento actual puede suponer un gran coste, sobre todo en la orografía cántabra. Por este motivo, se ha puntuado con 5 puntos a aquellos lugares que se sitúen a menos de 10 kilómetros de la red de alta tensión y 0 puntos a los demás.

- **Acceso rodado al lugar.** La existencia de accesos a la ubicación de interés facilitará la construcción y disminuirán su coste, por lo que se asignará 5 puntos a aquellos lugares que dispongan del mismo.

- **Impacto ambiental.** A la hora de proyectar tanto el embalse como la toma en el mar habrá que prestar especial atención a aquellos lugares que se encuentren en áreas protegidas. De esta forma, si algún lugar se halla en esta situación obtendrá 0 puntos y será descartado. En caso contrario recibirá 20 puntos.

- **Impacto social.** La ubicación del depósito en lugares turísticos o que afecten a un número superior a 3 viviendas se considera perjudicial por el daño que pueda causar a la economía local y a las poblaciones colindantes. Por este motivo, si algún lugar se encuentra en este caso se le dará una puntuación de 0 puntos. En caso contrario se le otorgará 20 puntos.

- **Peligrosidad.** Mediante un análisis de la dirección de la escorrentía en el caso de la rotura del depósito superior utilizando el programa informático ArcGIS se han identificado las poblaciones que pudieran estar afectadas por el fallo del depósito planteado. De esta forma, si la rotura de dicho depósito afectará a alguna población se le otorgará una puntuación de 0 puntos y en caso contrario, 20 puntos.

ANÁLISIS ECONÓMICO.

Los mercados en los que una central de este tipo puede participar serán el mercado diario e intradiario, los cuales se encargan de cubrir la contratación de energía en los horizontes diario e inferior, y los servicios de ajuste del sistema, que tienen por objeto adaptar los programas de producción para

garantizar el funcionamiento del sistema. En este aspecto, una central de bombeo participará en los servicios de gestión de desvíos y regulación terciaria.

En el presente estudio se ha realizado una estimación de los beneficios que podrá obtener una central de este tipo. Además, se ha estimado un porcentaje de participación en el mercado diario y otro en el servicio de regulación terciaria según la potencia instalada en cada central con el fin de obtener un precio medio aproximado según el mercado en el que pueda trabajar cada central.

Por otro lado, se ha realizado una estimación presupuestaria con el fin de estimar el coste completo de la central y la rentabilidad de la misma para poder compararlo con los resultados obtenidos del análisis multi-criterio.

CONCLUSIONES.

Las conclusiones obtenidas a partir de este análisis económico han dado como resultado que este tipo de centrales no son rentables en el mercado actual.

Sin embargo, se espera que de acuerdo con los objetivos de reducción de emisiones de gases invernadero junto con la implantación de nuevas instalaciones renovables aumente las necesidades de regulación, lo que conllevaría nuevas subvenciones para este tipo de centrales y nuevas tarifas, en un horizonte temporal de aproximadamente 10 años.

En lo que a las ubicaciones más adecuadas se refiere, en una primera instancia se identificaron 9 posibles lugares que cumplen las exigencias iniciales (distancia a la costa menor de 3 kilómetros, altitud mínima de 200 metros y pendiente media de la superficie inferior al 15%).

Tras esto se ha aplicado a cada lugar la metodología expuesta y se ha realizado el análisis económico. Los resultados obtenidos señalan 4 posibles lugares que pueden ser adecuados para la implantación de una central de bombeo de agua salada. Los lugares más idóneos son los siguientes:

- Depósito superior situado en Ubiarco que permitiría desarrollar un bombeo diario con una potencia de 145 MW.
- Depósito superior junto a Laredo, que permitiría un bombeo semanal con una potencia de 195 MW o un bombeo diario con 830 MW. Este caso dispone de una gran capacidad de regulación para futuras demandas.
- Depósito superior próximo a Islares, que permite desarrollar una potencia de 700 MW en bombeo semanal y de aproximadamente 3000 MW en bombeo diario. Es el lugar que mayor regulación puede aportar, si bien es el más costoso.
- Por último, se encuentra una antigua mina a cielo abierto ubicada en Castro Urdiales, capaz de desarrollar una potencia en bombeo diario de 330 MW con un mínimo impacto ya que el depósito superior se encuentra excavado.

STUDY OF THE HYDROELECTRIC POTENTIAL OF SALT WATER PUMPING IN CANTABRIA.

AUTHOR: *Jagoba Lupiola Chamorro.*

DIRECTOR: *Andrés García Gómez.*

ANNOUNCEMENT: *June 2017.*

ABSTRACT.

In order to reduce the dependence on the traditional electricity systems, there has been an increase in the implementation of renewable energy systems, which have a high degree of randomness. This fact makes necessary the implementation of regulation system to manage this energy. The best option available today to regulate large amounts of energy is the pumping technology, which takes the surplus energy of the network or the prices of minimum cost to elevate the water, obtaining a potential energy to turbine it in moments of necessity or maximum price. However, the chances of finding a place that has the right conditions to install this type of plant are reduced due to the need to have two water bodies with a large elevation at a short separation. For this reason, the present study is developed with the objective of presenting a methodology to find in the Cantabrian coast the most suitable places for the installation of a reversible plant that uses the sea as the lower reservoir.

KEY WORDS:

Pumped storage power plant, Salt water pumping, Coast of Cantabria, Study of hydroelectric potential, Electricity market, Renewable energy, Multi-criteria analysis.

INTRODUCTION.

The construction of power plants that facilitate the operation of the system or that are combined with other forms of electricity generation has been developed since the 1960s to guarantee the supply of demand peaks and regulate the surplus energy of the market. However, the implantation of these types of plants in the coast has not been frequent.

Worldwide, there are similar plants in different places. One example is the now-dismantled *Okinawa Yanbaru* central, Japan, which was the first salt water pumping power plant built in the world in

the 1990s. It had a reservoir near the coast and an underground powerhouse that ended up in a water intake in the sea protected by a breakwater.

On the other hand, currently there are projects to implement these types of plants such as the island of *El Hierro*, Spain, where wind energy is combined with a pumping plant to guarantee supply, or the Chilean plant *Espejo de Tarapacá*, which combines the energy obtained by solar panels located in the Atacama Desert with a pumping station. In this case the panels generate energy to supply the population and the pumping plant during the day to

later, during the night, operate the plant and guarantee the supply.

For the implementation of a pumping storage station on the coast, it is required to make some initial considerations about the implications that this construction may have, both environmentally and technically.

To do this, it is necessary to make a brief vision of some of the constituent elements of this type of plant to give possible constructive solutions that minimize these impacts.

- **Upper reservoir.** It can be chosen by different typologies, but in this case, it has been considered the construction of the dam, with the corresponding drainage, using the materials of the site and waterproofing the entire reservoir with waterproofing sheets.
- **Lower intake.** Its objective is taking water from the sea. Different typologies can be used. In the case of the *Okinawa Yanbaru* plant, a breakwater was used to protect the intake from erosion processes, allowing water to pass through. On the other hand, in the case of the *Espejo de Tarapacá*, the intake was designed in a depth that the erosion processes by the currents or waves were null. Also, the outlet was protected by a cage cemented in concrete.
- **Pipeline and equipment.** They must be designed to avoid corrosion due to salt water, as well as the possible adhesion of marine life. The use of hydrophobic materials or paints may be a suitable solution to solve this problem.

METHODOLOGY.

For the evaluation of the places it has been chosen to use a multi - criterion

analysis like those carried out in different countries in order to find suitable places for the approach of conventional pumping stations, which use fresh water.

For this evaluation, an analysis was made using the ArcGIS software, looking for those places that are at an altitude of more than 200 meters, not more than 3 kilometres from the coastline and with an esplanade whose average slope is less than 15 %. After this, criteria related to the technical characteristics of the possible places to install the plant has been applied, as well as criteria regarding the social affections that they may have.

For the scale of the points to be assigned to each site, a survey has been carried out by the faculty of *Ingeniería de Caminos, Canales y Puertos* of the University of Cantabria. The chosen criteria, as well as the assigned score are as follows:

- **Length / height ratio between reservoirs (L/H).** The distance between the sea and the position of the upper reservoir is one of the most significant parameters of these plants, it helps to see the yields and the costs that the plant will have. The ranges adopted for these criteria are shown in Table 1.

L/H Ratio	Score
L/H<5	15
5<L/H<8	8
L/H>8	0

Table 1. Score of L/H ratio.

- **Storage capacity of the upper reservoir.** This capacity will guarantee the hours of operation and the load - discharge cycle time. In addition, it will be the characteristic that allows to make the operating regime changes in the case of increase of the demand. Scores will be distributed according to the ranges defined in Table 2.

Volume	Score
$V > 9 \text{ Hm}^3$	15
$3 \text{ Hm}^3 < V < 9 \text{ Hm}^3$	8
$V < 3 \text{ Hm}^3$	0

Table 2. Scores of the storage capacity.

• **Geological characteristics of the area.**

The soil on which the reservoir is supported will be of vital importance, not only because it has to withstand the deposit itself, but because in the event of failure, a great contamination could be produced. For this reason, this criterion has been awarded 15 points, divided as follows:

- No location of faults and fractures, 5 points.
- No location of population supply aquifers, 5 points.
- Impermeability of the terrain, 5 points.

• **Connections to the distribution grid.** The construction of a new distribution network that connects the plant with the current supply network can be very costly, especially in Cantabrian orography. For this reason, it has been punctuated with 5 points to those places that are located to less than 10 kilometres of the network of high tension and 0 points to the others.

• **Access to the place.** The existence of access to the location will facilitate the construction and will reduce its cost. Therefore, 5 point will be delivered to places which have access and 0 to the others.

• **Environmental impact.** The location of the upper reservoir and the intake can be very environmental damaging, so special attention must be paid to those places that are protected. In this way, if any place is in this situation it will get 0 points

and will be discarded. Otherwise it will receive 20 points.

• **Social impact.** The location of the deposit in tourist sites or affecting more than 3 dwellings is considered detrimental due to the damage it may cause to the local economy and neighbouring populations. For this reason, if any place is in this situation, it will be given a score of 0 points. Otherwise it will be awarded 20 points.

• **Danger.** An analysis of the direction of the runoff has been made using the ArcGIS software to identify the populations that could be affected by the failure of the upper reservoir. In this way, if the rupture of reservoir affect a population will be awarded with a score of 0 points and otherwise, 20 points.

ECONOMIC ANALYSIS.

The markets in which this type of power station can participate will be the daily and intraday market, which are responsible for covering the contracting of energy in the daily and lower horizons, and the ancillary services, which aim to adapt the production programs to ensure the operation of the system. In this regard, a pumping station will participate in the management of deviation market and in the tertiary control.

In the present study, an estimation of the benefits that this type of power plant can obtain has been made, in which the energy cost has been calculated by the annual averages. In addition, a percentage of market share has been estimated using daily market and tertiary control, according to the power installed in each plant in order to obtain an approximate average price according to the market in which each plant can work.

On the other hand, a budget has been estimated in order to characterize the complete price of the plant and its profitability to compare it with the results obtained from the multi-criteria analysis.

CONCLUSIONS.

The conclusions obtained from this economic analysis have that these types of plants are not profitable in the current market.

However, it is expected that in line with the greenhouse gas emission reduction targets, together with the introduction of new renewable facilities, regulatory requirements will increase. This would entail new subsidies for this type of plants and new tariffs over a time horizon of approximately 10 years.

As far as the most appropriate locations are concerned, in the first instance 9 possible sites were identified that fulfilled the initial characteristics (distance to the coastline less than 3 kilometres, minimum altitude of 200 metres and average slope of the area less than 15 %).

After this preliminary analysis, the methodology exposed has been applied to each place and the economic analysis has been carried out. The results obtained indicate 4 possible places that may be suitable for the implementation of a saltwater pumping plant. The most suitable places are:

- Upper reservoir located in Ubiarco, which would allow to develop a daily pumping with a power of 145 MW.
- Upper reservoir next to Laredo, which will allow a weekly pumping with a power of 195 MW or a daily pump with 830 MW. This case has a great capacity of regulation for future demands.

- Upper reservoir near to Islares, which allows to develop a power of 700 MW in weekly pumping and approximately 3000 MW in daily pumping. It is the place that greater regulation can contribute, although it is the most expensive.
- Finally, there is an old open pit mine located in Castro Urdiales, capable of developing a daily pumping capacity of 330 MW with a minimum impact since the upper reservoir is excavated.

Índice

0.	Introducción.....	2
0.1.	Sistema energético actual.....	2
0.2.	Centrales de Bombeo.....	4
1.	Elementos constituyentes de una central de bombeo.....	7
1.1.	Depósito superior.....	8
1.2.	Toma de agua inferior.....	11
1.3.	Equipo hidromecánico.....	13
1.4.	Materiales a utilizar.....	14
2.	Criterios de selección.....	15
2.1.	Metodologías utilizadas en proyectos similares.....	15
2.2.	Metodología utilizada en el presente estudio.....	19
2.2.1.	Criterios técnicos.....	19
2.2.2.	Criterios sociales.....	25
2.2.3.	Asignación de puntuaciones.....	28
3.	Evaluación y elección de los lugares.....	30
4.	Cálculos hidráulicos.....	42
5.	Estudio económico.....	46
5.1.	Introducción a los mercados energéticos.....	46
5.1.1.	Mercado diario.....	47
5.1.2.	Regulación terciaria.....	51
5.1.3.	Gestión de desvíos.....	57
5.1.4.	Conclusiones.....	62
5.2.	Peajes y tarifas.....	64
5.3.	Análisis económico de los lugares propuestos.....	67
5.3.1.	Hipótesis 1. Bombeo diario.....	68
5.3.2.	Hipótesis 2. Bombeo semanal.....	70
5.4.	Evaluación de costes de construcción.....	73
6.	Análisis de resultados.....	87
7.	Futuro del mercado eléctrico.....	90
8.	Conclusiones.....	94
9.	Futuras líneas de investigación.....	95
10.	Referencias.....	96

0. Introducción.

0.1. Sistema energético actual.

Bajo el objetivo de reducir la dependencia de los sistemas energéticos tradicionales, se han implantado en las últimas décadas plantas de energía renovables a lo largo de todo el país que impulsan un cambio en el sistema energético. Por ello, cabe esperar que en los próximos 20-30 años los sistemas energéticos se basen en un uso racional de los recursos tradicionales aumentando el uso de las energías renovables. Asimismo, puede esperarse una descentralización de las fuentes energéticas renovables para que de esta forma tenga un menor impacto ambiental para los usuarios (*H. Ibrahim et al., 2008*).

Un ejemplo de esta nueva mentalidad, son los objetivos fijados por la unión europea, que tienen como objeto que el 20% de la energía de la red sea proveniente de energías renovables para el 2020. Esta cifra se verá ampliada en los años sucesivos debido a las propuestas de reducción de gases de efecto invernadero para el año 2050 (*Setis magazine, 2013*). De esta energía renovable, la mayor parte será solar y eólica por lo que se puede entrever que será necesarios sistemas de regulación.

Por otra parte, como puede verse en la Figura 1, la demanda de energía en España varía notablemente a lo largo del día teniendo los picos más altos, horas de máximo consumo, en la mañana y en la tarde-noche y los valles, horas de mínimo consumo, en la madrugada y media tarde.

Con los sistemas tradicionales de producción, centrales térmicas, nucleares, etc. se hace imposible la adecuación a esta curva dado que no son capaces de parar su producción en los momentos de bajo consumo debido principalmente a motivos técnicos y económicos. Asimismo, las energías renovables, como pueden ser eólica, in shore u offshore, presentan graves problemas de variabilidad, puesto que su producción depende de elementos aleatorios, como el viento, que no pueden ser adaptados a los usos energéticos de la población y, por lo tanto, son energías difícilmente gestionables.

En este punto se hace necesario plantearse la implantación de sistemas que permitan el almacenamiento de la energía a fin de optimizar la producción energética y poder satisfacer los picos de demanda.

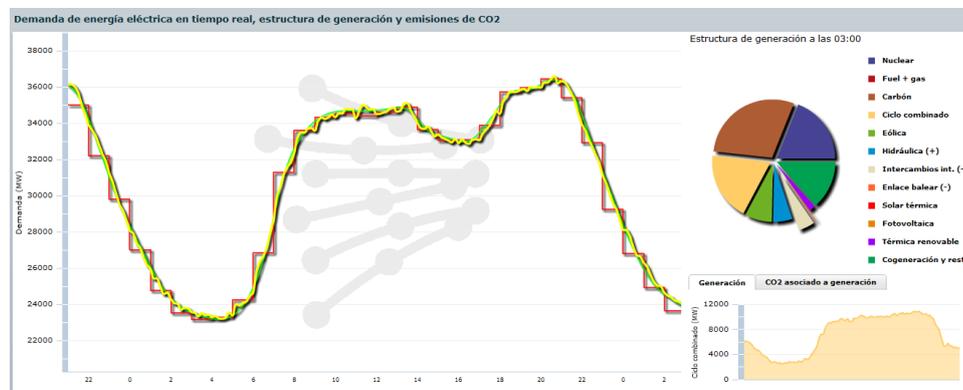


Figura 1. Demanda y producción energética en España. Red Eléctrica de España (REE).

Actualmente podemos encontrar diferentes sistemas de almacenamiento de energía basados en medios mecánicos, químicos y térmicos. Estos sistemas pueden clasificarse en cuatro categorías según sus aplicaciones (H. Ibrahim et al. 2008):

- Aplicación para baja potencia en áreas aisladas, esencialmente para alimentar transductores y terminales de emergencia.
- Aplicación para media potencia en zonas aisladas (sistemas eléctricos individuales, suministro de ciudad).
- Aplicación de conexión a la red para la nivelación de picos.
- Aplicaciones para el control de calidad de la energía.

Las dos primeras categorías pueden utilizarse en sistemas de pequeña escala almacenando la energía de modo cinético (discos de inercia), químico, con aire comprimido, hidrogeno o superconductores.

Las categorías tres y cuatro en cambio son sistemas de almacenamiento de gran escala, almacenando la energía gravitacionalmente (sistemas hidráulicos), térmicamente, químicamente o con aire comprimido. En la Figura 2 se puede observar la relación entre la potencia generada y la energía almacenada en cada sistema:

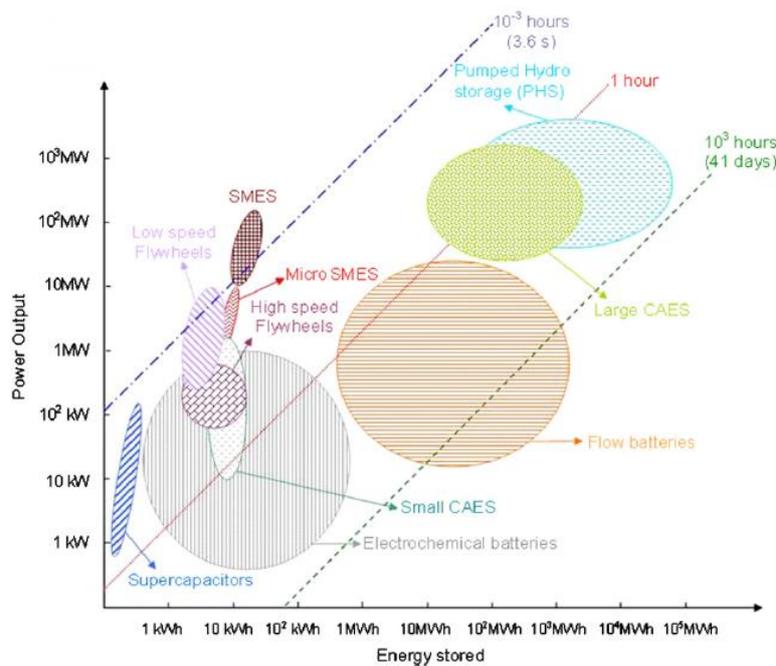


Figura 2. Campos de aplicación de las diferentes técnicas de almacenamiento según la energía almacenada y la potencia de salida. H. Ibrahim et al. 2008.

De estos sistemas de gran escala, los únicos capaces, a día de hoy, de regular los picos de una red eléctrica son los sistemas de aire comprimido (CAES) y las centrales de bombeo. El funcionamiento del primero se basa en la compresión de aire para su almacenaje durante los periodos valle para su posterior descompresión y uso para generar energía, pudiendo obtenerse unos rendimientos de entorno al 70% (H. Ibrahim et al., 2008). Sin embargo, en cuanto a cantidad de energía almacenada y duración del suministro se sitúa por detrás de las centrales de bombeo.

A nivel mundial, los sistemas que mayor capacidad de almacenaje tienen son las mencionadas centrales de bombeo, como puede verse en la Figura 3.

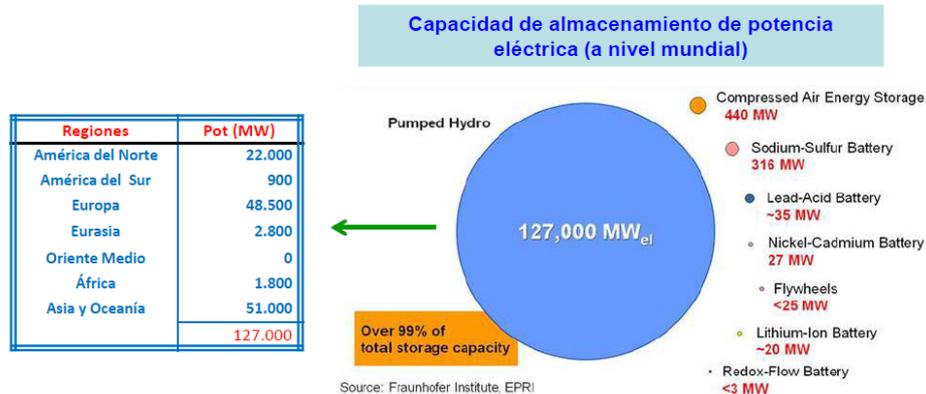


Figura 3. Capacidad de almacenamiento de potencia eléctrica. Fraunhofer Institute.

El funcionamiento de estas centrales se basa en bombear el agua entre dos puntos situados a diferentes cotas, utilizando el excedente de energía de la red para subir el agua y poder turbinarla cuando es necesario.

Por lo tanto, podemos ver que actualmente, y previsiblemente en mayor medida en un futuro, dependemos de sistemas de generación de energía no gestionables que hacen y harán necesario la implantación de sistemas de almacenamiento que permitan una distribución adecuada a los usos de la misma. Hoy en día, como se ha visto, se pueden encontrar diferentes soluciones de almacenaje, aunque la que permite mayores posibilidades de almacenaje son las centrales reversibles o de bombeo, objeto del presente estudio.

0.2. Centrales de Bombeo.

La evolución cronológica de este tipo de centrales muestra que la mayor parte fueron construidas entre los años 1960 y 1980, orientadas a la búsqueda de una seguridad del sistema energético mediante la implantación de centrales nucleares. Asimismo, durante los años 90, la construcción de éstas se vio reducida, debido principalmente a la falta de lugares adecuados para su implantación, así como al declive de la energía nuclear. Sin embargo, desde el año 2000 se ha vuelto a ver un incremento de este tipo de centrales en Europa (J.P.Deane et al.,2009).

Como se ha podido observar, históricamente estas centrales han estado estrechamente unidas a la energía nuclear como medio para acumular la energía sobrante de las mismas en las horas valle de consumo. Sin embargo, con la evolución de las energías renovables, se ha abierto un nuevo campo para la aplicación de este tipo de centrales como medio regulador de la producción, ya que, como se ha mencionado anteriormente, estos sistemas son altamente inestables debido a que la generación energética de las mismas depende de factores aleatorios que no se ajustan a la demanda.

La integración de estas centrales con la energía eólica es una de las que mayor futuro puede llegar a tener debido a los grandes avances que se están realizando en este campo, así como a la eficiencia y adaptabilidad de estos sistemas. Un ejemplo de que la integración de estos sistemas es posible es el análisis *“Technical Analysis of Pumped Storage and Integration with*

Wind Power in the Pacific Northwest” realizado por MWH para la U.S. Army Corps of Engineers estudiando la integración de estos sistemas en el pacífico noroeste de E.E.U.U.

Asimismo, en la isla de El Hierro, España, se ha llevado a cabo el proyecto llamado El Hierro 100% Renovable, el cual consiste en la integración de la energía eólica generada por 5 aerogeneradores con una central de bombeo reversible, que capta agua del mar, la desala y la almacena en un depósito superior. De esta forma, se consigue además de garantizar un consumo eléctrico un embalse disponible para abastecimiento de la población. Cabe mencionar, que, aun disponiendo de estos sistemas, la isla sigue manteniendo una central térmica de diésel operativa, para que en caso de falta de recursos se mantenga el suministro a la población.

Sin embargo, la integración con la energía eólica no es la única opción. Actualmente, en Chile, se ha proyectado la construcción de una central llamada “Espejo de Tarapacá”. Se trata de la construcción en el desierto de Atacama de una central de bombeo de agua de mar que servirá de almacenamiento para la producción de energía solar producida por paneles fotovoltaicos en la central de “Cielos de Tarapacá” (Valhalla, 2017).

Como previsión de futuro, puede verse como este tipo de almacenamiento energético tendrá una importancia crucial debido principalmente a los siguientes factores (J.P.Deane et al., 2009):

- Los objetivos gubernamentales y regionales para aumentar la energía renovable están estimulando el desarrollo de la energía eólica en muchos países. Se considera que el aumento de la generación de energías variables impulsa la demanda de reserva del sistema y aumenta el valor de las centrales de bombeo en los servicios auxiliares.
- Una demanda creciente de energía y de potencia máxima en los mercados liberalizados de toda Europa.
- Las estaciones de bombeo son vistas como una herramienta para contribuir a la seguridad del suministro de países o regiones.
- Aumentar la eficiencia de los activos hidroeléctricos actuales. Los productores que ya tienen activos hidroeléctricos existentes están utilizando equipos más nuevos y más eficientes para aumentar la eficiencia operativa de las plantas existentes.

En cuanto a la tipología de estas centrales, se pueden diferenciar distintos tipos de centrales de bombeo según su capacidad de almacenamiento, aportación del caudal del embalse superior y tipo de agua utilizada, que aportan soluciones distintas para poder adaptarse a diferentes condiciones de funcionamiento.

- Según la capacidad de almacenamiento se puede distinguir entre:
 - Bombeo semanal o diario: Centrales con poca capacidad de almacenamiento en las que toda el agua almacenada se turbinan en el día o la semana. Principalmente utilizadas para regular los picos del sistema energético.
 - Bombeo estacional: Centrales con gran capacidad de almacenamiento en las que el agua almacenada puede turbinarse meses después de su bombeo. Principalmente utilizadas para dar seguridad al sistema energético.



- En función de la aportación del caudal:
 - Bombeo puro: El caudal que recibe el embalse superior es únicamente aquel que se bombea y este suele ser diario o semanal.
 - Bombeo mixto: Existen aportaciones de caudal diferentes al bombeo y este puede ser estacional, diario o semanal.
- Según el tipo de agua utilizada:
 - Agua dulce: Se refiere a las centrales de bombeo que utilizan únicamente agua dulce en su embalse superior e inferior. Actualmente es el sistema más ampliamente extendido a lo largo del mundo y en el que mayores almacenamientos se ha logrado.
 - Agua salada: En este caso, en lugar de utilizar agua dulce se utiliza agua extraída directamente del mar. A día de hoy solamente ha existido una central de este tipo ubicada en Okinawa, Japón, que más adelante se detallará.
 - Agua subterránea: Se basa en la instalación de uno de los depósitos de almacenamiento bajo tierra aprovechando cavernas naturales o instalaciones subterráneas abandonadas. Actualmente, no se conoce ninguna central de este tipo.

En el presente estudio se analizarán las posibles ubicaciones en la costa Cántabra para la instalación de una central de bombeo de agua salada de bombeo puro, utilizando como embalse inferior el mar. Para la selección de la localización más adecuada se emplearán criterios tanto hidráulicos como ambientales y se realizará un análisis más detallado de las principales características de la instalación.

1. Elementos constituyentes de una central de bombeo.

El funcionamiento de una central de este tipo se basa en el movimiento del agua entre el depósito inferior, el mar en este caso, y un depósito ubicado a una cota superior mediante un sistema de bombeo-turbinado. A continuación, se indica, de forma general, las diferentes partes que componen una central de este tipo que más adelante se detallarán (véase Figura 4).

1. **Deposito superior.** Lugar donde se almacena el agua proveniente del bombeo para después turbinarla.
2. **Captación superior de agua.** Toma situada en el depósito superior encargada de recoger el agua a turbinar. Además, será el lugar por donde entre el agua proveniente del bombeo.
3. **Tubería forzada.** Conducciones a presión que unen la sala de máquinas con las captaciones. Deberán ser resistentes para soportar los esfuerzos hidrodinámicos.
4. **Equipo hidromecánico.** Destinado a convertir la energía potencial del agua en energía mecánica que después se transformará mediante un alternador en electricidad. Asimismo, se dispone también de un sistema de bombeo encargado de elevar el agua utilizando electricidad de la red mediante un motor.
5. **Captación inferior de agua.** Encargada de captar/expulsar el agua al mar. Se deberá prestar especial atención a los daños que pueda generar al ecosistema marino, así como el daño que el oleaje le pueda causar a la misma.
6. **Deposito inferior.** En el caso de centrales reversibles de agua de mar, la capacidad del depósito inferior es infinita y no requiere ningún tipo de construcción.
7. **Chimenea de equilibrio.** En el caso de centrales con una longitud corta de conducciones, puede no ser necesarias debido a que el posible golpe de ariete es muy pequeño.

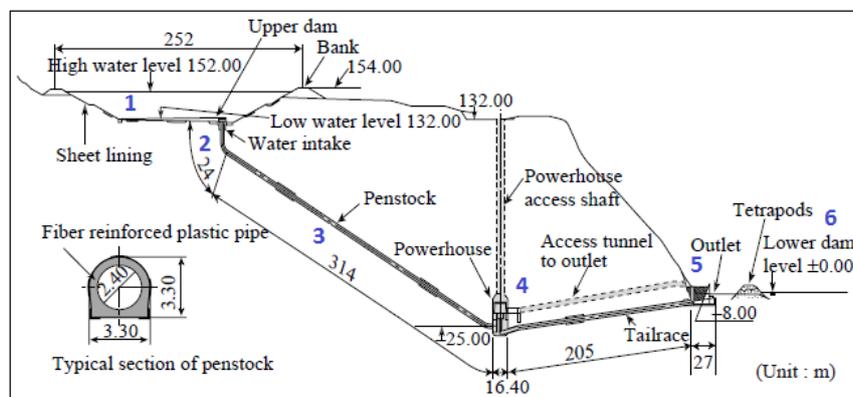


Figura 4. Esquema de central de bombeo Okinawa Yanbaru. T. Fujihara et al. 1998.

Por otro lado, al trabajar con agua salada, será necesario tener en cuenta el daño que esta pueda ocasionar tanto a las conducciones y equipos como al terreno en el caso de que hubiera una fuga. Para ello, se analizará con especial atención los materiales utilizados en la planta de Okinawa Yanbaru, situada en Japón. A continuación, se describirán con más detalle aquellos elementos más relevantes de una central de bombeo de agua salada.

1.1. Depósito superior.

En lo que se refiere al depósito superior, se puede optar por diferentes tipologías. Por un lado, es posible construir un depósito completamente cerrado, similar a los de abastecimiento de agua, pero con mayores dimensiones. Esta tipología resolvería los problemas de contaminación del medio ya que se reduciría significativamente la posibilidad de fugas al encontrarse completamente estanco. Sin embargo, los costes asociados a ese depósito, serían muy superiores a una balsa convencional por lo que sería razonable desechar esta opción.

Por otro lado, se encuentran las citadas balsas que pueden construirse de diferentes tipologías y adaptar con mayor facilidad a las geometrías que sean necesarias, aunque lo ideal es aproximarlos a formas circulares. Entre estos, se pueden diferenciar los que aprovechan una depresión natural del terreno o los que se construyen artificialmente delimitando su perímetro mediante presas o diques. En estos últimos, es habitual la utilización del propio material de la excavación como dique.

Para el diseño de la balsa, debido a la escasa biografía especializada, pueden utilizarse diversas guías para balsas de regadío existentes, como puede ser las guías para el proyecto, construcción, explotación, mantenimiento, vigilancia y planes de emergencia de las balsas de riego con vistas a la seguridad de la Generalitat Valenciana, donde puede verse distintos tipos de tipologías y detalles constructivos. Asimismo, es necesario la elaboración de un plan de emergencia basado en la guía técnica para la elaboración de planes de emergencia para balsas del ministerio de agricultura, alimentación y medio ambiente.

Dependiendo de los distintos materiales de la zona a excavar, se puede optar por diferentes sistemas de construcción. Por otro lado, para la elección de los sistemas constructivos, se puede suponer que el nivel freático se sitúa por debajo del embalse ya que se ubica en una cota muy alta, aunque será necesario comprobar este aspecto en un análisis más detallado.

En cuanto a los distintos tipos de balsas, estas pueden diferenciarse según su impermeabilización en:

- Balsas impermeabilizadas con arcillas.
- Balsas impermeabilizadas con láminas.
- Balsas impermeabilizadas con asfalto.
- Balsas impermeabilizadas con hormigón.

Al utilizar la balsa para almacenar agua salada, los riesgos de contaminación causadas por filtraciones son elevadas y pueden resultar devastadores para la fauna y flora que habite en el entorno. Por este motivo, se debería considerar como si los materiales de construcción fueran permeables, teniendo que disponer de materiales impermeables en toda la superficie de la balsa.

Por este motivo, además de ser las más habituales, se deberían utilizar la impermeabilización con láminas, debido principalmente a que son capaces de lograr una impermeabilización flexible que además de impedir la rotura, delatan la situación de deterioro antes de que resulte peligroso. Además, destaca la facilidad de colocación de estas en la obra, así como la facilidad de modificar las propiedades y formas al fabricarlas en taller.

En lo que a materiales se refiere, las láminas de protección son los denominados geotextiles, y las láminas impermeabilizantes son las llamadas geomembranas. Por otro lado, la capa drenante, en el caso de ser ejecutada, se realiza con zahorra o gravilla. Asimismo, es posible proteger la capa exterior de impactos, radiación solar y retrasar lo máximo posible el envejecimiento del mismo utilizando una capa de protección, aunque esta puede dar problemas en las reparaciones y generar daños en su colocación. Un ejemplo de sección típica es la que se muestra en la Figura 5.

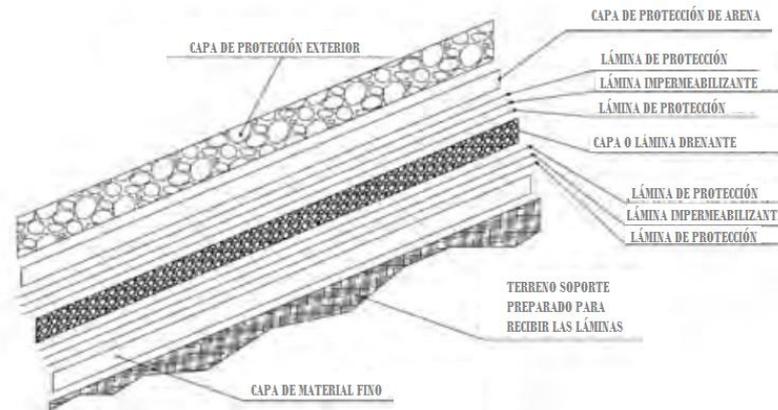


Figura 5. Sección tipo impermeabilización mediante laminas. Guía para el proyecto y construcción de balsas.

Respecto a los efectos adversos que pueden sufrir este tipo de balsas, habrá que tener en cuenta los siguientes:

- **Punzonamiento.** Consiste en la acción concentrada de elementos gruesos que pueden crear orificios en la geomembrana. Para evitar este efecto, se puede recurrir a la preparación del paramento de apoyo, finalizando de la forma más plana posible con un material fino, y a la colocación de un geotextil de espesor suficiente que evite el punzonamiento.
- **Radiación solar.** Es la mayor sollicitación que afecta a la geomembrana y solo puede ser combatida con la colocación de una capa de protección o una lámina de sacrificio para aumentar el tiempo de la reparación.
- **Compatibilidad química.** Se puede modificar la composición de las láminas para hacerlas insensibles a los agentes externos. Sin embargo, se deben tener en cuenta las compatibilidades con los derivados del petróleo y betunes asfálticos que pueden usarse para la estabilización de las gravillas y que dependiendo del material utilizado puede resultar incompatibles.
- **Succión.** El viento puede producir succiones que despeguen e incluso arranquen la lámina, por lo que será necesario realizar un análisis de las zonas más expuestas. Para combatir esto es necesario realizar unos anclajes tanto perimetrales como transversales que eviten estos levantamientos, utilizando, por ejemplo, lastres.
- **Oleaje.** Los efectos principales que genera el oleaje son el desbordamiento y la desintegración de la lámina por acción repetitiva. El primero se soluciona diseñando un resguardo adecuado según la altura de la ola máxima que pueda generarse. El segundo es de especial interés en las láminas que se dilatan, que al dejar de presionar el terreno pueden crearse ondulaciones que deterioren el apoyo. La solución se basa en reforzar la protección del geotextil.

- **Enlace con obras de hormigón y metálicas.** Los enlaces pueden resultar delicados ya es posible que se generen desgarros en la lámina. Por ello será necesario realizar un estudio adecuado de las juntas, siguiendo las guías de construcción de balsas existentes.

En lo que al drenaje de la balsa se refiere, es importante diferenciar los distintos tipos disponibles según su finalidad. Por un lado, se encuentran los drenajes esenciales para la seguridad estructural de la obra, que forman parte constitutiva de la misma y por otro los complementarios, dispuestos para localizar las posibles filtraciones.

En cuanto a los drenajes de seguridad, su función principal se basa en evitar la erosión interna de los taludes para asegurar su estabilidad. Por este motivo se instalan drenes chimenea (véase Figura 6), los cuales disponen de un dren en el núcleo, formado por materiales que aseguren una graduación adecuada o geotextiles, que evitan que se produzcan arrastres en el talud A y presiones intersticiales en el talud B.

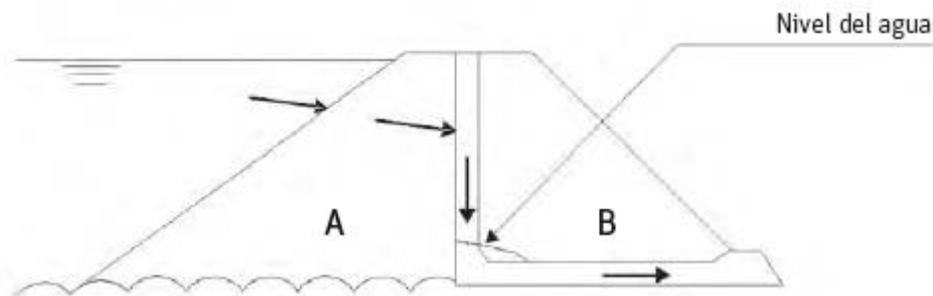


Figura 6. Sección tipo dren chimenea. Guía para el proyecto y construcción de balsas de tierra.

Por otro lado, es necesario estudiar la instalación de un drenaje de fondo que evite el levantamiento de la impermeabilización de fondo causado por el nivel freático exterior, escurrimiento de las aguas filtradas por los taludes o por seguridad en caso de rotura de la lámina. Para su instalación será necesario realizar capas de material con diferentes granulometrías que eviten la colmatación de los drenes, similar a las obras de drenaje de carretera.

En el caso del drenaje complementario (Figura 7), su función básica es la detección y medida de las filtraciones. Para ello, es habitual disponer de una doble impermeabilización que permita recoger las aguas provenientes de las fugas para poder reunir las en un dren. Asimismo, se hace necesario acotar la búsqueda de las fugas, introduciendo para ello una sectorización de la balsa que permita detectar y localizar el agua en un lugar específico, reduciendo el tiempo de reparación.

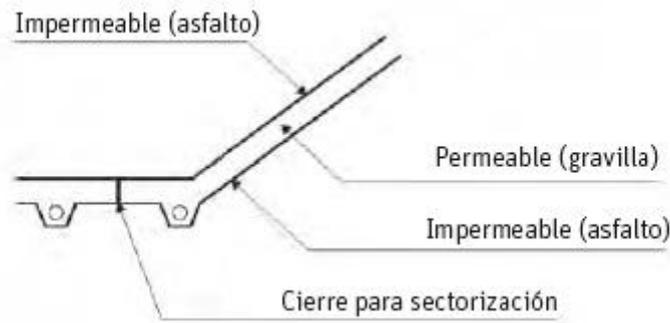


Figura 7. Sección tipo drenaje de detección. Guía para el proyecto y construcción de balsas de tierra.

Por último; cabe mencionar la importancia de impedir el paso de personas o animales a la balsa, debido a que el peligro de ahogamiento en esta es alto. Esto se debe al escaso coeficiente de rozamiento de las geomembranas y por los taludes que se utilizan, habitualmente 2 horizontal 1 vertical, que imposibilitan la salida de cualquier animal o persona que caiga accidentalmente a esta. Por ese motivo, se establece la necesidad de instalar los siguientes elementos:

- Vallas de cerramiento perimetral en toda la balsa lo suficientemente alta como para impedir el acceso al recinto.
- Elementos que permitan la salida de la balsa con seguridad.

1.2. Toma de agua inferior.

La toma de inferior será la encargada de captar el agua necesaria del mar para el abastecimiento del embalse superior, así como de evacuarla una vez turbinada. Para ello se deberá de diseñar de tal manera que evite la entrada de cualquier organismo dentro de las conducciones, así como reducir lo máximo posible las afecciones que pueda generar la entrada-salida de agua al ecosistema marino. Se puede optar por disponerla junto a la costa o sumergida y alejadas de la misma.

En el caso de disponerse junto a la costa, se deberá verificar que se dispone de una profundidad suficiente para que quede siempre sumergida, ya que, de lo contrario, no se aseguraría la captación para los bombeos. Por otra parte, también se deberán tener en cuenta las afecciones producidas por el oleaje y las corrientes que pudieran existir, dado que estas podrán destruir o desestabilizar la toma dejando inoperativa la central. Una solución para evitar estos efectos es la construcción de un dique frente a la toma que proteja la misma, como puede verse en la Figura 8.



Figura 8. Central de bombeo de agua de mar Okinawa Yanbaru. T. Fujihara et al. 1998.

Esta solución es la empleada en la central Okinawa Yanbaru en Japón, en la que mediante un pequeño dique de tetrápodos se protege completamente la toma de los procesos de erosión generados por las corrientes y el oleaje, permitiendo a su vez el paso del agua.

Sin embargo, se podría optar por la colocación de la toma en un lugar donde los procesos de erosión debidos a la corriente y el oleaje sean mínimos o nulos. En este caso. Habría que optar por trasladar la toma a la profundidad de cierre del perfil, lugar donde deja de existir movimiento de sedimentos, en el caso de encontrarnos en la playa, o más allá de la profundidad de rotura en el caso de encontrarnos en un acantilado donde todo esté compuesto por roca. Esta solución ha sido la elegida en el proyecto “espejo de Tarapacá” en Chile, como puede verse en la Figura 9.



Figura 9. Proyecto Espejo de Tarapacá, Chile. Valhalla,2017.

En este caso, habría que tomar las medidas oportunas para evitar la entrada de organismos a los conductos. Para ello, en el caso de la central proyectada en Chile se ha planeado la construcción de una jaula alrededor de la toma cimentada en hormigón que evitará la entrada de grandes animales a los conductos.

En ambos casos es necesario tener en cuenta la velocidad de salida del agua ya que esta afectara directamente a la vida marina. Para evitar estos problemas se puede optar por la construcción de elementos que reduzcan la velocidad, como diques o corales artificiales o por la ampliación de la sección de salida de la toma al mar.

1.3. Equipo hidromecánico.

Los equipos hidromecánicos de una central de bombeo son aquellos que transforman la energía potencial del agua en energía mecánica para que después, mediante un alternador, pueda ser transformada en energía eléctrica. Por otro lado, cuando es necesario, consumen energía eléctrica para transformarla en energía potencial y almacenarla.

Para la ubicación de estos equipos puede optarse por disponerlos en superficie o bajo ella. En el primer caso, se instalan todos los equipos en un edificio reduciendo de esta forma los costes generales de la obra. Sin embargo, en este tipo de sistemas se pierde flexibilidad a la hora de aprovechar al máximo la diferencia de cotas entre depósitos y se generan mayores pérdidas de rozamiento (ya que habitualmente se deberá de colocar la tubería con una pendiente fijada por el terreno).

Por otro lado, si se instala bajo tierra, es necesario realizar una central subterránea donde poder situar los equipos, así como galerías que conecten tanto el depósito superior como el mar con estos. Este caso, aun siendo los costes superiores, es el más utilizado debido a que permite optimizar al máximo las características hidráulicas, reducir el impacto ambiental y situar los equipos a una cota más baja que el nivel del agua inferior, eliminando así los riesgos de cavitación.

Otro factor a tener en cuenta es la configuración de maquinaria que se desea instalar, ya que condicionará el espacio necesario y el funcionamiento del sistema. Se pueden diferenciar tres tipologías; grupos binarios, terciarios y cuaternarios.

Los grupos binarios están constituidos por una turbina-bomba reversible y una máquina eléctrica que funciona como motor-generador. Son los equipos más utilizados debido a su economía y simplificación de instalación. Su funcionamiento se basa en invertir el sentido de giro dependiendo de su uso, aunque el diseño del rodete se realiza como el de una bomba para garantizar un funcionamiento adecuado durante los bombeos.

Por otro lado, se encuentran los grupos terciarios y cuaternarios. Los primeros están constituidos por una bomba y una turbina unidas ambas a una máquina eléctrica. De esta forma, ambas giran en el mismo sentido en los dos modos de generación. Por otra parte, los grupos cuaternarios, están formados por una turbina conectada a un generador y por una bomba conectada a un motor. De esta forma ambas máquinas funcionan de forma totalmente independiente, pudiendo colocarlas en casas de máquinas separadas.

En cuanto a las turbinas, las más habituales son las Pelton, Francis y Kaplan que se dimensionan dependiendo del caudal y la altura del salto (Figura 10). En el caso de estudio, se utilizará una turbina Francis, las cuales constan de una cámara en espiral que distribuye el agua de manera radialmente uniforme por medio de la apertura de unos alabes.

Esto se debe a que la altura de salto y a los caudales que podrán disponerse prácticamente en toda la costa serán limitados a una altura entre 100 y 550 metros y los caudales dependerán del agua almacenada.

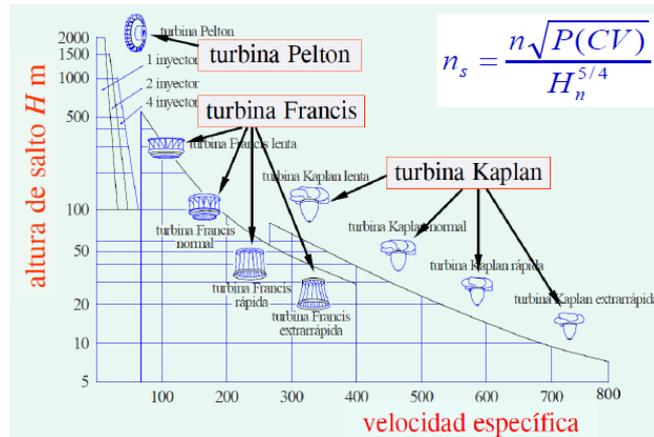


Figura 10. Diagrama para la elección de la turbina en función de la altura del salto y velocidad específica, Agüero Soriano, 2011.

En el presente estudio se plantearán soluciones basadas en grupos binarios con turbinas Francis. Cabe mencionar, que, en este tipo de grupos, los sistemas se diseñan para dar la mayor eficiencia a la parte del bombeo, ya que es la que mayor eficiencia se desea que tenga.

1.4. Materiales a utilizar.

A la hora de la elección de los materiales es necesario tener en cuenta que éstos estarán en contacto con agua salada, por lo que las tuberías convencionales pueden sufrir problemas de corrosión. Asimismo, al captar agua directamente desde el mar, es posible que se adhieran pequeños microorganismos que obstaculicen el paso del agua. Un ejemplo de estos son los percebes, los cuales segregan una sustancia viscosa que se adhiere a las superficies de los objetos con velocidades inferiores a 5m/s. Para evitarlo, se pueden utilizar materiales con una superficie que repela el agua, evitando de esta forma la adhesión de estos microorganismos.

En cuanto a los materiales a utilizar, se deberá prestar especial atención a los utilizados en la central de Okinawa Yanbaru, puesta en funcionamiento en 1999 y desmantelada en 2016, debido a que las previsiones energéticas no fueron las esperadas. Para la toma de agua se utilizó un revestimiento cerámico con características anti corrosión y desgaste. La conducción que se dispone inmediatamente tras la toma se realizó con hormigón armado, recubriendo las barras de armado con resina epoxi. Por otro lado, las tuberías que unen el deposito superior con el inferior se construyeron de plástico reforzadas con fibra de vidrio evitando de esta forma problemas asociados a la adhesión de moluscos como de corrosión. Por último, el material utilizado en las máquinas fue acero inoxidable austenítico, que fue el que mejor resultado dio en los ensayos realizados, recubierto con una pintura hidrófuga (T. Fujihara et al., 1998).

2. Criterios de selección.

Como resultado de las ventajas antes mencionadas, y teniendo en cuenta las tipologías posibles para este tipo de centrales, se ha procedido a definir un sistema de evaluación para encontrar los lugares óptimos para su implantación en la costa cántabra.

2.1. Metodologías utilizadas en proyectos similares.

Actualmente, se han realizado varios estudios acerca de la instalación de distintos tipos de centrales de bombeo en diferentes países, utilizándose en todos ellos mapas topográficos para evaluar los posibles aprovechamientos, así como diferentes sistemas de evaluación basados en criterios tanto hidráulicos como socio-económicos. En una primera aproximación, se ha optado por utilizar una metodología similar a la empleada en la evaluación europea del potencial de almacenamiento de energía hidroeléctrica de bombeo realizado por la comisión europea (Gimeno Gutiérrez M. et al., 2013). En ella se evaluaban mediante sistemas de información geográfica lugares donde ya existían dos embalses, así como lugares de un único embalse con posibilidad de instalar otro. La metodología utilizada se resume en la Figura 11.

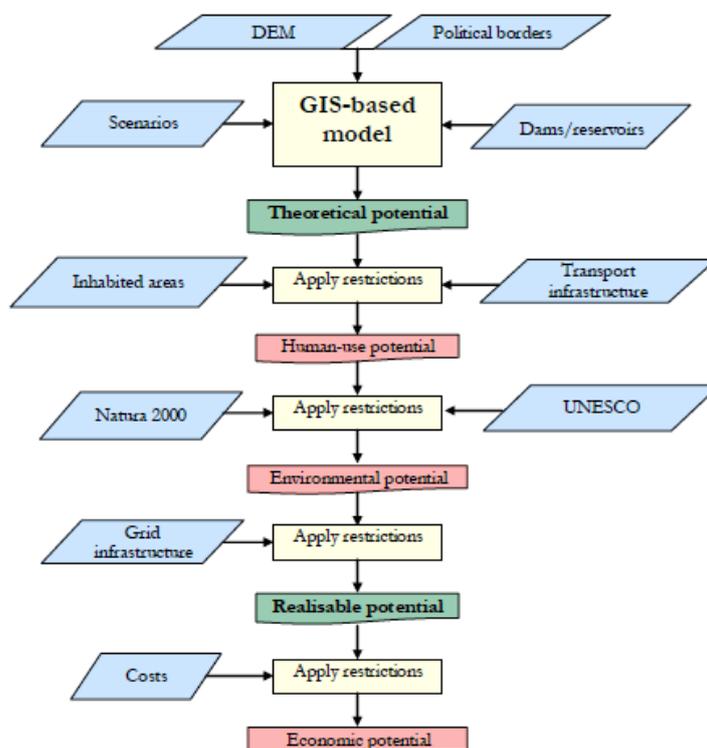


Figura 11. Metodología utilizada en la evaluación de la comisión europea. Gimeno Gutiérrez M. et al., 2013.

Como puede verse, en un primer lugar se cargan en el modelo SIG toda la información relativa a la topografía, los límites de toda el área de estudio junto con las presas y embalses existente, así como los escenarios a estudiar. De esta forma, el modelo encuentra los lugares donde se cumplen las condiciones impuestas. Una vez se obtienen estas posibles zonas, se les imponen restricciones ambientales, técnicas y económicas para cribar los que no puedan ser utilizados.

Asimismo, una metodología similar ha sido utilizada en otros países como Turquía (*Serhat Kucukali, 2014*), Rumania (*F. POPA et al., 2016*), Irlanda (*Connolly, David et al., 2011*), Canadá (*Knight Piésold Consulting, 2010*), Sudáfrica (*Louwinger, 2000*), entre otros. A continuación, se analizarán los criterios utilizados en algunos de estos estudios.

En el caso de Turquía, se optó por evaluar los criterios en un rango de uno a tres, siendo uno lo menos preferible y tres lo más preferible. Los criterios que se escogieron fueron los siguientes:

- **Geología.** Se consideraron dentro de este criterio las distancias hasta fallas activas, grandes fallas y zonas fracturadas, existencia de zonas permeables y zonas de grandes deslizamientos de tierras.
- **Impacto ambiental.** Se estudiaron las zonas de gran impacto ambiental con riesgo a la destrucción de hábitats, especies amenazadas, etc.
- **Impacto social.** Se tuvieron en cuenta las poblaciones circundantes y las tierras de sustento de la población.
- **Altura entre embalses.** Se les otorgó mayor puntuación a aquellos lugares que obtenían mayores alturas, ya que con estas es posible obtener mayores potencias con un mismo caudal.
- **Coficiente Altura/Distancia.** Coficiente operacional que relaciona la longitud de las tuberías con la altura entre embalses. La longitud de las tuberías tiene especial importancia en el costo de las instalaciones y en los rendimientos, ya que mayores longitudes producen mayores pérdidas hidráulicas.
- **Distancia a la conexión de red.** Este factor se incluyó por el coste y complicaciones que conlleva la instalación de una nueva red eléctrica.

Tras evaluar los criterios, los lugares que obtenían una media aritmética menor de 2 eran descartados, entre 2 y 2.5 eran apropiados y mayor de 2.5 eran lugares óptimos. Asimismo, se establecieron unos criterios geométricos mínimos que si no se satisfacían se descartaba directamente: diferencia de altura entre embalses, debía ser superior a 200 metros, un ratio altura/distancia entre embalses menor de 10 y una distancia a la conexión de la red eléctrica de 40 kilómetros. Por último, si alguno de los criterios disponía de un coeficiente de uno, se descartaba también.

Por otro lado, en el caso de Rumania se utilizaron unos criterios similares, pero con una diferente puntuación. Además, se comparó el método de calificación con un análisis beneficio/coste, para de esta forma evaluar la validez del modelo. En la Tabla 1 pueden verse las puntuaciones asignadas:

Table 1. Selection criteria of potential sites for PSPs used for the scoring method

No.	Scoring criteria	Scores		
1	Head/Length of diversion	< 0,15	0,15-0,2	> 0,2
	Score	5	10	15
2	Installed capacity [MW]	< 100	100-300	> 300
	Score	5	10	15
3	The existance of the lower reservoir	No	Yes	
	Score	0	20	
4	Distance for water suply source for first filling [km]	> 5	< 5	
	Score	5	10	
5	Slope mountainside for the upper reservoir	> 45	30-45	< 30
	Score	5	10	15
6	Distance power distribution network [km]	> 50	20-50	< 20
	Score	5	10	15
7	Access road [km]	> 50	20-50	< 20
	Score	5	10	15
8	Geological conditions for diversion	strongly altered rocks	altered rocks	healthy rocks
	Score	5	10	15
9	Protected areas	Yes	Partial	No
	Score	0	10	15

Tabla 1. Criterios de evaluación utilizados en Rumania. F. POPA et al., 2016.

Como puede observarse los criterios seleccionados en Rumania eran similares a los de Turquía, añadiendo en este caso criterios que requieren un análisis más detallado como son la potencia instalada. Además, tiene en cuenta la existencia de embalse inferior, distancias a fuentes de agua para el primer llenado y accesos rodados.

Como puede verse en la Tabla 2, los resultados que ofrece el sistema de puntuación son muy similares a los que ofrece un análisis beneficio/coste.

Table 2. Score applied for six already analyzed PSPs and comparison with classical CBA

No.	Criteria	IF	R	DP	DB	IM	APP
1	Head/Length	10	10	5	10	15	15
2	Power [MW]	15	15	15	10	15	10
3	Lower reservoir	20	20	5	20	20	20
4	Slope	5	15	15	5	10	5
5	Distance [km]	10	10	15	10	5	15
6	Road [km]	5	10	10	5	10	10
7	Geological	15	5	5	15	5	5
8	Protected areas	15	15	15	15	15	10
	Total	95	100	85	90	95	90
	Total / 100	0.95	1	0.85	0.90	0.95	0.90
	B/C	0.83	0.93	0.71	0.81	0.92	0.77

Tabla 2. Comparación de resultados entre beneficio/coste y el método de calificación en distintas centrales. F. POPA et al., 2016.

En el caso del análisis realizado en Irlanda, la búsqueda se centró en criterios geométricos, es decir, se buscaban lugares en los que se podía disponer de planicies separadas entre sí una distancia y altura determinada. Para ello, utilizaron un modelo que permitía calcular los movimientos de tierra a realizar para conseguir una superficie óptima. Tras esto, determinaron distintas posibilidades de caudales y alturas de depósitos superiores. Por último, fijaron áreas en las que se podía o no realizar una central de este tipo, diferenciando entre áreas estratégicas, aceptables, abiertas a consideración y prohibidas.

En lo que a Sudáfrica se refiere, anticipándose al incremento de demandas picos, construyeron las centrales reversibles de Ingula y Lima. Para la elección de los lugares de instalación se siguieron los siguientes criterios, en este caso sin utilizar ningún tipo de puntuación:

- **Capacidad de almacenamiento.** Teniendo en cuenta los picos de demanda de la red, dimensionaron los depósitos a fin de obtener un factor mínimo de utilización de la central de un 20% mas 4 horas de emergencia, es decir, aproximadamente 38 horas por semana. Además, debía de almacenar al menos 1000MW de energía.
- **Distancia entre demanda y generación.** Con el fin de evitar un coste excesivo en la integración a la red eléctrica y de disminuir las pérdidas de transmisión, era importante que el centro generador se ubicara cerca de las redes de transmisión nacional.
- **Disponibilidad de agua.** A pesar de que las centrales de bombeo puro no consuman agua, salvo la parte que se evapore o filtre, es necesario que se pueda realizar el primer llenado en periodos no demasiado largos.
- **Altura disponible.** Cuanto mayor sea la altura disponible menor será el caudal necesario para generar la misma energía, por lo que el criterio adoptado en este caso fue un salto entre 400 y 700 metros.
- **Accesibilidad.** El lugar escogido debía de ser razonablemente accesible desde las infraestructuras y accesos existentes.
- **Coste.** Se tuvo en cuenta tanto el coste de construcción y transmisión como el de operación y mantenimiento de la central.
- **Uso polivalente de la instalación.** No solo tiene una ventaja económica, sino que también ambiental, especialmente donde se construye una presa que puede ser compartida para distintos usos.

Como puede observarse, en todos los casos se encuentran ciertos criterios comunes que serán aplicados al presente estudio. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que los métodos indicados están diseñados para la búsqueda de lugares en todo un territorio, pudiendo estar desarrollado o sin desarrollar, habitado o deshabitado, etc. y no como en el presente estudio que se parte de las distintas consideraciones que se verán a continuación.

2.2. Metodología utilizada en el presente estudio.

En el presente estudio se realizará un proceso similar a los antes mencionados, pero con varias modificaciones debido a la tipología de bombeo y el emplazamiento del mismo. En primer lugar, la zona de estudio está delimitada a la provincia de Cantabria, y más exactamente a una determinada distancia de la costa. Esto se debe a que el embalse inferior será el mar, por lo que los lugares para la colocación del embalse superior y central no pueden alejarse de este. Por otro lado, a la hora de realizar la elección de los lugares, se evaluarán mediante un sistema de puntuación basado en criterios tanto técnicos como sociales, similar a los antes mencionados que más adelante se detallarán. Por último, se realizará una aproximación de la posible energía a obtener y se valorará económicamente su implantación.

Para la ponderación de los criterios se ha optado por realizar una encuesta al profesorado de la facultad de Ingeniería de Caminos, Canales y Puertos de la Universidad de Cantabria con el fin de obtener unas puntuaciones lo más objetivas posibles. En la encuesta realizada se han planteado los diferentes criterios que se expondrán en el presente documento dando la posibilidad de dar una puntuación de 0 a 10 según su importancia, siendo 10 lo más importante y 0 no importante.

A la hora de realizar el análisis de la costa cántabra, como punto de partida, se ha optado por determinar una distancia a la costa y una altitud mínima para después aplicar los diferentes criterios.

Tras realizar un análisis preliminar de la costa cántabra, donde se ha estudiado la orografía del terreno, se ha optado por exigir una altura mínima de 200 metros a una distancia de 3 kilómetros desde la línea de costa. De esta forma se limitará en cierta forma alturas excesivamente bajas y distancias elevadas que proporcionen lugares poco rentables económicamente. Con estas restricciones se han encontrado 9 posibles lugares con los que aplicar la metodología de puntuación descrita a continuación.

2.2.1. Criterios técnicos.

Para la elección de los posibles lugares de implantación, se han elegido los siguientes criterios técnicos:

- Relación Longitud/Altura entre embalses.
- Capacidad de almacenamiento del embalse superior.
- Características Geológicas de la zona.
- Conexiones a la red eléctrica de distribución
- Acceso rodado al lugar.

A continuación, se detallará el sistema evaluación de cada criterio, así como las consideraciones tenidas en cuenta para la elaboración del modelo.

Relación Longitud/altura entre embalses (L/H).

La distancia entre el mar y la posición del embalse superior es uno de los parámetros más significativos de estas centrales, el cual ayuda a ver los rendimientos que tendrá la central. Si se dispone de una longitud muy grande entre embalses, las pérdidas hidráulicas serán mayores, al igual que el precio de la central, ya que su coste de construcción aumentará. De esta forma, es posible que, a pesar de disponer grandes diferencias de altitud entre embalses, no sea rentable disponer una central en ese lugar. En este caso, el embalse inferior será el mar, por lo que se buscará un lugar elevado que se encuentre cerca de éste y a la mayor altitud posible.

En el presente estudio, a este parámetro se le dará un peso de 15 puntos según en el intervalo en el que se encuentre el lugar escogido. Para obtener este intervalo, se ha estudiado la relación L/H de diversas centrales a lo largo de todo el mundo, como puede verse en la Tabla 3.

País	Central	Proyecto	Tipo	L/H
Japon	Okinawa Yambaru	Construida	Bombeo puro	2.11
España	La muela II	Construida	Bombeo puro	1.58
España	Tanes	Construida	Bombeo mixto	10.68
Cabo verde	Monte Goa A	Estudio	Bombeo puro	4.28
Cabo verde	Monte Goa B	Estudio	Bombeo puro	4.38
Canada	McDonald	Estudio	Bombeo puro	3.06
Canada	Downie	Estudio	Bombeo puro	4.24
Canada	Heather-Kissnger	Estudio	Bombeo mixto	6.64
EEUU	Bath Conty	Construida	Bombeo puro	8.00
EEUU	Helms	Construida	Bombeo puro	12.49
EEUU	Jocassee	Construida	Bombeo mixto	5.45
Chile	Espejo de tarapaca	Proyecto	Bombeo puro	0.86
Francia	S ^t -Nicolas- Les Mazures	Construida	Bombeo puro	4.73
España	Aguayo	Construida	Bombeo puro	4.32

Tabla 3. Coeficiente L/H de diversas centrales.

Como puede observarse, se han tomado como referencia centrales construidas y proyectadas junto con los lugares de estudio para plantear una nueva. Como ratio habitual de estas centrales, el ratio L/H se encuentra sobre 4 - 5. Estudiando las metodologías planteadas en el apartado anterior, se consideraba como una puntuación óptima de 2 en el caso de Turquía y 5 en el de Rumania. En este caso, se ha optado por dar la puntuación máxima a aquellos lugares que dispongan de un ratio igual o inferior a 5.

Asimismo, se puede observar que no es habitual que estas centrales dispongan de un ratio superior a 8. Este valor máximo se presenta también en el resto de estudios, limitando de esta manera aquellas centrales que se alejen mucho del ratio habitual. Por este motivo, los lugares de mayor ratio a este no serán objeto de puntuación

Por último, se ha optado de aplicar una puntuación intermedia a aquellos lugares que se encuentren en una situación intermedia, que en este caso es entre 5 y 8.

Capacidad de almacenamiento del depósito superior.

A la hora de proyectar una central de bombeo, un factor fundamental es la potencia que esta tendrá y, directamente relacionado con ella, la capacidad de almacenamiento del depósito superior. Este será el que garantice las horas de operatividad y el tiempo de ciclo de carga – descarga, la rentabilidad que se podrá obtener y las opciones de cambio de régimen en el caso de cambios en la demanda.

Debido a la dificultad de evaluar en una primera aproximación el volumen útil de cada lugar de estudio, se ha optado por definir una altura de embalse para todos los lugares tomando como ejemplo las centrales de bombeo existentes.

Por este motivo, en la Tabla 4 se puede observar la altura y volumen de algunas de las centrales de bombeo existentes actualmente a lo largo del mundo.

País	Central	Proyecto	Altura (m)	Volumen (Hm ³)
España	Aguayo	Construida	30	10
Francia	St-Nicolas- Les Mazures	Construida	9-18	6.9
España	Cortes-La Muela	Construida	30	20
Japón	Okinawa	Construida	20	0.42
Cabo Verde	Monte Goa B	Estudio	12	0.194
Chile	Espejo de Tarapacá	Estudio	14	53

Tabla 4. Principales características de los depósitos de diversas centrales de bombeo.

A la vista de estos datos, se ha optado por considerar una altura máxima del depósito superior de 20 metros, valor inferior a las centrales de Aguayo y Cortes-la Muela pero que se considera adecuado para obtener unas potencias suficientes de funcionamiento, evitando una construcción de diques excesivamente altos que cree un gran impacto ambiental y asimismo evitando perder una altura excesiva se agua debido a la excavación del terreno.

De esta forma, se ha establecido, a la hora de ponderar los lugares, que todas las balsas tendrán 20 metros de altura, pudiendo calcular de esta forma el volumen disponible. A este respecto, y viendo las capacidades de centrales similares, se ha optado por dar la puntuación máxima a aquellos lugares que puedan almacenar más de 9 hectómetros cúbicos y 0 a aquellos que dispongan de una capacidad inferior a 3 hectómetros cúbicos. A los lugares que se encuentren en un rango de 3 a 9 hectómetros cúbicos se les asignará una puntuación intermedia.

Características geológicas.

Las características geológicas del lugar donde se instale el depósito superior son de vital importancia no solo por ser el soporte de la balsa, sino porque en caso de fallo en la misma pueden producirse filtraciones que causen contaminación del medio. Para ello se ha optado por evaluar tres criterios: existencia de singularidades geológicas como fallas, existencia de acuíferos y la permeabilidad del suelo.

Actualmente, la actividad tectónica de Cantabria está ligada a la reactivación de fallas antiguas y/o a la actividad holocénica (*Díaz de Terán*), debido a que Cantabria se localiza dentro de la Placa Ibérica, limitada al norte por un borde de tipo compresivo, que, según algunos autores, se

trata de una zona de subducción a lo largo de la cual el suelo oceánico del Golfo de Vizcaya se introduce por debajo de la corteza continental de dicha placa que, junto con el empuje desde África, justificaría los siguientes procesos:

- Existencia de cierta actividad sísmica de magnitud inferior a 6 (peligrosidad sísmica intermedia en el contexto peninsular) con epicentros localizados a lo largo de la traza de fallas como la de Cabuérniga y de Selaya-Arredondo, así como a ciertos cuerpos diapíricos en Santoña.
- Depósitos fluviales de terrazas cuaternarias fallados (terrazas de Requejada), que indica la persistencia de la actividad tectónica reciente a lo largo del Cuaternario.

Por otro lado, las principales estructuras geológicas en Cantabria son las siguientes:

- **Franja Cabalgante del Escudo de Cabuérniga.** Se trata de un anticlinal con su flanco sur fallado, vergente (volcado) al sur y que pone en contacto materiales paleozoicos y sobre todo triásicos (areniscas del Buntsandstein) con materiales más modernos (Cretácico-Wealdense), por medio de una falla inversa. La fractura está alineada en sentido O-E y se mantiene hacia el este a través de la falla de Arredondo. La presencia de la falla es responsable de la existencia de los manantiales termales de La Hermida, Puente Viesgo, Liérganes y Caldas de Besaya.
- **Sinclinorio del Nansa.** Se trata de una amplia estructura formada por las series triásicas, jurásicas y wealdenses.
- **Horsts de las Hoces de Bárcena.** Son dos grandes bloques levantados (horsts) constituidos por areniscas triásicas.
- **Diapiros.** Estructuras halocinéticas presentes sobre todo en la franja litoral, resultantes del ascenso de grandes masas de arcillas del Keuper, muy plásticas y poco densas que debido a estas características físicas cuando se ven sometidas a presión confinante alta pueden llegar a perforar los sedimentos suprayacentes, ascendiendo hasta la superficie.

A efectos del presente estudio, se valorará negativamente la ubicación de singularidades geológicas como fallas y fracturas que se ubiquen en las proximidades de la balsa, puntuando con 0 puntos su existencia y la puntuación máxima relativa a este criterio si no se encuentra ningún tipo de estas estructuras.

En lo que respecta a acuíferos, es importante tener en cuenta su ubicación y valorar negativamente la existencia de uno bajo la balsa. Los problemas derivados de contaminación de acuíferos pueden tener una importancia crucial en el caso de fallo de la impermeabilización, especialmente si son utilizados para el abastecimiento humano.

Para este análisis, se ha realizado un breve resumen de los sistemas de acuíferos disponibles en la costa cántabra (*Navarro Alvargonzález, A. et al., 1993*). En Cantabria podemos encontrar 3 sistemas, de los cuales dos de ellos se encuentran en la costa; el sistema 4, Santander-Santillana y San Vicente de la Barquera y el sistema 6, zona oriental de Santander (véase Figura 12).

El sistema 4, situado en la zona centro occidental de Cantabria, es una franja costera de 689 km², desarrollada entre Solares y Unquera. Limita al Norte con el mar Cantábrico; al Sur, con la denominada “Franja cabalgante del Escudo de Cabuérniga”, impermeable y, al Este y Oeste, con materiales impermeables triásicos y paleozoicos. Se compone a su vez de cuatro unidades.

Por otro lado, el sistema 6 está situado al Este de Cantabria, en una superficie de 1 138 km². Limita al Norte con el mar Cantábrico, al Sur y Este, con materiales impermeables cretácicos y, al Oeste, con la Unidad Diapírica (impermeable) de Santander. El sistema, en el que se distinguen las subunidades de Alisas-Ramales y de Ajo, se recarga por infiltración de agua de lluvia a través de los afloramientos calizos, por percolación desde algunos tramos de recubrimiento y por la filtración de aguas superficiales de los ríos que atraviesan el sistema a través de sumideros de sus cauces por los que, en ocasiones, desaparece la totalidad del agua circulante. La descarga se realiza a través de manantiales (La Cuvera; Fuente Valles; Fuente de la Punta, el Praduco, etc.), de ríos (Miera, Aguanaz, Asón, Gándara, etc.) y al mar.

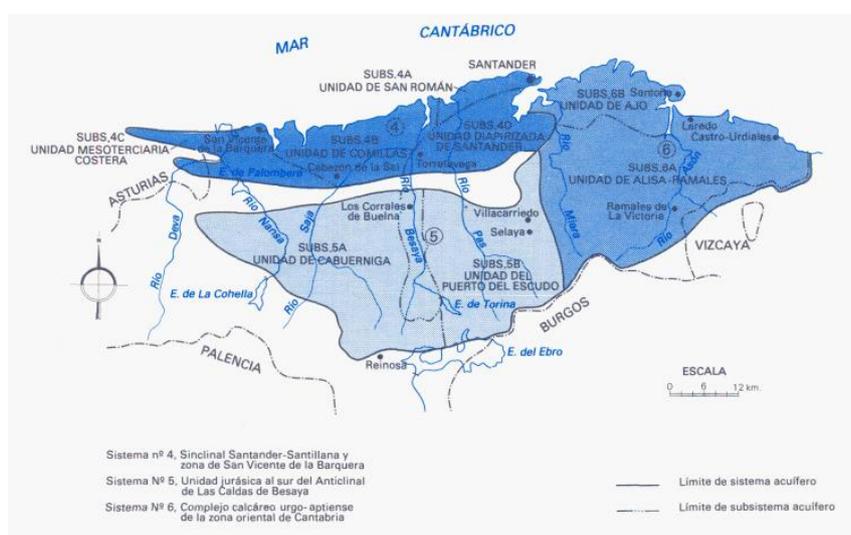


Figura 12. Sistemas acuíferos Cantabria. (Navarro Alvargonzález, A. et al., 1993).

Según el Plan General de Abastecimiento y Saneamiento de Cantabria, las captaciones subterráneas destinadas a abastecimiento operativas en la comunidad son las indicadas en la Tabla 5.

Localización captación	Aportaciones subterráneas máximas	
	l/s	m3/día
Mioño	25	2.160
Sámano	25	2.160
Agüera	20	1.728
Pas- La Molina	450	38.880
Río Escudo (*)	20	1.728
Esles (Arroyo Parayas)	10	864
Nansa	20	1.728
Deva	300	25.920

(*) Incluye Plan Alfóz

Tabla 5. Características de los recursos subterráneos. PGSA de Cantabria, 2015

Teniendo en cuenta los recursos subterráneos existentes, se ha optado por diferenciar los que se encuentran operativos para el abastecimiento y los que no. Por este motivo, si la localización del embalse superior se sitúa sobre dichos acuíferos, se le otorgará una puntuación

de 0 puntos, debido a que existe un riesgo, aun siendo mínimo, de que este se contamine. Por otro lado, si no se encuentra ningún acuífero destinado a abastecimiento de la población, se le otorgará a ese lugar la puntuación máxima.

Por otro lado, las características de los suelos donde se apoye la balsa son de especial importancia en lo que a la permeabilidad se refiere. En el caso de que se filtre agua por fallo de la impermeabilización, la velocidad a la que esta se infiltre puede ser crucial para la contaminación y la aplicación de medidas preventivas.

En este aspecto se ha optado por asignar la puntuación máxima a aquellos lugares cuya permeabilidad sea baja o media y de 0 puntos a los lugares en los que su permeabilidad sea alta.

Conexiones a la red.

Otro factor de vital importancia en cualquier central de generación eléctrica es la conexión a la red, que dependiendo de la ubicación puede suponer un gran coste, sobre todo en la orografía cántabra. En la Figura 13 puede verse la red eléctrica de la costa para las diferentes tensiones, pudiendo ver que prácticamente toda la costa dispone de líneas de electrificación de todas las tensiones.



Figura 13. Red eléctrica en la costa cántabra. Red Eléctrica Española.

Se ha optado por asignar la máxima puntuación si existe una conexión de alta tensión a una distancia inferior a 10 kilómetros y 0 puntos si la distancia es superior.

Acceso rodado al lugar

Por último, se ha optado por valorar positivamente la existencia de caminos rodados al lugar donde se ubique el deposito superior y la toma que faciliten el acceso y reduzcan los costes de construcción. Por ello, se le asignará la puntuación máxima a los lugares donde haya facilidad de acceso y 0 a los que no.

2.2.2. Criterios sociales.

En cuanto a los criterios sociales, se ha estudiado el impacto ambiental y social que pueda generar el embalse superior y la toma inferior, así como la peligrosidad del lugar en lo que a riesgo de accidentes se refiere.

Impacto Ambiental

Es necesario prestar especial atención a los lugares donde se instale la balsa superior y la toma de agua, ya que son los lugares que interactúan directamente con el medio. Por este motivo, se deberá intentar evitar la colocación de las instalaciones dentro de lugares protegidos o en las inmediaciones.

Para obtener un catálogo de los lugares protegidos en Cantabria, se ha recurrido al Instituto Cántabro de Estadística (ICANE) donde aparece una recopilación de los lugares naturales protegido, los cuales pueden verse en la Tabla 6 y en la Figura 14.

Figura	Espacio	
Espacios Naturales Protegidos	<ul style="list-style-type: none"> • Parque Nacional de Picos de Europa • Parque Natural de los Collados del Asón • Parque Natural de las Dunas de Liencres • Parque Natural de las Marismas de Santoña, Victoria y Joyel 	<ul style="list-style-type: none"> • Parque Natural del Mazizo de Peña Cabarga • Parque Natural de Oyambre • Parque Natural Saja - Besaya • Monumento natural de las secuoyas del Monte Cabezón
Lugares de Interés Comunitario (LIC)	<ul style="list-style-type: none"> • Liébana • Montaña Oriental • Rías Occidentales y Duna de Oyambre • Dunas de Liencres y Estuario del Pas • Dunas del Puntal y Estuario del Miera • Costa Central y Ría de Ajo • Marismas de Santoña, Victoria y Joyel • Río Deva • Río Nansa 	<ul style="list-style-type: none"> • Río Pas • Río Asón • Río Agüera • Río y Embalse del Ebro • Río Camesa • Río Miera • Sierra del Escudo • Cueva Rogería • Cueva del Rejo • Río Saja • Valles Altos del Nansa y Saja y Alto Campoo • Sierra del Escudo de Cabuérniga
Zonas de Especial Protección para Aves (ZEPA)	<ul style="list-style-type: none"> • Marismas de Santoña y Noja • Liébana • Desfiladero de la Hermida • Sierra de Peña Sagra 	<ul style="list-style-type: none"> • Sierra de Hajar • Sierra del cordel y cabeceras del nansa y del saja • Embalse del Ebro • Hoces del Ebro
Oso Pardo	<ul style="list-style-type: none"> • Ámbito de aplicación del plan de recuperación del oso pardo en Cantabria 	

Tabla 6. Espacios naturales protegidos de Cantabria. ICANE.

Los espacios naturales protegidos son aquellos que, de acuerdo a sus valores naturales sobresalientes, están específicamente dedicadas a la conservación de la naturaleza. Por otra

parte, los lugares de importancia comunitaria son zonas de interés por su potencial contribución a restaurar el hábitat natural, incluyendo los ecosistemas y la biodiversidad de fauna y flora. Por último, se encuentran las zonas de protección para aves, que son aquellas de singular importancia para la conservación de la avifauna amenazada con la extinción y el área de protección del oso pardo.

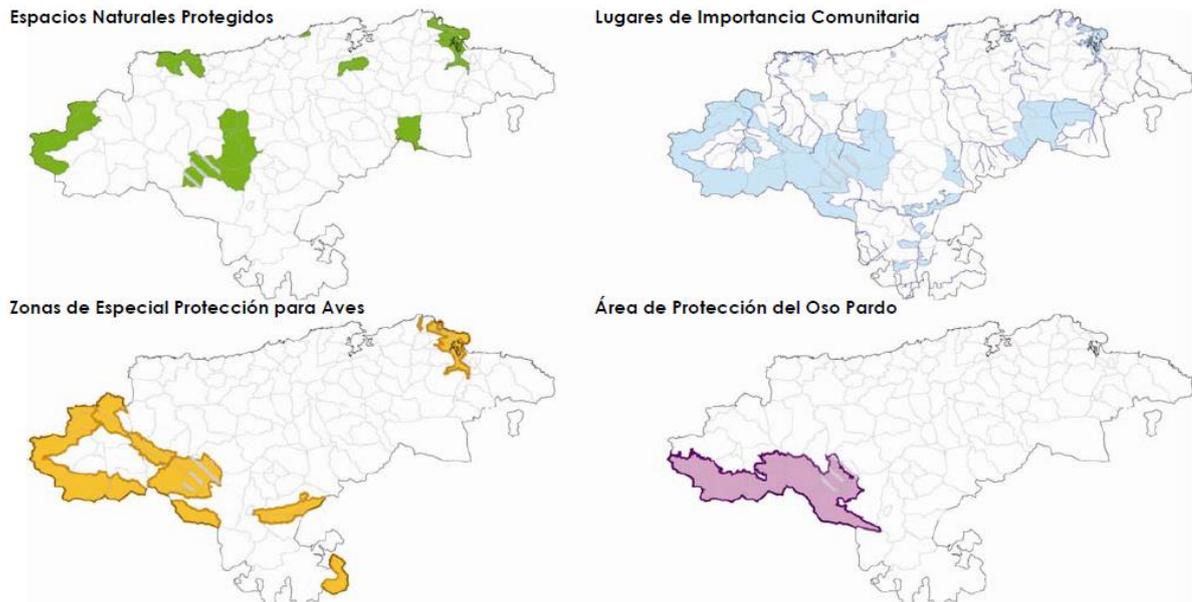


Figura 14. Espacios naturales protegidos de Cantabria. ICANE.

Con todo esto, se ha establecido la puntuación mostrada en el apartado siguiente, teniendo en cuenta no solo si las instalaciones se encuentran dentro de un espacio natural, sino que también si un fallo de la misma afecta a una.

Asimismo, cabe mencionar que estos lugares que obtengan 0 puntos serán descartados directamente, de acuerdo a las observaciones recibidas de las encuestas realizadas. Este descarte se realizará en las conclusiones del presente documento.

Impacto Social

Otro factor a tener en cuenta a la hora de localizar la central, será la repercusión socioeconómica que pueda producir en las actividades que se desarrollen en el entorno. Actualmente la mayor parte de la población residente en Cantabria se encuentra en las áreas circundantes de la costa, Santander y Torrelavega. Además, en cuanto al sector servicios se refiere, este supone una gran parte del PIB, el 63,1% según la cámara de Cantabria en el año 2015. Por este motivo, cualquier obra que se realice alrededor de la costa puede resultar perjudicial para este.

Asimismo, se considera perjudicial la disposición del depósito superior en un área donde se encuentren actualmente un número superior a 3 viviendas, por el efecto negativo que esta implantación pueda ocasionar en las poblaciones colindantes.

Por este motivo, se ha optado por asignar con 0 puntos a los posibles lugares de implantación que afecten a lugares de interés turístico o en los que se deba de situar la toma de agua inferior

cerca de playas o áreas recreativas. Asimismo, recibirán 0 puntos aquellos lugares en los que se afecte a un número superior a 3 viviendas. En el caso de que no exista afección se le otorgará la puntuación máxima.

Peligrosidad

Por último, se encuentra el criterio relativo a la seguridad de la balsa y a los daños que esta pueda ocasionar. Para esta evaluación, es necesario seguir el reglamento técnico sobre seguridad de presas y embalses, ya que actualmente no se dispone de ningún reglamento especializado en balsas, salvo la guía técnica para la elaboración de planes de emergencia para balsas del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente que es simplemente una orientación sobre el plan de emergencia a redactar.

Para la evaluación de este criterio, al no conocer exactamente las dimensiones del embalse superior, se ha optado por una clasificación en función del riesgo potencial por rotura del depósito, en la que se encuentran tres categorías:

- **Categoría A:** Presas cuya rotura o funcionamiento incorrecto pueden afectar gravemente a núcleos urbanos o a servicios esenciales, o producir daños materiales o medioambientales muy importantes.
- **Categoría B:** Presas cuya rotura o funcionamiento incorrecto puede ocasionar daños materiales o medioambientales importantes o afectar a un número reducido de viviendas.
- **Categoría C:** Presas cuya rotura o funcionamiento incorrecto puede producir daños materiales de moderada importancia y sólo incidentalmente pérdidas de vidas humanas. En todo caso, a esta categoría pertenecerán todas las presas no incluidas en las categorías A o B.

Para una correcta evaluación de estos riesgos se ha realizado un análisis de peligrosidad mediante el estudio de la dirección de la escorrentía de agua desde distintos puntos del depósito obtenida mediante un análisis con el programa ArcGIS. De esta forma se han analizado los núcleos urbanos existente en las vaguadas situadas a ambos lados del lugar propuesto para la instalación del depósito superior estudiando la posible dirección del agua en caso de rotura.

Todos los casos a analizar se sitúan en las categorías A o B, ya que cualquier fallo en la balsa creará una escorrentía de agua salada que originará un daño medioambiental importante. De esta forma, en el caso de la categoría A, se le asignará una puntuación de 0 puntos y en el caso de situarse en la categoría B se asignará la puntuación máxima.

2.2.3. Asignación de puntuaciones.

Como se ha mencionado anteriormente, se ha realizado una encuesta al profesorado de la facultad de Ingeniería de Caminos, Canales y Puertos de la Universidad de Cantabria. Los resultados de esta encuesta son los que pueden verse en la Tabla 7, donde se muestra la puntuación media obtenida por cada criterio expuesto.

	Puntuación Media
L/H	7.73
Potencia	8.10
Geología	7.82
Red eléctrica	5.45
Acceso rodado	4.91
Lugares protegidos	9.64
Afección social	8.91
Afecciones rotura	9.73
Subgrupo geología	
Fallas	8.73
Acuíferos	8.27
Permeabilidad	8.27

Tabla 7. Resultados de las encuestas.

Se ha podido observar que en todas las encuestas recibidas, los criterios a los que más importancia se les ha dado ha sido a los que se les denominará criterios sociales, como la ubicación de lugares protegidos, afecciones sociales y afecciones producida por la rotura del depósito superior. Por este motivo se ha optado por darles a estos criterios la mayor puntuación, incluso, en el caso de la ubicación de lugares protegidos, descartándolos.

De acuerdo a estos criterios, se ha asignado una puntuación de 0 puntos a aquellos lugares que se encuentren en zonas protegidas, que tengan afección social o que puedan ocasionar daños graves y 20 a los que no. De esta forma se podrá diferenciar claramente los lugares que disponen de alguna de estas afecciones penalizándolos notablemente respecto al resto.

En cuanto a los criterios técnicos, se ha recibido una respuesta relacionada con el criterio de potencia instalada. Este criterio se ha planteado por la autonomía que la central pudiera tener, si bien es cierto que no es un criterio externo. Por este motivo, en la evaluación se ha optado por modificar dicho criterio por la capacidad de almacenamiento, ya que de esta forma se podrá evaluar sin necesidad de entrar en ningún tipo de cálculo. Asimismo, se entiende que la potencia está directamente relacionada con el volumen de almacenamiento, por lo que los resultados obtenidos por este criterio se considerarán para la capacidad de almacenamiento.

De igual manera, se ha podido observar que los criterios relativos a la distancia de conexión a la red y acceso rodado no han tenido puntuaciones altas comparadas con el resto. Por este motivo, se ha optado por asignar una puntuación de 5 puntos a cada criterio.

Por último, en lo que respecta al coeficiente L/H, la capacidad de almacenamiento y las características geológicas de la zona del depósito superior, se ha visto que a los tres criterios se

les ha asignado una puntuación similar, tal y como puede observarse en las puntuaciones medias. Por este motivo, se ha optado por darles una puntuación de 15 puntos ya que, a la vista de los resultados, resultan mucho más importantes que los criterios de conexión a la red y acceso, pero menos que los criterios sociales. Para la clasificación de L/H y capacidad de almacenamiento se ha optado por asignar a los rangos intermedios una puntuación de 8 puntos, tal y como se recoge en la Tabla 8.

En lo que a las características geológicas se refiere, se consultó en la encuesta sobre tres criterios geológicos; existencia de fallas y fracturas, existencia de acuíferos bajo el depósito superior y la permeabilidad del terreno sobre el que se apoye. Estos criterios recibieron en todos los casos una puntuación similar. Por este motivo, se ha optado por dividir los 15 puntos asignados al criterio de características geológicas en los tres subgrupos mencionados asignando 5 puntos a cada uno de ellos.

Como resumen de los criterios antes mencionados se muestra la Tabla 8, donde puede verse las distintas puntuaciones que se asignara a cada criterio.

Criterio		Puntuación		
		L/H<5	5<L/H<8	8<L/H<15
Relación Longitud/altura		L/H<5	5<L/H<8	8<L/H<15
		15	8	0
Capacidad de almacenamiento		V > 9 Hm ³	3 Hm ³ < V < 9 Hm ³	V < 3 Hm ³
		15	8	0
Características geológicas.	Fallas y fracturas	Si	No	
		0	5	
	Acuíferos	Si	No	
		0	5	
	Permeabilidad	Si	No	
		0	5	
Conexión a la red		Red > 10Km	Red < 10 Km	
		0	5	
Acceso rodado		No	Si	
		0	5	
Impacto ambiental		No hay afección ninguna.	Dentro de un lugar protegido o que cuyo fallo puede afectar a un área protegida.	
		20	0	
Impacto social		Si	No	
		20	0	
Peligrosidad		Categoría A	Categoría B	
		20	0	

Tabla 8. Resumen de criterios analizados.

Como puede observarse se les ha asignado una importancia especial a los criterios sociales, por lo que serán estos los que limiten la asignación de los lugares, tal y como se ha desprendido de las encuestas realizadas.

A continuación, se procede a la evaluación de cada uno de los lugares encontrados según el sistema de puntuación establecido.

3. Evaluación y elección de los lugares.

A continuación, se analizarán los lugares más apropiados de la costa cántabra para la instalación de la central siguiendo la metodología planteada anteriormente. El objetivo de este apartado será no solo encontrar y puntuar los lugares más apropiados, si no que se obtendrá en cada lugar el salto bruto disponible, volúmenes de excavaciones, longitud y volumen de las conducciones y de las centrales subterráneas (cavernas) para así poder realizar el análisis económico.

Las consideraciones generales que se utilizarán para cada lugar serán las siguientes:

- La presa que delimitará el depósito superior se dispondrá con la sección presentada en la Figura 15 por motivos de estabilidad al ser esta una presa de materiales de escollera obtenidos de la propia obra.

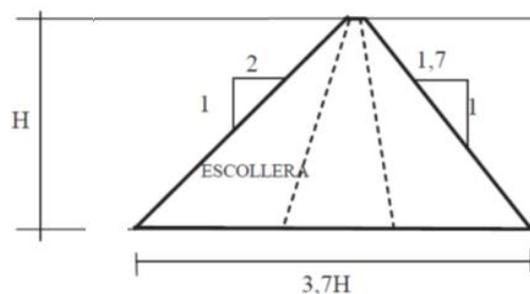


Figura 15. Sección tipo de presa de materiales sueltos.

- Las longitudes de las tuberías se calcularán suponiendo un posible trazado de las conducciones con el fin de obtener una contrapresión en la zona de la central subterránea con la mínima longitud posible.
- El volumen estimado a excavar en todos los casos se ha obtenido mediante el programa informático ArcGIS partiendo de la cota que permita realizar un balance de volúmenes entre excavación y terraplén en la presa.
- El volumen útil que se dispondrá para los cálculos hidráulicos se calculará teniendo en cuenta que los depósitos mostrados marcan el pie exterior de la presa. De esta forma, se ajustará el volumen teniendo en cuenta dicha presa.
- No se ha considerado la longitud del dique a colocar en la toma en el mar.
- El estudio de peligrosidad se ha realizado con base en la dirección del flujo del agua desde distintos puntos del depósito obtenida mediante un análisis con el programa Arcgis.
- Las dimensiones de la central subterránea se calcularán siguiendo una regresión estadística de los datos obtenidos de centrales existentes comparadas con su potencia instalada. Dicho cálculo se realizará en el análisis económico una vez obtenidos los regímenes de funcionamiento de la central.

- Todos los posibles lugares se han diseñado con el esquema representado en la Figura 16. Es posible que pudiera haber lugares con distintas disposiciones, pero se ha optado la misma disposición a fin de poder comparar las distintas soluciones.

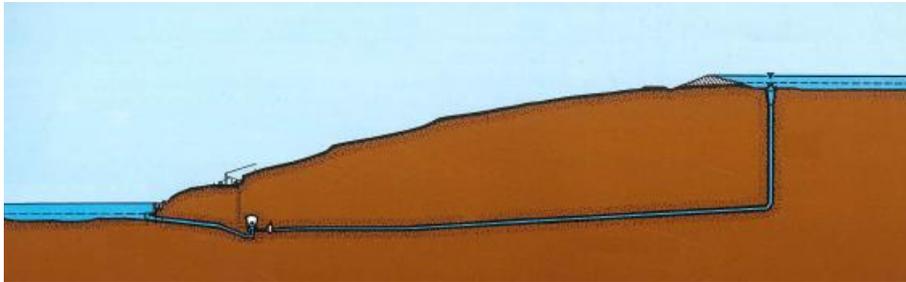


Figura 16. Esquema tipo de central subterránea. St. Nicolas-Les Mazures.

A continuación, se realiza el análisis de los nueve posibles lugares encontrados partiendo de los siguientes criterios:

- Elevación mínima de los lugares: 200 metros.
- Distancia máxima a la costa: 3000 metros.
- Pendiente media de la superficie para considerar un área aceptable: 15 %.

Los lugares seleccionados han sido los siguientes:

- **Depósito 1. Pechón.** Se sitúa junto al límite de la comunidad autónoma de Asturias, sobre la población de Pechón, en el municipio de Val de San Vicente.
- **Depósito 2. Ubiarco.** Se sitúa en la población de Ubiarco, en el municipio de Santillana del Mar.
- **Depósito 3. Yuso.** Este depósito se sitúa cerca del depósito anterior, junto a la población de Yuso.
- **Depósito 4. Santoña.** Se encuentra en el municipio de Santoña, en el monte Buciero.
- **Depósito 5. Laredo.** Este depósito se encuentra situado entre el municipio de Laredo y la población de Villanueva (término municipal de Liendo).
- **Depósito 6. Oriñón.** Se ubica en la población de Sonabia, sobre la playa de Oriñón.
- **Depósito 7. Islares.** Este depósito se encuentra situado en Islares, próximo a la playa y población de Oriñón.
- **Depósito 8. Castro.** Se ubica en el término municipal de Castro Urdiales, en una antigua mina.
- **Depósito 9. Baltezana.** Se sitúa junto al límite de la Comunidad Autónoma del País Vasco, próximo a la localidad de Baltezana, en el municipio de Castro Urdiales. Se ha ajustado la ubicación de este posible lugar a fin de mantenerlo dentro de los límites administrativos de la Comunidad de Cantabria.

Deposito	1	Ubicación	Pechón	Latitud	43°22'56.61"N	Longitud	4°29'47.53"W
-----------------	----------	------------------	---------------	----------------	----------------------	-----------------	---------------------



Criterio	Descripción	Puntuación
L/H	Longitud: 1300 metros, altura: 215 metros. L/H = 6	8
Capacidad de almacenamiento	El volumen del depósito superior es de 9,57 Hm ³	15
Geología		
Permeabilidad	Permeabilidad media alta por porosidad granular	0
Fallas y fracturas	No	5
Acuíferos	No	5
Conexión a la red	Red eléctrica de 400 kV se encuentra a 10,4 kilómetros	0
Acceso rodado	Si	5
Impacto ambiental	La toma en la mar planteada se sitúa sobre el área de interés comunitario de las Rías occidentales y Duna de Oyambre	0
Impacto social	Existe una nave destinada a ganadería. No existen áreas de interés turístico	20
Peligrosidad	Afección sobre las poblaciones de Pechón y Pesúes y al lugar de interés comunitario. Categoría A.	0

Características del depósito planteado	
Longitud de dique	4282 m
Longitud de conducciones	1300 m
Altura del depósito	20 m
Superficie total depósito	709655 m ²
Área útil	392790 m ²
Volumen útil del depósito	9,57 Hm ³
Volumen a disponer en presa	3,17 Hm ³
Volumen a excavar	4,09 Hm ³

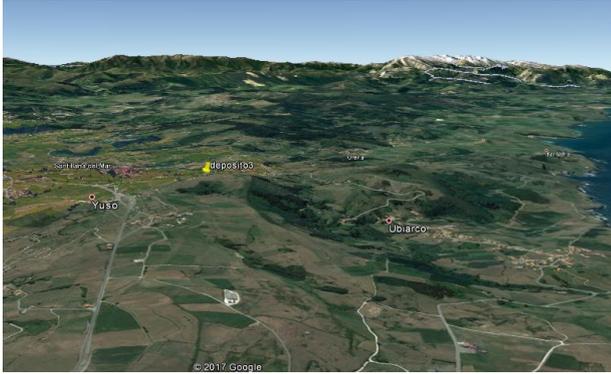
Deposito	2	Ubicación	Ubiarco	Latitud	43°24'20.46"N	Longitud	4° 6'34.18"W
-----------------	----------	------------------	----------------	----------------	----------------------	-----------------	---------------------



Criterio	Descripción	Puntuación
L/H	Longitud: 1500 metros, altura: 210 metros. L/H = 7,1	8
Capacidad de almacenamiento	El volumen del depósito superior es de 1,23 Hm ³	0
Geología		
Permeabilidad	Permeabilidad alta debida a karstificación	0
Fallas y fracturas	No	5
Acuíferos	No	5
Conexión a la red	Red eléctrica de 400 kV se encuentra a 10 kilómetros	5
Acceso rodado	Si	5
Impacto ambiental	No	20
Impacto social	No	20
Peligrosidad	Categoría B.	20

Características del depósito planteado	
Longitud de dique	1673 m
Longitud de conducciones	1500 m
Altura del depósito	20 m
Superficie total depósito	151700 m ²
Área útil	27945 m ²
Volumen útil del depósito	1,23 Hm ³
Volumen a disponer en presa	1,23 Hm ³
Volumen a excavar	1,10 Hm ³

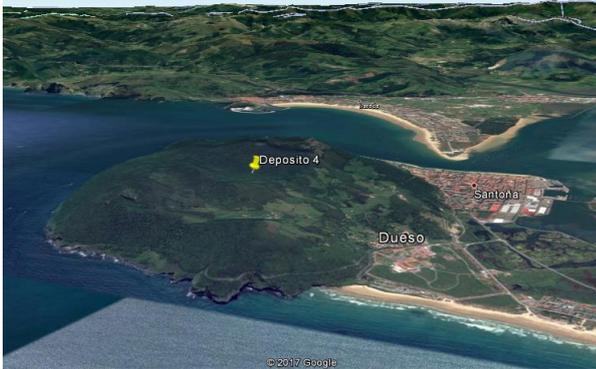
Deposito	3	Ubicación	Yuso	Latitud	43°24'10.82"N	Longitud	4° 5'53.97"W
-----------------	----------	------------------	-------------	----------------	----------------------	-----------------	---------------------



Criterio	Descripción	Puntuación
L/H	Longitud: 2500 metros, altura: 235 metros. L/H = 10,6	0
Capacidad de almacenamiento	El volumen del depósito superior es de 2,43 Hm ³	0
Geología		
Permeabilidad	Permeabilidad alta – media debido a karstificación	0
Fallas y fracturas	No	5
Acuíferos	No	5
Conexión a la red	Red eléctrica de 400 kV se encuentra a 8 kilómetros	5
Acceso rodado	Si	5
Impacto ambiental	No	20
Impacto social	Si	0
Peligrosidad	Afección sobre las poblaciones de Yuso y Ubiarco. Categoría A.	0

Características del depósito planteado	
Longitud de dique	2217 m
Longitud de conducciones	2500 m
Altura del depósito	20 m
Superficie total depósito	241344 m ²
Área útil	77293 m ²
Volumen útil del depósito	2,43 Hm ³
Volumen a disponer en presa	1,64 Hm ³
Volumen a excavar	2,65 Hm ³

Deposito	4	Ubicación	Santoña	Latitud	43°27'6.72"N	Longitud	3°26'24.31"W
-----------------	----------	------------------	----------------	----------------	---------------------	-----------------	---------------------



Criterio	Descripción	Puntuación
L/H	Longitud: 750 metros, altura: 240 metros. L/H = 3,1	15
Capacidad de almacenamiento	El volumen del depósito superior es de 6,9 Hm ³	8
Geología		
Permeabilidad	Calizas micríticas impermeables.	5
Fallas y fracturas	Posibilidad de cierta actividad sísmica en cuanto a los cuerpos diapíricos (<i>Díaz de Terán</i>)	0
Acuíferos	No	5
Conexión a la red	Red eléctrica de 400 kV se encuentra a 14,4 kilómetros	0
Acceso rodado	No	0
Impacto ambiental	Depósito dentro del parque natural de las marismas de Santoña, Victoria y Joyel.	0
Impacto social	Al municipio de Santoña y el monte Buceiro.	0
Peligrosidad	Afección sobre la población de Santoña y el parque natural. Categoría A.	0

Características del depósito planteado	
Longitud de dique	2290 m
Longitud de conducciones	750 m
Altura del depósito	20 m
Superficie total depósito	506005 m ²
Área útil	285000 m ²
Volumen útil del depósito	6,9 Hm ³
Volumen a disponer en presa	2,2 Hm ³
Volumen a excavar	5,7 Hm ³

Deposito	5	Ubicación	Laredo	Latitud	43°24'21.83"N	Longitud	3°23'33.21"W
-----------------	----------	------------------	---------------	----------------	----------------------	-----------------	---------------------



Criterio	Descripción	Puntuación
L/H	Longitud: 650 metros, altura: 230 metros. L/H = 2,8	15
Capacidad de almacenamiento	El volumen del depósito superior es de 6,4 Hm ³	8
Geología		
Permeabilidad	Zonas con permeabilidad alta o muy alta por karstificación y otras con permeabilidad de media a baja por porosidad intergranular.	0
Fallas y fracturas	No	5
Acuíferos	No	5
Conexión a la red	Red eléctrica de 400 kV se encuentra a 11,4 kilómetros	0
Acceso rodado	Si	5
Impacto ambiental	No	20
Impacto social	Solamente existe una nave ganadera y una vivienda.	20
Peligrosidad	Afección sobre las poblaciones de Laredo, Villanueva, Hazas y Mollaneda. Categoría A.	0

Características del depósito planteado	
Longitud de dique	3567 m
Longitud de conducciones	650 m
Altura del depósito	20 m
Superficie total depósito	511933 m ²
Área útil	247960 m ²
Volumen útil del depósito	6,4 Hm ³
Volumen a disponer en presa	2,6 Hm ³
Volumen a excavar	4,9 Hm ³

Deposito	6	Ubicación	Oriñón	Latitud	43°24'5.10"N	Longitud	3°20'40.31"W
-----------------	----------	------------------	---------------	----------------	---------------------	-----------------	---------------------



Criterio	Descripción	Puntuación
L/H	Longitud: 1300 metros, altura: 260 metros. L/H = 5	15
Capacidad de almacenamiento	El volumen del depósito superior es de 2,80 Hm ³	0
0Geología		
5Permeabilidad	Calizas bioclásticas con permeabilidad alta por fracturación y karstificación.	0
FaOllas y fracturas	Existe una falla que finaliza aproximadamente en el inicio del depósito propuesto	0
0Acuíferos	No	5
Conexión a la red	Red eléctrica de 400 kV se encuentra a 12 kilómetros	0
Acceso rodado	No	0
Impacto ambiental	El depósito planteado se sitúa sobre la playa de Oriñón, considerada como un lugar de interés comunitario.	0
Impacto social	No.	20
Peligrosidad	Categoría B.	20

Características del depósito planteado	
Longitud de dique	2345 m
Longitud de conducciones	1300 m
Altura del depósito	20 m
Superficie total depósito	269470 m ²
Área útil	95905 m ²
Volumen útil del depósito	2,8 Hm ³
Volumen a disponer en presa	1,7 Hm ³
Volumen a excavar	2,3 Hm ³

Deposito	7	Ubicación	Islares	Latitud	43°23'8.34"N	Longitud	3°17'7.62"W
-----------------	----------	------------------	----------------	----------------	---------------------	-----------------	--------------------



Criterio	Descripción	Puntuación
L/H	Longitud: 1800 metros, altura: 560 metros. L/H = 3,2	15
Capacidad de almacenamiento	El volumen del depósito superior es de 9,30 Hm ³	15
Geología		
Permeabilidad	Lutitas rojas y verdes con niveles de arenisca. Dispone de una baja permeabilidad por porosidad.	5
Fallas y fracturas	No	5
Acuíferos	No	5
Conexión a la red	Red eléctrica de 400 kV se encuentra a 12 kilómetros	0
Acceso rodado	No	0
Impacto ambiental	No	20
Impacto social	No	20
Peligrosidad	Afección sobre las poblaciones de Oriñón, Islares, Cerdigo y Allendelagua. Categoría A.	0

Características del depósito planteado	
Longitud de dique	6220 m
Longitud de conducciones	1800 m
Altura del depósito	20 m
Superficie total depósito	804800 m ²
Área útil	344477 m ²
Volumen útil del depósito	9,3 Hm ³
Volumen a disponer en presa	4,6 Hm ³
Volumen a excavar	6,9 Hm ³

Deposito	8	Ubicación	Castro U.	Latitud	43°20'55.75"N	Longitud	3°11'21.43"W
-----------------	----------	------------------	------------------	----------------	----------------------	-----------------	---------------------



Criterio	Descripción	Puntuación
L/H	Longitud: 1100 metros, altura: 208 metros. L/H = 5,3	8
Capacidad de almacenamiento	El volumen del depósito superior es de 2,80 Hm ³	0
Geología		
Permeabilidad	Alternancias de calizas y margas y calizas bioclásticas. Dispone de una permeabilidad media por fractura y karstificación.	5
Fallas y fracturas	No	5
Acuíferos	Sobre el acuífero de Mioño.	0
Conexión a la red	Red eléctrica de 400 kV se encuentra a 8 kilómetros	5
Acceso rodado	No	0
Impacto ambiental	No	20
Impacto social	No	20
Peligrosidad	No	20

Características del depósito planteado	
Longitud de dique	- m *
Longitud de conducciones	1100 m
Altura del depósito	- m *
Superficie total depósito	123693 m ²
Área útil	- m ² *
Volumen útil del depósito	2,8 Hm ³
Volumen a disponer en presa	- Hm ³
Volumen a excavar	- Hm ³

* Se ha considerado el depósito en una antigua mina ya excavada por lo que no se consideran excavaciones.

Deposito	9	Ubicación	Baltezana	Latitud	43°20'21.34"N	Longitud	3° 9'38.27"W
-----------------	----------	------------------	------------------	----------------	----------------------	-----------------	---------------------



Criterio	Descripción	Puntuación
L/H	Longitud: 2000 metros, altura: 310 metros. L/H = 6,4	8
Capacidad de almacenamiento	El volumen del depósito superior es de 2,34 Hm ³	0
Geología		
Permeabilidad	Lutitas rojas y verdes con niveles de arenisca y algún pequeño depósito de arcillas. Dispone de una baja permeabilidad por porosidad.	5
Fallas y fracturas	No	5
Acuíferos	Existen surgencias en las proximidades del lugar propuesto.	0
Conexión a la red	Red eléctrica de 400 kV se encuentra a 6,8 kilómetros	5
Acceso rodado	Si	5
Impacto ambiental	No	20
Impacto social	No	20
Peligrosidad	Afección sobre las poblaciones de La Rigada (País Vasco) y Baltezana. Categoría A.	0

Características del depósito planteado	
Longitud de dique	2417 m
Longitud de conducciones	2000 m
Altura del depósito	20 m
Superficie total depósito	247634 m ²
Área útil	68739 m ²
Volumen útil del depósito	2,34 Hm ³
Volumen a disponer en presa	1,78 Hm ³
Volumen a excavar	2,8 Hm ³

Los resultados obtenidos en este análisis se han recogido en la Tabla 9.

		Dep 1	Dep 2	Dep 3	Dep 4	Dep 5	Dep 6	Dep 7	Dep 8	Dep 9
Relación Longitud/altura		8	8	0	15	15	15	15	8	8
Capacidad de almacenamiento		15	0	0	8	8	0	15	0	0
Características geológicas.	Fallas	0	0	0	5	0	0	5	5	5
	Acuíferos	5	5	5	0	5	0	5	5	5
	Permeabilidad	5	5	5	5	5	5	5	0	0
Conexión a la red		0	5	5	0	0	0	0	5	5
Acceso rodado		5	5	5	0	5	0	0	0	5
TOTAL CRITERIOS TÉCNICOS		38	28	20	33	38	20	45	23	28
Impacto ambiental		0	20	20	0	20	0	20	20	20
Impacto social		20	20	0	0	20	20	20	20	20
Peligrosidad		0	20	0	0	0	20	0	20	0
TOTAL CRITERIOS SOCIALES		20	60	20	0	40	40	40	60	40
TOTAL		58	88	40	33	78	60	85	83	68

Tabla 9. Resumen de resultados.

En lo que a los criterios sociales se refiere, puede observarse como solamente existen dos depósitos que no creen ninguna afección, el dos y el ocho, es decir los ubicados en Ubiarco y en Castro Urdiales. Además, esos depósitos se encuentran entre los tres con mayores puntuaciones globales por lo que serán lugares a tener en cuenta.

En este aspecto, cabe recordar que los depósitos que obtuvieran una puntuación de 0 puntos en el impacto ambiental serían descartados, por lo que los depósitos 1, 4 y 6, Pechón, Santoña y Oriñon respectivamente, se descartarán en el análisis final.

En lo que a criterios técnicos se refiere, el que más puntuación ha obtenido es el depósito 7, Islares, debido principalmente al gran salto y capacidad de almacenamiento que dispone. En lo que a puntuaciones globales se refiere, este lugar se encuentra en segunda posición por lo que será otro depósito a tener en cuenta.

En las posiciones intermedias se encuentran los depósitos 5 y 9, Laredo y Baltezana respectivamente. En el caso de Laredo (dep. 5) sus puntuaciones son muy similares a los que obtienen una mayor valoración, por lo que puede resultar interesante mientras que el 9, dispone de una puntuación de criterios técnicos muy baja.

Por último, el depósito 3, Yuso, se encuentra tan alejado de la costa que su puntuación es muy baja, similar a aquellos descartados por impacto ambiental. El orden de puntuación de los depósitos ha sido el mostrado en la Tabla 10.

Nº	Depósito	Puntuación	Nº	Depósito	Puntuación
1	Ubiarco	88	6	Oriñon	60
2	Islares	85	7	Pechón	58
3	Castro U.	83	8	Yuso	40
4	Laredo	78	9	Santoña	33
5	Baltezana	68			

Tabla 10. Clasificación de lugares con mejor puntuación.

4. Cálculos hidráulicos.

Una vez realizado la elección de los lugares más propicios para la instalación de una central de este tipo se han realizado los cálculos hidráulicos correspondientes a fin de encontrar la energía que se obtendrá de cada lugar.

La producción anual de energía de una central puede evaluarse multiplicando la potencia obtenida por el número previsto de horas de funcionamiento suponiendo una producción constante en ese periodo:

$$E = P * T$$

Ecuación 1. Cálculo de energía generada.

Donde,

- E: Energía generada (kWh).
- P: Potencia (kW).
- T: Número de horas de funcionamiento con Q y H_n fijos.

Por otro lado, la potencia eléctrica que se puede alcanzar con un grupo electromecánico de un aprovechamiento hidroeléctrico depende de la altura de salto neto (H_n) y del caudal (Q) disponibles:

$$P = \frac{g * \rho * Q * H_n * \eta_t * \eta_g}{1000}$$

Ecuación 2. Cálculo de potencia de turbinado.

Donde;

- P: Potencia (kW).
- Q: Caudal (m³/s).
- g: Gravedad (9,81 m/s²).
- ρ: Densidad del agua de mar.
- H_n: Altura de salto neto (m).
- η_t: Rendimiento de la turbina.
- η_g: Rendimiento del generador.

En este caso, al no conocer los rendimientos que se obtendrán de la turbina y del generador, se ha optado por tomar un coeficiente para los rendimientos conjuntos de turbina y generador igual para todas las centrales y de valor 0,85. Este valor se ha obtenido del *Technical Analysis of Pumped Storage and Integration with Wind Power in the Pacific Northwest* que propone valores de entre 0,7 y 0,86, en el año 2009.

En el caso del bombeo, la energía necesaria para realizar el mismo sigue la siguiente expresión:

$$P = \frac{g * \rho * Q * H_m}{1000 * \eta_b * \eta_m}$$

Ecuación 3. Cálculo de potencia de bombeo.

Donde;

- P: Potencia (kW).
- Q: Caudal bombeado (m³/s).
- g: Gravedad (9,81 m/s²).
- ρ: Densidad del agua de mar.
- H_n: Altura manométrica (m).
- η_b: Rendimiento de la bomba.
- η_m: Rendimiento del motor.

En este caso, el rendimiento conjunto de bomba y motor se ha tomado 0,88, valor que se ha obtenido del *Technical Analysis of Pumped Storage and Integration with Wind Power in the Pacific Northwest* que propone valores de entre 0,85 y 0,88 en el año 2009.

En caso de las bombas es necesario comprobar que no existirá ningún tipo de cavitación, la cual se crea cuando se produce una presión inferior a la de vapor. En el presente estudio se ha considerado que la bomba se situará por debajo del nivel del mar, evitando de esta forma cualquier tipo de problema en la aspiración. En el caso de considerarse otra solución será necesario verificar que no se produzca este efecto.

En lo que a la altura neta y manométrica se refiere, es necesario calcular su valor a partir de la altura bruta media, obtenida en el apartado anterior. Para ello, es necesario tener en cuenta que la energía contenida en un fluido incompresible que circula por el interior de una conducción cerrada viene dada por la ecuación de Bernoulli:

$$H = z + \frac{P}{\gamma} + \frac{V^2}{2g}$$

Ecuación 4. Ecuación de Bernoulli.

Aplicando la ecuación de Bernoulli a un fluido real en dos posiciones de su recorrido a lo largo de un conducto cerrado, como puede ser el depósito superior de la central y la casa de máquinas, se obtiene que:

$$z_1 + \frac{P_1}{\gamma} + \frac{V_1^2}{2g} = z_2 + \frac{P_2}{\gamma} + \frac{V_2^2}{2g} + h_f$$

Ecuación 5. Aplicación de la ecuación de Bernoulli.

De aquí se obtiene un parámetro h_f que representa la energía perdida en el tramo 1-2 como consecuencia de la fricción del fluido contra las paredes del tubo y en menor medida de la fricción interna debida a la turbulencia.

Existen diversos métodos para la obtención de dicho parámetro, un ejemplo de ello es el análisis de las pérdidas de carga por fricción según la expresión que obtuvieron Darcy y Weisbach:

$$h_f = f \frac{L * V^2}{D * 2g}$$

Ecuación 6. Ecuación de Darcy – Weisbach.

Donde;

- f: Factor de fricción obtenido mediante diversos métodos según el régimen en el que se encuentre.
- L: Longitud del tubo(m).
- g: Gravedad (9,81 m/s²).
- D: Diámetro del tubo(m).
- V: Velocidad media(m/s).

Asimismo, existen otro tipo de formulaciones empíricas como la de Maning, que relaciona parámetros similares a estos.

Por otro lado, un flujo circulando en régimen turbulento por una tubería con entradas, codos, válvulas y otros accesorios experimenta unas pérdidas adicionales a las de fricción por turbulencia en esos elementos especiales denominadas localizadas h_l .

$$h_l = K \frac{V^2}{2g}$$

Ecuación 7. Expresión de pérdidas localizadas.

Donde;

- K: Coeficiente de pérdida característico de cada elemento.
- g: Gravedad (9,81 m/s²).
- V: Velocidad(m/s).

A efectos del presente estudio no ha podido realizarse un estudio de las pérdidas detallado debido al desconocimiento de la ubicación final de las instalaciones. Las pérdidas consideradas en el presente estudio se han considerado un 5%, valor que se ha estimado partiendo de los datos de las centrales y del ajuste del modelo realizado para la obtención de las potencias con los datos disponibles de la central de Aguayo, de similar características a las que se dispondrán en estos lugares.

Por otro lado, cabe mencionar que la potencia de la central deberá ser la misma tanto en turbinado como en bombeo. Al necesitar más energía para bombear que la que se turbinada, será necesario que la duración de los bombeos sea superior a la de los turbinados.

La relación entre estos dos tiempos se ha obtenido mediante la Ecuación 2 y la Ecuación 3. De esta forma, igualando ambas expresiones y con las hipótesis de partida tomados (rendimientos, pérdidas, etc.) se ha obtenido el coeficiente por el que habrá que multiplicar las horas de turbinado para igualar a la potencia de bombeo. De esta forma será necesario bombear 1,445

horas por cada hora que se quiera turbinar, o lo que es lo mismo, un rendimiento de turbinado aproximadamente del 70%, valor habitual en este tipo de instalaciones.

En cuanto al valor de la densidad del agua, esta no es igual para todos los lugares de la costa. Por este motivo, se ha optado por calcular aproximadamente la densidad del agua en la costa cántabra, utilizando para ello datos relativos a la salinidad y la temperatura del agua en un punto de la costa.

El punto en el que se disponen de los datos se encuentra en la costa de Cantabria, frente a la Virgen del Mar, en el término municipal de Santander. Para el cálculo se ha aplicado la formulación facilitada por la Unesco (1983) que se muestra en la Ecuación 8.

$$\rho(s, t, p) = \frac{\rho(s, t, 0)}{1 - \frac{p}{K_t(s, t, p)}}$$

Ecuación 8. Ecuación de la densidad del mar.

Donde;

$$\rho(s, t, 0) = A + Bs + Cs^{3/2} + Ds^2$$

Ecuación 9. Definición de término $\rho(s,t,0)$.

$$K_t(s, t, p) = E + Fs + Gs^{3/2} + H + Is + Js^{3/2} + (M + Ns)p + (M + Ns)p^2$$

Ecuación 10. Módulo de compresibilidad secante.

Los polinomios A, B, C, D, E, F, G, H, I, J, M, N, facilitados, se han introducido en el software Matlab, de forma que solo fuera necesario la introducción de los parámetros relativos a la salinidad, temperatura y presión a la profundidad deseada.

En este caso, se ha considerado que la toma se situara entorno a los 5 – 10 metros, por lo que se ha obtenido la salinidad y temperatura media de esas dos profundidades. Además, la presión se ha considerado en un punto intermedio, es decir, a 7.5 metros. Los datos obtenidos para introducirlos en la expresión han sido los siguientes:

- Salinidad media medida cada 24 horas: 35.624 PSU.
- Temperatura media medida cada 24 horas: 16.938 °C.
- Presión a la profundidad estimada: 0.75 bares.

La densidad obtenida aplicando este método y que se empleará en los cálculos será de 1026 Kg/m³.

5. Estudio económico.

A la hora de redactar el presente estudio económico se ha optado no solo ver la rentabilidad de este tipo de centrales con el sistema energético actual, si no que se ha querido analizar la proyección del sistema energético estatal a medio - largo plazo.

Para ello, se ha realizado un primer análisis con la situación actual, analizando los precios actuales del mercado para esclarecer el funcionamiento de la central. Una vez realizado este estudio, se ha optado por analizar cómo se encuentra el sistema eléctrico actual y realizar una breve previsión de la posible evolución del mismo.

5.1. Introducción a los mercados energéticos.

Actualmente el mercado energético español se organiza en varios mercados y servicios que garantizan el funcionamiento de la red en todo momento. Asimismo, existen dos agentes que gestionan este mercado. Por un lado, se encuentra el operador del mercado, encargado de la gestión económica del sistema, y por otro el operador del sistema, encargado de la gestión técnica. La estructura del mercado de producción se organiza, esquemáticamente, de la siguiente manera:

- **Contratación de energía a plazo.** Se trata de un sistema organizado de ofertas de compra y venta de energía a plazo gestionado por el Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Portugués (OMIE).
- **Contratación de energía en horizontes diario e intradiario.** Son mercados que cubren los horizontes diario e inferior al diario gestionados por el OMIE. Dentro de estos diferenciamos diario e intradiario:
 - **Diario.** tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado.
 - **Intradiario.** tiene por objeto atender, mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado, los ajustes sobre el Programa Diario Viable Definitivo.
- **Servicio de Ajuste del Sistema.** Tienen por objeto adaptar los programas de las unidades de producción para garantizar el cumplimiento de las condiciones de seguridad y calidad requeridas para el suministro de energía eléctrica. Los servicios de ajuste del sistema son los siguientes:
 - **Solución de restricciones técnicas.** Puede ser sobre el programa diario base de funcionamiento, tras el mercado intradiario, o a tiempo real.

- **Mercado de reserva de potencia adicional a subir.** El objetivo de este servicio es la contratación y gestión de la reserva de potencia a subir requerida para la operación del sistema de forma adicional al programa diario variable provisional.
- **Mercado de regulación y balance.** Son aquellos servicios necesarios para asegurar el suministro de energía eléctrica en las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas. Existen dos tipos de regulaciones:
 - **Regulación secundaria.** Tiene por objeto mantener el equilibrio de generación-consumo corrigiendo el desvío instantáneo respecto al programa neto. Su horizonte temporal se extiende desde los 20 segundos hasta los 15 minutos.
 - **Regulación terciaria.** Tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que ha sido utilizada. Su horizonte temporal no puede ser mayor de 15 minutos y debe mantenerse, como mínimo, durante dos horas consecutivas.
- **Gestión de desvíos.** Tiene por objeto resolver los desvíos que pudieran identificarse con posterioridad al cierre del mercado intradiario.
- **Servicios transfronterizos de balance.** Permiten el intercambio bilateral de energía con los sistemas eléctricos vecinos.

Los mercados en los que una central de bombeo puede operar serán por un lado el mercado diario e intradiario, en el que cualquier operador pueda participar y los mercados de ajustes del sistema, más exactamente en el sistema de regulación terciaria y en la gestión de desvíos, por lo que a continuación se estudiarán con más detalle.

5.1.1. Mercado diario.

El objetivo del mercado diario es el de definir el precio y las cantidades de energía que los productores van a verter a la red eléctrica y los consumidores van a absorber de ella durante una determinada hora. Este mercado se realiza todos los días, de manera que en torno a las 14h del día D-1 se fija un precio de la electricidad (común para todos los participantes) para cada una de las 24 horas del día D, así como qué productor va a producir y cuánto en cada una de esas horas.

Para realizar el análisis del mercado diario se han utilizado los precios de la energía de los años comprendidos entre 2014 y 2016, con base en los datos ofrecidos por Red Eléctrica Española en su página web.

Se han obtenido los precios de la energía entre los años mencionados para cada día y hora, pudiendo ver de esta forma la media de los precios horarios en esos años.

Analizando la evolución de los precios, se puede observar que estos sufren variaciones dependiendo del mes en el que se analice. Por ejemplo, como se puede observar en la Figura

17, en el primer trimestre del año el precio de la energía tiene una tendencia descendente que cambia en la segunda mitad del año ascendiendo.

Si analizamos la curva de precios en estos años, se puede ver como sufre variaciones significativas. Por ejemplo, en los años 2014 y 2016, se obtuvieron mínimos del orden de 15 €/Mwh y 24 €/Mwh respectivamente mientras que en el año 2015 no hubo un descenso tan pronunciado.

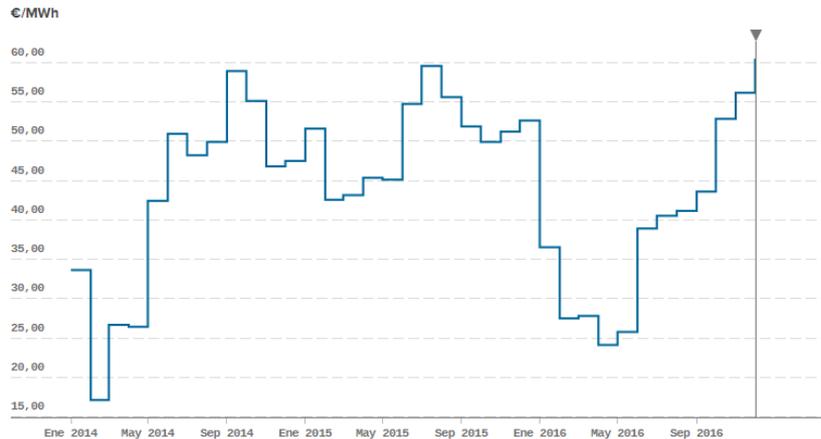


Figura 17. Precio mensual de la energía en el periodo 2014-2016. Red Eléctrica Española.

A pesar de ser importante ver la tendencia general de los precios de la energía, en el presente proyecto tiene una mayor relevancia la variación horaria de este que las tendencias anuales/mensuales, ya que los beneficios que se obtendrán en el caso de la utilización de un bombeo diario, serán de acuerdo a las variaciones del precio diarias, es decir, la diferencia entre el precio al que se bombee y al precio que se turbine.

Como se ha mencionado anteriormente, para el análisis de los precios, se han calculado las medias de los precios cada hora en estos años. En la Figura 18 puede observarse las medias horarias para los años 2014, 2015 y 2016.

Analizando los datos, se puede observar que los precios mínimos horarios se encuentran entre la 1 y las 5 de la madrugada mientras que los picos se sitúan sobre las 11 del mediodía y las 21 horas de la noche.

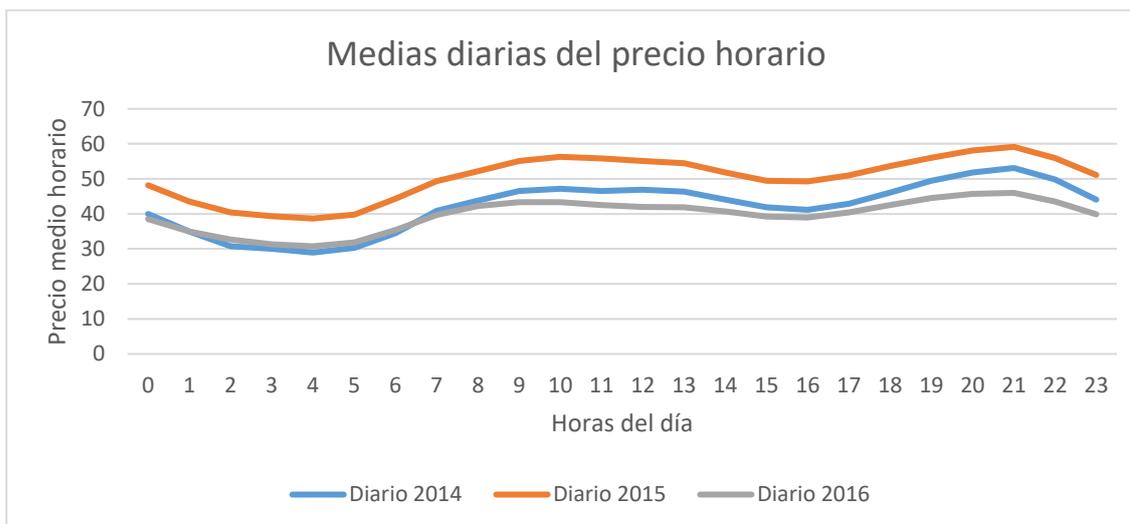


Figura 18. Media del precio horario de la energía en el periodo 2014-2016. Elaboración propia. Datos REE.

Este gráfico refleja la demanda eléctrica que se pudo ver en la introducción del presente documento, por lo que se puede asociar, como es lógico, los precios más altos a los picos de demanda y viceversa.

Sin embargo, una vez analizado los requerimientos de bombeo y turbinado obtenidos de las suposiciones de rendimientos y pérdidas energéticas, se puede obtener como conclusión que el bombeo diario no es factible en este mercado actualmente ya que es necesario 1,445 horas de bombeo por cada hora de turbinado, no siendo las variaciones de precio acordes a esta necesidad.

Por otro lado, se ha analizado por meses la variación horaria en el precio de la energía como se muestra en la Figura 19. Se puede ver tal y como se ha analizado en la introducción que la variación mensual de los precios es muy significativa siendo mayores los precios en los meses invernales y menores en los meses estivales.

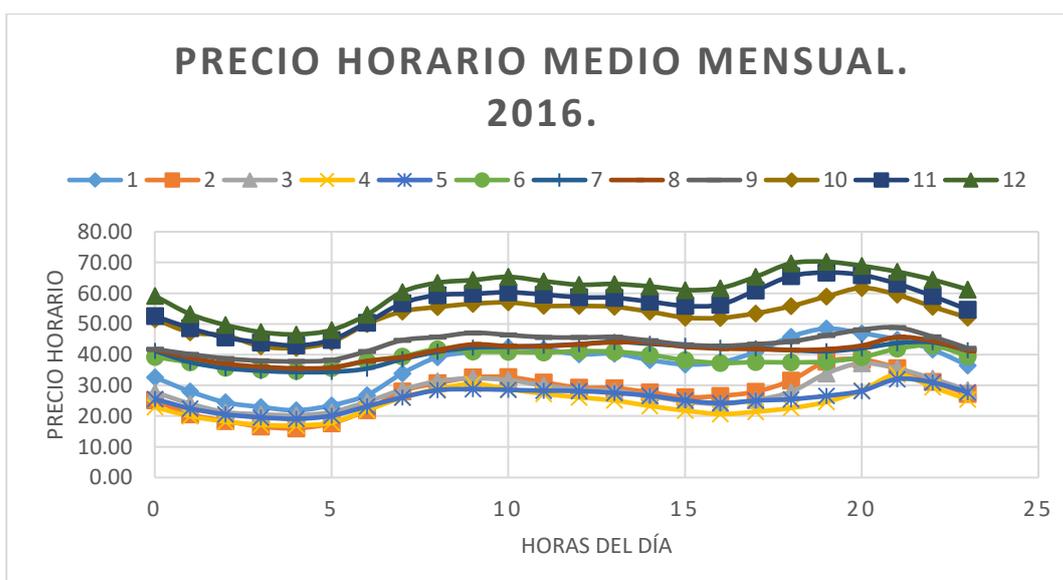


Figura 19. Distribución del precio de la energía mensual. Año 2016. Elaboración propia. Datos REE.

Sin embargo, pese a la subida de los precios, lo interesante en este tipo de centrales es la diferencia en el precio diario/semanal. Analizando los datos se puede observar que pese a subir los precios, la diferencia entre horas valle y punta no es suficiente para generar beneficios en el caso de bombeo diario. Asimismo, se observan importantes variaciones en la diferencia de precio de la energía, siendo mínima en los meses centrales del año, en torno a primavera y verano, y máximo en otoño e invierno, por lo que se puede sacar como conclusión que estas centrales operarán mayor tiempo en esos meses. Sin embargo, en el presente estudio se ha optado por analizar precios y funcionamientos medios.

Por último, cabe mencionar que, como se ha visto en otros apartados, es posible diseñar una central para realizar bombeos semanales, ya que como puede verse en la Figura 20, los sábados y domingos los precios de la energía en el mercado diario son muy inferiores que el resto de la semana por lo que es posible bombear esos días y turbinar a lo largo de la semana.

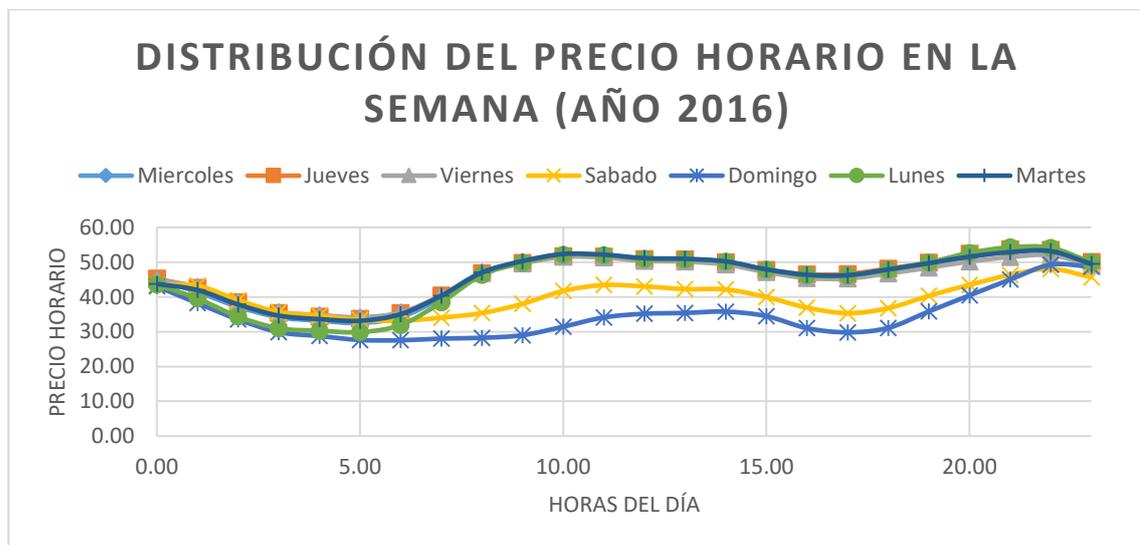


Figura 20. Distribución del precio de la energía en la semana. Año 2016. Elaboración propia. Datos REE.

El régimen de funcionamiento semanal varía notablemente del diario como puede observarse en la Figura 21. En este caso, la central almacena toda el agua posible en su depósito superior con un bombeo de aproximadamente 36 horas el fin de semana, precio inferior al resto de la semana, para después ir turbinándolo en las horas punta. Sin embargo, a lo largo de la semana, en las horas valle, se realizan pequeños bombeos que recargan el depósito superior cuando el precio de la energía es bajo.

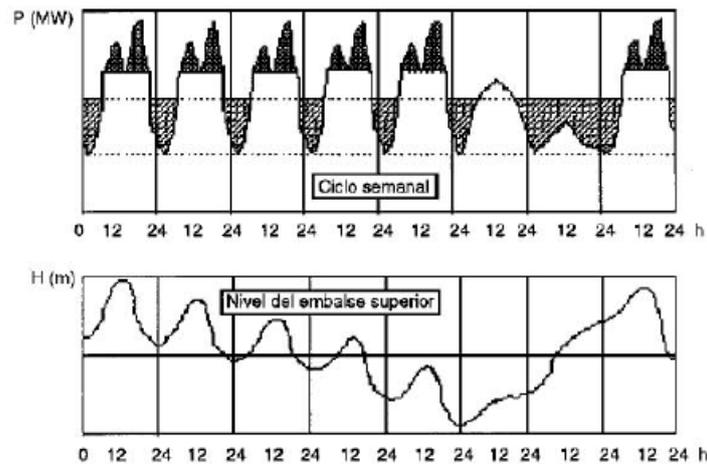


Figura 21. Curva de trabajo estándar en bombeo semanal. *Fernandez, 1993.*

En lo que al mercado intradiario se refiere, los precios ofertados son similares a los del mercado diario, por lo que la diferencia de precio entre la energía a vender y comprar no es suficientemente grande para poder optar por un bombeo diario. Por esta razón, se ha desechado el análisis pormenorizado de dicho mercado.

5.1.2. Regulación terciaria.

La reserva de regulación terciaria se define como la variación máxima de potencia que puede efectuar una unidad de programación asociada a una unidad de producción o de consumo de bombeo, en un tiempo no superior a 15 minutos, y que puede ser mantenida durante, al menos, 2 horas consecutivas.

La regulación terciaria tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada y el ajuste del equilibrio generación-demanda en periodos no superiores a una hora. Se trata de un servicio complementario, de oferta obligatoria para todas las unidades de programación habilitadas como proveedoras del servicio, y que es gestionado mediante mecanismos de mercado, estando la asignación del servicio basada en criterios de mínimo coste y estableciéndose para cada hora precios marginales diferenciados para la reserva de regulación terciaria movilizada a subir y a bajar.

La reserva de regulación terciaria es aportada mediante la actuación manual, de subida o bajada de potencia, de las instalaciones de producción y de consumo de bombeo, respetando siempre la asignación del servicio, las posibles limitaciones de programa establecidas por razones de seguridad del sistema y las posibles indisponibilidades de las instalaciones de producción y/o de consumo de bombeo comunicadas al Operador del Sistema (*REE, 2015*).

Para la obtención de los datos relativos al mercado de la regulación terciaria se ha acudido, como en el caso anterior a la propia página web de Red Eléctrica Española.

En este caso, se ha realizado un análisis no solo de los precios de la energía, si no que se han estudiado las horas al año a las que se acude a este mercado, ya que como se ha mencionado anteriormente, este es solamente un mercado de regulación, por lo que su uso será aleatorio.

Asimismo, se analizará la demanda energética que existe, ya que las demandas de energía no son constantes, si no que varían según las necesidades de regulación del mercado.

En una primera instancia, cabe mencionar que en este mercado existen dos opciones, subir y bajar. La primera se refiere a la subida de energía a la red, es decir, cuando existe una demanda superior a la que se está produciendo, es necesario aumentar la producción. En el caso de las centrales de bombeo, este proceso dará paso al turbinado del agua del depósito superior. Por otro lado, el termino bajar se refiere a sacar energía de la red, es decir, cuando existe un excedente de energía en la red y es necesario retirarla. Este caso correspondería al bombeo de agua desde el mar hacia el depósito superior.

En un primer momento se ha optado por analizar el bombeo, ya que el objetivo fundamental de este tipo de centrales y donde mayor beneficio puede obtener es en la retirada de energía de la red, obteniendo está a un precio muy inferior a la del mercado diario o incluso gratuita.

Las horas en las que este mercado ha sido utilizado en los años 2014, 2015 y 2016 son los mostrados en la Tabla 11, discretizados por meses.

Mes	2014	2015	2016
1	372	254	343
2	365	263	320
3	421	326	292
4	322	318	337
5	311	233	298
6	203	112	225
7	210	120	191
8	160	299	258
9	156	347	286
10	336	283	277
11	245	285	251
12	182	265	277
Total	3283	3105	3355

Tabla 11. Horas de bajada de energía de la red en mercado terciario. Elaboración propia. Datos REE.

Como puede verse en todos los años el número de horas de bajada de energía de la red es similar, siendo la media mensual de 270.6 horas y la desviación estándar de 71.1 horas. Por otro lado, el requerimiento de energía en este mercado se ha discretizado como puede verse en la Figura 22.

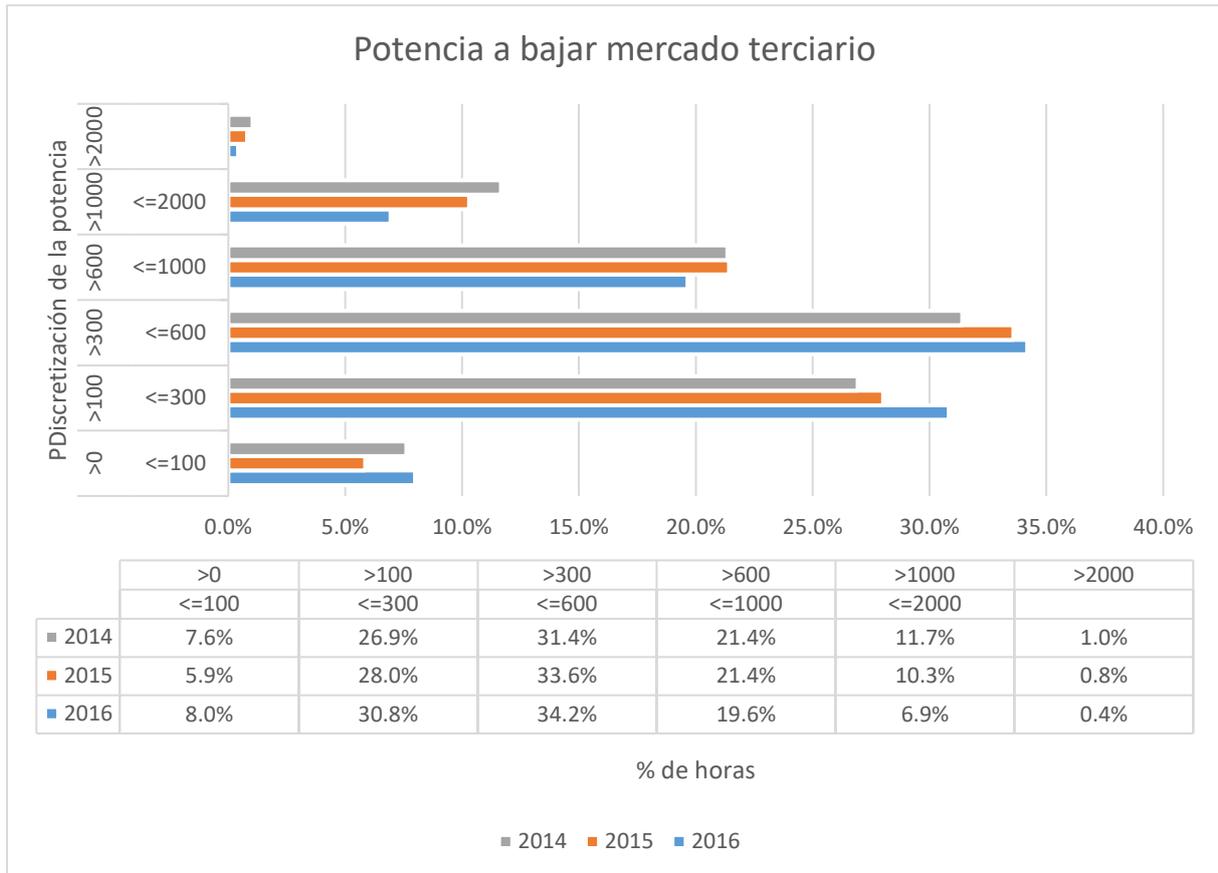


Figura 22. Regulación terciaria, discretización de potencia de bajada requerida. Elaboración propia. Datos REE.

Como puede observarse, los requerimientos de energía en esta fase de regulación suelen encontrarse entre los 100 y 1000 MW, por lo que centrales con mayor capacidad que esta no obtendrán en este mercado oportunidades suficientes para funcionar a pleno rendimiento.

En el caso del precio de la energía, en la Figura 23 puede verse la distribución de los precios. Puede observarse que existe un porcentaje muy elevado de horas en las que se puede obtener energía a un precio inferior a 25 euros/MW. Cabe mencionar que en este gráfico el año 2015 aparece desmarcado del resto de los precios. La razón de este desvío se encuentra en que los precios de ese año fueron muy superiores, tal y como se mostró en la Figura 17. Sin embargo, aún siendo los precios de bombeo elevados, los precios de turbinado que más adelante se verán también serán más elevados.

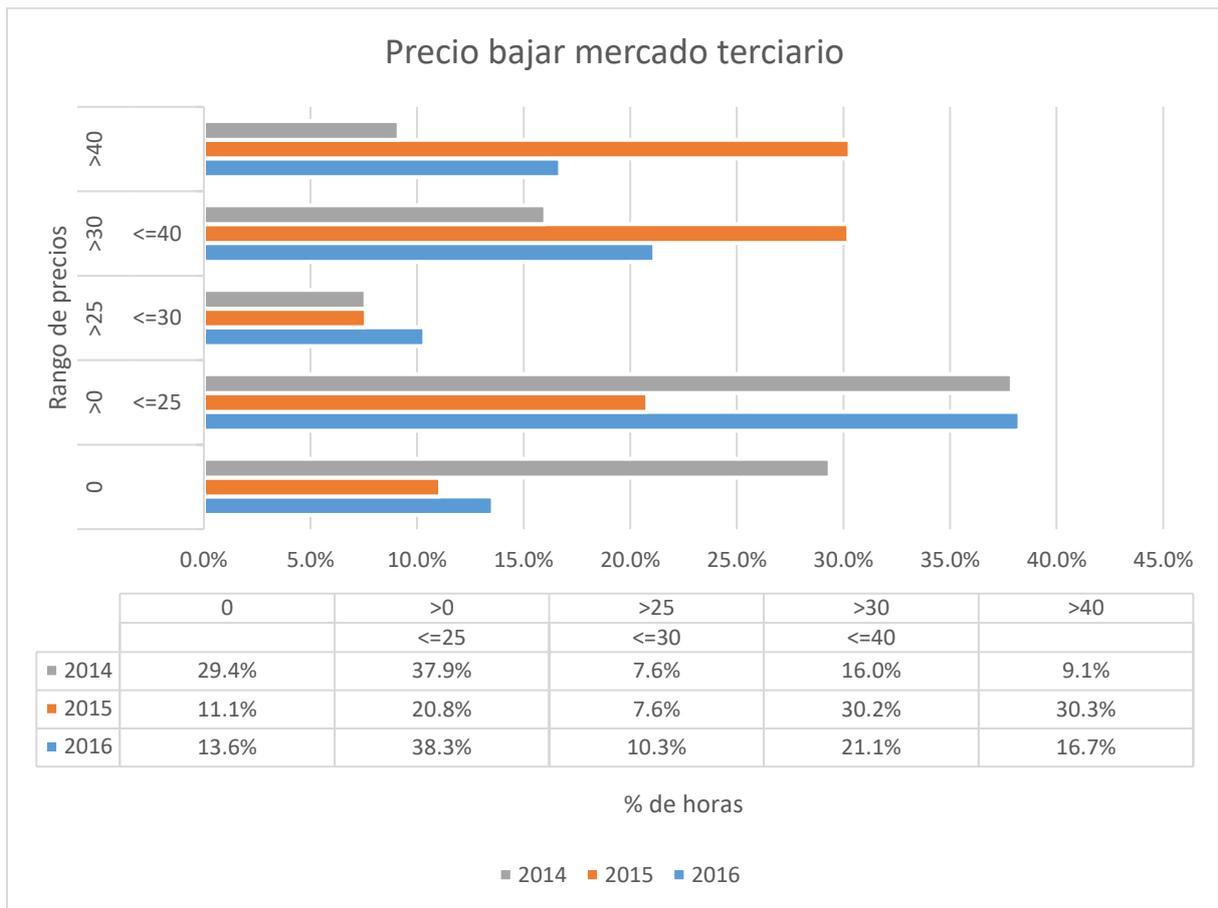


Figura 23. Regulación terciaria, discretización de precios de bajada. Elaboración propia. Datos REE.

En lo que a turbinado se refiere, las horas de los tres años analizados en la subida de energía son las que se muestran en la Tabla 12, siendo el promedio de 380.7 horas y la desviación estándar de 60,64 horas.

Meses	2014	2015	2016
1	333	450	343
2	251	359	326
3	250	337	384
4	334	356	356
5	362	400	412
6	438	480	381
7	446	512	391
8	477	370	313
9	461	290	334
10	363	404	386
11	407	367	410
12	466	388	369
TOTAL	4588	4713	4405

Tabla 12. Horas de subida de energía de la red en mercado terciario. Elaboración propia. Datos REE.

Como puede verse, en todos los años analizados las horas de funcionamiento son similares, reduciendo en este caso la desviación estándar. Además, las horas de subida de energía son superiores a las de bajada.

En lo que, a los requerimientos de potencia necesarios a subir, el procedimiento seguido es análogo al utilizado en el bombeo como puede verse en la Figura 24.

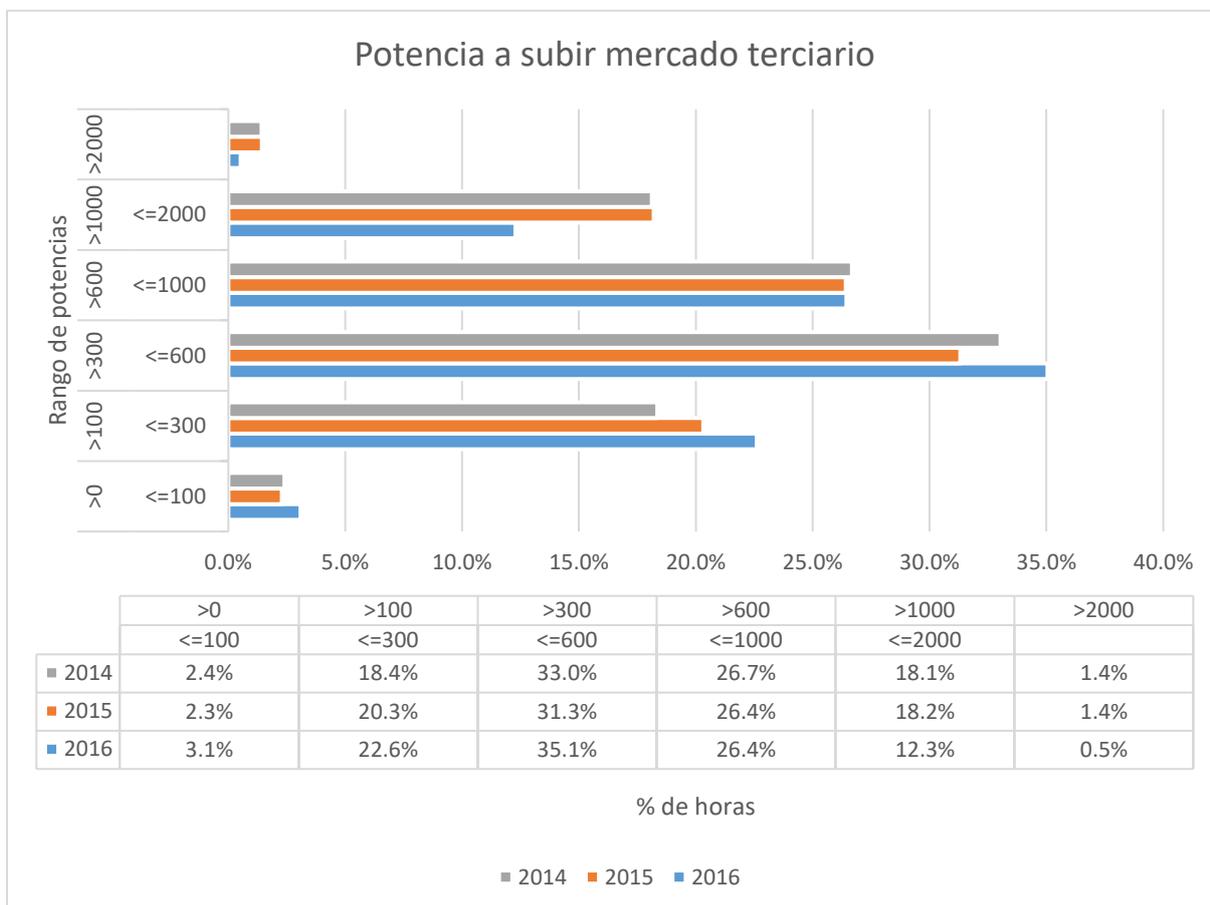


Figura 24. Regulación terciaria, discretización de potencia de subida. Elaboración propia. Datos REE.

Como puede observarse, los requerimientos de energía en este caso van desde los 100 MW hasta los 1000/2000 MW prácticamente en igual medida, estando los mayores requerimientos en el rango de los 300-600MW.

En lo que al precio se refiere, en la Figura 25 puede verse de nuevo el precio de la energía en este mercado. En este caso se ha ampliado el rango de precios debido a que el precio de venta de la energía a subir será mayor que el de bajada.

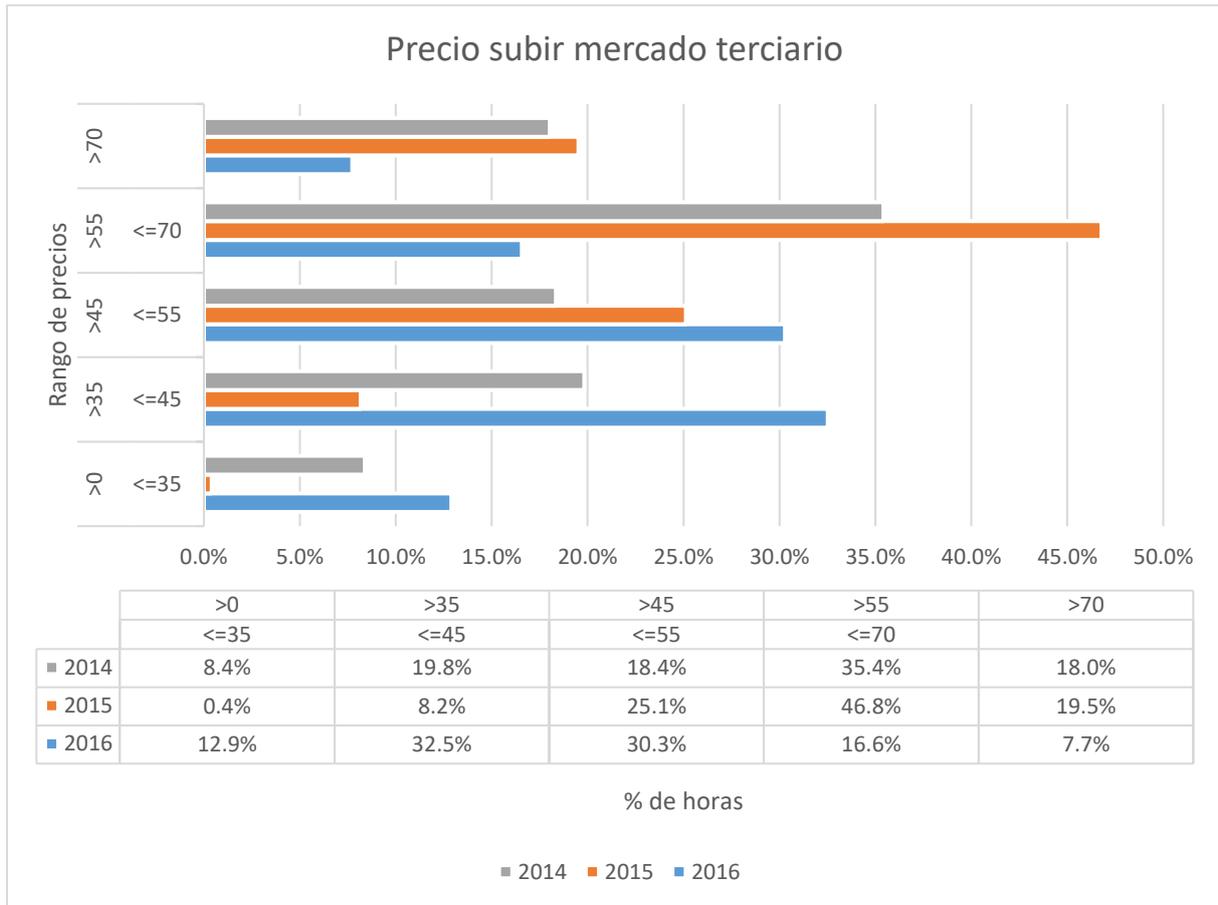


Figura 25. Regulación terciaria, discretización de precio de subida. Elaboración propia. Datos REE.

Como se ha mencionado, el año 2015 obtuvo unos precios muy superiores a los otros dos por lo que compensa el precio superior de la bajada de energía. El precio en este caso se encuentra, aproximadamente entre los 35 y 55 euros/ MW.

Cabe mencionar que en el caso de subida de energía las centrales de bombeo no son las únicas que participan, también pueden hacerlo las centrales hidroeléctricas convencionales, las cuales sus beneficios no dependen de los bombeos, por lo que el precio que pueden ofertar es menor, no habiendo tanta diferencia con el mercado diario como la hay en el precio de la energía a bajar.

5.1.3. Gestión de desvíos.

Los servicios de gestión de desvíos tienen por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran identificarse con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

La gestión de desvíos cumple una función de nexo entre el mercado intradiario y la regulación terciaria, dotando al Operador del Sistema de la provisión de un servicio gestionado mediante mecanismos competitivos de mercado, y de mayor flexibilidad que la reserva de regulación terciaria para poder solventar los desequilibrios entre generación y demanda, que puedan identificarse tras el mercado intradiario, sin poner en riesgo la disponibilidad de las reservas de regulación secundaria y terciaria requeridas.

Para ello, antes de cada hora se evalúan todos los desvíos comunicados y/o previstos en el horizonte de tiempo existente hasta el inicio del horizonte de efectividad de la próxima sesión del mercado intradiario. En caso de que el valor del desvío medio previsto en cada periodo de programación sea superior a 300 MW, el Operador del Sistema puede proceder a convocar el correspondiente mercado de gestión de desvíos.

La asignación se basa en las ofertas de incremento o reducción de generación y de consumo de bombeo presentadas a dicha convocatoria por los Sujetos del Mercado (SM), atendiendo a los requerimientos publicados para la misma. La valoración de las modificaciones de programa para la resolución de estos desvíos generación-consumo se realiza al precio marginal de las ofertas asignadas en cada periodo horario (REE, 2015).

Para realizar el análisis de estos datos se ha optado por llevado a cabo un procedimiento análogo al realizado con el mercado de regulación terciaria, en el que se clasificarán la subidas y bajadas de este mercado por su potencia y precio.

En lo que a las bajadas de energía se refiere (energía para bombeo), las horas de utilización de este mercado en los años 2014, 2015 y 2016 han sido las expuestas en la Tabla 13.

Meses	2014	2015	2016
1	138	85	95
2	174	54	69
3	191	137	81
4	115	89	68
5	76	67	47
6	64	42	60
7	38	21	65
8	20	118	79
9	29	105	123
10	67	56	74
11	62	44	40
12	46	56	78
TOTAL	1020	874	879

Tabla 13. Horas de bajada de energía de la red en gestión de servicios. Elaboración propia. Datos REE.

Como puede observarse, las horas de utilización de este mercado son muy inferiores al de regulación terciaria, siendo su media mensual de 77 horas y desviación estándar de 39.5 horas.

En lo que a la potencia requerida se refiere, como se ha mencionado anteriormente, este mercado comienza a funcionar cuando el desvío es superior a 300 MW, razón por la cual el requerimiento de potencia en este mercado es algo mayor que en el de regulación terciaria.

Sin embargo, al igual que en el mercado anterior, la mayor parte de las horas la potencia demandada se situaba sobre los 300-600 MW si bien los requerimientos de potencia en el rango de los 600-1000 MW es algo superior, como puede verse en la Figura 26.

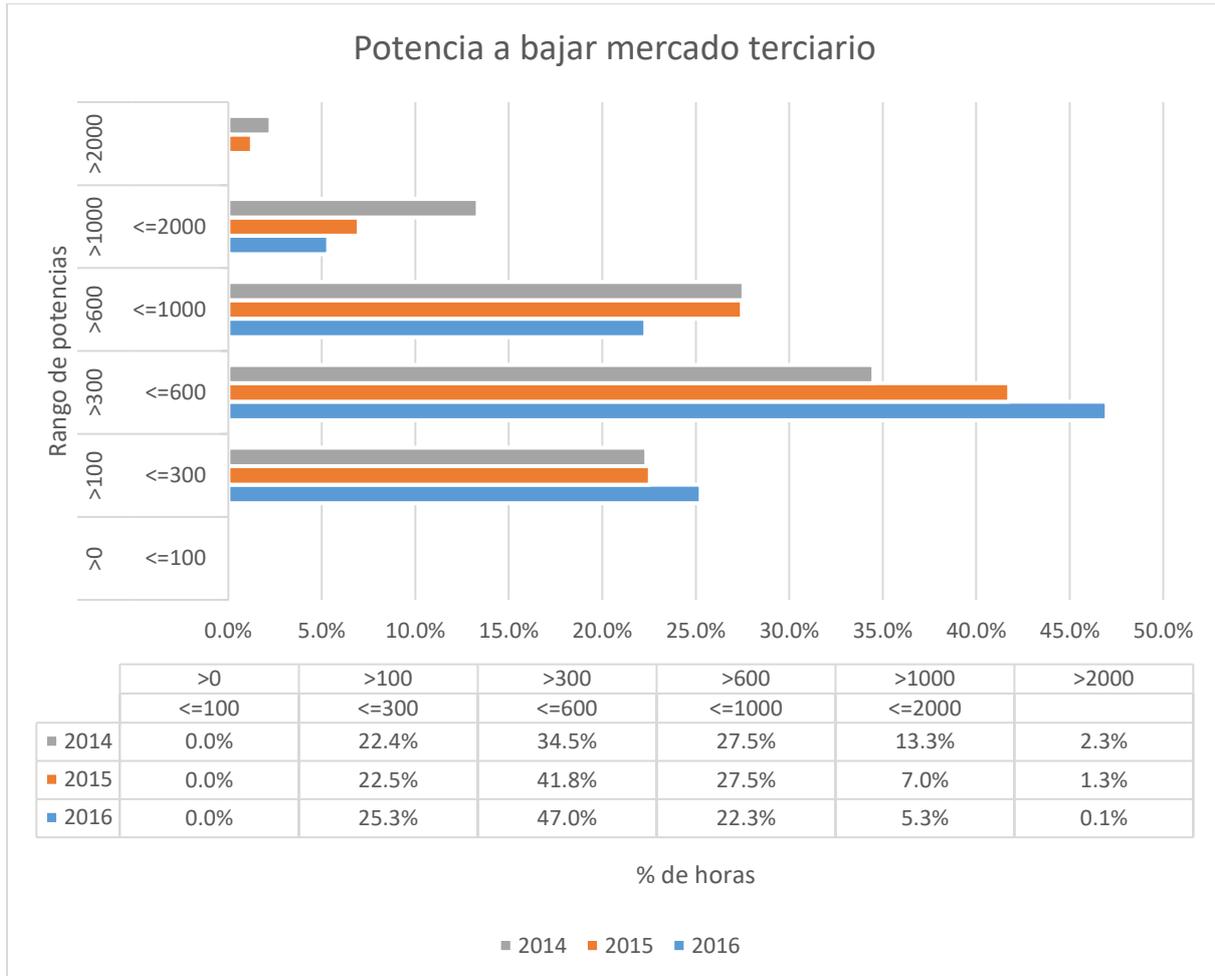


Figura 26. Gestión de desvíos, discretización de potencia de bajada. Elaboración propia. Datos REE.

En lo que al precio se refiere (véase Figura 27), la mayor parte de las horas se encuentra en un rango de 0 a 25 €/MW si bien es cierto que un porcentaje amplio en los años 2015 y 2016 se sitúan muy por encima de dicho rango. Como más adelante se verá, en el año 2015 los precios son compensados por los precios de subida, que son muy superiores a la media. Sin embargo, en el año 2016 los precios se mantienen sin una gran diferencia entre el precio de bajada y subida.

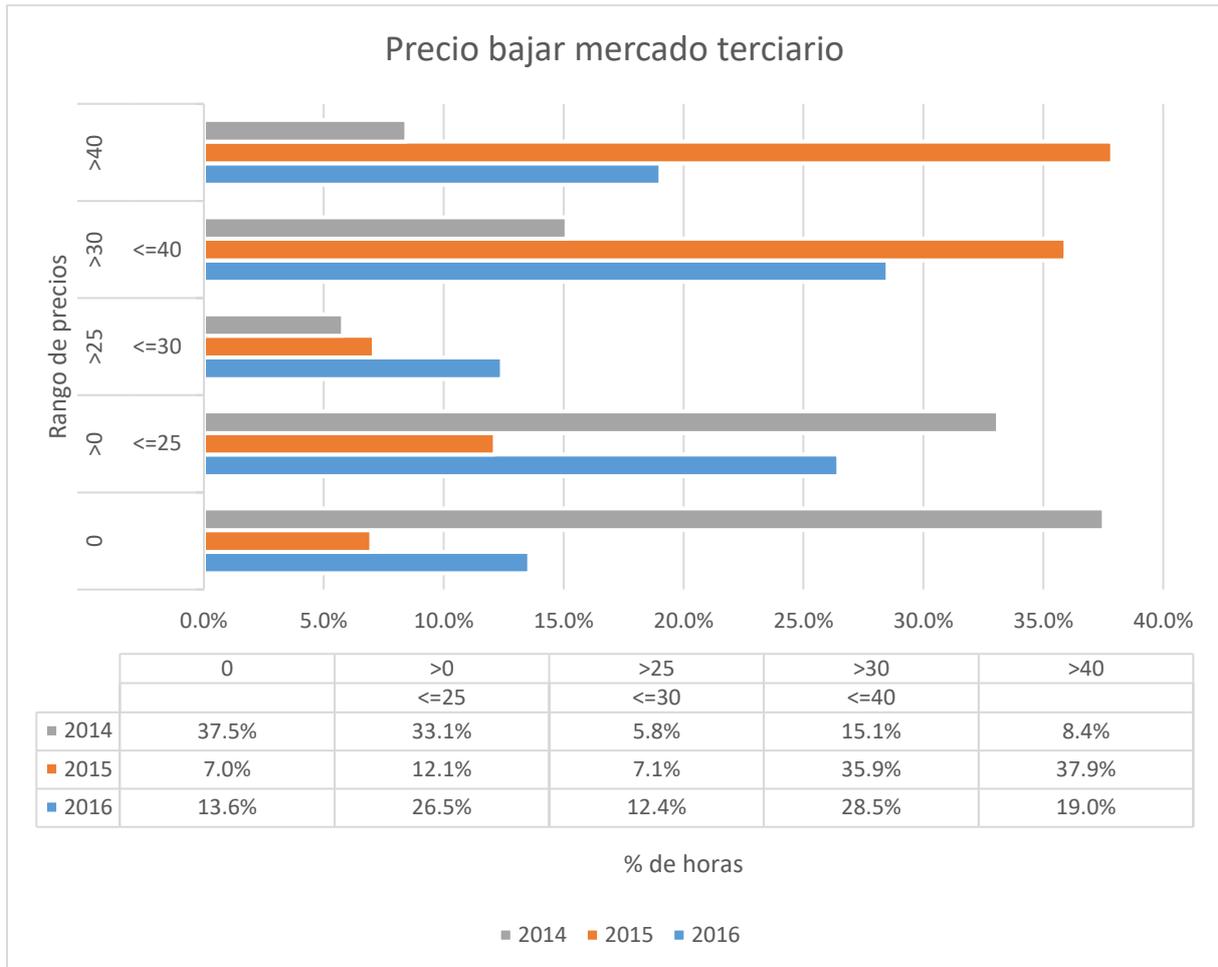


Figura 27. Gestión de desvíos, discretización de precios de bajada. Elaboración propia. Datos REE.

Por otro lado, en lo que a la subida se refiere (horas para el turbinado), las horas de utilización de este mercado en el periodo analizado se refleja en la Tabla 14.

Meses	2014	2015	2016
1	170	320	154
2	171	271	143
3	138	147	208
4	153	125	138
5	156	187	120
6	222	340	150
7	260	408	261
8	314	174	139
9	336	70	185
10	126	212	138
11	213	147	229
12	374	142	110
TOTAL	2633	2543	1975

Tabla 14. Horas de subida de energía de la red en gestión de servicios. Elaboración propia. Datos REE.

En este caso, las horas de subida de energía es prácticamente la mitad que en el caso del mercado de regulación terciaria, con un promedio mensual de 198.6 horas y una desviación estándar de 81.9 horas.

Los rangos de potencia requerida en este mercado pueden verse en la Figura 28.

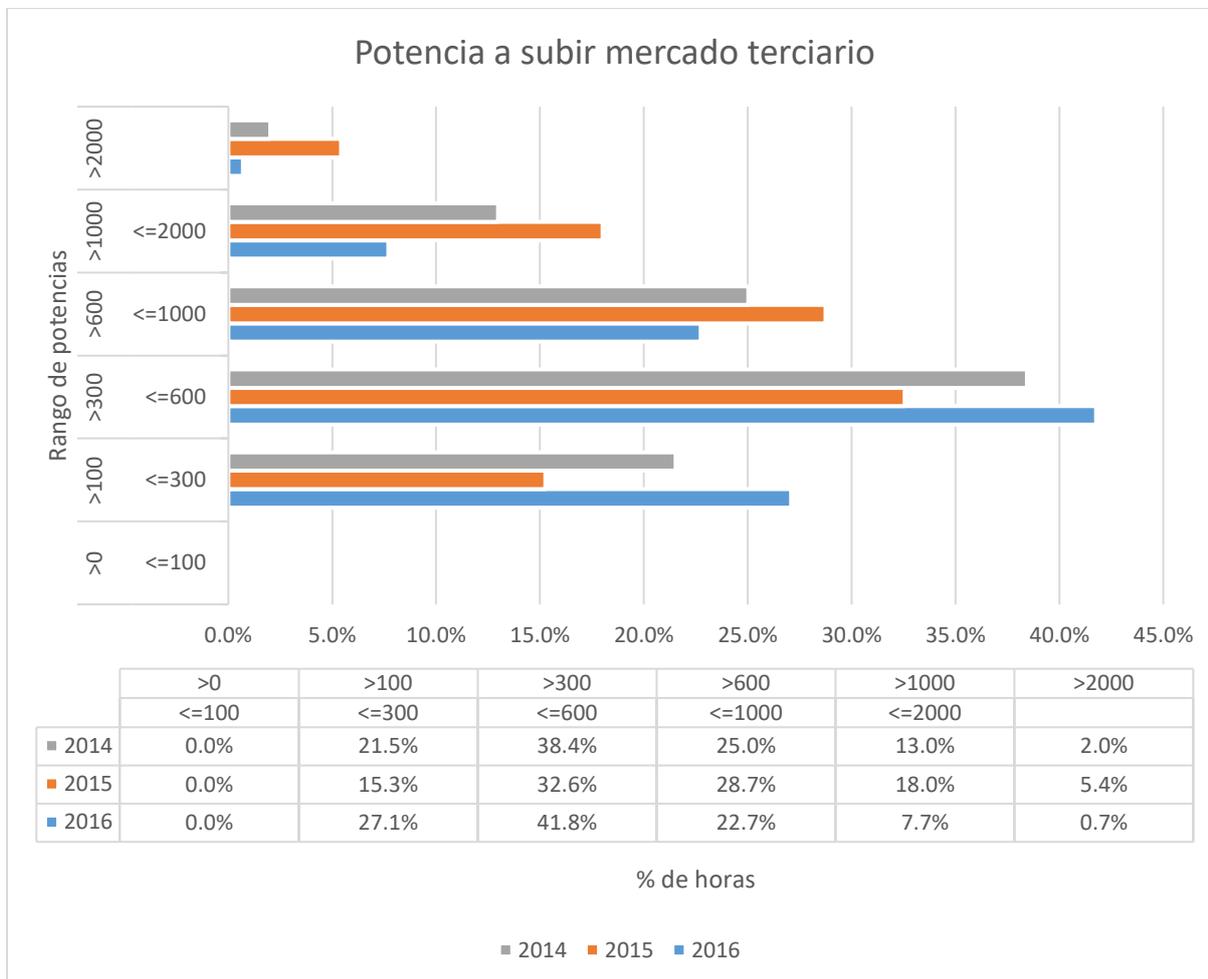


Figura 28. Gestión de desvíos, discretización de potencia de subida. Elaboración propia. Datos REE.

Como pasa en el resto de mercados, el rango de potencia más solicitado se encuentra entre los 300 y 1000 MW, estando los requerimientos de potencia en este rango más del 60% del tiempo. El precio de la energía en este mercado se presenta en la Figura 29.

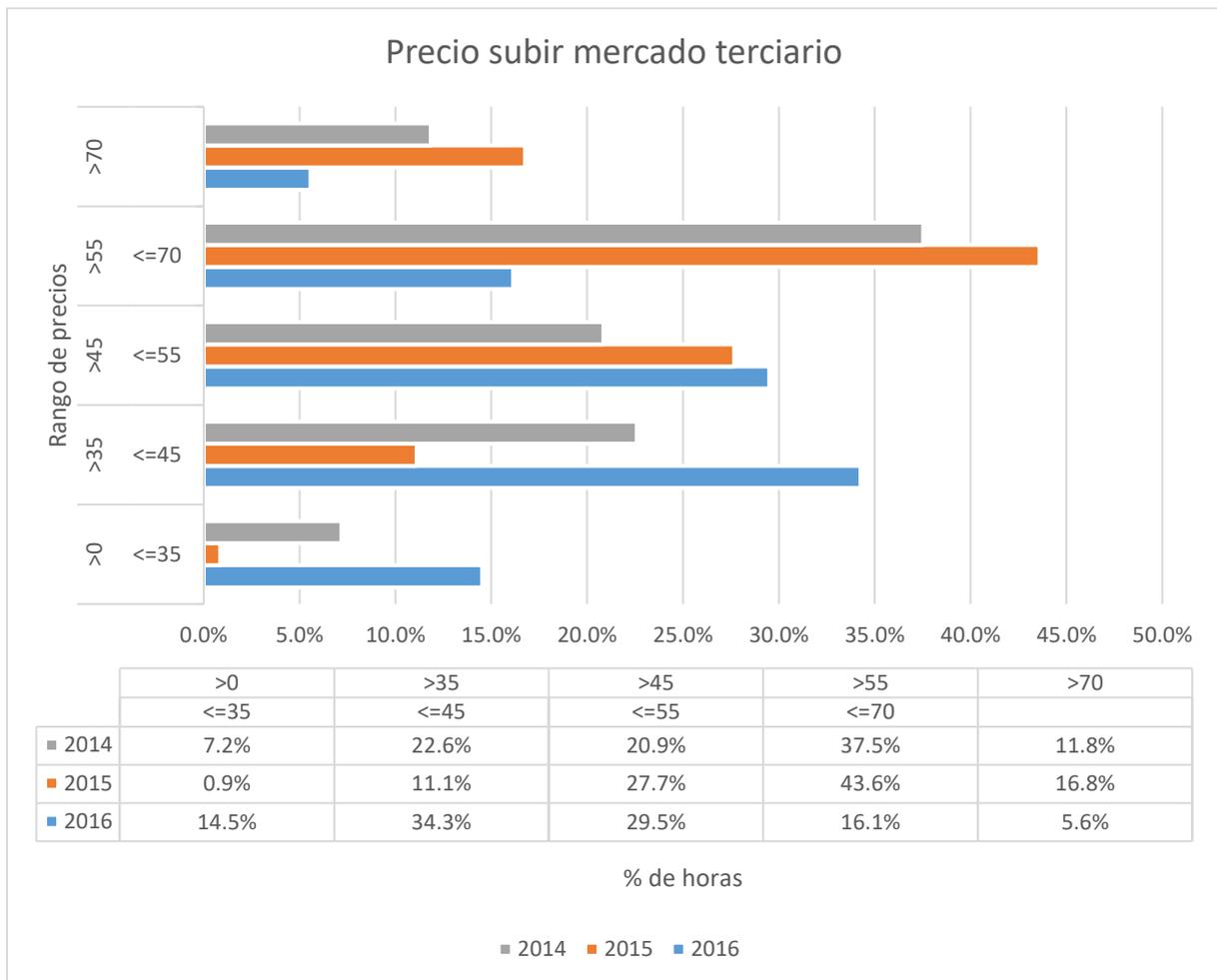


Figura 29. Gestión de desvíos, discretización de precio de subida. Elaboración propia. Datos REE.

Se puede observar cómo los precios de subida se encuentran, mayoritariamente, en el rango de 55 – 70 €/MW, si bien es cierto que, en el año 2016, al igual que sucedía con el precio de bajada, los precios se sitúan en un rango inferior al normal.

5.1.4. Conclusiones

Como se ha podido observar en el presente análisis de los actuales mercados energéticos españoles, existen diversas opciones para el funcionamiento de una central de bombeo como la planteada en el presente estudio. A modo de conclusión pueden extraerse los siguientes comentarios:

- Actualmente, la participación en el mercado diario para un régimen de operación de bombeo diario no parece económicamente viable.
- Sin embargo, el régimen de bombeo semanal puede ser rentable aprovechando los fines de semana para bombear el agua necesaria para abastecer el depósito superior e ir turbinando según las exigencias del mercado el resto de la semana.
- Existe una variabilidad alta de requerimientos energéticos según el mes, con su consiguiente variación en el precio energético.
- La participación en la regulación terciaria de mercado es una buena solución para obtener energía de una forma barata para realizar los bombeos, no tanto para turbinarla, ya que puede ser más rentable operar en el régimen diario.
- Al igual que la regulación terciaria, el mercado de gestión de desvíos parece una buena opción para obtener energía si bien es cierto que las horas disponibles de este mercado son muy inferiores al de regulación terciaria.

Para realizar un breve análisis de las posibles horas de funcionamiento de una central de bombeo en los mercados de gestión de desvíos y regulación terciaria se ha optado por analizar los siguientes parámetros estadísticos:

- **Promedio.** Media aritmética de un conjunto de valores.
- **Desviación estándar.** Es la medida de la dispersión de los valores respecto al valor promedio.

Los resultados obtenidos, tanto para bombeo como para turbinado son las que se exponen en la Tabla 15.

	Bombeo		Turbinado	
	Regulación terciaria	Gestión de desvíos	Regulación terciaria	Gestión de desvíos
Promedio	270.6	77.0	380.7	198.6
Desviación estandar	71.1	39.5	60.6	81.9

Tabla 15. Datos estadísticos de horas mensuales de funcionamiento en gestión de desvío y regulación terciaria.

A la vista de los datos, puede observarse que en la regulación terciaria puede esperarse unas 270 horas mensuales de funcionamiento, si bien la desviación estándar es bastante elevada. Sin embargo, la utilización de la gestión de desvíos es menor, unas 77 horas mensuales, horas que podrían utilizarse para suplir la regulación terciaria en el caso de haber menos horas de las esperadas.

En lo que a turbinado se refiere, como se ha mencionado, no es de gran influencia ya que en las horas punta del mercado diario pueden encontrarse precios similares a la media de estos servicios. De esta forma, se podría participar en estos mercados/servicios solamente cuando las previsiones de demanda sean muy grandes y por lo tanto el precio de la energía a subir elevada o cuando lo requiera el operador del mercado.

En lo que a potencia se refiere, se ha podido observar a lo largo del presente apartado las diferentes potencias que se han requerido a lo largo del periodo analizado. En lo que a bombeo se refiere, las necesidades de potencia a bajar en ambos mercados se sitúan, habitualmente, entre los 300 y 600 MW la mayor parte de las horas analizadas. Por este motivo, parece lógico que, si se desea plantear centrales para trabajar solo en los mercados de ajuste del sistema, lo óptimo será disponer de centrales que puedan aprovechar el mayor tiempo posible la energía sobrante del sistema, disponiendo de centrales de potencia comprendida en torno a este rango, con una capacidad de bombeo continuo que permita su funcionamiento mientras el mercado necesite retirar energía del sistema.

Por el contrario, si se plantea un funcionamiento únicamente en el mercado diario, los requerimientos de potencia cambiarán, ya que se deberá plantear una central para un funcionamiento semanal. De esta forma, será necesario que disponga de una gran capacidad de almacenamiento con el fin de poder recopilar la mayor cantidad de energía posible los fines de semana para después turbinarla a lo largo del resto de la semana.

Asimismo, se podría optar por diseñar una central para que trabaje en ambos modos dependiendo de las necesidades de energía en cada momento. Para ello, se podría optar por dimensionarla de tal manera que disponga de una potencia algo mayor que las requeridas para la regulación terciaria y menor que para un bombeo semanal. De igual forma, se podrían uniformizar las horas de funcionamiento, no siendo necesario bombear en dos días toda la capacidad si no que se podría optar por repartir más los bombeos.

En el presente estudio se ha optado por analizar los lugares elegidos en dos hipótesis distintas, bombeo diario y semanal, suponiendo que la central trabaja parte del tiempo en el mercado diario y terciario, tal y como se muestra a continuación.

Por último, cabe mencionar que los datos con los que se ha trabajado pueden considerarse extraordinarios, puesto que es muy posible su modificación debido a cambios normativos en los próximos años. Sin embargo, a efectos de comparación, se han utilizado estos precios bajo una hipótesis no conservadora, que como se verá más adelante no será suficiente para que sea rentable.

5.2. Peajes y tarifas.

A continuación, se disponen brevemente las tarifas de peajes y retribuciones que una central de este tipo pudiera tener aplicando la normativa actual, que después serán empleadas en la caracterización de los costes.

- **Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre**, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.

En lo relativo a las centrales de bombeo, la disposición adicional segunda, *peajes de acceso para instalaciones de bombeo*, dispone de la siguiente forma el peaje de acceso con una periodicidad anual:

$$\text{PeajeBombeo} = \text{PeajeGeneración} \times [\text{Ept} + (\text{Eb} * (1 - \rho))]$$

Donde,

- **PeajeBombeo**: peaje, expresado en €, a satisfacer por la central hidráulica de bombeo por su consumo y su producción de electricidad.
 - **PeajeGeneración**: peaje unitario en €/MWh, a satisfacer por los productores de energía eléctrica. Actualmente se encuentra en 0,5 €/MWh.
 - **Ept**: energía producida total vertida a la red de distribución o transporte.
 - **Eb**: energía consumida para bombeo de uso exclusivo para la producción eléctrica.
 - **ρ**: Rendimiento en tanto por uno de la instalación de bombeo, correspondiendo a un valor de 0,7
- **Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre**, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

Tiene por objeto desarrollar el servicio de disponibilidad a medio plazo, para aquellas instalaciones que contribuyan rápidamente a la cobertura de las puntas de régimen ordinario en el sistema. De esta forma, se pretende fomentar y mantener las condiciones necesarias que sustentan la garantía de suministro en el corto y medio plazo. También será de aplicación a las instalaciones hidráulicas de bombeo puro, bombeo mixto y embalse.

La retribución por este servicio de disponibilidad se corresponde con una cuantía anual, expresada en euros, por el servicio de disponibilidad, que resulte de aplicar la siguiente fórmula:

$$\text{RSDi,j} = a \times \text{indj} \times \text{PNi}$$

Donde:

- **a**: es un índice que representa la retribución anual por disponibilidad, expresada en euros por MW. En el este caso, como primera aproximación, se ha tomado el índice indicado en la misma orden, de un valor de 5150 €/MW, aunque su valor pueda verse incrementado en años sucesivos.



- indj: es un índice que representa la disponibilidad de la tecnología j, expresada en términos unitarios con tres decimales. En el caso de centrales hidráulicas de bombeo y embalse, este término es de 0,237.
 - PN_i: es la potencia neta en MW del grupo correspondiente.
- **Real Decreto 198/2015, de 23 de marzo**, por el que se desarrolla el artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de Aguas y se regula el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica en las demarcaciones intercomunitarias.

En lo que a aplicación de este decreto se refiere, se establece en su artículo primero que dicho canon se aplicará a aquellos aprovechamientos de bienes de dominio público hidráulico a los que se refiere el artículo 2.a) del texto refundido de la Ley de Aguas.

En dicho artículo se refiere literalmente, “*Las aguas continentales, tanto las superficiales como las subterráneas renovables con independencia del tiempo de renovación*”. En el caso expuesto en el presente proyecto las aguas a utilizar serán únicamente aguas de origen no continental, agua del mar, por lo que no se aplicará este Real Decreto, si bien es cierto que en el caso de construir una central de este tipo sería recomendable considerar cambios en la normativa.

- **Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre**, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

En esta orden se pueden encontrar las tarifas mensuales a abonar a los gestores del mercado eléctrico, diferenciando los dos siguientes:

- Retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español para 2016.

Los productores de energía eléctrica que actúen en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad pagarán al Operador del Mercado, por cada una de las instalaciones de potencia neta una cantidad mensual fija de 8,73 euros/MW de potencia disponible.

Para el cálculo de la potencia disponible se aplicará a la potencia neta un coeficiente de disponibilidad que en el caso de las centrales de bombeo es del 73%.

– Retribución del operador del sistema para 2016.

los productores de energía eléctrica situados en el territorio nacional, pagarán al operador del sistema por cada una de las instalaciones de potencia neta una cantidad mensual fija de 38,43 euros/MW de potencia disponible.

Al igual que en el caso anterior, para el cálculo de la potencia disponible se aplicará a la potencia neta un coeficiente de disponibilidad que en el caso de las centrales de bombeo es de un 73%.

Asimismo, habrá que tener en cuenta otros impuestos de carácter municipal, que serán de aplicación y variarán según el municipio donde se sitúe, así como las tasas por la ocupación del dominio público hidráulico costero. Los impuestos aplicables serán los siguientes:

- Impuesto sobre bienes e inmuebles (I.B.I.). Es un tributo directo de carácter real, de titularidad municipal y exacción obligatoria que grava el valor catastral de los bienes inmuebles.
- Impuesto sobre las actividades económicas (I.A.E.). Es un impuesto tributario gestionado por los ayuntamientos que grava de forma directa la realización de cualquier tipo de actividad económica.
- Canon de ocupación o aprovechamiento del dominio público marítimo-terrestre. Regulado según el Reglamento General de Costas, aprobado por el Real Decreto 876/2014, grava la ocupación o aprovechamiento del dominio público marino-terrestre.

Los impuestos de carácter municipal tienen una especial relevancia en los municipios donde se sitúe la central, ya que estos percibirán unos grandes ingresos anuales. Un ejemplo de esto es el municipio de San Miguel de Aguayo, que percibe cerca de 650000 euros anuales por la ubicación de las centrales de Aguayo debidos al I.B.I. y al I.A.E., siendo de esta forma el más rico por habitante de Cantabria.

En el presente estudio no se han calculado estos impuestos, debido a que varían según el municipio y el valor catastral (Real Decreto 1464/2007) de las instalaciones, valor difícil de cuantificar de una manera exacta en un análisis tan preliminar.

5.3. Análisis económico de los lugares propuestos.

El objeto del presente apartado es determinar el lugar con mayor rentabilidad, con el fin de poder comparar no solo características generales, si no que poder mostrar el régimen más adecuado de funcionamiento de cada lugar y el beneficio que se podrá obtener, siguiendo unas consideraciones que se han tomado idénticas para todos los lugares.

Para estudiar el beneficio que podrá obtener cada central, se han estudiado dos hipótesis de funcionamiento, bombeo diario y semanal. Para esta valoración económica, se ha supuesto que la central trabajará en el mercado de regulación terciaria y en el mercado diario, dejando a un lado el mercado de desvíos por disponer de menos horas de funcionamiento, aunque bien es cierto que podría funcionar en este mercado aumentando los beneficios.

La valoración del precio horario se realizará utilizando precios de mercado diario y terciario de 2016 en diferentes proporciones, según la potencia instalada en cada central. De esta forma, según la potencia, se realizará una aproximación de acuerdo al análisis del mercado terciario, donde se obtendrá un porcentaje de participación en este. Este porcentaje se le aplicará al precio medio de la energía en la regulación terciaria y se le sumará el precio obtenido del mercado diario en la proporción restante, tal y como se muestra a continuación:

$$\text{Precio Bombeo: Precio mercado diario} * (1 - X) + \text{Precio regulación terciario} * X$$

Donde X será el porcentaje de tiempo que se requiere una potencia igual o superior a la central en la regulación terciaria. De esta manera se tendrá un criterio conservador, considerando un precio mayor que trabajando solamente en el mercado de regulación terciaria. En el caso del turbinado, la valoración del precio se realizará de forma análoga.

Tras este análisis, se le aplicará a cada central un factor de utilización, estimado en un 73%. Este valor se ha obtenido de la Orden IET/2735/2015 como valor de referencia de utilización, valor que se considera suficiente para una primera aproximación. Por último, a estos precios se les deberá de aplicar los peajes e incentivos recogidos en la normativa vigente, resumidos a continuación:

- Mensualmente habrá que aplicar los peajes de acceso a la energía de 8,73 euros/MW y 38,43 euros/MW por cada MW instalado con un porcentaje de utilización del 73%.
- Se le aplicará anualmente el peaje de acceso a las redes, con base en la siguiente expresión:

$$\text{Peaje de acceso a redes} = 0,5 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} * (E_{\text{turbinada}} + (E_{\text{bombeada}} * 0,3))$$

En el que la energía total turbinada y bombeada se obtendrá de aplicar a todas las horas de utilización un porcentaje del 73%.

- Se aplicará la retribución por disponibilidad aplicando la siguiente expresión:

$$\text{Retribución por disponibilidad} = 5150 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} * 0,237 * \text{Potencia neta}$$

5.3.1. Hipótesis 1. Bombeo diario.

En el supuesto de funcionamiento de bombeo diario se ha optado por dotar a todas las centrales de las mismas horas de funcionamiento y la misma potencia de bombeo/ turbinado. Teniendo en cuenta esto, será necesario que el bombeo dure 1.445 horas por cada hora de turbinado.

En el régimen de funcionamiento diario suele emplearse en torno a las 4-6 horas de bombeo al día. En este caso, se ha optado por considerar que la central trabaje 4 horas en turbinado y 5.8 horas en bombeo, suponiendo que el arranque del motor se produce instantáneamente. De esta forma se han obtenido las potencias indicadas en la Tabla 16.

Lugar	Volumen (Hm ³)	Hb (m)	Q turbinado (m ³ /s)	Q bombeo (m ³ /s)	P(MW)
Pechón	9.57	215	664.5	459.9	1,160
Ubiarco	1.23	210	85.3	59.0	145
Yuso	2.43	235	168.9	116.9	325
Santoña	6.89	240	478.8	331.4	935
Laredo	6.39	230	443.5	307.0	830
Oriñón	2.86	260	198.4	137.3	420
Islares	9.38	560	651.2	450.8	2,965
Castro U.	2.82	208	195.6	135.4	330
Baltezana	2.34	310	162.6	112.6	410

Tabla 16. Potencia instalada en Hipótesis 1, bombeo diario.

Los precios de bombeo con los que se trabajará en esta hipótesis, obtenidos de los precios medios del mercado para el año 2016 serán los siguientes:

- Regulación terciaria: 22.14 €/MW
- Mercado diario: 32.80 €/MW

En lo que al turbinado se refiere, los precios con los que se trabajará en esta hipótesis, correspondientes al año 2016, serán los siguientes:

- Regulación terciaria: 47.96 €/MW
- Mercado diario: 44.94 €/MW

En lo que a los porcentajes de utilización del mercado terciario se refiere, en la Tabla 17 se recogen los porcentajes obtenidos de la media de los tres años del estudio económico (2014,2015 y 2016) con el fin de obtener un valor más realista.

Lugar	P(MW)	%bombeo	%turbinado
Pechón	1,160	6.6%	11.6%
Ubiarco	145	86.5%	94.3%
Yuso	325	61.0%	73.3%
Santoña	935	12.6%	20.5%
Laredo	830	16.6%	26.2%
Oriñon	420	48.7%	62.1%
Islares	2,965	0.0%	0.0%
Castro U.	330	59.8%	72.3%
Baltezana	410	49.9%	57.2%

Tabla 17. Utilización de regulación terciaria según potencia instalada.

Aplicando los precios y los porcentajes de utilización para cada lugar se obtiene los siguientes costes horarios de bombeo y turbinado para cada central.

Lugar	Gasto bombeo (€/MW)	Ingreso turbinado (€/MW)
Pechón	32.09	45.29
Ubiarco	23.58	47.79
Yuso	26.30	47.15
Santoña	31.46	45.56
Laredo	31.03	45.73
Oriñon	27.61	46.81
Islares	32.80	44.94
Castro U.	26.42	47.12
Baltezana	27.48	46.67

Tabla 18. Precio horario de energía estimado para cada central. Hipótesis 1.

Con estos precios se procede a calcular los gastos e ingresos que se obtendrán en cada central teniendo que las horas de bombeo serán de 5.8 horas diarias y las de turbinado de 4 horas diarias. Se supondrá que trabaja todo el año aplicando un porcentaje de utilización del 73%. Por último, los precios horarios a aplicar serán los indicados en la Tabla 18. Los resultados obtenidos pueden verse en la Tabla 19 y en la Tabla 20.

Lugar	Gasto por bombeo	Ingreso por turbinado	Balance
Pechón	57,644,518.41	56,101,822.09	-1,542,696.32
Ubiarco	5,308,992.80	7,419,404.52	2,110,411.72
Yuso	13,125,518.77	16,231,216.50	3,105,697.73
Santoña	45,447,950.07	45,388,694.23	-59,255.84
Laredo	39,789,079.98	40,444,652.95	655,572.97
Oriñon	17,903,582.52	20,933,968.37	3,030,385.85
Islares	150,392,171.45	142,107,320.97	-8,284,850.48
Castro U.	13,512,043.86	16,619,898.30	3,107,854.44
Baltezana	17,418,046.74	20,399,881.10	2,981,834.36

Tabla 19. Gastos e ingresos en hipótesis 1 (€/año).

Lugar	Balance	Peajes de acceso	Peaje acceso a red	Retribución por disponibilidad	TOTAL
Pechón	-1,542,696.32	480,157.17	888,798.14	1,418,603.70	-1,493,047.92
Ubiarco	2,110,411.72	60,180.20	111,396.97	177,799.82	2,116,634.37
Yuso	3,105,697.73	133,425.20	246,977.60	394,199.00	3,119,493.93
Santoña	-59,255.84	386,175.16	714,832.11	1,140,937.90	-19,325.22
Laredo	655,572.97	342,815.05	634,570.09	1,012,832.33	691,020.15
Oriñon	3,030,385.85	173,330.17	320,843.97	512,096.54	3,048,308.24
Islares	-8,284,850.48	1,225,703.91	2,268,847.41	3,621,289.48	-8,158,112.33
Castro U.	3,107,854.44	136,707.83	253,053.94	403,897.39	3,121,990.07
Baltezana	2,981,834.36	169,436.31	313,636.21	500,592.28	2,999,354.13

Tabla 20. Gastos e ingresos por peajes y retribuciones en hipótesis 1 (€/año).

Como puede observarse, la opción de bombeo diario solo saldrá rentable en los casos en los que se dispone de una potencia pequeña por el hecho de poder participar en la regulación terciaria más tiempo.

De esta forma, aquellas centrales con potencia en bombeo diario superior a 800 MW no serán rentables, debiendo realizarse un estudio para un bombeo semanal.

5.3.2. Hipótesis 2. Bombeo semanal.

A diferencia del bombeo diario, en el que se ha dimensionado el bombeo - turbinado para vaciar el embalse en el mismo día, en este caso se ha tenido en cuenta el funcionamiento semanal de este tipo de centrales, diseñando la central para poder recargarse por completo en parte del sábado y domingo, aunque sus horas de funcionamiento serán superiores por el hecho de que se recargará, en menor medida, durante la semana.

En este aspecto, se ha considerado como hipótesis de partida que las centrales recargarán sus depósitos el sábado y el domingo con 24.6 horas de funcionamiento y que volverán a bombear todos los días de lunes a viernes 2 horas de 4 a 5 de la madrugada. De esta forma se obtendrá una capacidad de turbinado durante la semana de 24 horas.

Lugar	Volumen (Hm ³)	Hb (m)	Q turbinado (m ³ /s)	Q bombeo (m ³ /s)	P(MW)
Pechón	9.57	215	156.3	108.2	270
Ubiarco	1.23	210	20.1	13.9	35
Yuso	2.43	235	39.7	27.5	75
Santoña	6.89	240	112.6	78.0	220
Laredo	6.39	230	104.3	72.2	195
Oriñon	2.86	260	46.7	32.3	100
Islares	9.38	560	153.2	106.1	700
Castro U.	2.82	208	46.0	31.8	80
Baltezana	2.34	310	38.3	26.5	95

Tabla 21. Potencia instalada en Hipótesis 2, bombeo semanal.

Los precios con los que se trabajará en esta hipótesis para el bombeo son las que se indican:

- Mercado diario sábado y domingo 32.18 €/MW
- Mercado diario media 2 horas semanales 32.97 €/MW
- Regulación terciaria: 22.14 €/MW

En el caso del turbinado, los precios utilizados serán los siguientes:

- Mercado diario turbinado 51.80 €/MW
- Regulación terciaria: 47.96 €/MW

En este caso se ha mantenido el precio de la regulación terciaria para que de esta forma pueda contemplarse la retribución por disponibilidad.

En lo que a los porcentajes de utilización del mercado terciario se refiere, en la Tabla 22 se recogen los porcentajes obtenidos de la media de los tres años del estudio económico (2014,2015 y 2016) con el fin de obtener un ajuste más acertado.

Lugar	P(MW)	%bombeo	%turbinado
Pechón	270	68.0%	80.8%
Ubiarco	35	98.6%	99.7%
Yuso	75	95.4%	98.5%
Santoña	220	75.6%	86.7%
Laredo	195	79.1%	89.8%
Oriñon	100	93.0%	97.5%
Islares	700	24.2%	35.5%
Castro U.	80	95.2%	98.5%
Baltezana	95	93.2%	97.5%

Tabla 22. Utilización de regulación terciaria según potencia instalada. Hipótesis 2.

Aplicando los precios y los porcentajes de utilización para cada lugar se obtiene los siguientes costes horarios de bombeo y turbinado para cada central.

Lugar	Gasto bombeo (€/MW)	Ingreso turbinado (€/MW)
Pechón	25.42	48.70
Ubiarco	22.28	47.97
Yuso	22.62	48.02
Santoña	24.65	48.47
Laredo	24.29	48.35
Oriñon	22.86	48.06
Islares	29.93	50.44
Castro U.	22.64	48.02
Baltezana	22.83	48.05

Tabla 23. Precio horario de energía estimado para cada central. Hipótesis 2.

Con estos precios se procede a calcular los costes e ingresos que se obtendrán en cada central teniendo en cuenta que las horas de bombeo serán de 34.6 horas semanales y las de turbinado de 24 horas semanales. Además, al igual que en el caso anterior, se supondrá que trabaja todo el año aplicando un porcentaje de utilización del 73%. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 24 y en la Tabla 25

Lugar	Gasto por bombeo	Ingreso por turbinado	Balance
Pechón	9,115,535.66	12,112,009.76	2,996,474.10
Ubiarco	994,953.79	1,485,895.45	490,941.66
Yuso	2,257,497.04	3,324,603.90	1,067,106.86
Santoña	7,122,335.32	9,714,671.70	2,592,336.38
Laredo	6,220,056.49	8,589,583.94	2,369,527.45
Oriñón	2,972,286.00	4,334,428.33	1,362,142.33
Islares	27,435,835.02	32,072,245.75	4,636,410.73
Castro U.	2,319,008.77	3,412,275.39	1,093,266.62
Baltezana	2,909,187.35	4,246,637.89	1,337,450.54

Tabla 24. Gastos e ingresos en hipótesis 2 (€/año).

Lugar	Balance	Peajes de acceso	Peaje acceso a red	Retribución por disponibilidad	TOTAL
Pechón	2,996,474.10	112,782.20	178,141.35	333,210.15	3,038,760.70
Ubiarco	490,941.66	14,046.13	22,186.10	41,498.70	496,208.12
Yuso	1,067,106.86	31,397.24	49,592.46	92,761.80	1,078,878.95
Santoña	2,592,336.38	90,886.75	143,557.13	268,521.00	2,626,413.50
Laredo	2,369,527.45	80,558.71	127,243.82	238,007.25	2,399,732.17
Oriñón	1,362,142.33	40,899.04	64,600.71	120,834.45	1,377,477.04
Islares	4,636,410.73	288,358.88	455,467.62	851,943.90	4,744,528.14
Castro U.	1,093,266.62	32,223.48	50,897.53	95,202.90	1,105,348.51
Baltezana	1,337,450.54	40,072.80	63,295.64	118,393.35	1,352,475.45

Tabla 25. Gastos e ingresos por peajes y retribuciones en hipótesis 2 (€/año).

5.4. Evaluación de costes de construcción.

A continuación, se presenta una estimación de los costes de construcción de cada uno de los lugares evaluados con el fin de poder obtener, bajo las hipótesis de ingresos y costes obtenidos, el periodo de retorno de la inversión sin considerar la tasa interna del retorno.

La razón de no considerar esta tasa es que el objeto de este estudio es comparar posibles lugares a fin de obtener los mejores lugares para futuros estudios más detallados. Asimismo, como se ha mencionado durante todo el estudio se espera que la demanda y por lo tanto los ingresos de este tipo de instalaciones aumente, ya que actualmente, como más adelante se verá, no será rentable realizar este tipo de centrales. Bajo estos criterios se podrá comparar de un modo económico cada uno de los lugares analizados.

Para la obtención de los precios mostrados, se han utilizado proyectos sobre centrales de bombeo y proyectos de construcciones de obras más comunes. A continuación, se muestran las unidades con las que se estimarán los precios de construcción, exponiendo las consideraciones tomadas para cada unidad. En lo que a la construcción del depósito superior se refiere:

- **Excavación de depósito.** Se ha considerado un precio de la retroexcavadora de 75 €/h con un rendimiento de 100 m³/h, 1.0 €/m³ por posibles explosiones a realizar y 1.07 €/m³ de transporte en obra del camión. El coste total de esta unidad será de 2.82 €/m³.
- **Ejecución de terraplenes para presa.** Se ha considerado un rendimiento de pala extendidora y rodillos (cualquier tipo) de 60 m³/h con un coste de 70€/h y 65 €/h respectivamente. El coste total de esta unidad será de 2.25 €/m³.
- **Ejecución de rellenos.** Se ha supuesto esta unidad para el volumen de tierra excedente de la excavación del depósito superior. En este caso se han supuesto los mismos precios que en la unidad anterior, pero con un rendimiento de 80 m³/h. El coste total de esta unidad será de 1.69 €/m³.
- **Lámina impermeabilizante.** Se ha estimado un precio de 15 €/m² (10 € en la geomembrana y 5 € en el geotextil). Esta estimación se ha llevado a cabo tras revisar precios de diferentes láminas en varios catálogos. La medición se ha calculado sobre toda superficie que fuera a contener agua.
- **Sistema de drenaje de la balsa.** Comprende la colocación de tuberías corrugadas de PEAD con relleno de material filtrante con una lámina de geotextil y la ejecución de la zanja necesaria. El precio de esta unidad se ha tomado igual a 1.90 €/m².
- **Expropiaciones.** En lo que a las expropiaciones se refiere, se ha considerado un precio de 15 €/m² para todos los lugares de implantación por encontrarse en suelo rústico. Este precio se ha obtenido de la web de tasagronomos para el año 2016, donde se puede ver el precio del suelo rústico según la comunidad autónoma. Asimismo, la medición considerada se refiere al depósito superior, no considerando el terreno necesario para la construcción.

En lo que a la excavación de las galerías y central subterránea se refiere se han tomado los siguientes precios:

- **Excavación de galería incluido sostenimiento provisional y permanente.** Se ha considerado que se realizará en avance y destroza o con explosivos, tomando un precio de 150 €/m³ y un diámetro de 10 metros para que entre la maquinaria.
- **Excavación de pozo vertical incluido sostenimiento provisional y permanente.** Para la construcción del pozo vertical se ha optado por la utilización de un sistema raise boring, con el cual se puede reducir el diámetro de la excavación, utilizándose este como tubería. El precio estimado para el m³ de este sistema se ha estimado en 5800 euros.
- **Excavación de caverna incluido sostenimiento provisional y permanente.** Se ha considerado que se excavará con explosivos tomando un precio de 125 €/m³.
- **Ejecución de revestimiento de galería con hormigón armado.** Se ha supuesto además para cada situación un espesor de 30 centímetros, valor habitual en ejecución de túneles ferroviarios y de transporte. El precio de esta unidad se ha tomado como 335 €/m³. En el caso de la central subterránea se ha supuesto sin revestimiento.
- **Ejecución del revestimiento de pozo vertical.** Dada la elevada presión que tendrán que soportar las conducciones, se ha optado por disponer un revestimiento de acero. Para la definición del precio de éste, se ha realizado un cálculo aproximado de la presión que deberá resistir la tubería. Para ello, se ha considerado la presión estática más un incremento de un 25% de la misma por efecto del golpe de ariete (calculado mediante la fórmula de Michaud). De esta forma se ha determinado un espesor de la tubería de acero para cada central de acuerdo a la presión que deberá de soportar. Tras esto se ha calculado el peso de revestimiento (expresado en kg) necesario por metro lineal, utilizando para ello el diámetro de la excavación.

Por último, cabe mencionar que en este apartado se ha considerado únicamente el coste correspondiente al material del revestimiento, realizado con un acero inoxidable austenítico de 5 €/Kg.

En lo que a las tomas se refiere se ha tomado un precio de 3 millones de euros por cada toma, una superior y otra inferior. En este precio se ha supuesto incluido todas las obras necesarias, incluyendo en ella todos los materiales necesarios para su ejecución.

En lo que, a los precios de los sistemas de las centrales se refiere, se han considerado los siguientes:

- **Sistema de control de la central.** Se ha supuesto un coste de 5 millones para cada central. Por motivos de simplicidad se ha supuesto el mismo coste para todas las centrales independientemente de la potencia instaladas.

- **Equipos de generación.** Se ha supuesto un coste que variará según la potencia instalada en cada central. En esta partida se considera también la subestación y todos los equipos necesarios para la generación eléctrica.
- **Línea eléctrica.** Se ha supuesto un coste de 1 millón de euros por cada kilómetro de línea a construir entre la central y la línea de alta tensión más cercana.
- **Puentes grúa.** Se ha tomado una partida global a todas las presas de 1.5 millones de euros por este concepto.
- **Válvula de guarda.** Se calcula un coste de 5 millones de euros por cada válvula necesaria, en cada caso una por grupo.
- **Grupo de generación.** Grupo formado por un número de turbo bombas tipo francis moto-generator y todos los sistemas de arranque y regulación. El coste se calculará por cada grupo realizando una estimación de acuerdo a los precios disponibles. Asimismo, se tomará como referencia que cada grupo dispondrá como máximo de 250 MW, dividiendo de esta forma la potencia de cada central entre este valor.

Por último, falta mencionar que no se ha considerado en esta estimación el precio de las tuberías forzadas, de la formación del dique ni los costes relacionados con la adecuación de los caminos, construcción de edificios, etc. Estos costes serán únicos y podrán evaluarse en estudios posteriores detallando soluciones específicas para cada central.

Asimismo, no se ha considerado el sobrecoste que supone obtener unos equipos preparados para resistir el agua salada ni las pinturas hidrófugas a emplear, que deberán de tenerse en cuenta en futuros proyectos.

La importancia de estos costes podrá ser elevada, pero se estima que para analizar la rentabilidad en un estudio preliminar es suficiente.

Para la estimación del tamaño de la central subterránea, al ser su evaluación en un análisis tan preliminar muy difícil, se ha realizado una estimación a partir de los datos recopilados de distintas centrales en función de la potencia instalada, tal y como puede verse en la Tabla 26 y la Figura 30.

Central	Caverna (m ³)	Potencia (MW)
Stº Nicolas-Les Mazures	50000	800
Aguayo II	81765.12	1000
Cortes-La muela	176001.9	550
Okinawa Yambaru	22304	30
Espejo de Tarapacá	25000	300
Complejo hidroeléctrico Río Grande	140000	750

Tabla 26. Centrales utilizadas para regresión.

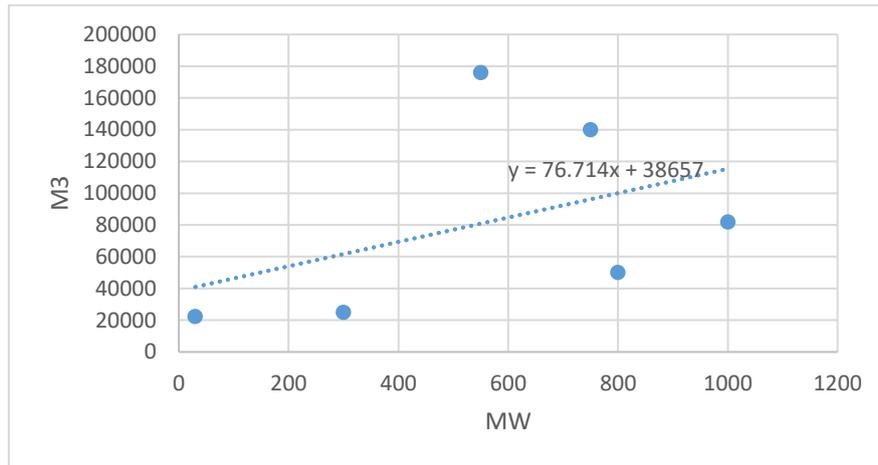


Figura 30. Relación excavación de caverna/potencia.

Con estos datos se han realizado las estimaciones presupuestarias para cada uno de los lugares, pudiendo estudiar cuál de las instalaciones recuperará antes la inversión sin aplicar los conceptos del VAN y el TIR, por las razones que más adelante se verán. Cabe recalcar que todos los datos obtenidos han sido tomados bajo las hipótesis descritas, pudiendo variar los resultados en el caso de modificar éstas.

A continuación, se detallan los presupuestos estimados para cada central analizada.

DEPÓSITO 1. PECHÓN.				
El depósito uno se ha supuesto en un régimen de funcionamiento semanal con una potencia instalada de 273 MW con un caudal de turbinado de 156 m ³ /s y de 108 m ³ /s de bombeo. Los datos relativos al movimiento de tierras se han mostrado en el apartado de evaluación de lugares, por lo que el presupuesto estimado de construcción de esta central es el mostrado en la siguiente tabla.				
Ud.	Concepto	€/Ud.	Medición	Precio (€)
Depósito superior				
m ³	Excavación depósito	2.82	4,090,000	11,533,800.00
m ³	Ejecución terraplenes presa	2.25	3,170,000	7,132,500.00
m ³	Ejecución rellenos	1.69	920,000	1,554,800.00
m ²	Lamina impermeabilizante	15.00	572,635	8,589,525.00
m ²	Ejecución del sistema de drenaje en la balsa	1.90	709,655	1,348,344.50
m ²	Expropiaciones	15.00	709,655	10,644,825.00
Excavación galería y caverna				
m ³	Excavación de galería incluido sostenimiento provisional y permanente	150.00	102,102	15,315,264.19
m ³	Excavación de pozo vertical incluido sostenimiento provisional y permanente.	5,800.00	4,054	23,515,190.15
m ³	Excavación de caverna incluido sostenimiento provisional y permanente	125.00	59,600	7,449,990.25
m ³	Ejecución revestimiento de pozo vertical o galería con hormigón armado	335.00	11,885	3,981,356.08
Kg.	Revestimiento de pozo vertical.	5.00	3,746,213	18,731,065.26
Tomas				
Ud.	Toma superior	3,000,000.00	1	3,000,000.00
Ud.	Toma inferior	3,000,000.00	1	3,000,000.00
Sistemas de Central				
Ud.	Sistema de control de la central	5,000,000.00	1	5,000,000.00
Ud.	Equipos de generación	6,000,000.00	1	6,000,000.00
Km.	Línea de alta tensión	1,000,000.00	10.4	10,400,000.00
Ud.	Puentes grúa	1,500,000.00	1	1,500,000.00
Ud.	Válvula de guarda	5,000,000.00	1	5,000,000.00
Ud.	Grupo de generación	24,868,000.00	1	24,868,000.00
TOTAL				168,564,660.42

Tabla 27. Presupuesto central N°1.

DEPÓSITO 2. UBIARCO.				
<p>El depósito dos se ha supuesto en un régimen de funcionamiento diario con una potencia instalada de 146 MW con un caudal de turbinado de 85 m³/s y de 60 m³/s de bombeo. Los datos relativos al movimiento de tierras se han mostrado en el apartado de evaluación de lugares, por lo que el presupuesto estimado de construcción de esta central es el mostrado en la siguiente tabla.</p>				
Ud.	Concepto	€/Ud.	Medición	Precio (€)
Depósito superior				
m ³	Excavación depósito	2.82	1,100,000	3,102,000.00
m ³	Ejecución terraplenes presa	2.25	1,230,000	2,767,500.00
m ³	Ejecución rellenos	1.69	-*	-*
m ²	Lamina impermeabilizante	15.00	98,185	1,472,775.00
m ²	Ejecución del sistema de drenaje en la balsa	1.90	151,700	288,230.00
m ²	Expropiaciones	15.00	151,700	2,275,500.00
Excavación galería y caverna				
m ³	Excavación de galería incluido sostenimiento provisional y permanente	150.00	117,810	17,671,458.68
m ³	Excavación de pozo vertical incluido sostenimiento provisional y permanente.	5,800.00	2,573	14,925,604.00
m ³	Excavación de caverna incluido sostenimiento provisional y permanente	125.00	49,857	6,232,155.50
m ³	Ejecución revestimiento de pozo vertical o galería con hormigón armado	335.00	13,713	4,593,872.40
Kg.	Revestimiento de pozo vertical.	5.00	465,267	2,326,332.55
Tomas				
Ud.	Toma superior	3,000,000.00	1	3,000,000.00
Ud.	Toma inferior	3,000,000.00	1	3,000,000.00
Sistemas de Central				
Ud.	Sistema de control de la central	5,000,000.00	1	5,000,000.00
Ud.	Equipos de generación	3,300,000.00	1	3,300,000.00
Km.	Línea de alta tensión	1,000,000.00	10.0	10,000,000.00
Ud.	Puentes grúa	1,500,000.00	1	1,500,000.00
Ud.	Válvula de guarda	5,000,000.00	1	5,000,000.00
Ud.	Grupo de generación	18,602,666.67	1	18,602,666.67
TOTAL				105,058,094.79

Tabla 28. Presupuesto central N°2.

* No es necesaria la ejecución de rellenos.

DEPÓSITO 3. YUSO.				
<p>El depósito tres se ha supuesto en un régimen de funcionamiento diario con una potencia instalada de 323 MW, por lo que se ha optado por disponer de dos grupos de 161.5 MW. Los caudales unitarios por grupo serán de 84.5 m³/s en turbinado y de 58.5 m³/s en bombeo. Los datos relativos al movimiento de tierras se han mostrado en el apartado de evaluación de lugares, por lo que el presupuesto estimado de construcción de esta central es el mostrado en la siguiente tabla.</p>				
Ud.	Concepto	€/Ud.	Medición	Precio (€)
Depósito superior				
m ³	Excavación depósito	2.82	2,650,000	7,473,000.00
m ³	Ejecución terraplenes presa	2.25	1,640,000	3,690,000.00
m ³	Ejecución rellenos	1.69	1,010,000	1,706,900.00
m ²	Lamina impermeabilizante	15.00	170,400	2,556,000.00
m ²	Ejecución del sistema de drenaje en la balsa	1.90	241,344	458,553.60
m ²	Expropiaciones	15.00	241,344	3,620,160.00
Excavación galería y caverna				
m ³	Excavación pozo vertical o galería incluido sostenimiento provisional y permanente	150.00	196,350	29,452,431.13
m ³	Excavación de pozo vertical incluido sostenimiento provisional y permanente.	5,800.00	5891.89	34,172,962.72
m ³	Excavación de caverna incluido sostenimiento provisional y permanente	125.00	63,436	7,929,452.75
m ³	Ejecución revestimiento de pozo vertical o galería con hormigón armado	335.00	22,855	7,656,454.00
Kg.	Revestimiento de pozo vertical.	5.00	1,183,092	5,915,457.69
Tomas				
Ud.	Toma superior	3,000,000.00	1	3,000,000.00
Ud.	Toma inferior	3,000,000.00	1	3,000,000.00
Sistemas de Central				
Ud.	Sistema de control de la central	5,000,000.00	1	5,000,000.00
Ud.	Equipos de generación	7,267,000.00	1	7,267,000.00
Km.	Línea de alta tensión	1,000,000.00	8.0	8,000,000.00
Ud.	Puentes grúa	1,500,000.00	1	1,500,000.00
Ud.	Válvula de guarda	5,000,000.00	2	10,000,000.00
Ud.	Grupo de generación	19,367,333.33	2	38,734,666.67
TOTAL				181,133,038.55

Tabla 29. Presupuesto central N°3.

DEPÓSITO 4. SANTOÑA.				
El depósito cuatro se ha supuesto en un régimen de funcionamiento semanal con una potencia instalada de 220 MW con un caudal de turbinado de 112 m ³ /s y de 68 m ³ /s de bombeo. Los datos relativos al movimiento de tierras se han mostrado en el apartado de evaluación de lugares, por lo que el presupuesto estimado de construcción de esta central es el mostrado en la siguiente tabla.				
Ud.	Concepto	€/Ud.	Medición	Precio (€)
Depósito superior				
m ³	Excavación depósito	2.82	5,700,000	16,074,000.00
m ³	Ejecución terraplenes presa	2.25	2,200,000	4,950,000.00
m ³	Ejecución rellenos	1.69	3,500,000	5,915,000.00
m ²	Lamina impermeabilizante	15.00	410,420	6,156,300.00
m ²	Ejecución del sistema de drenaje en la balsa	1.90	506,005	961,409.50
m ²	Expropiaciones	15.00	506,005	7,590,075.00
Excavación galería y caverna				
m ³	Excavación pozo vertical o galería incluido sostenimiento provisional y permanente	150.00	58,905	8,835,729.34
m ³	Excavación de pozo vertical incluido sostenimiento provisional y permanente.	5,800.00	2,651	15,374,169.05
m ³	Excavación de caverna incluido sostenimiento provisional y permanente	125.00	55,534	6,941,760.00
m ³	Ejecución revestimiento de pozo vertical o galería con hormigón armado	335.00	6,857	2,296,936.20
Kg.	Revestimiento de pozo vertical.	5.00	542,867	2,714,336.05
Tomas				
Ud.	Toma superior	3,000,000.00	1	3,000,000.00
Ud.	Toma inferior	3,000,000.00	1	3,000,000.00
Sistemas de Central				
Ud.	Sistema de control de la central	5,000,000.00	1	5,000,000.00
Ud.	Equipos de generación	4,950,000.00	1	4,950,000.00
Km.	Línea de alta tensión	1,000,000.00	14.4	14,400,000.00
Ud.	Puentes grúa	1,500,000.00	1	1,500,000.00
Ud.	Válvula de guarda	5,000,000.00	1	5,000,000.00
Ud.	Grupo de generación	22,253,333.33	1	22,253,333.33
TOTAL				136,913,048.47

Tabla 30. Presupuesto central N°4.

DEPÓSITO 5. LAREDO.				
El depósito cinco se ha supuesto en un régimen de funcionamiento semanal con una potencia instalada de 195 MW con un caudal de turbinado de 105 m ³ /s y de 72 m ³ /s de bombeo. Los datos relativos al movimiento de tierras se han mostrado en el apartado de evaluación de lugares, por lo que el presupuesto estimado de construcción de esta central es el mostrado en la siguiente tabla.				
Ud.	Concepto	€/Ud.	Medición	Precio (€)
Depósito superior				
m ³	Excavación depósito	2.82	4,900,000	13,818,000.00
m ³	Ejecución terraplenes presa	2.25	2,600,000	5,850,000.00
m ³	Ejecución rellenos	1.69	2,300,000	3,887,000.00
m ²	Lamina impermeabilizante	15.00	397,785	5,966,775.00
m ²	Ejecución del sistema de drenaje en la balsa	1.90	511,933	972,672.70
m ²	Expropiaciones	15.00	511,933	7,678,995.00
Excavación galería y caverna				
m ³	Excavación pozo vertical o galería incluido sostenimiento provisional y permanente	150.00	51,051	7,657,632.09
m ³	Excavación de pozo vertical incluido sostenimiento provisional y permanente.	5,800.00	2,341	13,578,466.10
m ³	Excavación de caverna incluido sostenimiento provisional y permanente	125.00	53,616	6,702,028.75
m ³	Ejecución revestimiento de pozo vertical o galería con hormigón armado	335.00	5,942	1,990,678.04
Kg.	Revestimiento de pozo vertical.	5.00	460,731	2,303,657.01
Tomas				
Ud.	Toma superior	3,000,000.00	1	3,000,000.00
Ud.	Toma inferior	3,000,000.00	1	3,000,000.00
Sistemas de Central				
Ud.	Sistema de control de la central	5,000,000.00	1	5,000,000.00
Ud.	Equipos de generación	4,387,000.00	1	4,387,000.00
Km.	Línea de alta tensión	1,000,000.00	11.4	11,400,000.00
Ud.	Puentes grúa	1,500,000.00	1	1,500,000.00
Ud.	Válvula de guarda	5,000,000.00	1	5,000,000.00
Ud.	Grupo de generación	21,020,000.00	1	21,020,000.00
TOTAL				124,712,904.69

Tabla 31. Presupuesto central N°5.

DEPÓSITO 6. ORIÑON.

El depósito seis se ha supuesto en un régimen de funcionamiento diario con una potencia instalada de 420 MW, por lo que se ha optado por disponer de dos grupos de 210 MW. Los caudales unitarios por grupo serán de 99 m³/s en turbinado y de 68.5 m³/s en bombeo. Los datos relativos al movimiento de tierras se han mostrado en el apartado de evaluación de lugares, por lo que el presupuesto estimado de construcción de esta central es el mostrado en la siguiente tabla.

Ud.	Concepto	€/Ud.	Medición	Precio (€)
Depósito superior				
m ³	Excavación depósito	2.82	2,300,000	6,486,000.00
m ³	Ejecución terraplenes presa	2.25	1,700,000	3,825,000.00
m ³	Ejecución rellenos	1.69	600,000	1,014,000.00
m ²	Lamina impermeabilizante	15.00	194,500	2,917,500.00
m ²	Ejecución del sistema de drenaje en la balsa	1.90	269,470	511,993.00
m ²	Expropiaciones	15.00	269,470	4,042,050.00
Excavación galería y caverna				
m ³	Excavación pozo vertical o galería incluido sostenimiento provisional y permanente	150.00	102,102	15,315,264.19
m ³	Excavación de pozo vertical incluido sostenimiento provisional y permanente.	5,800.00	5,522	32,025,646.84
m ³	Excavación de caverna incluido sostenimiento provisional y permanente	125.00	70,877	8,859,610.00
m ³	Ejecución revestimiento de pozo vertical o galería con hormigón armado	335.00	11,885	3,981,356.08
Kg.	Revestimiento de pozo vertical.	5.00	1,219,183	6,095,916.23
Tomas				
Ud.	Toma superior	3,000,000.00	1	3,000,000.00
Ud.	Toma inferior	3,000,000.00	1	3,000,000.00
Sistemas de Central				
Ud.	Sistema de control de la central	5,000,000.00	1	5,000,000.00
Ud.	Equipos de generación	9,450,000.00	1	9,450,000.00
Km.	Línea de alta tensión	1,000,000.00	12.0	12,000,000.00
Ud.	Puentes grúa	1,500,000.00	1	1,500,000.00
Ud.	Válvula de guarda	5,000,000.00	2	10,000,000.00
Ud.	Grupo de generación	21,760,000.00	2	43,520,000.00
TOTAL				172,544,336.33

Tabla 32. Presupuesto central N°6.

DEPÓSITO 7. ISLARES.				
<p>El depósito siete se ha supuesto en un régimen de funcionamiento semanal con una potencia instalada de 697 MW, por lo que se ha optado por disponer de tres grupos de 232 MW. Los caudales unitarios por grupo serán de 51 m³/s en turbinado y de 35.33 m³/s en bombeo. Los datos relativos al movimiento de tierras se han mostrado en el apartado de evaluación de lugares, por lo que el presupuesto estimado de construcción de esta central es el mostrado en la siguiente tabla.</p>				
Ud.	Concepto	€/Ud.	Medición	Precio (€)
Depósito superior				
m ³	Excavación depósito	2.82	6,900,000	19,458,000.00
m ³	Ejecución terraplenes presa	2.25	4,600,000	10,350,000.00
m ³	Ejecución rellenos	1.69	2,300,000	3,887,000.00
m ²	Lamina impermeabilizante	15.00	650,750	9,761,250.00
m ²	Ejecución del sistema de drenaje en la balsa	1.90	804,800	1,529,120.00
m ²	Expropiaciones	15.00	804,800	12,072,000.00
Excavación galería y caverna				
m ³	Excavación pozo vertical o galería incluido sostenimiento provisional y permanente	150.00	141,372	21,205,750.41
m ³	Excavación de pozo vertical incluido sostenimiento provisional y permanente.	5,800.00	7,944	46,076,954.05
m ³	Excavación de caverna incluido sostenimiento provisional y permanente	125.00	92,203	11,525,421.50
m ³	Ejecución revestimiento de pozo vertical o galería con hormigón armado	335.00	16,456	5,512,646.88
Kg.	Revestimiento de pozo vertical.	5.00	3,660,735	18,303,672.78
Tomas				
Ud.	Toma superior	3,000,000.00	1	3,000,000.00
Ud.	Toma inferior	3,000,000.00	1	3,000,000.00
Sistemas de Central				
Ud.	Sistema de control de la central	5,000,000.00	1	5,000,000.00
Ud.	Equipos de generación	15,705,000.00	1	15,705,000.00
Km.	Línea de alta tensión	1,000,000.00	12.0	12,000,000.00
Ud.	Puentes grúa	1,500,000.00	1	1,500,000.00
Ud.	Válvula de guarda	5,000,000.00	3	15,000,000.00
Ud.	Grupo de generación	22,845,333.33	3	68,536,000.00
TOTAL				283,422,815.62

Tabla 33. Presupuesto central N°7.

DEPÓSITO 8. CASTRO URDIALES.				
<p>El depósito ocho se ha supuesto en un régimen de funcionamiento diario con una potencia instalada de 331 MW, por lo que se ha optado por disponer de dos grupos de 165 MW. Los caudales unitarios por grupo serán de 97.5 m³/s en turbinado y de 67.5 m³/s en bombeo. Los datos relativos al movimiento de tierras se han mostrado en el apartado de evaluación de lugares, por lo que el presupuesto estimado de construcción de esta central es el mostrado en la siguiente tabla.</p>				
Ud.	Concepto	€/Ud.	Medición	Precio (€)
Depósito superior				
m ³	Excavación depósito	2.82	0*	0.00
m ³	Ejecución terraplenes presa	2.25	0*	0.00
m ³	Ejecución rellenos	1.69	0*	0.00
m ²	Lamina impermeabilizante	15.00	204,000	3,060,000.00
m ²	Ejecución del sistema de drenaje en la balsa	1.90	123,693	235,016.70
m ²	Expropiaciones	15.00	123,693	1,855,395.00
Excavación galería y caverna				
m ³	Excavación pozo vertical o galería incluido sostenimiento provisional y permanente	150.00	86,394	12,959,069.70
m ³	Excavación de pozo vertical incluido sostenimiento provisional y permanente.	5,800.00	4,417	25,620,517.47
m ³	Excavación de caverna incluido sostenimiento provisional y permanente	125.00	64,049	8,006,166.75
m ³	Ejecución revestimiento de pozo vertical o galería con hormigón armado	335.00	10,056	3,368,839.76
Kg.	Revestimiento de pozo vertical.	5.00	791,586	3,957,928.22
Tomas				
Ud.	Toma superior	3,000,000.00	1	3,000,000.00
Ud.	Toma inferior	3,000,000.00	1	3,000,000.00
Sistemas de Central				
Ud.	Sistema de control de la central	5,000,000.00	1	5,000,000.00
Ud.	Equipos de generación	7,450,000.00	1	7,450,000.00
Km.	Línea de alta tensión	1,000,000.00	8.0	8,000,000.00
Ud.	Puentes grúa	1,500,000.00	1	1,500,000.00
Ud.	Válvula de guarda	5,000,000.00	2	10,000,000.00
Ud.	Grupo de generación	19,540,000.00	2	39,080,000.00
TOTAL				136,092,933.59

Tabla 34. Presupuesto central N°8.

*El depósito se sitúa en una antigua mina ya excavada por lo que no se consideran movimientos de tierras.

DEPÓSITO 9. BALTEZANA.				
<p>El depósito nueve se ha supuesto en un régimen de funcionamiento diario con una potencia instalada de 410 MW, por lo que se ha optado por disponer de tres grupos de 205 MW. Los caudales unitarios por grupo serán de 81 m³/s en turbinado y de 56 m³/s en bombeo. Los datos relativos al movimiento de tierras se han mostrado en el apartado de evaluación de lugares, por lo que el presupuesto estimado de construcción de esta central es el mostrado en la siguiente tabla.</p>				
Ud.	Concepto	€/Ud.	Medición	Precio (€)
Depósito superior				
m ³	Excavación depósito	2.82	2,800,000	7,896,000.00
m ³	Ejecución terraplenes presa	2.25	1,780,000	4,005,000.00
m ³	Ejecución rellenos	1.69	1,020,000	1,723,800.00
m ²	Lamina impermeabilizante	15.00	170,275	2,554,125.00
m ²	Ejecución del sistema de drenaje en la balsa	1.90	247,634	470,504.60
m ²	Expropiaciones	15.00	247,634	3,714,510.00
Excavación galería y caverna				
m ³	Excavación pozo vertical o galería incluido sostenimiento provisional y permanente	150.00	157,080	23,561,944.90
m ³	Excavación de pozo vertical incluido sostenimiento provisional y permanente.	5,800.00	6,087	35,303,647.44
m ³	Excavación de caverna incluido sostenimiento provisional y permanente	125.00	70,110	8,763,717.50
m ³	Ejecución revestimiento de pozo vertical o galería con hormigón armado	335.00	18,284	6,125,163.20
Kg.	Revestimiento de pozo vertical.	5.00	1,587,447	7,937,233.84
Tomas				
Ud.	Toma superior	3,000,000.00	1	3,000,000.00
Ud.	Toma inferior	3,000,000.00	1	3,000,000.00
Sistemas de Central				
Ud.	Sistema de control de la central	5,000,000.00	1	5,000,000.00
Ud.	Equipos de generación	9,225,000.00	1	9,225,000.00
Km.	Línea de alta tensión	1,000,000.00	6.8	6,800,000.00
Ud.	Puentes grúa	1,500,000.00	1	1,500,000.00
Ud.	Válvula de guarda	5,000,000.00	2	10,000,000.00
Ud.	Grupo de generación	21,513,333.33	2	43,026,666.67
TOTAL				183,607,313.15

Tabla 35. Presupuesto central N°9.

Una vez realizado el presupuesto de cada central, se ha recopilado en la Tabla 36 los costes de construcción de las centrales analizadas, así como los ingresos anuales esperados bajo las hipótesis tomadas en el apartado anterior. Asimismo, se ha calculado los años necesarios para amortizar la central suponiendo que los costes de construcción son los mostrados y que los ingresos se mantendrán constantes.

	P(MW)	Coste de construcción	Ingreso anual percibido	Años de retorno
Depósito 1	273	168,564,660.42	3,038,760.70	55
Depósito 2	146	105,058,094.79	2,116,634.37	50
Depósito 3	323	181,133,038.55	3,119,493.93	58
Depósito 4	220	136,913,048.47	2,626,413.50	52
Depósito 5	195	124,712,904.69	2,399,732.17	52
Depósito 6	420	172,544,336.33	3,048,308.24	57
Depósito 7	698	283,422,815.62	4,744,528.14	60
Depósito 8	331	136,092,933.59	3,121,990.07	44
Depósito 9	410	183,607,313.15	2,999,354.13	61

Tabla 36. Resumen de datos.

Se puede observar que actualmente ninguna de las centrales propuestas es rentable, dado que sin tener en cuenta todos los costes de construcción y tomando hipótesis de ingresos favorables, no se pueden considerar ningún tipo de tasa de rentabilidad. Además, el periodo de retorno sin tener en cuenta estas consideraciones es bastante elevado en todos los casos considerando que este tipo de instalaciones están operativa aproximadamente 50 años. Este resultado es acorde con los análisis de las principales compañías eléctricas, que en la situación actual no planean la construcción de nuevas centrales hasta la modificación del mercado.

Como puede verse la opción que antes recupere la inversión bajo las hipótesis tomadas será el depósito ubicado en Castro Urdiales, lugar donde se aprovecharía la mina existente reduciendo los costes.

Por otro lado, la que mayor flexibilidad dará de vistas al futuro y a la posible integración con sistemas de generación energética marinos, eólica offshore, por ejemplo, será el depósito planteado en Islares, que a pesar de ser la de costes más elevados, será la que mayores ingresos anuales obtenga, ingresos que podrán verse aumentados con la integración en sistemas de generación renovables.

Cabe recordar que a efectos del presente estudio solamente se ha considerado la central trabajando a pleno rendimiento por facilidad de comparación con el resto de soluciones.

A continuación, se realizará una comparación de resultados, analizando cada lugar con los criterios de evaluación de acuerdo a la metodología de selección utilizada y con los costes e ingresos actuales bajo las hipótesis tomadas a fin de establecer el mejor lugar para la implantación de una central de este tipo.

De esta forma, se podrán unir los resultados obtenidos del modelo de evaluación con unos costes de construcción y rendimiento, donde se podrán escoger las más convenientes de todas ellas para plantearlas como futuras líneas de investigación.

6. Análisis de resultados.

Como ha podido observarse, la cada vez mayor implantación de energías renovables hace esperar que la necesidad de instalaciones de regulación de la energía aumente significativamente, tanto para regular el mercado eléctrico como para regular la propia producción de las centrales.

A continuación, se realizará una revisión de los resultados obtenidos de cada lugar de implantación con el fin de evaluar el resultado del análisis multi-criterio y el análisis financiero para poder encontrar los pros y contras de cada lugar y definir cuáles serán los lugares más idóneos para plantear una central de este tipo.

Depósito 1. Pechón.

Este depósito se encuentra situado junto al límite de la comunidad autónoma de Asturias, sobre la población de Pechón. Como se ha visto en la evaluación multi-criterio, este depósito ha recibido una puntuación de 0 puntos en el impacto ambiental, debido a que la toma inferior se encuentra en un área de interés comunitario. En lo relativo a los demás criterios no ha recibido ninguna puntuación destacada salvo su gran capacidad de almacenamiento.

En lo relativo a los criterios económicos, su funcionamiento se ha considerado semanal y los resultados de construcción y de rentabilidad se sitúa en puestos intermedios, aunque su implantación se descarta por razones ambientales.

Depósito 2. Ubiarco.

Este depósito se encuentra situado junto a la localidad de Ubiarco. La puntuación obtenida en el análisis multi-criterio ha sido la más elevada, destacando que ha recibido la puntuación máxima en los criterios sociales. Además, su coste de construcción no es excesivamente elevado, se encuentra en primera posición y los ingresos anuales percibidos, aun siendo uno de los más bajos pueden ser suficientes para amortizar la inversión.

Como pega principal a este lugar se encuentra que la potencia instalada en este lugar es de solamente 146 MW, potencia adecuada para participar en el mercado de regulación, pero quizás pequeña para la instalación conjunta con un parque eólico o para regular de una forma significativa el sistema eléctrico.

Depósito 3. Yuso.

El depósito tres se encuentra situado en la población de Yuso, cerca de la ubicación del depósito 2. Sus resultados tanto en el análisis multi-criterio como económico han sido bastante malos por lo que se desecha que esta pueda resultar una opción aceptable.

Depósito 4. Santoña.

Este depósito se encuentra próxima a la villa de Santoña, en el monte Buciero. En el análisis multi-criterio ha obtenido una puntuación de 0 puntos en todos los criterios sociales, por cercanía al núcleo de población, y ubicarse dentro del parque natural de las marismas de Santoña, Victoria y Joyel. En lo que a los criterios técnicos se refiere no ha obtenido una puntuación especialmente destacable.

En lo que al análisis económico se refiere, su implantación no requiere un costo excesivo obteniéndose una rentabilidad bastante elevada. Sin embargo, este depósito se considera inviable por las afecciones que tiene sobre la población.

Depósito 5. Laredo.

El depósito 5 se encuentra situado en el borde de la costa, entre el municipio de Laredo y la población de Villanueva. Esta ubicación ha sido una de las que mayores puntuaciones ha obtenido en lo que a los criterios técnicos se refiere, debido principalmente a su ubicación tan cercana a la costa. Por otro lado, en lo que a criterios sociales se refiere, ha obtenido una puntuación de 40 puntos, obteniendo 0 solamente en el criterio de afección por rotura.

En lo relativo a los costes de construcción, considerando un funcionamiento semanal con una potencia de 195 MW instalados, se ha obtenido que, bajo las hipótesis tomadas, tiene un coste de construcción relativamente bajo, siendo la segunda menos costosa según la estimación presupuestaria.

Por otro lado, esta central podría ofrecer una gran versatilidad en combinación con otras formas de producción energética marina, pudiendo pasar, en el caso de requerir más potencia, a bombeo diario con una potencia estimada de 830 MW. Por este motivo este lugar será uno de los que se deberá tener en cuenta.

Depósito 6. Oriñón.

Esta ubicación se encuentra situada en la localidad de Sonabia, próximo a la playa de Oriñón. Las puntuaciones obtenidas en modelo multi-criterio, no han sido elevadas, siendo uno de los lugares que menores puntuaciones ha obtenido en los criterios técnicos. Asimismo, ha obtenido una puntuación de 0 puntos en el impacto ambiental, al poder la rotura del depósito afectar gravemente a la playa de Oriñón, considerado como lugar de interés comunitario. Por este motivo esta ubicación será descartada como posible opción.

Depósito 7. Islares.

Ubicado sobre Islares es la central de mayor potencia de las analizadas. Dispone de un salto de aproximadamente 550 metros por lo que ofrece una gran potencia. Considerando un bombeo semanal, podría disponer de una potencia de unos 700 MW, siendo la que mayor opción de regulación pueda tener.

Por otro lado, en el análisis multi-criterio, ha sido la opción que mayor puntuación ha obtenido respecto a los criterios técnicos, por sus grandes puntuaciones en los aspectos geológicos, capacidad de almacenamiento y relación longitud/altura. En lo que a los criterios sociales se refiere, ha obtenido una puntuación de 40 puntos, debido a las afecciones que su rotura podrá causar sobre las poblaciones de Islares, Cerdigo y Allendelagua.

En el análisis económico llevado a cabo, teniendo en cuenta que las estimaciones se han realizado considerando que los tres grupos de 230 MW trabajan conjuntamente, ha sido la que mayor coste de construcción presenta, pero a su vez la que mayor beneficio asegura bajo las hipótesis de precios tomadas.

Por este motivo esta central será una de las que se deba tener en cuenta en análisis futuros ya que es el lugar que mayores posibilidades de regulación del mercado tiene.

Depósito 8. Castro Urdiales.

Este depósito se ha planteado en una antigua mina a cielo abierto en la que ya se dispone de una excavación realizada, en el municipio de Castro Urdiales. La construcción de esta central es una de las que menores costes tendrá, debido principalmente a que el depósito superior se puede considerar prácticamente realizado. Además, viendo los ingresos y costes de construcción que obtiene es la que, bajo las hipótesis tomadas, antes recuperará la inversión.

La potencia instalada considerando un bombeo diario ha sido de 330 MW aproximadamente, potencia adecuada para regular parte del mercado terciario actual o futuras instalaciones de generación de energía que se quisieran situar en la costa.

En lo que al análisis multi-criterio se refiere, ha sido, junto al depósito 2, el que mayor puntuación ha obtenido en los criterios sociales, obteniendo en la puntuación global la tercera puntuación.

Por estos motivos, este lugar será otro de los que considerar, debido principalmente a su bajo costo de construcción y a que no surtirá ningún efecto ambiental debido a que se encuentra el depósito realizado, quedando prácticamente toda la obra a realizar no visible desde los municipios aledaños.

Depósito 9. Baltezana.

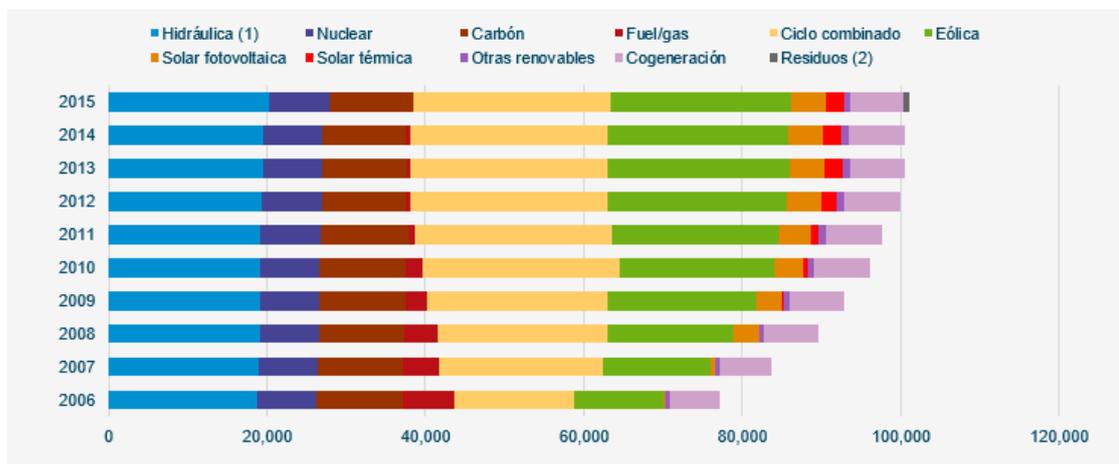
Este depósito se encuentra situado junto al límite de la Comunidad Autónoma del País Vasco, próximo a la localidad de Baltezana. Los resultados obtenidos en el análisis multi-criterio han sido bastantes bajos. Asimismo, los costes de construcción han sido elevados y por el contrario la rentabilidad baja en relación a los costes, situándose el retorno de la inversión en última posición.

7. Futuro del mercado eléctrico.

Como se ha mencionado al inicio del presente apartado, es necesario el estudio del estado de la producción energética actual en la España peninsular para ver la integración de este tipo de centrales en un medio – largo plazo.

Como puede verse en la Figura 31, la introducción de las energías renovables a lo largo de la última década se ha incrementado notoriamente, destacando la evolución de la energía eólica y solar junto con el ciclo combinado. En contraposición, las centrales de fuel/gas puras han ido desapareciendo del sistema, quedando prácticamente relegadas a sistemas de apoyo en lugares concretos, como puede ser el caso de la isla de El Hierro.

En lo que a los demás modos de generación se refiere, apenas ha habido modificación alguna, lo que conlleva que se han implantado pocas o ninguna central térmica, nuclear ni hidráulica en la última década, cuestión que más adelante se abordará en más profundidad.



⁽¹⁾ Incluye la potencia de bombeo puro.

⁽²⁾ Potencia incluida en otras renovables y cogeneración hasta el 31/12/2014.

Fuente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en: hidráulica no UGH, eólica, solar fotovoltaica, solar térmica, otras renovables, cogeneración y residuos.

Figura 31. Evolución de la potencia instalada peninsular. Informe del Sistema Eléctrico Español 2015. REE.

Si nos centramos en la potencia instalada en el año 2015, Figura 32, se puede observar que existen actualmente tres grandes sistemas que ocupan prácticamente el 70 % de la potencia instalada.

Por otro lado, los sistemas energéticos no renovables, salvo ciclo combinado, suponen únicamente el 18% del total instalado. Sin embargo, estos sistemas suponen el 42% de la producción total energética, lo que quiere decir que apenas el 20% de la potencia instalada en la España peninsular genera casi la mitad de energía.

Asimismo, llama la atención que la energía hidráulica y ciclo combinado sea utilizada únicamente el 20% del tiempo siendo casi la mitad de la potencia instalada. La razón de este hecho es que estas plantas son utilizadas bajo demanda específica, no estando en funcionamiento continuamente.

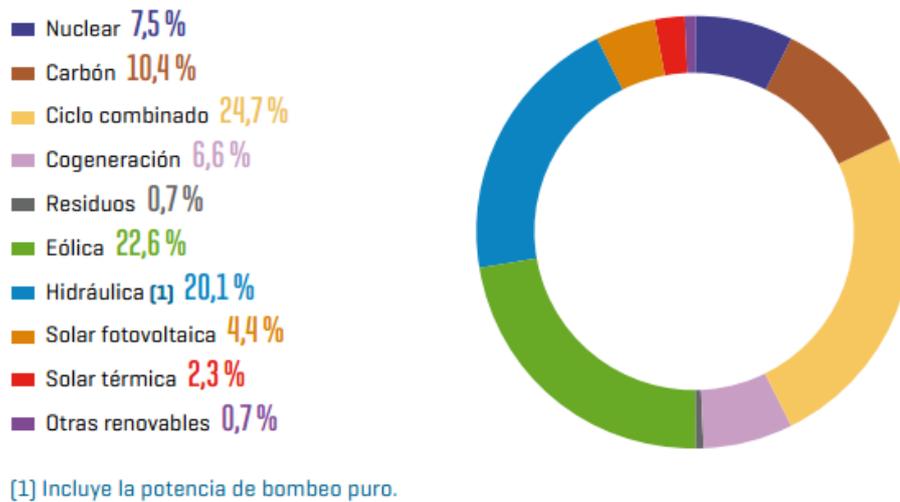


Figura 32. Potencia instalada a 31.12.2015 en el sistema eléctrico peninsular. Informe del Sistema Eléctrico Español 2015. REE.

Por último, cabe mencionar que las energías renovables como la solar y eólica son utilizadas prácticamente todo el tiempo, junto con otras formas de producción como la cogeneración y la utilización de residuos. Esta dependencia de las centrales nucleares y de carbón se puede considerar un problema de estabilidad del sistema, ya que se depende directamente de ellas.

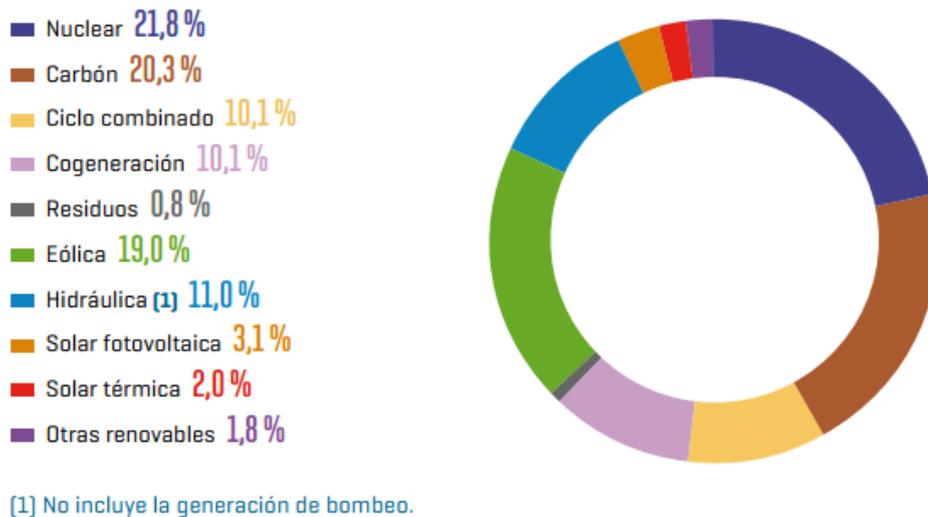


Figura 33. Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica peninsular en 2015. Informe del Sistema Eléctrico Español 2015. REE.

Como se ha mencionado varias veces en el presente documento, es muy posible que el sistema eléctrico sufra cambios significativos en las próximas décadas, no solo porque las energías renovables cogerán más fuerza, como puede verse en la evolución de la potencia instalada de la Figura 31, si no por que las centrales nucleares y térmicas existentes tenderán a desaparecer.

En la Tabla 37 se muestran las centrales nucleares existentes en España actualmente. La más antigua de todas ellas es la central de Sta. María de Garoña, en servicio desde 1971, y que actualmente, a pesar de haber recibido autorización para continuar en servicio, ha finalizado su vida útil inicialmente prevista (40 años). Asimismo, existen otras 7 centrales las cuales entraron en servicio entre 1981 y 1988, es decir, aproximadamente 30 años. La vejez de estas centrales conlleva que puede que en los próximos 10-20 años se efectúe el cierre progresivo de estas, no proyectándose en la actualidad la construcción de nuevas centrales de este tipo. Esta situación dejará un grave problema de estabilidad del sistema que solo se podrá solucionar con la nueva construcción de centrales nucleares o con sistemas de energía renovable junto con una gran cantidad de almacenamiento, mediante centrales de bombeo, por ejemplo.

Central	Emplazamiento	Propietarios	Potencia eléctrica(MW)	Tipo	Año entrada en servicio
Sta. María Garoña	V. Tobalina Burgos	Nuclenor: Iberdrola Generación, S.A.(50%) y Endesa Generación, S.A. (50%)	466.00	B.W.R.	1971
Almaraz I	Almaraz Cáceres	Iberdrola Generación, S.A. (52,7%), Endesa Generación, S.A. (36,0%) Gas Natural, S.A. (11,3%)	1035.30	P.W.R.	1981
Ascó I	Ascó Tarragona	Endesa Generación, S.A.(100%)	1032.50	P.W.R.	1983
Almaraz II	Almaraz Cáceres	Iberdrola Generación, S.A. (52,7%), Endesa Generación, S.A.(36%) Gas Natural, S.A. (11,3%)	1045.00	P.W.R.	1983
Cofrentes	Cofrentes Valencia	Iberdrola Generación, Nuclear S.A.	1092.02	B.W.R.	1984
Ascó II	Ascó Tarragona	Endesa Generación, S.A.(85%), Iberdrola Generación, S.A. (15%)	1027.21	P.W.R.	1985
Vandellós II	Vandellós L'Hospitalet del Infant Tarragona	Endesa Generación, S.A.(72%), Iberdrola Generación, S.A. (28%)	1087.14	P.W.R.	1987
Trillo	Trillo Guadalajara	Iberdrola Generación, S.A. (48%), Gas Natural S. A.(34,5%) Hidroeléctrica Cantábrico (15,5%), Nuclenor (2%).	1066.00	P.W.R.	1988

Tabla 37. Centrales nucleares existentes. Ministerios de energía, turismo y agenda digital.

En lo que a las centrales térmicas se refiere, los objetivos de disminución de las emisiones, junto con la cada vez mayor escasez de recursos, hacen prever que no se implantarán nuevas centrales de este tipo, por lo que se irán cerrando progresivamente las existentes por falta de rentabilidad.

En este aspecto cabe mencionar la Directiva de Emisiones Industriales 2010/75/UE, la cual limita las emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión para el año 2020, tras un proceso de transición actualmente vigente.

Por otro lado, el objetivo europeo del 20/20/20 que tiene como objetivo llevar a Europa hacia un futuro sostenible promoviendo la reducción de gases invernadero, ahorrando los consumos energéticos mediante una mayor eficiencia y promoviendo las energías renovables hasta el 20%, hace esperar que se aumente las energías renovables haciendo necesaria la integración en el sistema de centrales de bombeo.

Ante esta necesidad de regulación, se puede prever que las subvenciones a este tipo de centrales aumenten por encima de las ayudas actuales aumentando de esta forma la rentabilidad de las mismas. Asimismo, la diferencia entre el precio de bombeo y turbinado se espera que aumente en el mercado, pudiendo esperar para el año 2025-2030 una diferencia de en torno a 25 €/MW, valor con el que se garantizaría la rentabilidad de las centrales.

Por otro lado, existen actualmente diversos estudios relativos a la generación eléctrica en el mar, bien por energía eólica, de mareas o de oleaje. La que actualmente mayor implantación está teniendo es la energía eólica offshore siendo una de las fuentes de energía más prometedoras en las próximas décadas. En el norte de Europa es ya una realidad, donde las condiciones de viento y los emplazamientos en el mar permiten unos desarrollos competitivos.

Asimismo, la implantación de estos parques en España es cada vez más cercana gracias a los avances que se están realizando en el desarrollo de diferentes herramientas de simulación desarrolladas, entre otros por el IH Cantabria.

El desarrollo de estas energías deja abierta una puerta para la implantación de centrales de bombeo costeras como las definidas en el presente estudio. Mediante la implantación de este tipo de centrales se podrán desarrollar nodos generadores que no solo generen energía, sino que puedan gestionarla de una manera óptima.

En este aspecto, otra ventaja que dispone la implantación conjunta de central de bombeo y parque eólico, es que mientras en un parque eólico la energía vendida en el mercado diario no puede asegurarse, con las consiguientes penalizaciones económicas que ello conlleva, mediante una aplicación conjunta de estas centrales es posible asegurar la cantidad de energía independientemente de las condiciones climáticas.

De esta forma, al situar la central en la costa, será posible reducir al mínimo posible los costes de transporte creando grandes superficies de generación energética. Este uso conjunto no es solo aplicable a la energía eólica como ya se ha visto anteriormente, si no que puede implementarse con el uso de distintos aprovechamientos energéticos renovables como, por ejemplo, la solar.

8. Conclusiones.

Ante las actuales demandas energéticas del mercado eléctrico puede considerarse que la construcción de una central de este tipo es completamente inviable por los bajos beneficios que obtendrá. Sin embargo, se espera que en los próximos años se modifique la tendencia actual, debido principalmente a las directivas europeas que limitan las emisiones de las centrales térmicas, así como los objetivos de sostenibilidad, que hacen esperar un mayor aumento de las energías renovables.

En este sentido, al implementar la capacidad del mercado mediante energías renovables, se hará necesaria la implantación de sistemas de regulación, como las centrales de bombeo, que permitan la operatividad de estos sistemas en el mercado.

Ante esta necesidad de regulación, cabe esperar que aumenten los pagos por capacidad y subvenciones que percibirán este tipo de centrales para que de esta forma sean rentables. Por otro lado, es probable que la diferencia de precios entre horas valle y pico aumente, permitiendo de esta forma la participación de este tipo de centrales en el mercado diario de una forma rentable.

En lo que respecta al presente estudio, se han obtenido las siguientes conclusiones en lo que a las ubicaciones propuestas se refiere:

- Los depósitos planteados en Pechón, Santoña y Oriñón han sido descartados por el impacto ambiental que su construcción implicaría.
- La posibilidad de instalación en Yuso y Baltezana se ha descartado por los malos resultados obtenidos tanto en el análisis multi-criterio como en el económico.
- El depósito situado en Ubiarco permitiría desarrollar un bombeo diario con una potencia de 145 MW, adecuada en función de los objetivos de regulación buscados.
- El depósito de Laredo, permitiría un bombeo semanal con una potencia de 195 MW o un bombeo diario con 830 MW. Este caso dispone de una gran capacidad de regulación para futuras demandas, por lo que esta ubicación es muy adecuada.
- El depósito de Islares, permite desarrollar una potencia de 700 MW en bombeo semanal y casi 3000 MW en bombeo diario. Es el lugar que mayor regulación puede aportar, si bien es el más costoso.
- Por último, se encuentra una antigua mina a cielo abierto ubicada en Castro Urdiales, capaz de desarrollar una potencia en bombeo diario de 330 MW sin ningún impacto ya que el depósito superior se encuentra excavado.

9. Futuras líneas de investigación.

Ante los resultados obtenidos en el presente estudio, pueden plantearse tres líneas de investigación futuras relacionadas con el bombeo de agua salada en la costa. Estos estudios se plantean a largo plazo, ya que, como se ha visto, las nuevas tecnologías de implantación de energías renovables en el mar se encuentran en investigación y las demandas de regulación energética serán más necesarias en un medio-largo plazo, siendo la actualidad el momento idóneo para comenzar a realizar estos estudios de viabilidad.

Se plantean las siguientes líneas en las que se podría profundizar la investigación de aplicación de la tecnología planteada:

- Aplicación del modelo propuesto, en el que se han obtenido unos resultados satisfactorios, a otros lugares de la costa de similares características con el fin de encontrar otros lugares de aplicación en la costa española. Debe tenerse en cuenta que, a pesar de utilizar esta metodología, puede que sea necesaria la modificación de algún criterio dependiendo de cada caso de estudio.
- Investigación acerca de la combinación de las centrales eólica offshore con este tipo de central. Ante el cada vez mayor desarrollo de la aplicación de la energía eólica offshore en la costa del cantábrico, puede resultar muy favorable la construcción de una central de este tipo lo más cerca de estas instalaciones para poder gestionar la energía de una manera óptima y volcar a la red la energía necesaria independientemente de las condiciones climatológicas puntuales.
- Debido a que el presente proyecto se ha realizado basándose en estimaciones globales, sin entrar en gran detalle ni en los costes energéticos del mercado eléctrico ni en los costes de construcción, puede resultar interesante la realización de un estudio más en detalle en las ubicaciones consideradas como más adecuadas ante el aumento de demanda regulatoria esperada.

La investigación en este ámbito se plantea interesante y necesaria para poder hacer frente a las demandas crecientes de regulación del mercado energético futuro.

10. Referencias.

- Agüera Soriano, J. (2011). Turbinas hidráulicas. Universidad de Córdoba.
- Antuña Yudego, E., Álvarez Álvarez, E. (2017). Estudio de viabilidad de la transformación parcial de una central de turbinado simple en reversible: el caso de la central hidráulica de La Barca (Asturias, España). *Ingeniería del Agua*.
- Casanova, L. M. (2012). *Anteproyecto del bombeo reversible de Barosa. Documento 4. Presupuesto*. Barcelona: Universidad Politécnica de Cataluña.
- Colom, M. G. (2014). *Proyecto básico del aprovechamiento hidroeléctrico del bombeo reversible de Matalavilla-Salentinós T.M. (León)*. Barcelona: Universidad Politécnica de Cataluña.
- Connolly, David; MacLaughlin, S. (2011). Locating Sites for Pumped Hydroelectric Energy Storage. *Aalborg University. Denmark*.
- Díaz de Terán, Jose Ramón . *Geología de Cantabria*. Obtenido de Universidad de Cantabria.
- F. POPA, C. ALEXESCU, B. POPA. (2016). New pumped storage plants as renewable energy sources in Romania. *De Gruyter*.
- Fernández, Á. L. (1993). *Centrales Eléctricas I*. Barcelona: Universidad politécnica de Cataluña.
- García Gomez, A. Aprovechamientos hidroeléctricos con bombeo. Universidad de Cantabria.
- Generalitat Valenciana. (2009). *Guías para el proyecto, construcción, explotación, mantenimiento, vigilancia y planes de emergencia de las balsas de riego con vistas a la seguridad*.
- Giovanna Cavazzini, J. I.-D. (2014). *Technological developments for pumped hydro energy storage*. European Energy Research Alliance.
- Gorona del viento El Hierro*. Obtenido de <http://www.goronadelviento.es>
- H. Ibrahima, A. I. (2008). Energy storage systems-Characteristics and comparisons. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- Helena M. Ramos, M. P. (2014). Pumped-Storage Solution towards Energy Efficiency and Sustainability: Portugal Contribution and Real Case Studies. *Scientific Research*.
- Instituto Cántabro de Estadística (ICANE). (2015). *Cantabria en cifras 2015*.
- J.P. Deane, B. G. (2009). Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- Japan Commission on Large Dams. (2003). Obtenido de <http://classic-web.archive.org>
- Knight Piésold Consulting. (2010). *BC Hydro evaluation of pumped storage hydroelectric potential*.
- Louwinger, F. (2000). Case study of Ingula and Lima pumped storage schemes. *Eskom Enterprises Division*.

-
- Marcos Gimeno-Gutiérrez, R. L.-A. (2013). *Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage*. European Comisión. JRC Scientific and Policy Reports.
- MWH. (2009). *Technical Analysis of Pumped Storage and Integration with Wind Power in the Pacific Northwest*.
- Navarro Alvargonzález, A., Fernández Uría, A., & Doblás Domínguez, J. G. (1993). *Las aguas subterráneas en España*. IGME.
- (2015). *Plan General de Abastecimiento y Saneamiento de Cantabria*. Gobierno de Cantabria.
- Red Eléctrica de España. (2015). *Informe del Sistema Eléctrico Español 2015*.
- Red Electrica de España. (2015). *Los mercados de servicios de ajuste del sistema eléctrico peninsular español*.
- Serhat Kucukali. (2014). Finding the most suitable existing hydro power reservoirs for the development of pumped-storage schemes: Anintegrated approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- Setis magazine. (December de 2013). *Strategic Energy Technologies Information System*. Obtenido de <https://setis.ec.europa.eu>
- Sola Álvarez, Enrique;Iberdrola. (2014). *Almacenamiento de energía: Centrales Hidráulicas Reversibles*. Obtenido de <https://www.reunionanualsne.es>
- Tetsuo Fujihara, H. I. (1998). Development of Pump Turbine for Seawater Pumped-Storage Power Plant. *Hitachi Review*.
- Valhalla. (2017). *Espejo de Tarapacá*. Obtenido de <http://valhalla.cl/es/espejo-de-tarapaca/>