

# Trabajo Fin de Grado

Título del trabajo:

Estudio de mejora de una instalación hidráulica en una microrred eléctrica inteligente

Title and subtitle (*if required*):

Study of improvement of a hydraulic installation in an electric smart microgrid

Autor/es

Alejandro Carballo Ruiz

Director/es

Óscar Izquierdo Monge

Esteban Calvo Bernad

Facultad / Escuela de Ingeniería y Arquitectura

Año 2021

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar, quiero dar las gracias a todos los profesores que me han ayudado y aconsejado a lo largo de mi vida como estudiante.

También quiero dar las gracias en especial mención a mis tutores del trabajo de fin de grado, Óscar Izquierdo Monge y Esteban Calvo Bernad, que han invertido su tiempo en ayudarme y en proporcionarme los conocimientos necesarios para la realización de este trabajo fin de carrera.

Por último, quiero agradecer el apoyo recibido por parte de mis compañeros de grado, así como a los compañeros que he conocido en la empresa, en la cual he realizado mi trabajo de fin de grado, que me han enseñado cosas muy útiles tanto para la vida laboral como para la vida personal.



## **RESUMEN**

### Estudio de mejora de una instalación hidráulica en una microrred eléctrica inteligente

El presente trabajo fin de grado tiene como objetivo estudiar la instalación de una empresa, y mejorar esa instalación en la medida de lo posible.

En el cuerpo principal del trabajo, vamos a describir distintas formas de mejora de nuestra instalación hidráulica, las cuales se pretenden incorporar en la empresa, así como también se van a determinar cuáles son las ventajas e inconvenientes para su incorporación.

La instalación hidráulica que se va a estudiar se encuentra dentro de una microrred eléctrica inteligente, en el CEDER, en la cual la instalación hidráulica actúa como sistema de almacenamiento de energía.

En la primera parte de este trabajo, vamos a estudiar e informar sobre la microrred que se tiene en esta empresa, a la cual está conectada la instalación hidráulica que vamos a estudiar.

En la segunda parte, se va a estudiar la instalación actual, con sus distintas modificaciones, estudiando también su rendimiento y sus características. En esta instalación inicial, vamos a trabajar con una turbina Pelton, de la cual también vamos a estudiar su rendimiento y sus características en los distintos anexos.

El siguiente apartado buscará estudiar y analizar distintas mejoras que se pueden aplicar al sistema inicial, con el objetivo de obtener un mejor rendimiento en la nueva instalación. Vamos a estudiar individualmente cada una de estas variaciones, con el objetivo de ver cuál es la opción que nos da un mayor rendimiento y es la más económica. En este apartado, vamos a realizar los cálculos de la instalación, así como distintas herramientas para analizar el rendimiento.

En la parte final del trabajo fin de grado, se han recabado las distintas conclusiones a las que los autores del trabajo han llegado, además de la propuesta de distintas líneas de futuro para próximos trabajos.

## **Lista de nomenclatura**

- D: Diámetro de la tubería
- L: Longitud de la tubería
- Q: Caudal que circula por la tubería
- $Q_{eq}$ : Caudal equivalente a bombas colocadas en paralelo
- HB: Altura de la bomba
- $H_{Beq}$ : Altura de la bomba equivalente
- $h_p$ : Pérdidas en la instalación. Dentro de estas pérdidas tenemos las pérdidas lineales y singulares
- f: Coeficiente de pérdidas por fricción y rugosidad en la tubería
- g: Aceleración de la gravedad en  $m/s^2$
- k: Coeficiente de pérdidas singulares en la tubería de la instalación
- H: Altura de un depósito
- p: Presión en el depósito
- $p_{atm}$ : Presión atmosférica
- v: Velocidad del fluido en el depósito y en la tubería
- z: Altura a la que está el depósito con respecto a un nivel de referencia
- $\eta$ : Rendimiento de la instalación
- W: Potencia teórica de una bomba
- $W_{acc}$ : Potencia real de una bomba
- $\epsilon$ : Valor de la rugosidad en la pared de la tubería
- n: Coeficiente de Mannig
- Re: Número de Reynolds
- $\nu$ : Viscosidad cinemática
- $\eta$ : Rendimiento de pérdidas de la turbina

## Índice:

- Resumen -----	3
- Lista de nomenclatura -----	4
1- Introducción -----	8
2- Sistema inicial -----	14
2.1- Instalación con cuatro bombas verticales colocadas en paralelo -----	17
2.2.1- Introducción de la instalación -----	17
2.2.2- Gráficos y tablas de la nueva instalación -----	17
2.2.3- Rendimiento -----	19
2.2.4- Defectos de la nueva instalación -----	20
3- Mejoras del sistema actual -----	20
3.1- Cambiar una turbina Pelton por una turbina Kaplan ----	21
3.1.1- Ventajas -----	27
3.1.2- Costes -----	27
3.2- Incorporación de bombas sumergibles en un depósito- 28	
3.2.1- Ventajas -----	29
3.2.2- Costes -----	30
3.3- Colocación de una pareja de bombas intermedias -----	31
3.3.1- Rendimiento -----	33
3.3.2- Ventajas -----	34
3.3.3- Costes -----	34
4- Conclusiones -----	37
5- Bibliografía y Referencias-----	39
6- Líneas de futuro -----	43



-Anexos -----	44
-Anexo A	
-Pérdidas por evaporación en los depósitos -----	44
-Métodos para evitar las pérdidas por evaporación ---	46
-Anexo B	
-Planos topográficos utilizados para calcular el desnivel entre los depósitos y las longitudes de las tuberías -----	49
-Anexo C	
-Estudio de las pérdidas en las tuberías debidas al material de las tuberías -----	51
-Anexo D	
-Características de las bombas -----	55
-Anexo E	
-Cálculos -----	58
-Anexo F	
-Características de las turbinas -----	60



Escuela de  
Ingeniería y Arquitectura  
**Universidad** Zaragoza

## **1- Introducción**

El objetivo principal de este trabajo fin de grado es estudiar y mejorar la eficiencia de un sistema hidráulico de bombeo asociado con una turbina hidráulica Pelton, en una Microred inteligente.

Este estudio se va a realizar en el Centro de Desarrollo de Energías Renovables (CEDER-CIEMAT). Este centro está especializado en la investigación aplicada, desarrollo y fomento de las energías renovables.

El CEDER se encuentra localizado en los altos de Lubia (Soria) [1].

Las principales corrientes de investigación de este centro son el aprovechamiento energético de la biomasa en toda su cadena de calor, así como estudios relacionados con aerogeneradores de baja potencia y la búsqueda de soluciones prácticas para la integración de fuentes de generación renovables en microrredes inteligentes [1].

Es en esta última corriente en la que se basa mi proyecto de fin de carrera.

En el CEDER, todo va a estar conectado entre sí mediante una microrred eléctrica inteligente, cuyo objetivo es dotar de electricidad a los distintos edificios y laboratorios que se encuentran en el CEDER.

Es por eso por lo que se va a explicar primero cómo funciona una microrred:

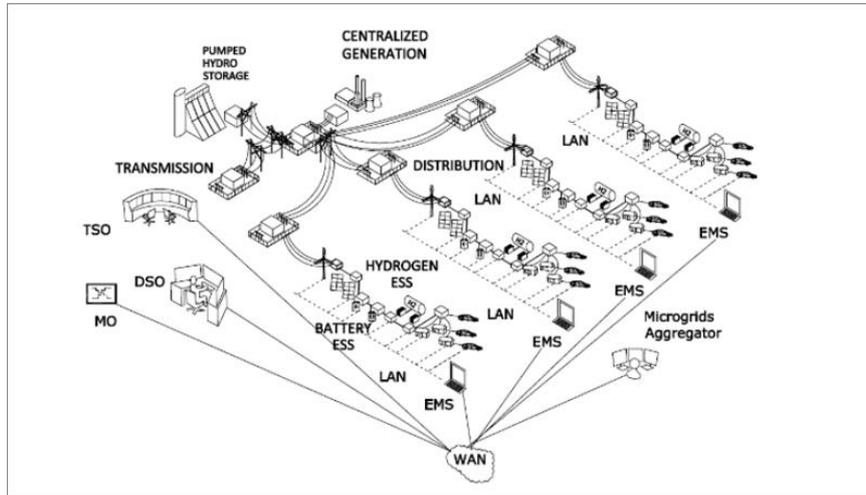
Las microrredes inteligentes son lugares donde podemos encontrar una gran variedad de sistemas de generación de energía. Dentro de estos sistemas de generación, los sistemas de energía renovables predominan junto con diferentes sistemas de almacenamiento y comunicación [2][3].

Básicamente una microrred es un conjunto de distintas fuentes de energía que se encuentran al mismo nivel que el sistema de distribución eléctrica.

La principal unidad de control de una microrred es la encargada de manejar las fuentes de energía junto con la microrred en sí. Su objetivo es el de lograr un comportamiento deseable, mediante la generación de valores de referencia para los agentes locales de control de cada una de las fuentes de energía. Con esos valores de referencia se logrará mantener el equilibrio en la microrred [4].

Debido a la naturaleza intermitente y no concentrada de los sistemas de generación de energía, y, además, debido a que las microrredes están localizadas

en lugares donde existe poca infraestructura eléctrica, las microrredes necesitan el uso de tecnologías de almacenamiento [5].



**Figura 1, componentes de una microrred**

**Fuente:** <https://www.smartgridsinfo.es/comunicaciones/microrredes-cooperativas-funcionalidades-avanzadas-flexibilidad-resiliencia>

Los componentes conectados a la microrred van a ser:

- Sistemas de distribución de generación: Estos sistemas consisten en la producción de energía eléctrica por medio de pequeñas fuentes de energía, localizadas en lugares cercanos a puntos de carga y de demanda. Muchos de estos sistemas de generación son renovables y también incontrolables. Dentro de los no controlables tenemos, por ejemplo, aerogeneradores (con viento) y placas fotovoltaicas (con sol).
- Sistemas de almacenamiento: Estos sistemas permiten la acumulación de un suplemento de energía cuando la generación de energía se excede. Esto evita la inyección de este excedente de energía en la red de distribución y nos permite utilizarla cuando es mayoritariamente necesaria. Como sistema de almacenamiento mecánico tenemos el sistema hidráulico de bombeo, y como sistema de almacenamiento electroquímico, tenemos las baterías de plomo y litio.

El desarrollo de estos sistemas de almacenamiento nos da la posibilidad de aumentar la integración de fuentes de energía renovables en el sector de generación de electricidad [6][7].

- Cargas y demandas: Dentro de este grupo tenemos los diferentes edificios y equipos que demandan energía para su operación. Todas las cargas están conectadas a una red de bajo voltaje.

Los sistemas de almacenamiento más usados y eficientes, en el pasado, han sido, las baterías y, las plantas hidráulicas de bombeo [5].

La instalación de un sistema de almacenamiento en una microrred es esencial para lograr el equilibrio entre la demanda y la generación. Estos sistemas de almacenamiento son de gran importancia, como lo son aquellos que permiten que el control de generación de demanda sea lo más optimizado posible.

Los sistemas de almacenamiento han atraído mucho la atención debido a su potencial logrando: El desplazamiento de cargas [8], la reducción de las emisiones de carbono [9] y el almacenamiento del exceso de energía eléctrica [10][11].

A largo plazo, el almacenamiento hidráulico es el sistema de almacenamiento que presenta las mejores prestaciones. De entre todos los tipos de energía renovable, las plantas hidroeléctricas tienen la ventaja de ser de larga duración (hay plantas hidroeléctricas que han operado por más de 100 años).

Además de esto, las plantas hidroeléctricas son limpias y tienen pocas emisiones [12].

Teniendo en cuenta los beneficios económicos, técnicos y medioambientales que tiene la energía hidráulica, la mayoría de los países están dando prioridad a su desarrollo [13].

En este documento, vamos a hablar de los sistemas hidráulicos de bombeo, los cuales constituyen el 97% de la energía global almacenada, asumiendo que esa energía global era de 160 gigavatios a finales de 2019 [14].

Los sistemas hidráulicos de bombeo pueden ser de río o de no río. Las instalaciones de río convencionales están limitadas por la disponibilidad de agua, por la limitación potencial y por consideraciones ambientales, las instalaciones de no río usan reservas artificiales a diferentes alturas para hacer circular agua indefinidamente en un circuito cerrado.

Gracias a la instalación de estas reservas, junto con la turbina y el sistema de bombeo, podemos tanto almacenar como generar energía.

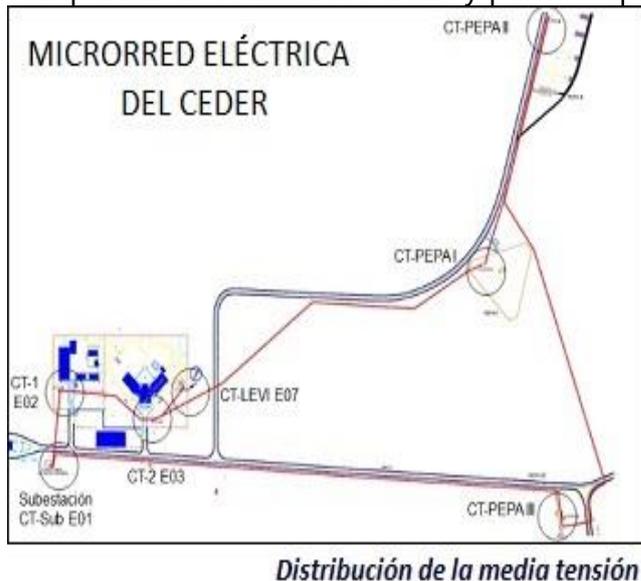
Nuestro sistema almacena el exceso de electricidad mediante el bombeo de agua al depósito de arriba, y va a generar energía cuando el agua baja al depósito de abajo, pasando por una turbina. Es esa turbina la encargada de transformar esa energía en energía eléctrica.

Ahora se procederá a la descripción de la microrred eléctrica del CEDER:

Esta microrred está compuesta de: una instalación hidráulica, aerogeneradores, placas fotovoltaicas y baterías. Estas se pueden diferenciar entre ion-litio y plomo-ácido.

La microrred del CEDER esta alimentada por una tensión de 45 kilovoltios de red de distribución, y lleva a cabo una transformación de entrada de 15 kilovoltios.

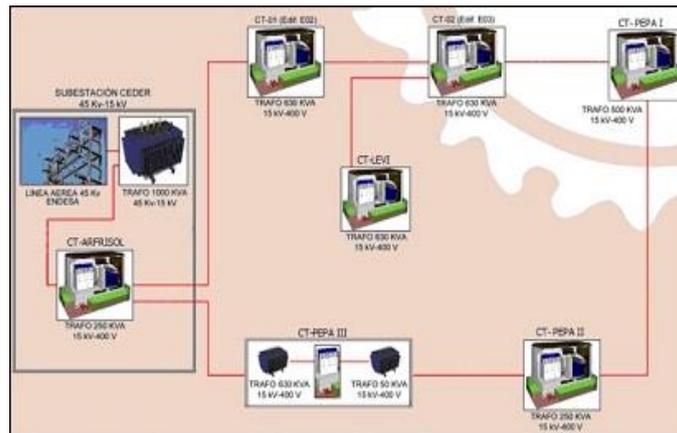
La microrred dispone de un sistema control que monitoriza todos los componentes conectados a ella y permite que se manejen de forma eficiente [1].



**Figura 2**

**Fuente:** <http://www.ceder.es/instalaciones-redes>

Hoy en día, hay instalado un sistema de bombeo compuesto por cuatro bombas en disposición vertical. Estas bombas están colocadas en paralelo, y tienen una potencia nominal de 7,5 kW cada una. Esta potencia la conocemos gracias a la placa de características que tenemos en el anexo D.



entre los centros de transformación

Figura 3

Fuente: <http://www.ceder.es/instalaciones-redes>



Figura 4

Fuente: Elaboración propia

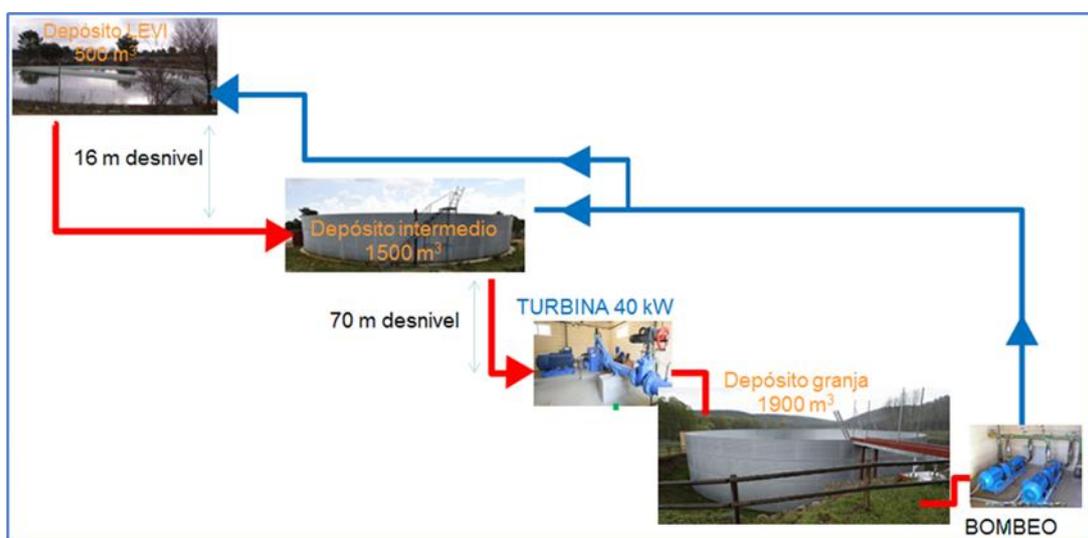
Ahora procederemos a describir la instalación hidráulica que se encuentra en el CEDER. Esta instalación está compuesta por:

- Un depósito de 500 m<sup>3</sup>
- Un depósito de 1500 m<sup>3</sup>
- Un depósito de 1900 m<sup>3</sup>
- Una turbina Pelton
- Una válvula antirretorno
- Un equipo de bombeo
- Un tornillo de Arquímedes
- Una tubería de PVC
- Una tubería de fibrocemento

- Unas llaves de paso en las tuberías de los depósitos

La mayoría de estos componentes están descritos en el siguiente apartado, en el cual se va a describir la instalación actual. Además, en el **anexo F**, se describe el funcionamiento de la turbina, en el **anexo D**, se describen las bombas, y en el **anexo C** se describen las características de las tuberías de nuestra instalación.

Todos estos componentes son comunes para todos los cambios en la instalación de bombeo del CEDER, que se han estudiado. El único componente que ha sufrido cambios, del cual hablaremos en los posteriores apartados, ha sido el equipo de bombeo.



**Figura 5**

**Fuente: Documentos CEDER**

En esta figura 5, se puede apreciar un esquema de la instalación hidráulica del CEDER.

También podemos apreciar la diferencia de altura entre los depósitos. Estos saltos de altura se han obtenido gracias a distintos planos topográficos que se han estudiado en el **anexo B**.

## **2- Sistema inicial**

Dentro de este apartado, lo primero que vamos a hacer es describir con más detalle los distintos componentes que forman la instalación:

- La instalación va a estar formada por 3 depósitos de agua, colocados a distintas alturas y con distinta capacidad de almacenamiento de agua
- de una turbina Pelton que aprovecha el salto de altura para transformar energía potencial en energía eléctrica
- de una válvula antirretorno
- de una válvula de dos vías, la cual obliga al fluido a viajar en una sola dirección
- y de un equipo de bombeo, el cual va a variar en función de la instalación de bombeo que tenemos.

Estos depósitos, al estar en contacto con la atmósfera, van a sufrir unas ciertas pérdidas por evaporación, que se estudiarán en el [anexo A](#).

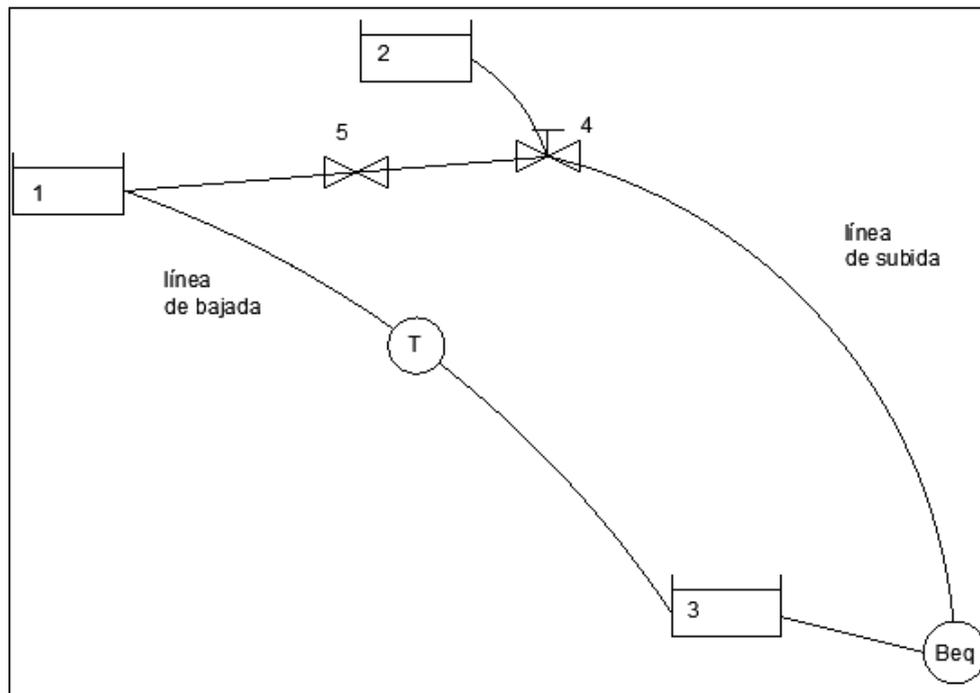
Las pérdidas por evaporación afectarán de forma distinta a los depósitos debido a distintos factores, como el mes en el que estemos, la radiación solar, ....

Debido al terreno entre el primer depósito y la turbina, vamos a tener unas pérdidas significativas del generador.

Vamos a pasar de 60 kW que produce el generador, a 40 kW, que son los que van a llegar a la entrada de la turbina. Esto se puede apreciar en el [anexo F](#) y en el [anexo C](#), en los cuales se explican las pérdidas de carga significativas debidas a las tuberías y a como están instaladas estas tuberías.

Como se explicará más adelante en las líneas de futuro del TFG, este va a ser el principal problema que se podría solucionar en un futuro, en caso de que la empresa quiera seguir invirtiendo en mejorar la instalación hidráulica.

La mayoría las pérdidas en la instalación son debidas a las pérdidas en las tuberías, como se puede apreciar en el [anexo C](#).



**Figura 6**

**Fuente: Elaboración propia**

En la figura 6, se tiene un esquema, en el cual se pueden apreciar los distintos componentes de nuestra instalación hidráulica.

1. El depósito uno es el depósito intermedio, que en nuestro caso lo denominaremos depósito superior, puesto que el depósito dos no se va a utilizar apenas.
2. El depósito dos es el depósito que solo se utiliza para bombear agua en caso de que el depósito 1 este completamente lleno.
3. El depósito tres es el depósito inferior.
4.  $B_{eq}$  se refiere al conjunto de bombas que tenemos en la instalación. Como se verá más adelante, está bomba equivalente estará compuesta por las 4 bombas en paralelo, por lo que tendremos un caudal para cada bomba y la altura cada bomba se mantendrá constante para cada bomba.
5. En el punto cuatro, entre el depósito dos y el depósito tres, vamos a tener la válvula antirretorno, que es la que nos permite abrir o cerrar la línea hacia el depósito dos. Al abrir esta válvula vamos a permitir que circule agua al depósito dos.
6. La T del esquema se refiere al lugar en el que se encuentra la turbina Pelton inicialmente, y donde se encontrará la turbina Francis cuando la sustituyamos.

7. En el punto 5, encontramos una válvula de dos vías. Este tipo de válvula solo permite el paso del agua en una dirección. Así que, cuando la válvula este completamente cerrada, esta atraparà el agua en ella. Al atraparse el agua en la válvula, habría un aumento de la presión en el ramal.

La ecuación de línea de la instalación (suponiendo que por la línea del depósito 2, la válvula está cerrada, y, por lo tanto, no circula agua) va a ser:

$$H_3 - H_1 = HB - hp \quad (\text{Ec. 1})$$

Como los depósitos uno y tres están en contacto con la atmósfera,  $p_1$  y  $p_3$  se van a considerar despreciables (siendo  $p_1$  y  $p_3$  la presión de los depósitos uno y tres respectivamente).

Como estos dos depósitos también están en reposo, es decir, no hay salida a presión a través de una boquilla,  $v_1$  y  $v_3$  también van a ser despreciables (siendo  $v_1$  y  $v_3$  la velocidad de los depósitos uno y tres respectivamente).

Por tanto,  $H_1=70$  y  $H_3=0$ .

Al tener bombas en paralelo:

$$HBeq = A - B \times Q^2 \quad (\text{Ec. 2})$$

$$HB1 = HB2 = HB3 = HB4 = HBeq \quad (\text{Ec. 3})$$

$$Qeq = Q1 + Q2 + Q3 + Q4 \quad (\text{Ec. 4})$$

Las pérdidas en la instalación se calculan mediante la siguiente fórmula:

$$hp = f \times \frac{L \times 8 \times Q^2}{D \times g \times \pi^2 \times D^4} + k \times \frac{8 \times Q^2}{g \times \pi^2 \times D^4} \quad (\text{Ec. 5})$$

Finalmente, sustituyendo todo vamos a tener:

$$-70 = HBeq - f \times \frac{L \times 8 \times Q^2}{D \times g \times \pi^2 \times D^4} - k \times \frac{8 \times Q^2}{g \times \pi^2 \times D^4} \quad (\text{Ec. 6})$$

## 2.1- Instalación inicial con 4 bombas

En este subapartado se va a describir la instalación hidráulica actual. Esta instalación está compuesta por:

Un grupo de bombas con una potencia de 7,5 kW cada una.

Estas bombas van a trabajar de forma que, cuando haya un excedente de energía de 7,5 kW, se encenderá una bomba, cuando haya 15 kW de excedente, se encenderá otra, y así progresivamente.

Estas bombas van a tener unas ciertas ventajas respecto de las bombas anteriormente instaladas:

- Las bombas son más nuevas, por lo que se van a reducir las pérdidas de agua y las pérdidas por mantenimiento.
- Al consumir una cantidad de potencia inferior (con las anteriores bombas eran necesarios 23 kW de excedente), vamos a poder arrancarlas muchas más veces, debido a que el excedente de energía necesario es menor ahora. También se podrán arrancar durante períodos de tiempo más largos, dado que va a ser más fácil de superar el nuevo excedente de energía.
- Con estas nuevas bombas se van a obtener parecidos valores de agua bombeada, pero para una menor potencia.
- El rendimiento de estas nuevas bombas va a ser bastante superior al de las bombas viejas.

Gráficos:

Para obtener los valores de consumo energético y litros de agua bombeada de estas bombas, nos ha bastado con hacer funcionar las bombas a lo largo de un período de tiempo. Nos interesa ver el agua bombeada en función de la potencia de las bombas, para cada 15 minutos. Esto se ha obtenido midiendo los valores del nivel de los depósitos cada 15 minutos.

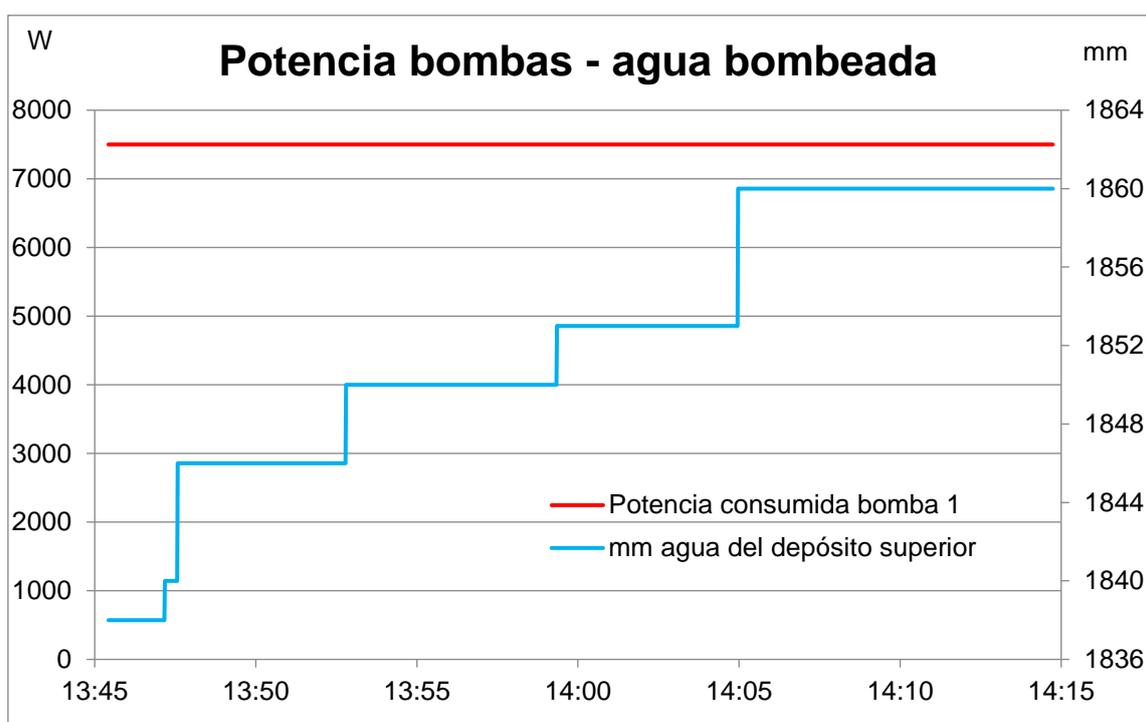
En la tabla 3, se pueden ver los valores de agua bombeada en función del tiempo y en función de la potencia consumida.

La obtención de los valores de agua turbinada se ha obtenido en el [anexo F](#).

Hora	Potencia consumida (kW)	Agua bombeada (mm altura)	Agua bombeada (litros)
13:45	7,52	11,00	5399
14:00	7,49	11,03	5412
14:15	7,49	10,97	5387
14:30	7,51	11,01	5405
14:45	7,50	11,00	5399
15:00	7,51	11,01	5402

**Tabla 3**

**Fuente: Documentos CEDER**



**Figura 8**

**Fuente: Documentos CEDER**

En la tabla 4, hemos resumido los valores de agua bombeada en función de la potencia a la que bombeemos, y, por tanto, en función del número de bombas que vamos a activar. El agua bombeada va a ser calculada por cada hora de funcionamiento.

Nº de bombas	Potencia consumida (kW)	Agua bombeada (mm/hora)	Agua bombeada (litros/hora)	mm por kW
1	7,5	44,08	21640	5,87
2	15	88,2	43308	5,88
3	22,5	135,6	64876	5,87
4	30	179,64	86520	5,86

**Tabla 4**

**Fuente: Documentos CEDER**

Rendimiento bombas actuales:

Para calcular el rendimiento de la instalación con este nuevo sistema de bombeo, vamos a suponer que trabajamos con dos bombas activadas, es decir, con una potencia de 15 kilovatios.

$$\eta = \frac{E_{portada}}{E_{consumida}} = \frac{43308}{147262} = 0,294 \quad (\text{Ec. 8})$$

La energía consumida, en este caso, es la cantidad de litros que la turbina es capaz de turbinar a 15 kilovatios por cada hora de funcionamiento. Estos 147262 litros/hora son unos 300 mm/hora.

Se puede apreciar que el rendimiento de estas bombas es bastante superior a las otras bombas, incluso para una potencia de trabajo inferior. Sin embargo, sigue siendo bastante bajo para una instalación hidráulica con estas características.

Defectos de la instalación:

Aunque hemos mejorado bastante el rendimiento de las bombas sigue siendo bajo. Es por eso, por lo que las mejoras de la instalación de bombeo deben seguir la línea de mejorar el rendimiento de la instalación.

Una imagen de estas bombas, junto con sus características nominales, se puede ver en el [anexo D](#). También se ha calculado de otra forma el rendimiento de la instalación en el [anexo E](#).

### **3- Mejoras del sistema actual**

Hoy en día, hay una creciente demanda por la energía renovable, como fuente de desarrollo sostenible, para resolver la crisis económica que está por llegar. La necesidad de usar energía renovable como una de las energías naturales más limpias y sostenibles ha crecido enormemente [15].

Es por eso, que, en este apartado, vamos a describir y analizar distintas formas con las que podemos mejorar la instalación de hidráulica actual que hay en el CEDER.

Nuestro objetivo es llevar a cabo estas mejoras gastando el menor presupuesto posible. Para ello, en muchas de nuestras mejoras, vamos a reutilizar, y así aprovechar, los elementos ya existentes en nuestra instalación hidráulica. Sobre todo, vamos a reutilizar el sistema de bombeo en las mejoras.

Por ejemplo, para las ideas de instalar bombas sumergibles en los depósitos, vamos a mantener la turbina Pelton, así como el grupo de bombeo, con las 4 bombas paralelas.

Todo esto se va a mantener también en la idea de bombas intermedias, puesto que vamos a mover de posición alguna de las bombas que tenemos en el grupo de bombeo.

Aunque nuestra principal idea es encontrar formas que mejoren el rendimiento de las bombas de la empresa, y por tanto de la instalación, el principal objetivo de estas ideas de mejora para el CEDER es aumentar la capacidad de almacenamiento, para así aprovechar una mayor cantidad de excedente de energía, la cual sino se perdería.

Es por eso, que, aunque en alguna mejora no se aumente mucho el rendimiento de la instalación, puede ser interesante implantar esa idea desde el punto de del almacenamiento de energía.

Como se va a estudiar en el **anexo C**, primero vamos a trabajar con las mismas tuberías ya construidas, y luego se verá que material es necesario para reducir las pérdidas y qué tuberías habría que utilizar. Para ello, en este anexo, hemos calculado los coeficientes de fricción de ambas tuberías.

Todas estas mejoras, se van a estudiar de forma teórica, es por eso, que el CEDER va a tener la última palabra en cuanto la ejecución e implantación de estas mejoras en la instalación hidráulica.

### 3.1- Cambiar la turbina Pelton por una turbina reversible

La primera opción que vamos a plantear va a ser:

Estudiar la sustitución de la turbina Pelton que ya tenemos instalada por una turbina que sea hidráulica reversible, manteniendo el resto de la instalación hidráulica intacta.

Incluso se valorará también la posibilidad de instalar esa turbina reversible de forma conjunta a la turbina Pelton ya existente.

De esta forma, se podría turbinar, por tanto, mediante el paso de agua desde el depósito superior al depósito inferior, y a su vez, se podría bombear también con la nueva turbina desde el depósito inferior al depósito superior, es decir, vamos a tener dos líneas de tuberías a través de las cuales vamos a poder bombear y turbinar agua.

Nuestra idea es instalar una turbina reversible con las mismas características que la turbina Pelton que tenemos, o por lo menos tener unas características muy similares entre las dos turbinas.

Para ello, vamos a determinar previamente las características nominales de nuestra turbina Pelton, así como las características del generador eléctrico:



Figura 9, Placa características de la turbina

Fuente: Elaboración propia

Las características nominales de la turbina son:

- Potencia de 60 kW
- Salto de 60 metros
- Caudal de 0,12 m<sup>3</sup>/h
- Y velocidad de 750 rpm

El generador eléctrico va a girar de forma conjunta a la turbina, por lo que la velocidad de rotación máxima del generador será igual a la velocidad nominal de rotación de la turbina.

Antes de todo, vamos a calcular la velocidad específica que tenemos en la instalación hidráulica, para así poder ver que turbina debemos instalar junto con las características necesarias que tenemos que implantar en la nueva turbina.

Cada turbina va a estar caracterizada por una constante que involucra variables de diseño. Esta constante es conocida como velocidad específica:

$$N_s = N \times (P_t)^{0,5} \times (H_d)^{-1,25} \quad (\text{Ec. 9})$$

Siendo  $N_s$  la velocidad específica,  $N$  la velocidad angular en revoluciones por minuto,  $P_t$  la potencia de diseño de la turbina en kilovatios y  $H_d$  la carga de diseño de la turbina en metros.

Los valores para calcular esta velocidad específica, en nuestro caso son:

- $N = 750$  revoluciones por minuto. Esta viene determinada por las características que tenga el generador que se instala adyacentemente a la turbina, y por la frecuencia de la red eléctrica (50 Hercios). En nuestro caso, estamos trabajando con una turbina Pelton de cuatro polos.
- $P_t = 60$  kilovatios
- $H_d = 70$  metros

Sustituyendo estos valores en la ecuación [16], obtenemos una velocidad específica de 28,69, la cual es inferior a 100, por lo que con estas características vamos a instalar una turbina Pelton, la cual ya está instalada.

Las siguientes fórmulas van a ser necesarias para la obtención de la potencia y el caudal nominal de la nueva turbina y la antigua turbina:

$$P_T = P_H \times \eta \quad (\text{Ec. 10})$$

$$P_H = \rho \times g \times Q \times H \quad (\text{Ec. 11})$$

Siendo  $Q$  el caudal nominal que puede circular por la turbina en m<sup>3</sup>/s.

- $Q=0,12 \text{ m}^3/\text{s}$
- $H=70$ , conocemos esta altura gracias al anexo B
- $\rho = 1000 \text{ kg}/\text{m}^3$ . Densidad del agua.

Con esto nos sale que  $P_H=82,32 \text{ kW}$ .

Sabemos que la potencia de la turbina es de  $60 \text{ kW}$ , es por eso por lo que  $\eta$  va a ser igual a  $72,89\%$ .

$$\eta=0,7289$$

$$\eta=60/82,32=0,7288$$

Si quisiéramos instalar una turbina Kaplan las velocidades específicas de la instalación deberían ser superiores a  $300$  para instalarla, y superior a ciertos valores, en caso de instalar una turbina Francis. La turbina Francis puede ser lenta, normal o rápida.

Nuestra idea principal era la instalación de una turbina Kaplan reversible, sin embargo, debido a las características que tenemos en nuestra instalación, va a ser muy difícil alcanzar la velocidad específica necesaria para poder instalar una turbina Kaplan.

Debido a esto, vamos a intentar instalar una turbina reversible que se adecue más a nuestras características. Sabemos que esa turbina será una turbina Francis.

Para elegir el tipo de turbina Francis que habría que instalar, tendremos un rango de valores de velocidad específica, el cual va desde  $50$  hasta  $350$  [17][18].

Para lograr estas velocidades específicas, una opción sería aumentar el régimen de giro de la turbina y el caudal que circula por la turbina. El objetivo de esta opción sería no obtener una potencia nominal demasiado elevada.

En la tabla 5, encontramos el rango de valores de velocidades específicas para cada una de las turbinas.

<i>Turbina Pelton</i>	$N_s \leq 100$
<i>Turbina Francis</i>	$50 \leq N_s \leq 350$
<i>Turbina Kaplan</i>	$N_s \geq 300$

**Tabla 5**

**Fuente: Nava Mastache, Arturo. Selección y dimensionamiento de turbinas hidráulicas para centrales hidroeléctricas.**

En la tabla 6, tenemos de forma más concreta los valores de velocidad específica para cada una de las turbinas Francis.

<i>Turbina Francis lenta</i>	$50 \leq N_s \leq 150$
<i>Turbina Francis normal</i>	$150 \leq N_s \leq 250$
<i>Turbina Francis rápida</i>	$250 \leq N_s \leq 350$

**Tabla 6**

**Fuente: Nava Mastache, Arturo. Selección y dimensionamiento de turbinas hidráulicas para centrales hidroeléctricas.**

Las turbinas Francis son aplicables para un amplio rango de valores de velocidades específicas. Este amplio rango de aplicabilidad, y su facilidad estructural en el diseño, permite que las turbinas Francis tengan más ventajas que otras turbinas hidráulicas [15].

Vamos a optar por la idea de instalar una turbina Francis lenta. Hemos elegido una velocidad específica igual a 120 para ello. Para alcanzar esta velocidad específica vamos a utilizar un generador que pueda producir 3000 rpm.

Esta es la velocidad más elevada que se puede conseguir con un generador eléctrico conectado a una red de 50 Hz y sin caja multiplicadora.

$$N_s = N \times (Pt)^{0,5} \times (Hd)^{-1,25} \quad (\text{Ec. 12})$$

$$120 = 3000 \times Pt^{0,5} \times 70^{-1,25} \quad (\text{Ec. 13})$$

$$\frac{120}{14,82} = Pt^{0,5} \quad (\text{Ec. 14})$$

$$Pt = 65,65 \text{ kW}$$

Primero calculamos la potencia teórica de la turbina. Esta potencia será la necesaria que debe tener, como mínimo, la turbina para alcanzar esa velocidad específica.

Una vez hemos calculado esa potencia, vamos a calcular la potencia real que debe tener la turbina bajo sus condiciones nominales. Suponiendo que el rendimiento de la turbina es el mismo que el que tenemos en la turbina Pelton.

$$Ph = \frac{Pt}{0,7289} = \frac{65,56}{0,7289} = 89,95 \text{ kW} \quad (\text{Ec. 15})$$

Por último, vamos a calcular el caudal nominal que es capaz de soportar la turbina en condiciones nominales.

$$PH = \rho \times g \times Q \times H \quad (\text{Ec. 16})$$

$$89,95 = 1 \times 9,8 \times 70 \times Q \quad (\text{Ec. 17})$$

$$Q=0,131 \text{ m}^3/\text{s} = 131 \text{ litros/s}$$

Finalmente obtenemos un caudal muy parecido al caudal nominal que tiene la turbina Pelton actual.

También se puede apreciar que la potencia de la nueva turbina Francis es muy parecida a la de la turbina Pelton, esto se debe a que no hemos querido poner una turbina con mayor potencia debido a dos razones:

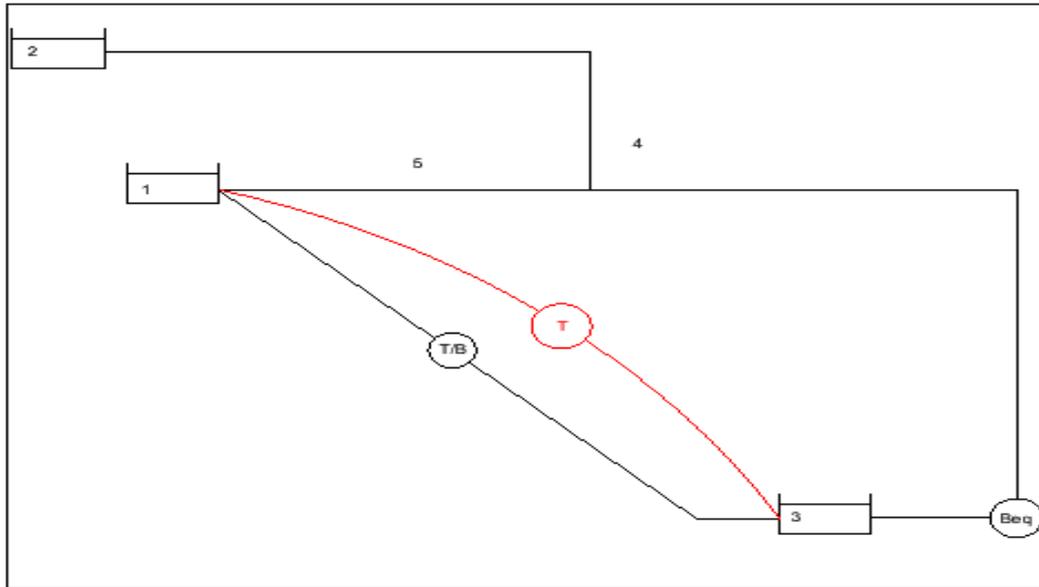
La primera se debe a que, el colocar una turbina con una elevadísima potencia no serviría de nada, puesto que el excedente de energía en el CEDER no es tan elevado y la potencia contratada es fija.

Y la segunda, se debe a la pérdida significativa de potencia que tenemos a la entrada de la turbina. Esto nos va a hacer que solo puedan entrar a la turbina 40 kilovatios.

Esta elevada pérdida de potencia se debe a la mala instalación de la tubería, como se explica en el anexo F y en el anexo C, que genera un codo demasiado agresivo que produce una pérdida de casi 20 kW de potencia.

Además, al poner una turbina con una potencia cercana a 40 kilovatios, vamos a aumentar la eficiencia de la turbina, puesto que las pérdidas van a ser mayores cuanto mayor es la potencia de la turbina respecto a esos 40 kilovatios.

Como desventaja tendríamos la inversión que habría que hacer para sustituir la turbina Pelton por la turbina Francis y que habría que poner un generador que gire a una mayor velocidad de rotación, así como cambiar las tuberías en caso de que no pueda circular un mayor caudal por ellas.



**Figura 10, esquema de la instalación con turbina Francis.**

**Fuente: Elaboración propia**

En la figura 10, se puede apreciar el esquema de la instalación con la nueva turbina reversible (T/B). Como también se va a valorar por parte de la empresa la posibilidad de mantener la turbina Pelton, la línea roja del esquema representará la otra línea de bajada que habría que instalar.

El resto de los puntos del esquema son los mismos que se han explicado anteriormente en la introducción.

Para poder calcular el rendimiento de esta mejora debemos sacar primero:

$$H1 - H3 = HB_{turb} - hp_{13} \quad (\text{Ec. 18})$$

$$H3 - H1 = -HB_{eq} + hp_{31} \quad (\text{Ec. 19})$$

$$H1 - H3 = -(H3 - H1) \quad (\text{Ec. 20})$$

Ahora el caudal va a ser distinto, puesto que vamos a trabajar con el caudal nominal de la turbina, el cual hemos calculado previamente. Este caudal es de 0,131 m<sup>3</sup>/s.

Para poder calcular las pérdidas en las tuberías, hemos necesitado los **anexos B y C**, para poder calcular el coeficiente de fricción y las longitudes de las tuberías.

$$hp = 1,07 \times \frac{0,0148 \times 693 \times 8 \times 0,131^2}{0,25^5 \times 9,8 \times \pi^2} = 15,95 \text{ m} \quad (\text{Ec. 21})$$

$$hp = 1,07 \times \frac{0,016 \times 725 \times 8 \times 0,0196^2}{0,15^5 \times 9,8 \times \pi^2} = 39,44 \text{ m} \quad (\text{Ec. 22})$$

Estas pérdidas son calculadas para el punto de operación de nuestras bombas.

$$-70 = -HBeq + h_{p\text{subida}} \quad (\text{Ec. 23})$$

$$HBeq = 70 + 39,44 = 109,4 \text{ m} \quad (\text{Ec. 24})$$

$$HB_{turb} - h_{p\text{bajada}} = -HBeq + h_{p\text{subida}} \quad (\text{Ec. 25})$$

$$HB_{turb} = 109,4 - 15,95 - 69,4 = 24,05 \text{ m} \quad (\text{Ec. 26})$$

$$W_{acc \text{ turbina}} = Pt = 65,65 \text{ kW} \quad (\text{Ec. 27})$$

$$P_{\text{máxima}} = 65,65 \times 0,7289 = 47,85 \text{ kW} \quad (\text{Ec. 28})$$

Esta  $P_{\text{máxima}}$ , es la potencia máxima que pueden entrar a la turbina debido a la pérdida de carga significativa que hay en la instalación, y 0,7289 es el rendimiento que nos obliga a tener la instalación a la entrada de la turbina.

$$W_{turb - bomba} = 9,8 \times 1 \times 0,131 \times 24,05 = 30,88 \text{ kW} \quad (\text{Ec. 29})$$

$$\text{Rendimiento bomba - turb} = \frac{30,88}{47,85} = 64,53\% \quad (\text{Ec. 30})$$

Este rendimiento se ha calculado para las características nominales de la turbina Francis, puesto que no tenemos la curva característica del fabricante. Nos permite conocer la eficiencia que va a tener nuestra turbina cuando bombee.

Ventajas de la instalación:

- Al instalar una turbina reversible, vamos a mejorar el bombeo de la instalación, es decir, el rendimiento de la instalación va a mejorar. Y si instalamos la turbina Francis y mantenemos la turbina Pelton vamos a poder turbinar y bombear más para el mismo período de tiempo.
- Vamos a poder producir más energía en períodos en los que haya gran demanda de energía, y vamos a poder almacenar una mayor cantidad de energía en los momentos en los que se tenga un gran excedente de energía en el CEDER.
- Vamos a tener dos caminos por los cuales va a poder subir el agua bombeada desde el depósito inferior al superior.
- No va a ser necesario que haya un excedente de energía determinado para poder bombear agua.

Costes:

Puesto que la potencia de nuestra turbina Francis tiene una potencia nominal que no es muy elevada, vamos a instalar una microturbina Francis, las cuales tienen un precio más bajo que las turbinas hidráulicas de alta potencia.



**Figura 11, turbina Francis**

A parte del coste de fabricación de la turbina, habría que tener en cuenta también el coste de la mano de obra para su instalación, el coste del generador eléctrico de 3000 rpm, y en caso de mantener la turbina Pelton en la instalación, el coste de la instalación de otra línea de tubería de bajada.

Hemos solicitado a distintas empresas, como Bobitecnic, que nos dieran presupuesto, si es posible, para una turbina Francis con unas ciertas características, calculadas en el apartado 3.1. Sin embargo, debido a los plazos de tiempo, no se ha podido cerrar el presupuesto final de la instalación.

También contactamos con la empresa italiana IREM, solicitando presupuesto para una turbina BANKI.

### **3.2- Incorporar un grupo de bombas sumergibles en el depósito inferior**

La principal idea de esta mejora es la instalación de unas bombas eléctricas sumergibles (ESP), las cuales son muy utilizadas debido a sus ventajas de estabilidad operacional y al amplio rango de fluidos al que se adaptan [4] [19].

El principal problema del sistema de bombeo es la cavitación, debido a que en el líquido siempre va a haber una cantidad de aire disuelto en el líquido [20].

En nuestro caso, el principal problema de la instalación es el cebado de nuestras bombas, dado que se entra aire a las bombas, estas se van a descebar.

Esta idea surgió debido a que, tenemos en el depósito inferior un nivel mínimo de agua, por debajo del cual, las bombas dejarán de funcionar (bompear), con el

fin de que nunca bombeen aire, y así no se pueda deteriorar su funcionamiento y su mecanismo.

Al poner en este depósito bombas sumergibles, lo que vamos a hacer al activarlas, es elevar el nivel de agua del depósito, es decir, este tipo de bombas no va a succionar el fluido, sino que lo va a empujar hacia arriba para así poder bombear agua siempre, incluso cuando tengamos un nivel de agua en el depósito por debajo del nivel mínimo.

Con esta idea, buscamos que el bombeo de agua se realice de forma constante a lo largo del día, y no en forma de picos durante períodos de tiempo, como se ha especificado e ilustrado en el capítulo 2.

Para poder elegir el tipo de bomba sumergible que debemos instalar, tenemos que conocer las siguientes características [21]:

- El tipo de agua en el que estamos trabajando.
- De donde va a proceder el líquido a bombear.
- El rendimiento que ha de tener la bomba.
- En que aplicación vamos a utilizar la bomba.

Nosotros, vamos a trabajar con aguas parcialmente sucias, con sólidos pequeños en suspensión. Estos sólidos se deben a algún alga o a algún objeto movido por el viento (puesto que trabajamos con un depósito abierto a la atmósfera).

Las ecuaciones que se plantearían para la instalación con bombas sumergibles serían:

$$H3 - H1 = HBeq + HBsumer - hp \quad (\text{Ec. 31})$$

$$HBeq = A - B \times Q^2 \quad (\text{Ec. 32})$$

$$HB1 = HB2 = HB3 = HB4 = HBeq \quad (\text{Ec. 33})$$

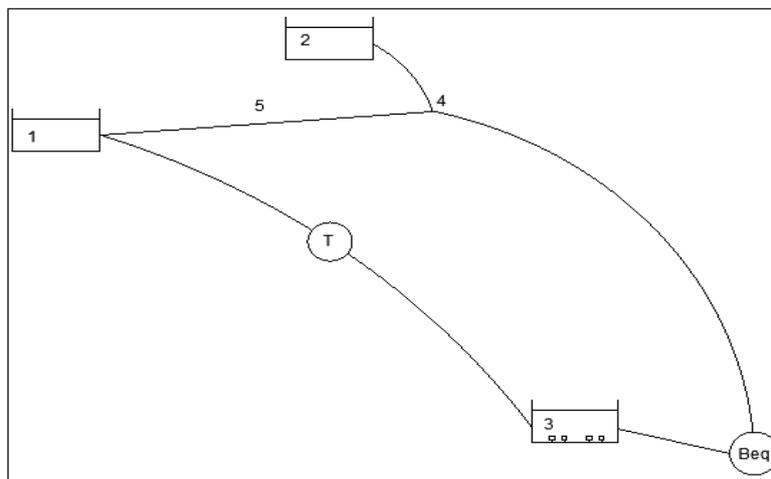
$$Qeq = Q1 + Q2 + Q3 + Q4 \quad (\text{Ec. 34})$$

$$hp = f \times \frac{L \times 8 \times Q^2}{D \times g \times \pi^2 \times D^4} + k \times \frac{8 \times Q^2}{g \times \pi^2 \times D^4} \quad (\text{Ec. 35})$$

$H_{Bsumer}$  va a depender del número de bombas que pongamos, así como de si las bombas están colocadas en serie o en paralelo.

Ventajas de la instalación:

- Al instalar bombas sumergibles, vamos a evitar el descebado de las bombas de la instalación de bombeo.
- Al estar sumergidas en el depósito, estas bombas no van a ocupar espacio.
- Evitaremos el posible deterioro de las bombas localizadas en el sistema de bombeo.
- Este tipo de bombas tienen menos problemas mecánicos, por lo que tienen una larga vida útil.
- Estas bombas, al estar sumergidas en un fluido, van a ser autocebantes, por lo que no tienen problemas con la cavitación [22].
- Las bombas eléctricas sumergibles nos dotan de un importante beneficio en el coste para un amplio rango en comparación con otros sistemas competidores [23].



**Figura 12, esquema con las bombas sumergibles en el depósito inferior.**

**Fuente: Elaboración propia**

Costes:

Potencia nominal	400 W	Caudal máximo	8000 litros/hora
Presión máxima	5 metros	Profundidad de inmersión	5 metros
Nivel de achique	30 mm	Diámetro máximo de partículas	35 mm
Peso	4,5 kilos	Temperatura máxima	35°C
Alimentación	230 V	Precio	39,14 €

**Tabla 7, características de la bomba sumergible que vamos a instalar**



**Figura 13, Bomba agua sumergible SUC 5MT NATUUR 1 PZ**

Fuente: <https://www.masferreteria.com/>

Como nos interesaría poner al menos 2 bombas, el precio sería aproximadamente de 80 euros.

### **3.3- Instalar un conjunto de bombas intermedias en la línea de subida**

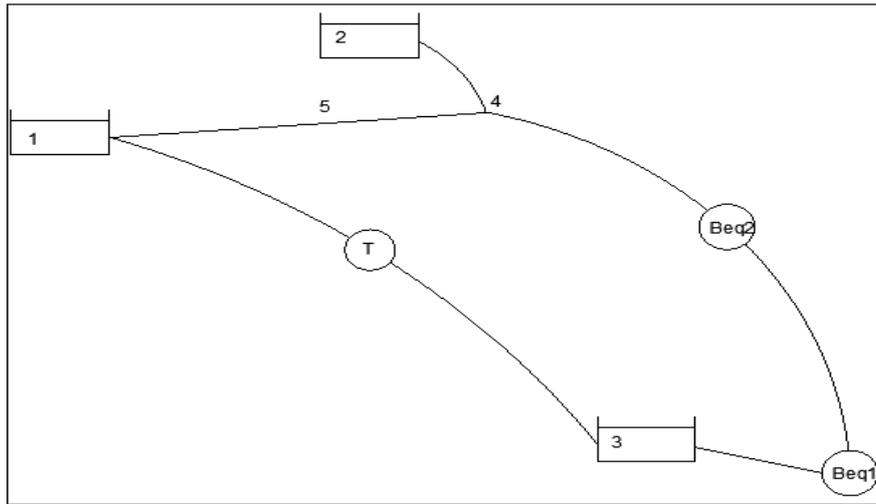
El principal concepto de esta opción es instalar una pareja de bombas intermedias a mitad de camino en la línea de subida (2), desde el depósito inferior al depósito superior, pasando por el grupo de bombeo ya instalado.

Al instalar estas bombas intermedias, lo que vamos a hacer va a ser relanzar el fluido, hasta que llegue al depósito superior.

Es decir, el fluido saldrá del depósito inferior e irá subiendo hasta el depósito superior, gracias al impulso producido por el grupo de bombeo. Una vez llega al punto en el cual se van a instalar las bombas intermedias, este fluido ha perdido velocidad y energía, por lo que vamos a relanzarlo mediante estas bombas intermedias.

El principal concepto de esta idea es el de aumentar el consumo de energía que se produce en toda la microrred, con el objetivo de reducir la cantidad de energía que se vierte a la red, y, por tanto, que se pierde.

Con el fin de minimizar los costes, vamos a coger una pareja de bombas del grupo de bombeo, y las vamos a reubicar en un punto intermedio de la instalación hidráulica. Aunque también vamos a estudiar cual sería la rentabilidad de dejar las cuatro bombas paralelas y colocar dos nuevas bombas en el punto intermedio.



**Figura 14, esquema colocando bombas intermedias en la línea de subida.**

**Fuente: Elaboración propia**

En la figura 14, tenemos los mismos componentes que se han explicado en los anteriores apartados, siendo  $Beq_2$ , el nuevo sistema de bombeo. El punto 4 es donde está instalada, de forma aproximada, la válvula antirretorno y en el punto 5 estaría instalada la válvula de dos vías.

$$H_3 - H_1 = H_{Beq1} + H_{Beq2} - h_p \quad (\text{Ec. 35})$$

$$H_{Beq1} = H_{B1} = H_{B2} \quad (\text{Ec. 36})$$

$$Q_{eq1} = Q_1 + Q_2 \quad (\text{Ec. 37})$$

$$H_{Beq2} = H_{B3} = H_{B4} \quad (\text{Ec. 38})$$

$$Q_{eq2} = Q_3 + Q_4 \quad (\text{Ec. 39})$$

$$h_p = f \times \frac{L_1 \times 8 \times Q_{eq1}^2}{D_1 \times g \times \pi^2 \times D_1^4} + k_1 \times \frac{8 \times Q_{eq1}^2}{g \times \pi^2 \times D_1^4} + f \times \frac{L_2 \times 8 \times Q_{eq2}^2}{D_2 \times g \times \pi^2 \times D_2^4} + k_2 \times \frac{8 \times Q_{eq2}^2}{g \times \pi^2 \times D_2^4} \quad (\text{Ec. 40})$$

$$D_1 = D_2 \quad (\text{Ec. 41})$$

$$L_1 = 363 \text{ m}$$

$$L_2 = 362 \text{ m}$$

Como hemos calculado en el [anexo D](#), el punto de funcionamiento de estas bombas se da para un caudal de 17,38 m<sup>3</sup>/h. Este se ha obtenido mediante la curva característica de nuestra bomba.

$$Q_{4bombas} = 0,0193 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$Q_{2bombas} = 0,00966 \text{ m}^3/\text{s}$$

Los valores de estos caudales en las bombas han sido calculados en el [anexo E](#).

-Pérdidas en las tuberías:

Dado que estamos colocando 2 bombas en serie, el caudal se mantiene constante y es la altura de las bombas lo que se multiplica por 2.

$$hp1 = 1,07 \times \frac{0,016 \times 363 \times 8 \times 0,00966^2}{9,8 \times 0,1^5 \times \pi^2} = 4,8 \text{ m} \quad (\text{Ec. 42})$$

$$hp2 = 1,07 \times \frac{0,016 \times 362 \times 8 \times 0,013^2}{9,8 \times 0,1^5 \times \pi^2} = 4,8 \text{ m} \quad (\text{Ec. 43})$$

$$70 = 2 \times HBeq - 2 \times 4,8 \quad (\text{Ec. 44})$$

$$HBeq = 39,8 \text{ m}$$

Ahora vamos a estudiar el caso en el que no movemos ninguna de las 4 bombas que tenemos, y añadimos 2 nuevas bombas de las mismas características.

$$hp1 = \frac{1,07 \times 0,016 \times 363 \times 8 \times 0,0196^2}{9,8 \times 0,1^5 \times \pi^2} = 19,74 \quad (\text{Ec. 45})$$

$$hp2 = \frac{1,07 \times 0,016 \times 362 \times 8 \times 0,0196^2}{9,8 \times 0,1^5 \times \pi^2} = 19,74 \quad (\text{Ec. 46})$$

$$70 = 2 \times HBeq - 2 \times 19,74 \quad (\text{Ec. 47})$$

$$HBeq = 54,74 \text{ m}$$

Rendimiento:

$$W_{bomba} = \rho \times g \times Q \times HB \quad (\text{Ec. 48})$$

$$W_{acc} = 30 \text{ kW} \quad (\text{Ec. 49})$$

$$\text{rendimiento bomba} = \frac{W_{bomba}}{W_{acc}} \quad (\text{Ec. 50})$$

-Con solo 4 bombas:

$$W_{bomba} = 9,8 \times 1 \times 0,00966 \times 2 \times 39,78 = 7,53 \text{ kW} \quad (\text{Ec. 51})$$

$$\eta_B = \frac{7,53}{30} = 25,11\% \quad (\text{Ec. 52})$$

-Con 6 bombas (incorporando 2 más al sistema):

$$W_{bomba} = 1 \times 9,8 \times 0,0196 \times 54,74 \times 2 = 21,03 \text{ kW} \quad (\text{Ec. 53})$$

$$\eta = \frac{21,03}{45} = 46,73\% \quad (\text{Ec. 54})$$

Debido a elevada altura nominal de nuestras bombas en comparación con el salto de altura que tenemos en nuestra instalación, se instalará, de forma conjunta a las bombas, reguladores de velocidad.

Para ello, primero vamos a calcular cual es la potencia necesaria para que nuestras bombas suban el fluido en las condiciones para 70 metros:

$$W_{bomb} (70 \text{ metros}) = 70 \times 9,8 \times 1 \times 0,00483 \equiv 3,31 \text{ kW} \quad (\text{Ec. 55})$$

El valor de 1 es la densidad del agua.

El valor de 0,00483 es el caudal de nuestra bomba para 70 metros en unidades de m<sup>3</sup>/s.

Ahora estudiaremos como afectará a la potencia, para distintas velocidades de giro de la bomba, para ello es necesario conocer primero:

$$HB' = HB \times \left(\frac{N'}{N}\right)^2 \quad (\text{Ec. 56})$$

$$Q' = \frac{N'}{N} \times Q \quad (\text{Ec. 57})$$

Siendo:

- N=velocidad actual de la bomba
- N'=nueva velocidad de giro de la bomba

En el [anexo E](#), se puede ver como varía la potencia de la bomba en función de su velocidad de giro, de forma que, al reducir la velocidad de giro de la bomba, se produce una reducción en la potencia necesaria para poder subir el fluido.

Ventajas de la instalación:

- Gracias a las bombas intermedias, el fluido va a llegar antes y con mayor velocidad al depósito superior.
- El rendimiento de las bombas va a aumentar, tanto si instalamos 2 nuevas bombas, como si dejamos las mismas bombas.
- Al tener estas bombas intermedias, no será necesario encender todas las bombas (en caso de que el excedente de energía sea muy elevado).
- Aumentamos el consumo de energía, por tanto, no vamos a perder mucha energía cuando haya excedente.
- Los costes de las bombas son moderados, por tanto, la instalación de esta idea de mejora no tiene un alto coste

Costes:

Nuestra idea es instalar dos bombas del tipo de la figura 15.



**Figura 15, bombas multicelulares inoxidable. Serie CRN**

El precio aproximado de estas bombas es de 6652 euros, por tanto, la instalación de estas dos bombas nos costará unos 13304 euros. A parte de este coste, habría que tener en cuenta también el coste de la instalación de estas bombas, así como, el coste de construcción de una caseta o algún tipo de acomodación para este nuevo grupo de bombeo.

Como queremos instalar unas bombas similares a las que ya tenemos, vamos a instalar una pareja de bombas CRN 10-20.

3 x 380-415D/660-690Y V							
	7.50	14.4-14.0/8.30-8.10	CRN 10-18	96501298	6.313,00	96501285	6.170,00
HQQE	7.50	14.4-14.0/8.30-8.10	CRN 10-20	96501299	6.652,00	96501286	6.509,00
	7.50	14.4-14.0/8.30-8.10	CRN 10-22	96501300	6.977,00	96501287	6.834,00

**Figura 16, Lista de precios de las bombas. Fuente: [http://ebaras.es/wp-content/uploads/2015/01/tarifa\\_catalogo.pdf](http://ebaras.es/wp-content/uploads/2015/01/tarifa_catalogo.pdf)**

Debido a que la altura nominal de nuestras bombas es demasiado elevada con respecto al salto de altura con el que estamos trabajando, va a ser necesaria la instalación de reguladores de velocidad para nuestras bombas.

Un regulador de velocidad tiene muchas ventajas, pero la ventaja que más nos interesa es que nos permite regular la velocidad del motor, y, por tanto, el caudal de agua de la instalación.

Además, con el regulador de velocidad ahorramos en electricidad, debido a la reducción de aproximadamente el 20% que hace sobre el motor.

$$\text{Coste} = 7,5 \text{ kW} \times 0,1\text{€/kWh} \times 365 \text{ días} \times 12 \text{ horas/día} = 3285\text{€/año}$$

Este es el precio que se ahorraría la empresa al año, suponiendo que el coste de electricidad es de 0,1€/kWh, y que la bomba solo trabaja 12 horas al día. Este precio se ahorraría para cada una de las bombas en las que se pusiera un variador de frecuencia.



#### **4- Conclusiones:**

En este apartado se va a elegir la mejor opción de entre todas, habiendo estudiado previamente cada una de ellas.

Analizando las distintas opciones de mejora de nuestra instalación hidráulica, podemos llegar a la conclusión de que la idea de instalar bombas sumergibles en el depósito inferior no se adecua a las exigencias que tenemos en el CEDER, puesto que no aumentamos demasiado el rendimiento de la instalación, y tampoco aumentamos la energía a utilizar, cuando tenemos excedente. Es por eso, que esta idea se desecha.

Tanto la idea de sustituir la turbina como la idea de colocar bombas intermedias se adecuan a nuestras exigencias, es por eso, que estas son las dos opciones principales para mejorar la instalación hidráulica.

Como desde CIEMAT, Madrid nos han pedido presupuesto para la idea de sustituir la turbina Pelton por la turbina Francis reversible, hemos analizado con más detalle los costes de esta nueva turbina, solicitando presupuesto a la empresa Bobitecnic. Sin embargo, debido a los plazos de tiempo, no se ha podido concretar el presupuesto final.

Aunque no se han estudiado las pérdidas como tal en la memoria principal, la reducción de estas pérdidas es una idea muy interesante para poder mejorar el rendimiento de la instalación. Se ha podido ver en los distintos apartados del estudio lo elevadas que son y como afectan a nuestra instalación actual.

En la tabla 8, se pueden encontrar las distintas características a tener en cuenta para elegir la mejor opción posible, junto con una conclusión.

	<b>Rendimiento</b>	<b>Coste</b>	<b>Ventajas</b>	<b>Conclusión</b>
<i>Turbina Francis</i>	Elevado	elevado	Tiene bastantes ventajas	Es una idea bastante interesante de realizar, con un único inconveniente, la elevada inversión inicial
<i>Bombas intermedias</i>	Moderado	Moderado	Tiene ventajas	Es una idea muy amortizable, puesto que tenemos buenas

				características a bajo precio
<i>Bombas sumergibles</i>	Insuficiente	bajo	Tiene pocas ventajas	No nos interesa instalarla en la empresa

**Tabla 8**

**Fuente: Elaboración propia**

Como se puede apreciar en la tabla 7, las mejoras opciones son las bombas intermedias y la instalación de la turbina Francis, puesto que nos ofrecen un gran rendimiento, junto con bastantes ventajas. Los únicos inconvenientes que tienen son los costes (sobre todo para la instalación de la turbina Francis).

A corto plazo, la mejor opción es la instalación de las bombas intermedias.

Sin embargo, a largo plazo, sería mejor instalar la turbina Francis, ya sea de forma individual, o de forma conjunta a la turbina Pelton, puesto que así será más fácil de amortizar su elevada inversión inicial.

Aunque no sabemos con detalle cuanto es el coste de instalar una turbina Francis, sabemos con total seguridad que es más elevado que el resto de las opciones.

## 5- **Bibliografía**

1. Apuntes de la asignatura máquinas e instalaciones de fluidos de la universidad de Zaragoza
2. Apuntes dotados por la empresa CEDER
3. <https://www.gebravo.com/que-es-un-generador-electrico.php>
4. <https://www.andritz.com/re-source/blob/34560/5aa85ae2d1907d0ab4e67f815aa2c41c/hy-andritz-pumps-as-turbines-es-data.pdf>
5. <https://pdf.directindustry.es/pdf/tab/turbina-francis.html>
6. <https://www.fagro.edu.uy/~hidrologia/riego/HIDRAULICA%202015.pdf>
7. [https://es.wikipedia.org/wiki/Potencia\\_de\\_una\\_bomba\\_hidr%C3%A1ulica](https://es.wikipedia.org/wiki/Potencia_de_una_bomba_hidr%C3%A1ulica)
8. <https://www,h2agua.com/depositos-agua/depositos-agua-rigidos/cerrados/deposito-de-agua-hidraulico>
9. <https://www.grupoborema.com.mx/blog/articles/funcionamiento-de-una-bomba-sumergible-de-agua->
10. [https://www.materialesriegos.com/epages/64472737.sf/es\\_Es/?Object-Path=/Shops/64472737/Categories/Depositos\\_\\_Bombas\\_\\_Accesorios/Bombas\\_Sumergibles\\_Achique](https://www.materialesriegos.com/epages/64472737.sf/es_Es/?Object-Path=/Shops/64472737/Categories/Depositos__Bombas__Accesorios/Bombas_Sumergibles_Achique)
11. <https://es.wikipedia.org>



## Referencias

- [1] "CEDER." <http://www.ceder.es/instalaciones-redes> (accessed Jul. 20, 2021).
- [2] S. ( 1 ) Chandak, P. ( 1 ) Bhowmik, and P. K. ( 2 ) Rout, "Load shedding strategy coordinated with storage device and D-STATCOM to enhance the microgrid stability," *Prot. Control Mod. Power Syst.*, vol. 4, no. 1, Dec. 2019, doi: 10.1186/s41601-019-0138-0.
- [3] T. ( 1 ) Sachs, G. ( 1 ) Fridgen, A. ( 2 ) Gründler, and M. ( 2 ) Rusic, "Framing Microgrid Design from a Business and Information Systems Engineering Perspective," *Bus. Inf. Syst. Eng.*, vol. 61, no. 6, pp. 729–744, Dec. 2019, doi: 10.1007/s12599-018-00573-0.
- [4] Y. Yang, L. Zhou, J. Hang, D. Du, W. Shi, and Z. He, "Energy characteristics and optimal design of diffuser meridian in an electrical submersible pump," *Renew. Energy*, vol. 167, pp. 718–727, Apr. 2021, doi: 10.1016/j.renene.2020.11.143.
- [5] R. A. Vicini and O. M. Micheloud, *Smart grid : fundamentos, tecnologías y aplicaciones*. Cengage Learning, 2012.
- [6] M. Guezgouz, J. Jurasz, B. Bekkouche, T. Ma, M. S. Javed, and A. Kies, "Optimal hybrid pumped hydro-battery storage scheme for off-grid renewable energy systems," *Energy Convers. Manag.*, vol. 199, Nov. 2019, [Online]. Available: <http://10.0.3.248/j.enconman.2019.112046>.
- [7] R. Lasseter et al, "The CERTS microgrid concept, white paper on integration of distributed energy resources," p. 29, 2002.
- [8] Y. Sun, S. Wang, F. Xiao, and D. Gao, "Peak load shifting control using different cold thermal energy storage facilities in commercial buildings: A review," *Energy Convers. Manag.*, vol. 71, pp. 101–114, 2013, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.03.026>.
- [9] P. J. Mago and R. Luck, "Potential reduction of carbon dioxide emissions from the use of electric energy storage on a power generation unit/organic Rankine system," *Energy Convers. Manag.*, vol. 133, pp. 67–75, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.11.062>.
- [10] A. Smallbone, V. Jülch, R. Wardle, and A. P. Roskilly, "Levelised Cost of Storage for Pumped Heat Energy Storage in comparison with other energy storage technologies," *Energy Convers. Manag.*, vol. 152, pp. 221–228, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.09.047>.
- [11] H. Chen, Y. Peng, Y. Wang, and J. Zhang, "Thermodynamic analysis of an open type isothermal compressed air energy storage system based on hydraulic pump/turbine and spray cooling," *Energy Convers. Manag.*, vol. 204, Jan. 2020, [Online]. Available: <http://10.0.3.248/j.enconman.2019.112293>.
- [12] "Energía sostenible." [https://es.wikipedia.org/wiki/Energía\\_sostenible#Hidroelectricidad](https://es.wikipedia.org/wiki/Energía_sostenible#Hidroelectricidad) (accessed Jun. 25, 2021).
- [13] K. C. Divya and J. Astergaard, "Battery energy storage technology for power systems -- An overview," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 4, p. 511, Apr. 2009, [Online].

Available:

<https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&AuthType=sso&db=edsgao&AN=edsgcl.193579573&lang=es&site=eds-live&scope=site&custid=s1132340>.

- [14] C. Cheng, A. Blakers, M. Stocks, and B. Lu, "Pumped hydro energy storage and 100 % renewable electricity for East Asia," *Glob. Energy Interconnect.*, vol. 2, no. 5, pp. 386–392, Oct. 2019, [Online]. Available: <http://10.0.3.248/j.gloei.2019.11.013>.
- [15] R. P. Dewi, B. Anggoro, and B. Halimi, "Francis Turbine Design on Malabar Mini Hydropower Plant," in *2018 Conference on Power Engineering and Renewable Energy (ICPERE)*, 2018, pp. 1–4, doi: 10.1109/ICPERE.2018.8739449.
- [16] "Potencia de una turbina." <https://tecnoturbinas.com/blog/calcular-la-potencia-de-una-turbina-2> (accessed Jul. 15, 2021).
- [17] "Selección de turbinas hidráulicas." [https://www.ingenieria.unam.mx/deptohidraulica/publicaciones/pdf\\_publicaciones/SELECYDIMENSIONAMIENTOdeTURBINAS.pdf](https://www.ingenieria.unam.mx/deptohidraulica/publicaciones/pdf_publicaciones/SELECYDIMENSIONAMIENTOdeTURBINAS.pdf) (accessed Jun. 10, 2021).
- [18] "Clasificación turbinas." <http://clasificaciondeturbinas.blogspot.com/2015/03/clasificacion-de-turbinas-hidraulicas.html> (accessed Jul. 19, 2021).
- [19] J. Filipe, R. J. Bessa, M. Reis, R. Alves, and P. Póvoa, "Data-driven predictive energy optimization in a wastewater pumping station," *Appl. Energy*, vol. 252, p. 113423, Oct. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113423.
- [20] H. Gharavi and R. Ghafurian, "Smart Grid: The Electric Energy System of the Future [Scanning the Issue]," *Proc. IEEE, Proc. IEEE*, vol. 99, no. 6, pp. 917–921, Jun. 2011, doi: 10.1109/JPROC.2011.2124210.
- [21] J. M. Aberilla, A. Gallego-Schmid, L. Stamford, and A. Azapagic, "Design and environmental sustainability assessment of small-scale off-grid energy systems for remote rural communities," *Appl. Energy*, vol. 258, Jan. 2020, [Online]. Available: <http://10.0.3.248/j.apenergy.2019.114004>.
- [22] "Bombas sumergibles." [http://www.materialesriegos.com/WebRoot/StoreES3/Shops/64472737/MediaGallery/guia\\_seleccion\\_grupos\\_de\\_presion\\_y\\_bombas\\_sumergibles\\_viviendas.pdf](http://www.materialesriegos.com/WebRoot/StoreES3/Shops/64472737/MediaGallery/guia_seleccion_grupos_de_presion_y_bombas_sumergibles_viviendas.pdf) (accessed Jul. 07, 2021).
- [23] C. Langbauer, H. P. Pratscher, A. C. Ciufu, M. Hoy, C. Marschall, and R. Pongratz, "Electric submersible pump behavior for pumping non-Newtonian fluids," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 195, Dec. 2020, [Online]. Available: <http://10.0.3.248/j.petrol.2020.107910>.
- [24] "Pérdidas por evaporación." <https://agro.iberf.es/evitar-evaporacion-embalses/> (accessed Jul. 10, 2021).
- [25] C. Marín Peralta, J. J. Marcuello Pablo, and M. Zajkowski, "Estudio de la tecnología de módulos fotovoltaicos flotantes en superficies de agua," Universidad de Zaragoza, 2016.
- [26] "Pérdidas de carga." <https://www.pirobloc.com/blog-es/calculo-perdidas-carga/> (accessed Jul. 19, 2021).

- [27] “pérdidas.” <https://www.flottweg.com/es/wiki/tecnica-de-separacion/viscosidad-dinamica/> (accessed Jun. 10, 2021).
- [28] “Pérdidas singulares.” <https://www.hidraulicafacil.com/2017/07/perdida-de-carga-localizada-o-en.html> (accessed Jul. 05, 2021).
- [29] K. Dehghanpour and H. Nehrir, “Intelligent microgrid power management using the concept of Nash bargaining solution,” *2017 19th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems (ISAP), Intelligent System Application to Power Systems (ISAP), 2017 19th International Conference on.* IEEE, pp. 1–5, Sep. 01, 2017, doi: 10.1109/ISAP.2017.8071413.
- [30] P. Beires, M. H. Vasconcelos, C. L. Moreira, and J. A. Peças Lopes, “Stability of autonomous power systems with reversible hydro power plants: A study case for large scale renewables integration,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 158, pp. 1–14, 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.12.028>.
- [31] Sergey Berezin, “Wet and dry installation of submersible pumps,” 2017.
- [32] Z. Y. H.L Huang, “Present situation and future propsect of hydropower in China, Renewable Sustainable Energy.”

## **6-Líneas de futuro**

- Estudio de las tuberías ya instaladas en la empresa, para asegurar que estas tuberías son capaces de soportar el nuevo caudal de la nueva turbina.
- En caso de que estas tuberías no fuesen capaces de soportar el incremento de caudal.
- Analizar la opción de instalar nuevas tuberías capaces de soportar los incrementos de caudal, y capaces de reducir las pérdidas de carga debidas a pérdidas por fricción con las paredes de las tuberías.
- Estudiar la posibilidad de reforzar las tuberías ya instaladas.
- Estudiar como cambiar la instalación de las tuberías con el objetivo de reducir la gran pérdida de carga que se produce a la entrada de la turbina Pelton.
- Estudiar la posibilidad de instalar bombas centrífugas reversibles.



## - **Anexos**

### **-Anexo A: Pérdidas por evaporación**

Aunque es una forma de mejorar la instalación, mediante la reducción de las pérdidas producidas en la instalación, hemos pensado ponerlo mejor en los anexos puesto que no hemos modificado como tal la instalación actual. Es por eso, que, en este anexo, se van a estudiar las distintas pérdidas por evaporación que se producen en la instalación.

Introducción:

Las pérdidas por evaporación dependen de la humedad relativa del lugar en el que se encuentran los depósitos, de la temperatura del aire, la velocidad del viento, la presión de funcionamiento a la que estamos trabajando y la radiación solar [24][25].

Como se puede apreciar la mayoría de estos factores no se pueden controlar puesto que son ambientales.

Desde hace años, científicos de todo el mundo han intentado desarrollar diversos métodos para tratar de reducir la evaporación. Lo ideal es conseguir evitar la mayor cantidad de agua posible y al menor coste posible [24].

-Cálculo:

Para calcular la evaporación diaria que sufren nuestros depósitos, debemos de evaluar la diferencia entre los volúmenes de agua en el tanque en días sucesivos, teniendo en cuenta las posibles precipitaciones que puede haber durante ese período de tiempo.

La fórmula que se va a utilizar para calcular estas pérdidas va a ser [26]:

$$E = P \pm \Delta D \quad (\text{Ec. 58})$$

Siendo:

-E= pérdidas por evaporación

-P= altura de precipitación entre las dos mediciones

-incremento de D= altura de agua añadida (+) o sustraída (-) del tanque

La medición de este proceso se ha realizado mediante un sensor con ultrasonidos, dotado por la empresa CIEMAT, CEDER.

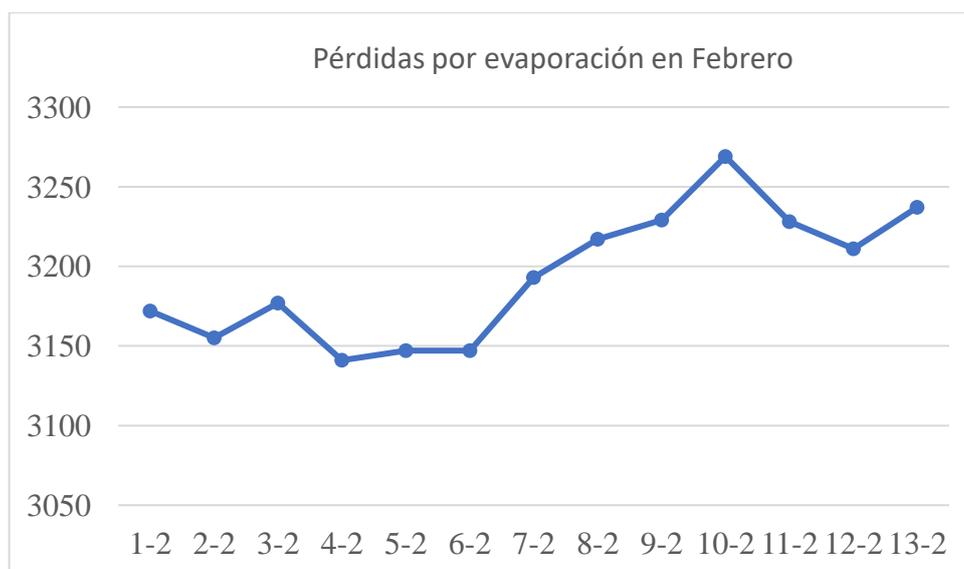


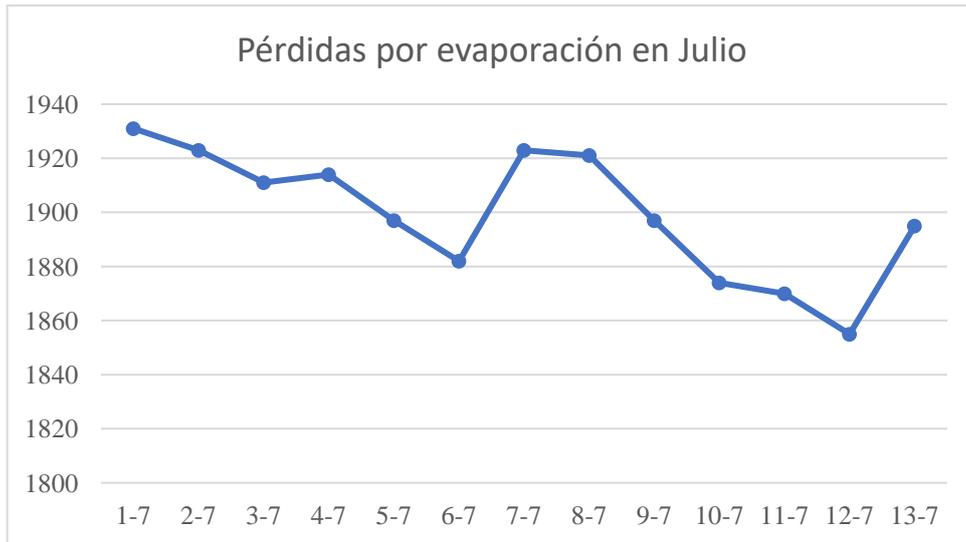
**Figura 17**

**Fuente: Elaboración propia**

En la figura 17, podemos ver las pérdidas que se producen el depósito a lo largo de un día entero, estando ese día sin turbinar ni bombear. Es decir, estas pérdidas se producen debidas al viento, cambios de temperatura entre el día y la noche y otros factores medioambientales.

Como se puede observar en la figura, el nivel de agua en el depósito aumenta por la noche, mientras que disminuye por el día. Esto se puede deber a que por el día hay sol, lo que implica un aumento de temperatura y de radiación solar, mientras que por la noche no hay sol, conllevando así una disminución en las temperaturas, llegando incluso a helar, lo que es muy común en la zona de Soria, en la cual están los depósitos.





**Figura 18, Pérdidas por evaporación en los depósitos. Fuente: Elaboración propia**

Mientras que en verano las pérdidas por evaporación debidas a la temperatura del aire y la radiación solar bajan de forma distinta cada día, en invierno estas pérdidas son casi despreciables.

Se puede apreciar que hay días en febrero que el nivel del depósito aumenta. Esto se debe a las precipitaciones que ocurren esos días.

Ahora vamos a citar distintas formas de evitar las pérdidas por evaporación [16]:

- 1- Alcohol estearílico (alcoholes grasos): Cuando este compuesto toca el agua forma una película monomolecular sobre la superficie, la cual crea una especie de barrera que dificulta la evaporación.
- 2- Sistemas modulares flotantes: Consiste en colocar un tipo de cobertura sobre el agua para evitar la evaporación.
- 3- Shade Balls: Consiste en llenar el depósito de bolas negras, para así evitar que la radiación solar incida directamente sobre el agua.  
Sin embargo, esto puede producir un problema en nuestra instalación de bombeo, ya que se podría crear una especie de tapón, con las bolas, a la entrada de la turbina o de las bombas.



**Figura 19, Shade Balls**

**Fuente:** <https://www.iagua.es/blogs/marian-lopez-matos/shade-balls-bolas-que-cuidan-agua-california>

- 4- Paneles anti- evaporación: Se trata de unos sistemas flotantes con formas geométricas, cuya función es evitar que el sol incida sobre el agua, así como evitar el efecto del viento y de la humedad.
- 5- Lonas: Las lonas van a cubrir completamente la superficie del agua. Al ser tan grandes, van a necesitar estructuras que soporten su peso, lo que conlleva mayores costes, debido al montaje meticulosos que se requiere.
- 6- Paneles fotovoltaicos flotantes: Con esta opción, evitamos la evaporación del agua y, además, almacenamos energía solar para su uso posterior.



**Figura 20, paneles fotovoltaicos flotantes en el depósito del CEDER**

**Fuente: Elaboración propia**

La idea principal de los sistemas fotovoltaicos flotantes es el uso de la baja temperatura del agua como refrigerante. Esto nos permite tener un sistema más fácil de refrigeración el cual no requiere de ningún componente especial.

Desde el punto de vista medioambiental, este tipo de sistemas nos permiten reducir la evaporación en depósitos e induce un mayor nivel de uso de agua.

También va a reducir la creciente construcción de plantas hidráulicas, lo que va a venir bien para el medioambiente [27].

Sin embargo, la instalación de estos sistemas es demasiado complicada, y es necesario instalar una serie de cosas como:

- Un sistema flotante
- Un sistema de amarre
- Un sistema fotovoltaico
- Un cable submarino para transferir la energía generada a una subestación eléctrica.



## -Anexo B: Planos topográficos

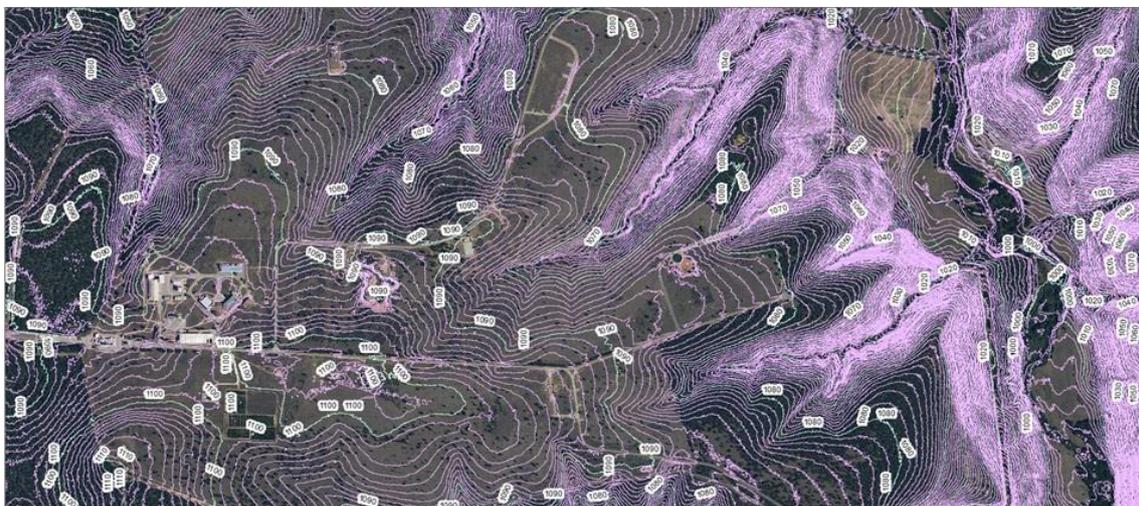
En este anexo podemos encontrar los distintos planos y gráficos necesarios para la obtención de las longitudes de las tuberías y los desniveles de la instalación.



**Figura 21, vista aérea del CEDER**

**Fuente: Elaboración propia**

En esta figura 21, podemos ver cómo están localizados los depósitos mediante una vista aérea proporcionada por el dron que tiene el CEDER.



**Figura 22, curvas de nivel del CEDER**

**Fuente: Elaboración propia**

En la figura 22, tenemos la misma vista aérea que en la figura 21, pero en este caso están dibujadas las curvas de nivel para poder apreciar el desnivel que hay entre los depósitos.



**Figura 23, altitud y posición de los depósitos**

**Fuente: Elaboración propia**

En esta figura 23, tenemos en el eje de las 'y' la altitud a la que se encuentran los depósitos y en el eje de las 'x', la distancia que hay entre esos depósitos.

En el punto inicial del eje horizontal, se encuentra el depósito superior. En el punto rojo se encuentra, a aproximadamente 1,26 kilómetros del depósito superior, el depósito intermedio. Por último, en el punto final del eje horizontal, podemos encontrar el depósito inferior.

Gracias a los planos topográficos, sabemos que el desnivel que hay entre el depósito 2 y el depósito 1 es de 16 metros, y que el desnivel entre el depósito 1 y el depósito 3 es de unos 70 metros aproximadamente.

Con estos planos, hemos podido sacar de forma aproximada la longitud de cada una de las tuberías.

## **-Anexo C: Estudio de las pérdidas en las tuberías debidas al material de las tuberías**

Este anexo está centrado en el estudio de las pérdidas en las tuberías de nuestra instalación.

La pérdida de carga que tiene lugar en una conducción es la pérdida de energía dinámica del fluido debido a la fricción de las partículas del fluido entre sí y contra las paredes del conducto que las contiene [28].

Primero, vamos a determinar las pérdidas lineales, las que dependen del coeficiente de fricción 'f' para ello:

Tenemos 2 tuberías de las cuales una es de PVC y la otra es de fibrocemento. Esto nos va a producir una serie de pérdidas en las tuberías las cuales dependen del material de las tuberías.

El diámetro de las tuberías va a ser:

- 250 mm para la tubería de PVC
- 100 mm para la tubería de fibrocemento

Para poder calcular el valor de f en ambas tuberías, podemos utilizar el diagrama de Moody o distintas fórmulas, en función del material del que este fabricado la tubería.

Para Moody necesitaríamos el valor del número de Reynolds, así como el valor de la rugosidad relativa.

Rugosidad relativa =  $\epsilon/D$  (Ec. 59)

$Re = v \cdot D / \nu$  (Ec. 60)

Por ejemplo, para calcular el valor de f en la tubería de fibrocemento, vamos a utilizar la fórmula de Scimemi. El coeficiente de rugosidad ya está integrado en la expresión.

En esta fórmula, vamos a distinguir en función de cómo es el fluido que circula por nuestra tubería de fibrocemento (laminar o turbulento).

Para flujo laminar sería:

$$h = 9,84^{-0,4} \times \frac{Q^{1,786} \times L}{D^{4,786}} \quad (\text{Ec. 61})$$

Para flujo turbulento sería:

$$h = 4,098^{-0,3} \times k \times \frac{Q^{1,9} \times L}{D^{1,1}} \quad (\text{Ec. 62})$$

Para fibrocemento, el coeficiente adimensional K tiene un valor de 0,32.

Para calcular el valor de f, y luego el valor de las pérdidas lineales en la tubería de PVC, vamos a tener distintas fórmulas, las cuales dependen de si el diámetro de la tubería es muy grande, de la temperatura a la que está el fluido en la tubería y de la velocidad a la que fluye el fluido por la tubería.

Para una tubería de PVC,  $\varepsilon=0,0015$  mm.

Podemos sacar el valor de f, en función del número de Reynolds:

$$f = 0,3164 \times Re^{-0,25} \quad (\text{Ec. 63})$$

$$h = 0,0826 \times f \times \frac{Q^2 \times L}{D^5} \quad (\text{Ec. 64})$$

En caso de que el diámetro de la tubería de PVC sea demasiado grande, utilizaremos la ecuación de Manning:

$$h = 10,3 \times n^2 \times \frac{Q^2 \times L}{D^{5,33}} \quad (\text{Ec. 65})$$

Para una tubería de PVC, el valor n se encuentra en un rango de valores de entre 0,006 y 0,01.

En caso de conocer la temperatura del fluido que circula por dentro de la tubería, utilizaríamos el método de Hazen-Williams.

Ahora, vamos a indicar como se calcularían las pérdidas de carga singulares.

Este tipo de pérdidas se van a encontrar en codos o en cambios de dirección que se dan en una tubería.

$$h = k \frac{v^2}{2 \times g} \quad (\text{Ec. 66})$$

El valor de k se va a sacar mediante una tabla. Este valor va a variar en función del tipo de singularidad que tengamos.

Otro método muy utilizado y eficaz que sirve para determinar este tipo de pérdidas es el método de longitud equivalente.

Vamos a suponer que las pérdidas singulares van a ser en torno al 7 por ciento de las pérdidas totales por fricción del sistema, como se explicará posteriormente.

Vamos a calcular los coeficientes de fricción de nuestras tuberías.

- Datos iniciales:  
D<sub>PVC</sub> : 250 mm

$\epsilon_{PVC}$ : 0,0015 mm

$D_{\text{fibrocemento}}$ : 100 mm

$\epsilon_{\text{fibrocemento}}$ : 0,025 mm

Este cálculo lo vamos a hacer mediante el diagrama de Moody, para ello necesitamos:

Vamos a suponer que estamos trabajando a temperatura normal de 20 °C, por lo que la viscosidad del agua a esa temperatura es de 1,004 mm<sup>2</sup>/s [29]. También vamos a suponer que trabajamos a condiciones nominales de caudal de 0,12 m<sup>3</sup>/s.

$$\frac{\epsilon}{D} = \frac{0,025}{100} = 2,5 \times 10^{-4} \quad (\text{Ec. 67})$$

$$Re = \frac{v \times D}{\nu} \quad (\text{Ec. 68})$$

$Re_{\text{fibrocemento}} = 1522094$

Por lo tanto, tenemos un régimen turbulento en esta tubería de fibrocemento y una velocidad media de 15,28 m/s.

Con el número de Reynolds y la rugosidad relativa sacamos del diagrama de Moody que  $f = 0,016$  para el fibrocemento.

$$\frac{\epsilon}{D} = \frac{0,0015}{250} = 6 \times 10^{-5} \quad (\text{Ec. 69})$$

$$Re = \frac{v \times D}{\nu} \quad (\text{Ec. 70})$$

$Re_{PVC} = 608838$

También tenemos régimen turbulento en esta tubería de PVC y una velocidad media igual a 2,44 m/s.

Con el número de Reynolds y la rugosidad relativa sacamos del diagrama de Moody que  $f = 0,0148$  para el PVC.

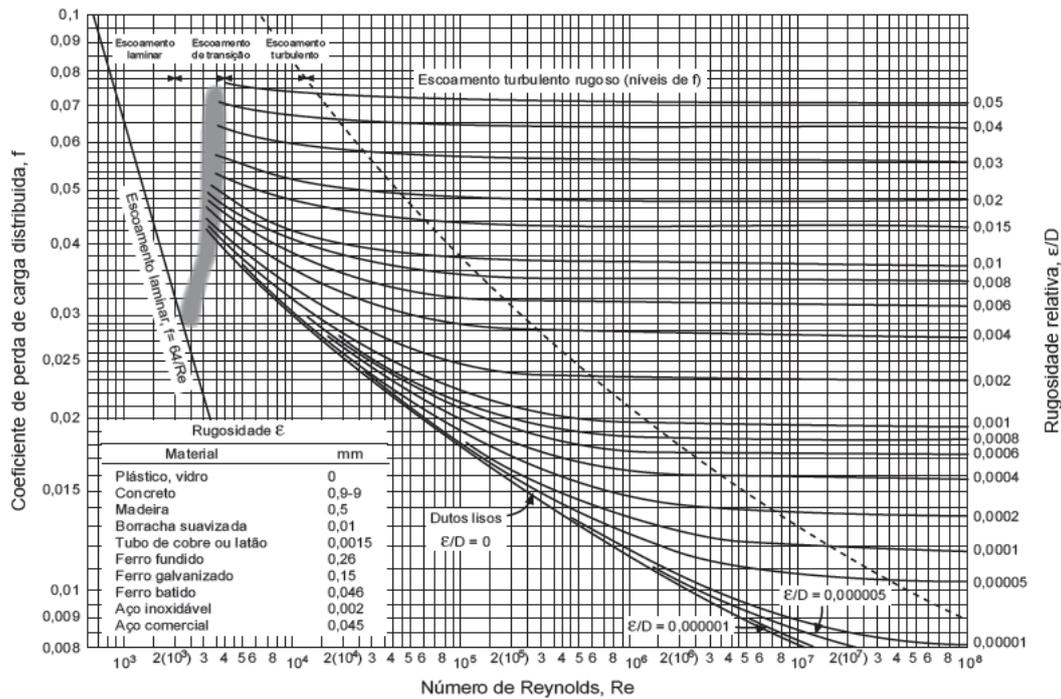


Figura 24, diagrama de Moody

Fuente: <https://www.researchgate.net/figure/Figura-113-Diagrama-de-Moody-Rouse-fig1-343858524>

-Pérdidas singulares:

Debido a la imposibilidad de conocer con exactitud los codos y los cambios de dirección que tenemos en cada tubería, hemos supuesto que las pérdidas singulares son aproximadamente del 7% de las pérdidas lineales totales, dado que las pérdidas singulares suelen estar en un rango de entre el 5 y el 10% de las pérdidas lineales totales [30].

Como se ha podido ver en este anexo, nuestra instalación hidráulica tiene unas elevadas pérdidas, sobre todo en la tubería de fibrocemento. Para poder reducir estas pérdidas se podría aumentar el diámetro de la tubería de fibrocemento, puesto que es demasiado bajo. Otra opción sería la sustitución de los materiales de las tuberías por otros que nos diesen unas pérdidas menores.

Por último, lo más importante y beneficioso que se podría hacer, es cambiar toda la instalación de las tuberías, con el objetivo de reducir los numerosos codos y cambios de dirección que se producen. Un ejemplo de uno de estos codos se da a la entrada de la turbina.

## **-Anexo D: Características de las bombas de la instalación**

En este anexo se van a describir las características de las bombas actuales.



**Figura 25, sistema de bombeo con dos bombas de 23 kw cada una**

**Fuente: Documentos CEDER**



**Figura 26, tenemos sistema de bombeo con 4 bombas de 7,5 kw cada una**

**Fuente: Elaboración propia**



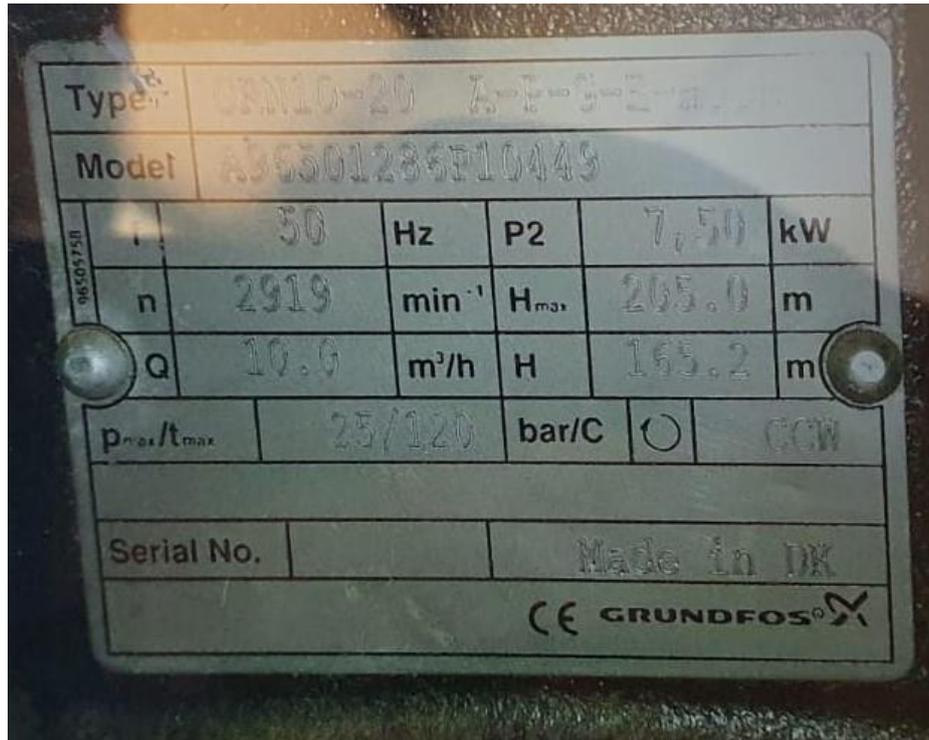


Figura 27, características nominales de las bombas 1 y 2

Fuente: Elaboración propia

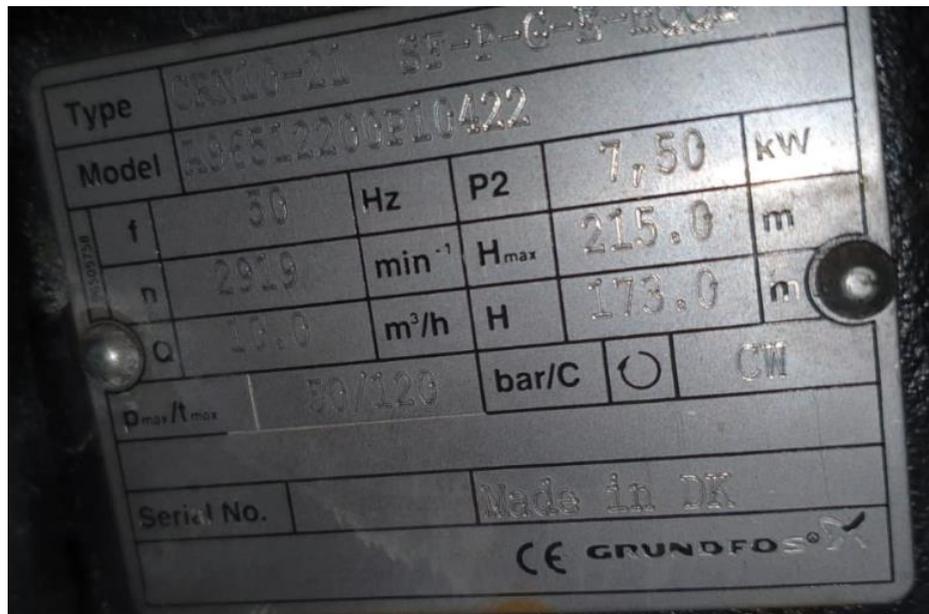
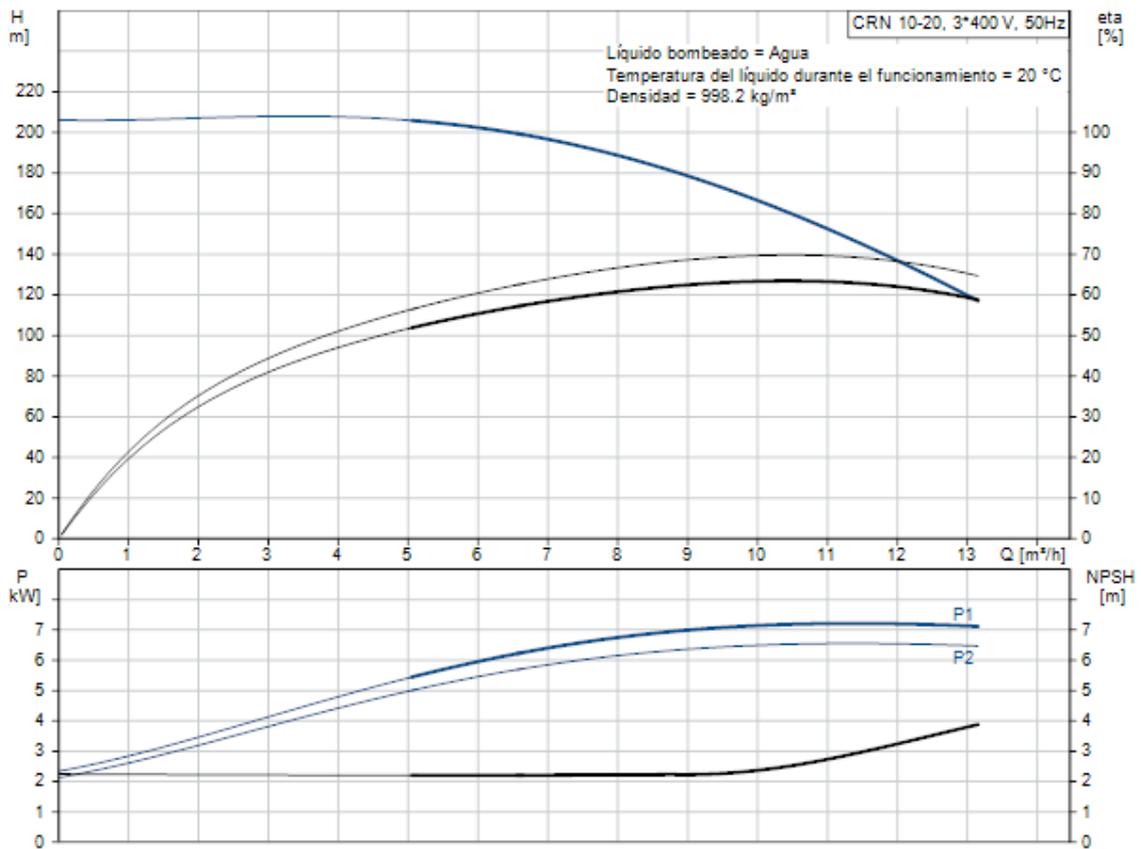


Figura 28, características nominales de las bombas 3 y 4

Fuente: Elaboración propia



**Figura 29, curva característica de las bombas y gráfica de rendimiento. Fuente: <https://product-selection.grundfos.com/es/products/cr-cre-cri-crie-crn-crne-crt-crte/crn/crn-10-20-96501286?tab=variant-curves>**

Según la figura 29, el punto de operación para nuestras bombas se da para una altura de 70 metros, y, por tanto, un caudal aproximado de 17,38 m<sup>3</sup>/h.

## -Anexo E: Cálculos

Este anexo es solo para los cálculos que se son necesarios para el estudio de las distintas mejoras de la memoria principal.

Como hemos sacado en el anexo anterior el valor del punto de operación de nuestras bombas para 70 metros, ahora vamos a calcular el rendimiento de las bombas para este nuevo caudal.

Rendimiento de las bombas actuales para su caudal nominal:

Caudal nominal para las 4 bombas=0,011 m<sup>3</sup>/s

$$70 = H_{Beq} - h_{p\text{subida}} \quad (\text{Ec. 71})$$

$$H_{Beq} = 70 + 11,61 + 0,8126 = 82,42 \text{ m} \quad (\text{Ec. 72})$$

Como  $H_{Beq} < H_{\text{max}}$ , podemos continuar.

$$W_{\text{bomba}} = 1 \times 9,8 \times 0,011 \times 82,42 = 8,88 \text{ kW} \quad (\text{Ec. 73})$$

$$\eta = \frac{8,88}{30} = 29,61\% \quad (\text{Ec. 74})$$

Se puede apreciar que nos sale un rendimiento, para el caudal nominal de las bombas, parecido al calculado mediante los datos obtenidos turbinando y bombeando durante un cierto período de tiempo.

Cálculos con el regulador de frecuencia:

Al poner un regulador de frecuencia, vamos a poder variar la potencia de la bomba para nuestro salto de altura, puesto que no van a ser necesarios lo 7,5 kW para una altura de 70 metros. De esta forma, vamos a poder ahorrar potencia de las bombas y vamos a mejorar también el rendimiento de las bombas.

Para una altura de 70 metros van a ser necesarios:

$$W = 9,8 \times 1 \times 0,00483 \times 70 = 3,31 \text{ kW}$$

0,00483 es el caudal en m<sup>3</sup>/s de nuestra bomba para la altura de 70 metros.

- Variaciones de potencia en función de la velocidad de giro de las bombas:
  - o Reducción del 10% de la velocidad

$$HB' = 70 \times 0,9^2 = 56,7 \text{ m} \quad (\text{Ec. 75})$$

$$Q' = 0,00483 \times 0,9 = 0,00435 \text{ m}^3/\text{s} \quad (\text{Ec. 76})$$

$$W' = 9,8 \times 1 \times 56,7 \times 0,00435 = 2,42 \text{ kW} \quad (\text{Ec. 77})$$

Para una reducción del 10% de la velocidad de la bomba, nos ahorraríamos esos 2,42 kW para poder subir el fluido.

- Reducción del 20% de la velocidad

$$HB' = 70 \times 0,8^2 = 44,8 \text{ m} \quad (\text{Ec. 78})$$

$$Q' = 0,00483 \times 0,8 = 0,00386 \text{ m}^3/\text{s} \quad (\text{Ec. 79})$$

$$W' = 9,8 \times 1 \times 44,8 \times 0,00386 = 1,69 \text{ kW} \quad (\text{Ec. 80})$$

Esta es la potencia que nos ahorraríamos al reducir la velocidad de giro un 20 %, suponiendo que el variador de frecuencia tiene un rendimiento elevado.

- Reducción del 30% de la velocidad

$$HB' = 70 \times 0,7^2 = 34,3 \text{ m} \quad (\text{Ec. 81})$$

$$Q' = 0,00483 \times 0,7 = 0,00338 \text{ m}^3/\text{s} \quad (\text{Ec. 82})$$

$$W' = 9,8 \times 1 \times 34,3 \times 0,00338 = 1,14 \text{ kW} \quad (\text{Ec. 83})$$

Esta es la potencia que se ahorraría con una reducción del 30%.

- Reducción del 40% de la velocidad

$$HB' = 70 \times 0,6^2 = 25,2 \text{ m} \quad (\text{Ec. 84})$$

$$Q' = 0,00483 \times 0,6 = 0,002898 \text{ m}^3/\text{s} \quad (\text{Ec. 85})$$

$$W' = 9,8 \times 1 \times 25,2 \times 0,002898 = 0,716 \text{ kW} \quad (\text{Ec. 86})$$

Y lo mismo pasaría al reducir la velocidad al 40%.

## **-Anexo F: Características de la turbina Pelton**

En este anexo, se va a describir el funcionamiento de la turbina Pelton, junto con sus características.

Una turbina Pelton se define como una turbina de acción, de flujo tangencial y de admisión parcial. Esta turbina, suele operar en condiciones en las que se dan grandes saltos y se trabaja con pequeños caudales y cargas parciales.

La turbina Pelton está unida a un generador eléctrico, el cual es de 60 kW. Sin embargo, como se ha explicado en el apartado 2, debido a la pérdida significativa de carga que se produce en la tubería de bajada, solo va a llegar una potencia de aproximadamente 40 kW al conjunto turbina-generador. Esta pérdida en tubería se debe a la imposibilidad que se tuvo de no poder hacer la tubería recta.

Bien es cierto, que el consumo de agua para turbinar se va a producir en momentos de demanda de energía por parte del CEDER, la cual no se podía cubrir de otra forma. En caso de no cubrir esta demanda, habría una penalización por parte de la empresa distribuidora de electricidad por exceso de la potencia contratada.

La potencia de la instalación hidráulica va a depender del salto de altura que tengamos, así como del caudal con el que estemos trabajando en ese salto.



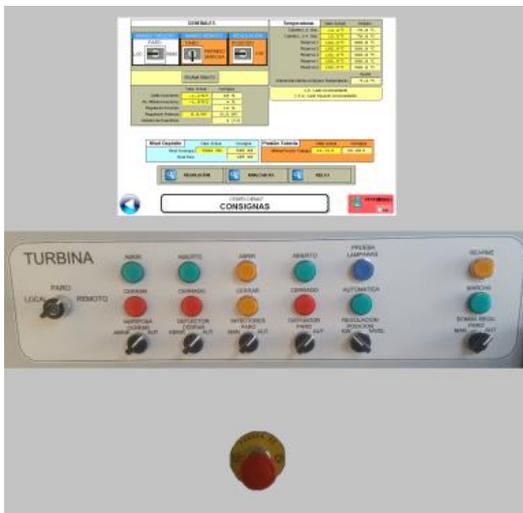
**Figura 29, turbina Pelton**

**Fuente: Elaboración propia**



**Figura 30, otra vista de la turbina Pelton**

**Fuente: Elaboración propia**



**Figura 31, cuadro de mando de la turbina**

**Fuente: Elaboración propia**



**Figura 32, banco de condensares**

**Fuente: Elaboración propia**

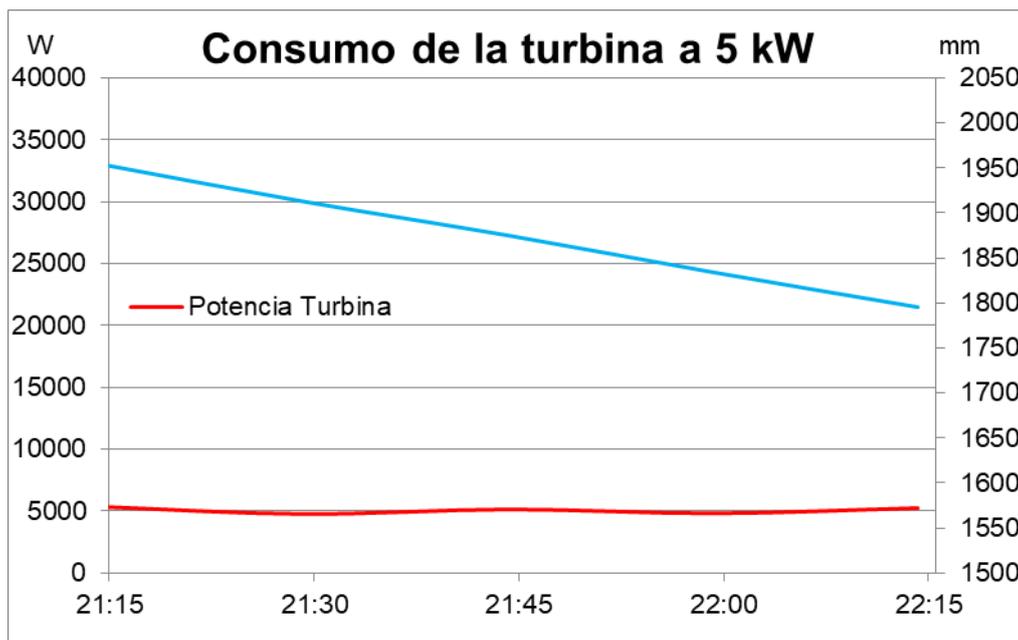
En la figura 31 y en la figura 32 tenemos un banco de condensadores y un cuadro de mando de la turbina, el cual acompaña a la turbina para compensar el factor de potencia.

Nuestra turbina ya ha sido utilizada antes de comenzar este proyecto, por lo que tenemos un comportamiento más o menos detallado de la turbina. Aun así, vamos a proceder a la caracterización del funcionamiento de la turbina, además de conocer la cantidad de agua que consume en función de la potencia producida.

Los depósitos están dotados de sensores de ultrasonidos que nos proporcionan la cantidad de agua que se ve aumentada o reducida en cada depósito.

Ahora vamos a hacer un estudio de la turbina Pelton que tenemos en la instalación. Para ello, vamos a analizar cuáles son los valores de consumo de la turbina trabajando a distintas potencias.

#### **Turbinando a 5 kW:**



**Figura 33. Fuente: Documentos CEDER**

Con la turbina generando 5kW durante una hora, el nivel del depósito desciende desde 1955 mm de altura hasta 1795 mm. Es decir, tenemos un consumo de unos 160 mm de agua por hora. Para saber el consumo de agua en litros, vamos a utilizar el diámetro del depósito, el cual es conocido. Con esto nos queda un consumo de 78540 litros por hora.

### Turbinando a 10 kW:

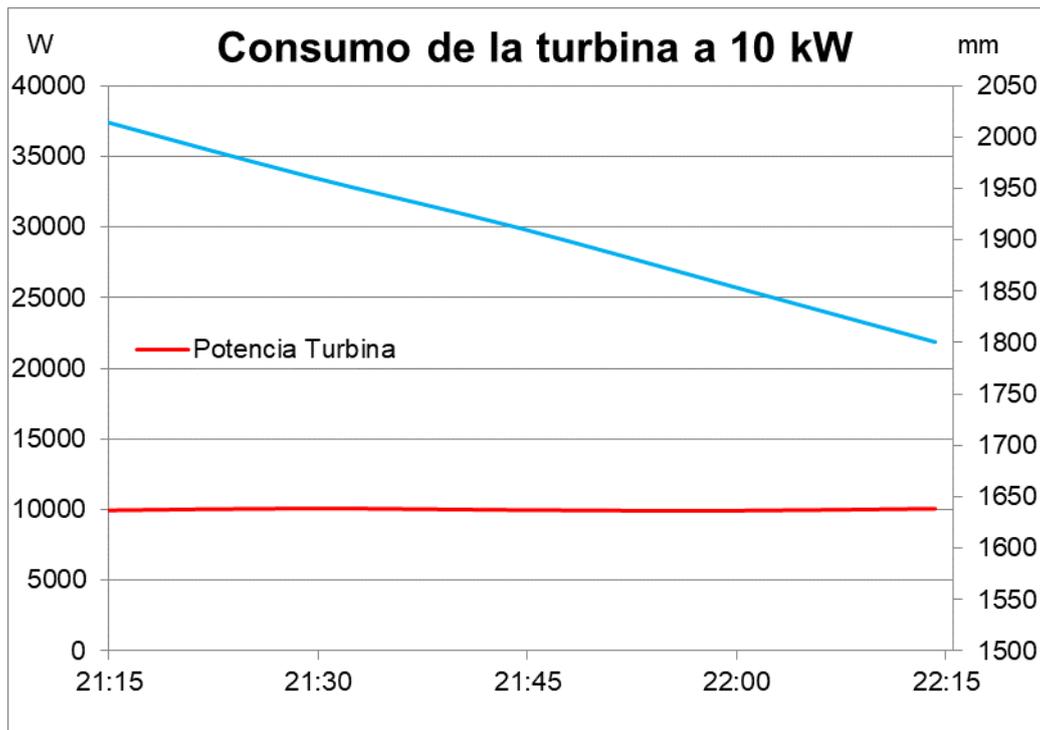


Figura 34. Fuente: Documentos CEDER

En este caso, vamos a tener un consumo de agua de unos 220 mm (aproximadamente 107992 litros) de agua por hora de funcionamiento.

### Turbinando a 15 kW:

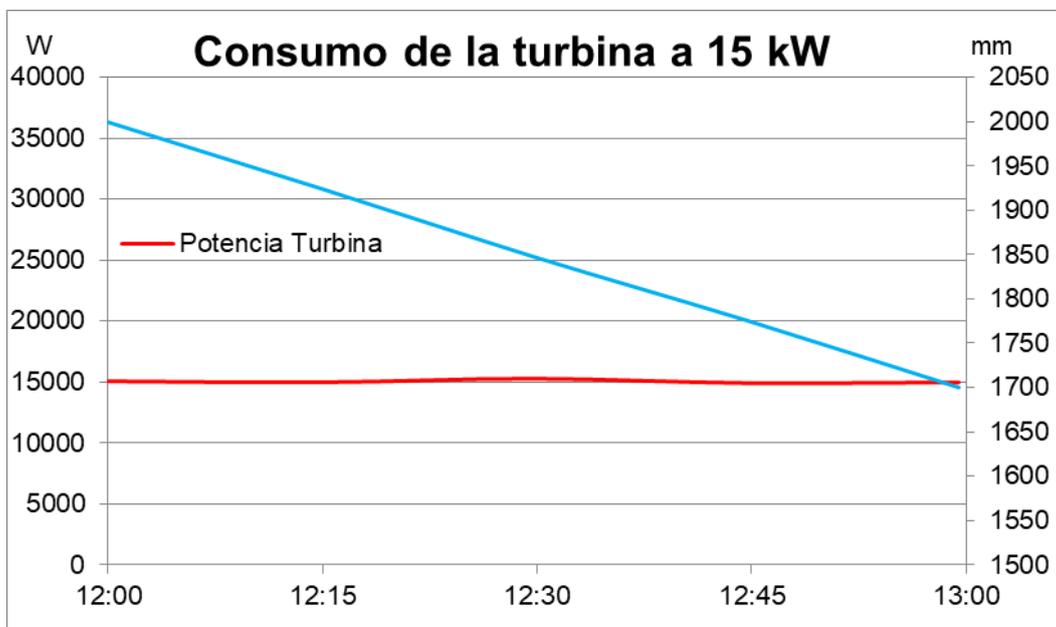
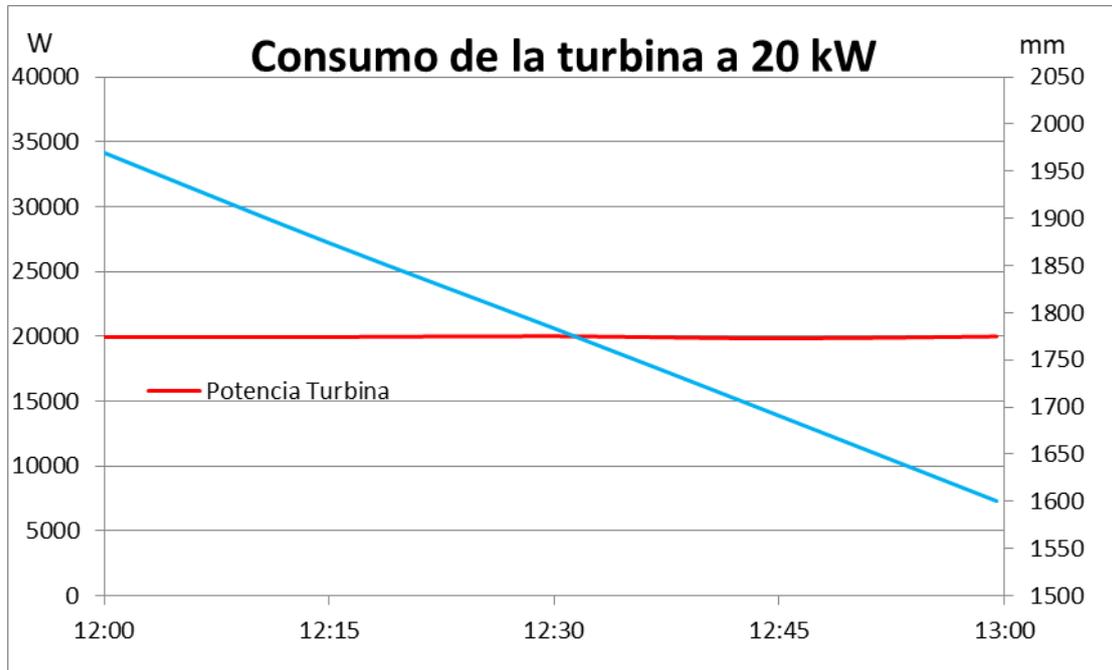


Figura 35. Fuente: Documentos CEDER

Turbinando a una potencia de 15 kW tenemos un consumo de unos 300 mm (147262 litros) de agua por hora de funcionamiento.

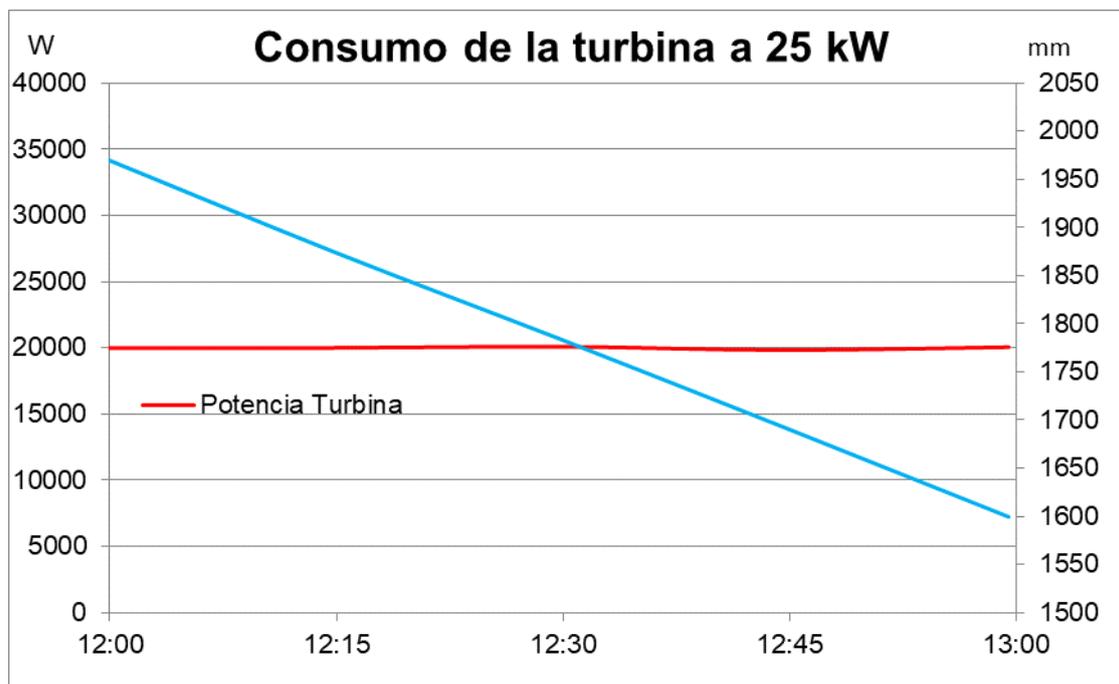
**Turbinando a 20 kW:**



**Figura 36. Fuente: Documentos CEDER**

El consumo va a ser de 370 mm de agua (181623 litros) por hora de funcionamiento.

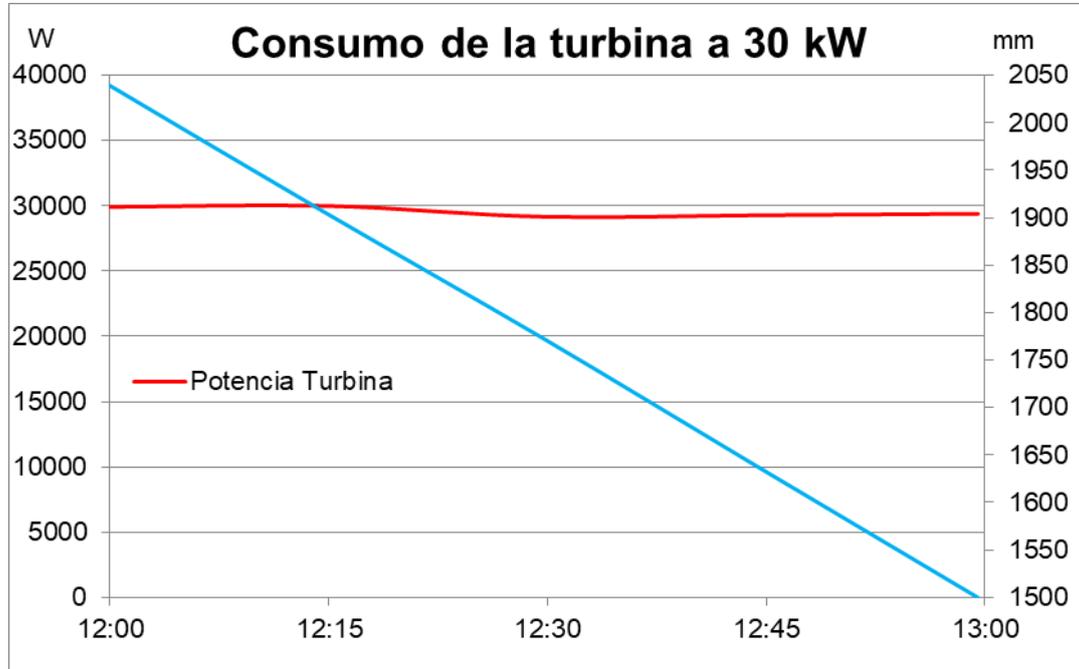
**Turbinando a 25 kW:**



**Figura 37. Fuente: Documentos CEDER**

El consumo será de 450 mm (220893 litros) de agua por hora de funcionamiento para esta potencia.

**Turbinando a 30 Kw:**



**Figura 38**

**Fuente: Documentos CEDER**

El consumo será de 540 mm (265072 litros) de agua por hora de funcionamiento.

Para esta potencia, tenemos el comportamiento nominal de la turbina. Es por eso, que es preferible turbinar para potencias superiores a 10 kW.

En la siguiente figura vamos a representas los valores instantáneos que se dan turbinando a 30 kW.

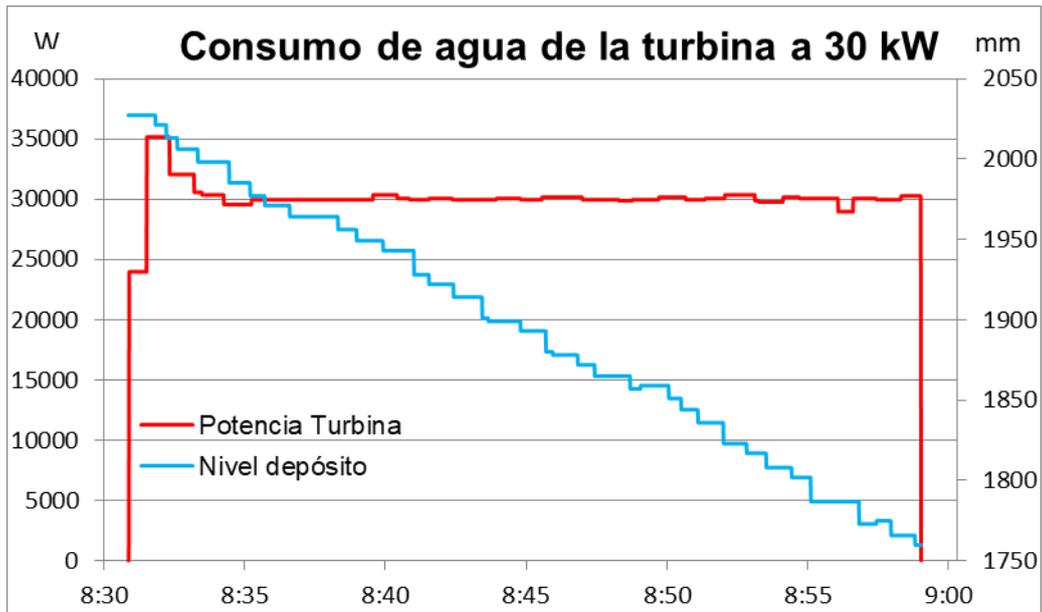


Figura 39. Fuente: Documentos CEDER

En la figura, podemos observar el momento de arranque de la turbina, como va creciendo la potencia de la turbina desde el arranque hasta un valor por encima de la potencia nominal, para luego mantenerse más a menos constante hasta que se apaga la turbina.

Durante 30 minutos, la turbina se mantiene prácticamente constante a 30 kW. En estos 30 minutos se consumen aproximadamente 270 mm de agua.

**Turbinando a 35 kW:**

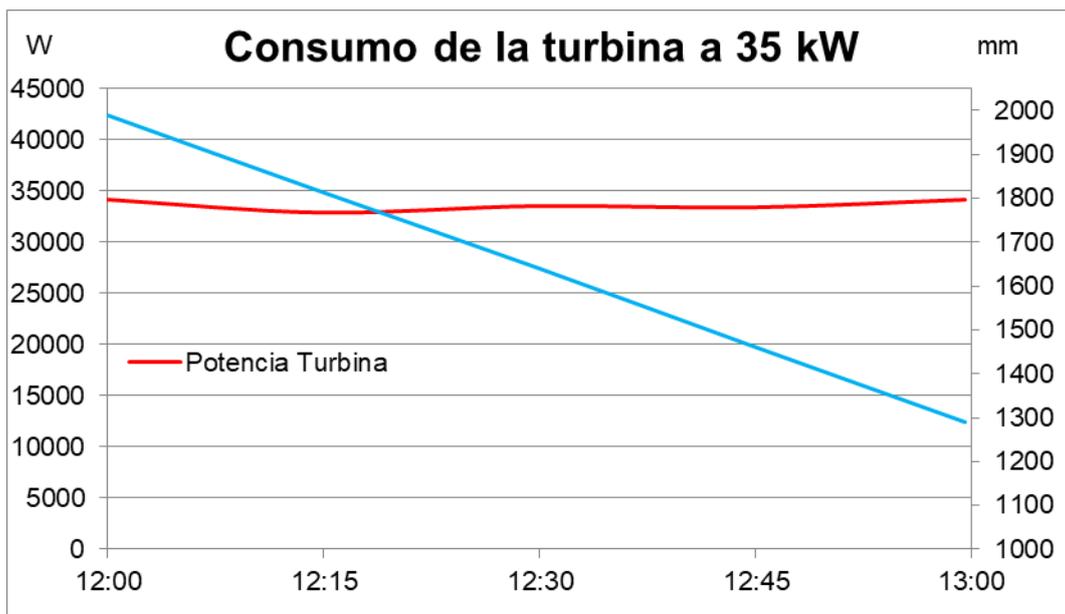


Figura 40. Fuente: Documentos CEDER

El consumo de agua va a ser de 700 mm (343612 litros) de agua por hora de funcionamiento.

Turbinando a esta potencia, podemos observar que le cuesta a la turbina mantener la potencia estable. Esto mismo le ocurre a la turbina si turbinamos con valores de potencia muy bajos.

### Turbinando a 40 kW:

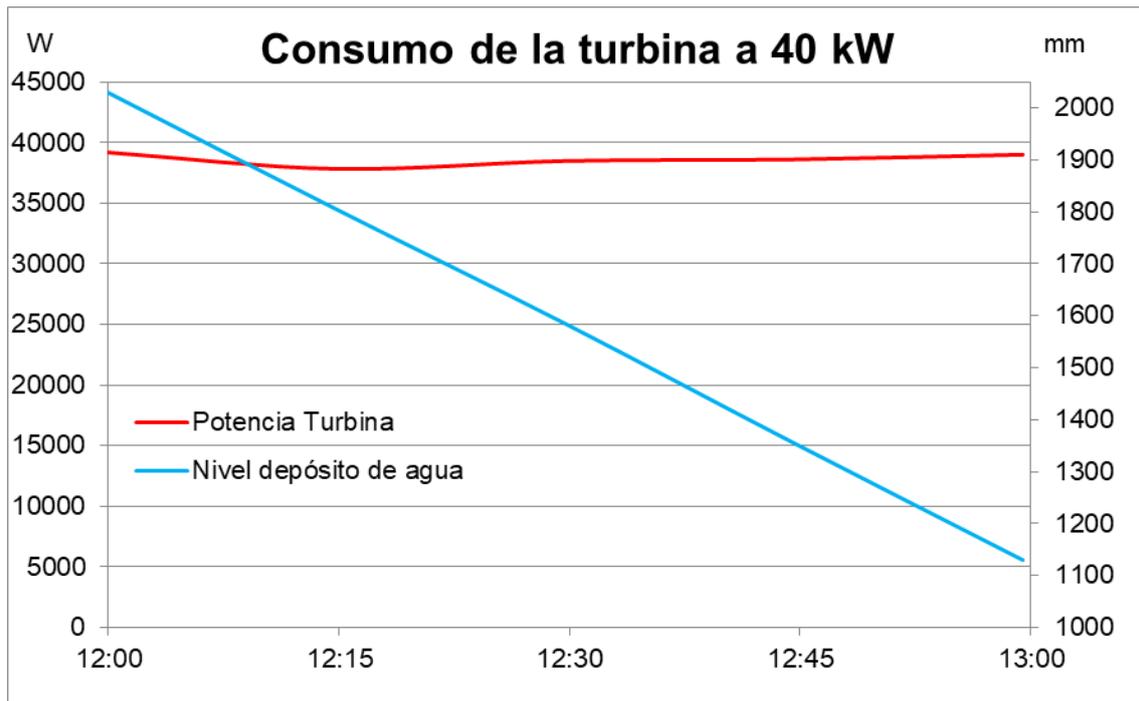
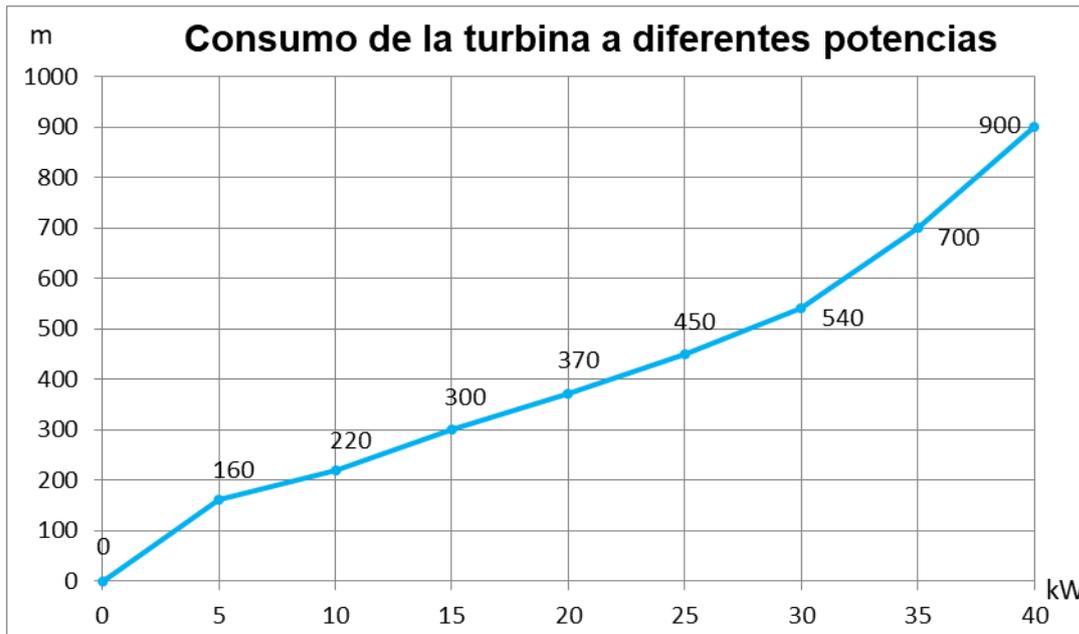


Figura 41. Fuente: Documentos CEDER

El consumo de agua es de 900 mm (441786 litros) de agua por hora de funcionamiento.

Como en el caso de turbinar a 35 kW, podemos ver que la generación no es estable y, por tanto, el consumo de agua es muy elevado.

Por último, vamos a juntar los distintos valores que hemos obtenido de turbinar a distintas potencias, para así poder caracterizar el funcionamiento de la turbina.



**Figura 42. Fuente: Documentos CEDER**

En la tabla 10, tenemos un resumen de todos los valores que hemos estudiado, viendo que a partir de 30 kW el consumo de agua se dispara.

Potencia generada (kW)	Agua bombeada (mm/hora)	Agua bombeada (litros/hora)	mm por kW
5	160	88357	32,0
10	220	117810	22,0
15	300	147262	20,0
20	370	181623	18,5
25	450	211076	18,0
30	540	265072	18,0
35	700	311705	20,0
40	900	441786	22,5

**Tabla 10**

**Fuente: Documentos CEDER**

Se puede observar que el menor consumo de agua se produce para el rango de potencia de entre 20 kW y 30 kW. Es por eso por lo que nos interesa que la turbina trabaje dentro de este rango el mayor tiempo posible.

