Universidad Zaragoza
1542

Trabajo Fin de Grado

Uso de energías renovables en la rehabilitación de un molino harinero

Use of renewable energies in the rehabilitation of a flour mill

Autora

Carmen Iciar Arnal López

Directora

María Paz Comech Moreno

ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

Año 2017

TRABAJOS DE FIN DE GRADO / FIN DE MÁSTER

Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad Zaragoza

DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

(Este documento debe acompañar al Trabajo Fin de Grado (TFG)/Trabajo Fin de Máster (TFM) cuando sea depositado para su evaluación).

D./Dª. Carmen Iciar Arnal López,

con nº de DNI 71348061 Z en aplicación de lo dispuesto en el art. 14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del Consejo de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster) Grado, (Título del Trabajo) Uso de energías renovables en la rehabilitación de un molino harinero.

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada debidamente.

Zaragoza, 20 de Junio de 2017

Fdo: Carmen Iciar Arnal lópez

RESUMEN

USO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN LA REHABILITACIÓN DE UN MOLINO HARINERO.

El uso de energías renovables está incrementando considerablemente ya que, entre otras, al no ser consumidoras de CO_2 contribuyen a no acelerar el calentamiento global y además están abaratando sus costes.

Luco de Jiloca tiene un molino harinero de, aproximadamente, el siglo XV cuya rehabilitación se está planteando en la actualidad. Este molino cuenta con un salto hidráulico que puede ser utilizado para la generación de electricidad, por lo que se plantea la posibilidad de que en dicha rehabilitación pueda instalarse una central minihidroeléctrica. En este TFG se analizan las infraestructuras actuales de la instalación con el objetivo de comprobar los elementos existentes que pueden ser empleados para la nueva central minihidroeléctrica, cuáles de ellos necesitan tareas de mantenimiento y cuáles deben ser reemplazados. Tras este análisis, se ha observado que, además del salto, pueden ser aprovechados algunos elementos de la obra civil como son el azud de derivación, la obra de toma y el canal de conducción entre otros. Sin embargo, el equipamiento electromecánico, la turbina y el equipamiento eléctrico tendrán que ser de nueva infraestructura ya que no se dispone de estos elementos en la instalación actual. Este análisis ha permitido, además, realizar el dimensionamiento de estos nuevos equipos para la nueva central.

Por otro lado, se ha planteado la instalación de módulos fotovoltaicos en el tejado del edificio durante la fase de rehabilitación. De esta manera, se plantean dos elementos de producción de electricidad: mediante el salto hidráulico y a través de la energía solar. Para el análisis de esta instalación fotovoltaica, se han estudiado los datos del emplazamiento, en cuanto a las dimensiones disponibles como en cuanto al recurso solar en la zona, con el fin de realizar el dimensionamiento de la instalación y calcular la energía que se obtendría con esta instalación.

En este TFG se han realizado los estudios de viabilidad tanto del salto hidráulico como de la instalación de módulos fotovoltaicos para así comprobar si las soluciones aportadas para esta rehabilitación resultan factibles.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN 1
1.1. OBJETO Y ALCANCE 2
1.2. DESCRIPCIÓN EMPLAZAMIENTO 3
1.3. BREVE INTRODUCCIÓN A LOS MOLINOS HARINEROS 4
CAPÍTULO2. LA CENTRAL MINIHIDROELÉCTRICA 1
2.1 INTRODUCCIÓN 2
2.2 OBRA CIVIL EN CENTRALES MINIHIDROELÉCTRICAS 3
2.2.1 EQUIPAMIENTO DE OBRA CIVIL EN LA INSTALACIÓN ACTUAL 3
2.2.2 EQUIPAMIENTO ELECTROMECÁNICO EN LA INSTALACIÓN ACTUAL 12
CAPÍTULO 3. ESTUDIO DE VIABILIDAD DEL SALTO HIDRÁULICO 21
3.1 INTRODUCCIÓN 22
3.2 DATOS BÁSICOS DEL APROVECHAMIENTO 22
3.2.1 ANÁLISIS DE CAUDALES 22
3.2.2 DETERMINACIÓN DEL SALTO ÚTIL 23
3.2.3 OBTENCIÓN DE POTENCIA Y ENERGÍA ANUAL 24
3.3 ANÁLISIS ECONÓMICO 24
3.3.1 DETERMINACIÓN DE LOS INGRESOS ANUALES 24
3.3.2 CÁLCULO APROXIMADO DE LOS COSTES DE EXPLOTACIÓN 25
3.3.4 CÁLCULO APROXIMADO DEL COSTE DE LA INSTALACIÓN 26
3.3.3 OBTENCIÓN DE VAN Y TIR 27
3.3.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD 29
CAPÍTULO 4. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA 30
4.1 INTRODUCCIÓN ENERGÍA SOLAR 31
4.2 LOS PANELES FOTOVOLTAICOS 31
CAPÍTULO 5. ESTUDIO DE VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA 35
5.1 INTRODUCCIÓN 36
5.2 DATOS BÁSICOS DE LA INSTALACIÓN 36
5.2.1 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN 36
5.2.2 SUPERFICIE DISPONIBLE 37
5.2.3 SELECCIÓN DE LOS PANELES E INVERSOR NECESARIOS 37
5.2.4 ENERGÍA BRUTA ANUAL 37
5.3 ANÁLISIS ECONÓMICO 41

5.3.1 DETERMINACIÓN DE LOS INGRESOS ANUALES 41
5.3.2 CÁLCULO APROXIMADO DE LOS COSTES 41
5.3.3 OBTENCIÓN DE VAN Y TIR 41
5.3.4 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS 41
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES 43
REFERENCIAS 45
ANEXOS: CATÁLOGOS DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA 48

Capítulo 1.
Introducción

1.1. OBJETO Y ALCANCE

El uso de las energías renovables está aumentando considerablemente ya que, entre otras, al no ser consumidoras de CO_2 contribuyen a no acelerar el calentamiento global y además están abaratando sus costes.

En este TFG se plantea el análisis de viabilidad de la recuperación de un antiguo molino harinero situado en Luco de Jiloca (Teruel) para su empleo en generación de electricidad de tipo renovable, analizando la viabilidad de dos posibles actuaciones. En la primera, se plantea el aprovechamiento del salto hidráulico existente en el molino para la generación de energía eléctrica y en la segunda la instalación de módulos fotovoltaicos en el tejado del edificio.

Para analizar la primera opción, se ha comenzado realizando una búsqueda de información de centrales hidroeléctricas y molinos harineros para conocer su antiguo funcionamiento y otros casos de rehabilitación en instalaciones similares. Posteriormente, se ha analizado la instalación en su estado actual, con el objetivo de comprobar cuáles son los elementos existentes que pueden ser empleados en la nueva instalación y cuáles requieren tareas de mantenimiento. Estos análisis han permitido también realizar un dimensionamiento de la central y de los nuevos equipamientos necesarios y conocer la energía generada por esta nueva central.

En la segunda actuación se analiza la posibilidad de instalar módulos fotovoltaicos en el tejado del edificio denominado “la fábrica de luz”, edificio anexo al molino. Para ello, se ha comprobado el espacio disponible para la instalación de los módulos fotovoltaicos, junto con el recurso solar disponible en el emplazamiento para conocer la energía que este sistema puede generar.

La estructura de esta memoria es la siguiente, en este capítulo se describe el emplazamiento y se hace una breve introducción sobre la historia de los molinos harineros. En el segundo capítulo, se analiza la obra civil y el equipamiento de la instalación y en el tercer capítulo se desarrolla el estudio de viabilidad del salto hidráulico.

En el cuarto capítulo, se hace una introducción de la energía solar fotovoltaica, el funcionamiento de los módulos fotovoltaicos y su composición. En el quinto capítulo se realiza el estudio de viabilidad de los módulos fotovoltaicos y en el sexto capítulo se muestran las conclusiones y resultados tanto del estudio de la central hidroeléctrica como de los módulos fotovoltaicos.

1.2. DESCRIPCIÓN EMPLAZAMIENTO

Luco de Jiloca es una localidad española que pertenece al municipio de Calamocha, provincia de Teruel, Aragón. Le rodea el Río Jiloca, un afluente del Jalón.

Luco de Jiloca tiene un molino harinero que data aproximadamente del S.XV cuya localización se muestra en la siguiente figura. Se trata de una construcción de tres plantas, y junto a ella se encuentra un edificio antiguamente destinado a la "fábrica de luz". A dicho molino le pertenecen dos zonas rústicas de regadío, a la izquierda, camino y al fondo, acequia.

FOTO 1: Descripción del emplazamiento. Fuente: PVGIS

Es un molino de canal abierto, presentando tres cárcavos que reciben el agua de una balsa dispuesta en la parte trasera de la vivienda. El agua es conducida por una pequeña canalización desde esta balsa hasta el rodete.

La "fábrica de luz" es un edificio anexo al molino al que llega una canalización de agua que es conducida desde la misma balsa que el molino y tiene un cárcavo para la salida de la misma. Actualmente se conserva la caída de agua, pero no la turbina [1] [2].

FOTO 2: Parte delantera del molino y fábrica de luz en la actualidad

1.3. BREVE INTRODUCCIÓN A LOS MOLINOS HARINEROS

Los molinos eran utilizados para actividades artesanales. Los molinos de eje vertical, también denominados rodetes, precisaban de una balsa o cubo donde se almacenaba el agua que era conducida mediante un tubo o canal estrecho hasta la rueda de aspas dispuesta de forma horizontal. El movimiento de giro de esta rueda se transmitía por un eje vertical y proporcionaba la fuerza necesaria para mover la piedra molar situada en la parte superior de dicho eje.

La mayor parte de estos molinos contaban con una balsa en cuya base se abría un canal normalmente cerrado, denominado saetín y por donde fluía el agua a presión hasta alcanzar la rueda hidráulica o desde la acequia molinar partían unos canales abiertos por los que circulaba el agua hasta los rodetes.

Los rodetes eran ruedas colocadas de forma horizontal y compuestas por un determinado número de alabes o radios curvos a modo de cuchara.

En general, los molinos son accionados por rodeznos aunque los más modernos introdujeron turbinas. Además, necesitan disponer de una caudal constante que puede proceder de un manantial o del río, desviado hasta el molino mediante una acequia, denominadas en el valle del Jiloca como “acequias molinares” [3].

Antiguamente, la elección del lugar donde se iba a emplazar un molino no se hacía de forma casual si no que era el lugar más apropiado tanto por la disponibilidad energética como por su accesibilidad, cercanía y mejor comunicación. El principal elemento a tener en cuenta era el de la ubicación con respecto al agua, ya que necesitaban un caudal determinado con el que asegurar el abastecimiento y la puesta en funcionamiento de la maquinaria hidráulica. De ahí que los mejores emplazamientos se correspondiesen con los molinos más grandes y mejor dotados, al contar en sus proximidades con una serie de canalizaciones con las que conducir los importantes aportes de caudal procedentes de manantiales cercanos. A veces era preciso construir una serie de infraestructuras para asegurar el suministro, mediante la construcción de un azud en el lecho del río para conseguir una elevación que proporcionase la altura suficiente para provocar un salto de agua o para favorecer un aumento de presión con el que mover un mecanismo hidráulico.

Estas obras de ingeniería se iniciaban a kilómetros del emplazamiento del molino para que, tanto a los que explotaban el molino, como a los usuarios de las tierras situadas aguas arriba, cumpliesen una estricta organización en los usos que daban al agua y sus acequias.

Capítulo2. La central minihidroeléctrica

2.1 INTRODUCCIÓN

Actualmente el 11,7% del total de la energía eléctrica generada en la Unión Europea es de origen hidroeléctrico. Los pequeños aprovechamientos, los de potencia instalada menor de 10 MW, pueden integrarse fácilmente en el ecosistema más sensible si están bien diseñados [4].

Las centrales y minicentrales hidroeléctricas transforman la energía potencial en electricidad aprovechando la diferencia de desnivel entre dos puntos. La energía se transforma primero en energía mecánica en la turbina hidráulica y ésta activa el generador, que transforma en un segundo paso la energía mecánica en energía eléctrica.

La potencia instalada no constituye el criterio básico para diferenciar una central hidroeléctrica, si no el tipo de turbina. Desde el punto de vista de la obra civil, una minicentral obedece a principios completamente distintos a las grandes centrales con grandes embalses [5].

Según la clasificación técnica, las centrales hidroeléctricas se pueden dividir en cuatro grandes grupos: las centrales de embalse, agua fluyente, mixtas u otras. La central que va a ser estudiada puede clasificarse dentro del grupo de centrales de agua fluyente, es decir, no dispone de embalse regulador importante. Por tanto, la central trabaja siempre que el caudal que circula por el cauce del río sea superior al mínimo técnico de las turbinas instaladas y deja de funcionar cuando desciende por debajo de ese valor.

Por la actividad que desarrolla el cauce del que se deriva el canal de la instalación analizada, se trata de una central integrada en un canal de riego. El agua, una vez turbinada, se restituye al canal. Como en estos canales no existe fauna piscícola, no es necesario construir escalas de peces ni mantener un caudal ecológico.

Según la clasificación administrativa, esta es una central que produce una potencia menor de 10 MW por lo que se trata de una minicentral hidráulica, que son las reconocidas como generadoras de energía renovable. Dentro de este grupo, se encuentran las llamadas “microcentrales” que son las de potencia menor de 100 kW, teniendo el mismo tratamiento que las minicentrales [6].

Entre los aspectos básicos para realizar el correcto dimensionamiento y viabilidad de una minicentral se encuentran el caudal, el salto, potencia instalada, energía generada que será necesaria para saber el tipo de turbina los elementos que se utilizan en esta instalación. A continuación se desarrollan cada uno de ellos.

2.2 OBRA CIVIL EN CENTRALES MINIHIDROELÉCTRICAS

En este apartado se describen los diversos elementos que necesita una central para poder funcionar, indicando los aplicables para la central analizada.

Entre ellos se encuentran:

1. Equipamiento de obra civil
2. Equipamiento electromecánico

No todas las centrales tienen que estar compuestas por los mismos elementos, si no que cada una de ella estará formada por los elementos necesarios para su funcionamientos [6].

A continuación se explican los distintos componentes por los que está formada la central hidroeléctrica a estudiar, su funcionamiento y su dimensionamiento.

Hay que tener en cuenta que al tratarse de la rehabilitación de una antigua central hidroeléctrica, parte de la obra civil ya está disponible y se puede reaprovechar en su nuevo uso.

2.2.1 EQUIPAMIENTO DE OBRA CIVIL EN LA INSTALACIÓN ACTUAL

Este equipamiento es el encargado de la retención y almacenaje de agua, la evacuación controlada de caudales y la conducción del agua hasta la central. Entre sus elementos se encuentran los descritos a continuación.

AZUD DE DERIVACIÓN

Es una estructura situada perpendicularmente al cauce del río, cuya misión es elevar el nivel del mismo y conseguir una zona de aguas tranquilas desde la cual se desvía el caudal necesario hacia la central [6].

Normalmente, son estructuras muy simples y baratas de construir. En este caso, está formado por rocas colocadas directamente en el cauce ya que éste es rocoso. Está situado a una distancia aproximada de 2 km de la obra de toma de esta instalación.

Para esta instalación no se precisa la construcción de un nuevo azud ya que se conserva en buen estado.

OBRA DE TOMA Y ALIVIADERO

La obra de toma es una estructura destinada a desviar el agua a una tubería, que la conduce bajo presión hasta la cámara de turbinas. El agua debe pasar por la obra de toma con la mínima pérdida de carga posible y debe permitir el paso de todo el caudal que requiera la central, independientemente de si el río es de régimen tranquilo o turbulento. También hay que impedir la entrada de objetos, asegurar una limpieza con facilidad y tener en cuenta los factores medioambientales, la integración en el paisaje, el acceso de peces…

En el caso de los canales de riego, el mismo canal realiza la función de obra de toma y cámara de carga, haciendo el lateral del canal de aliviadero.

El aliviadero, constituye una disposición constructiva en forma de canal, que permite evacuar el caudal sobrante pasando por el azud o presa. De esta forma, si el agua supera cierta altura, pasa por el aliviadero de forma controlada evitándose el riesgo de provocar desprendimientos [6].

En este caso, la obra de toma hace la función de aliviadero pero no de cámara de carga. Existen una gran variedad de tomas de agua, en esta instalación, la toma de agua alimenta directamente el canal de conducción a presión atmosférica a través de una reja, para evitar el paso de sedimentos, que terminará en la cámara de carga.

El agua sobrante se desvía hacia otro canal de conducción a través de dos compuertas contiguas, cada una formada por una hoja con un ancho de 93 cm. También tiene acceso al edificio del molino harinero, pero éste no se estudiará. Ambas compuertas se manejan manualmente y son de tipo vertical. Las características de estas compuertas serán explicadas posteriormente.

Para emplear estas estructuras en la nueva instalación, no será necesaria la construcción de una nueva obra de toma ni aliviadero, pero sí que será necesario cambiar tanto las compuertas como las rejas ya que se encuentran en mal estado.

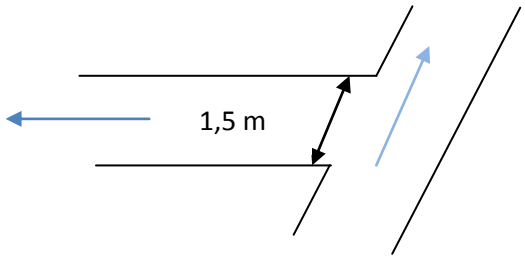
FOTO 3: Parte inicial de la obra de toma y aliviadero (izquierda), final de la obra de toma en las compuertas para el agua sobrante (derecha inferior), agua sobrante (derecha superior).

CANAL DE CONDUCCIÓN

El caudal extraído del cauce se dirige hacia la central mediante un canal o una tubería a presión. Así la central puede situarse en un punto alejado de la toma y aumentar el salto útil. El canal de conducción es una estructura de conducción de agua que termina en la cámara de carga, y puede ser de ciclo abierto o enterrado [6].

En la instalación analizada se trata de un canal de ciclo abierto, por lo que el agua se encuentra a presión atmosférica. En la entrada del canal de conducción existen una serie de rejas para evitar la entrada de broza u elementos que puedan producir algún daño. A la entrada, el canal tiene un ancho de 1,5 m y al final, en la entrada de la cámara de carga, de 1,2 m. Tiene una longitud de 22 m y una altura de 1,2 m. Esta estructura está formada por piedra y cemento.

La velocidad de la entrada del agua en este canal ha sido medida de una manera aproximada según el esquema mostrado a continuación, que representa la entrada del canal de conducción, las flechas representan la circulación del agua para ver la forma que se ha medido la velocidad aproximada del agua. Para ello, se ha cronometrado lo que tardaría cierto elemento en recorrer los 1,5 m que esta estructura tiene de ancho obteniendo un tiempo de 3 segundos, y por tanto, la velocidad es aproximadamente 0,5 m/s. Dependiendo del material que se construye el canal, la velocidad máxima varía, según se indica en la tabla 1. Para este caso, al ser de hormigón, la velocidad máxima es de 1,25 m/s, para no perder salto. Al comparar este valor con la velocidad aproximada que se ha medido, se observa que dicha velocidad entra dentro del rango admisible.



MATERIAL DE CONSTRUCCIÓN DEL CANAL	VELOCIDAD MÁXIMA, v [m/s]
Tierra fangosa	0,10
Tierra arcillosa	0,25
Arena gruesa	0,60
Lechos pedregosos	1,25
Hormigón	1,25

TABLA 1. Velocidades máximas para diferentes materiales de construcción de los canales de conducción [6].

FOTO 4: Canal de conducción

CÁMARA DE CARGA

La cámara de carga es un depósito en el que finaliza el canal de conducción y del que sale la tubería forzada hacia la turbina. En ocasiones la tubería sale directamente de la obra de toma, cumpliendo la función de toma y cámara de carga.

La misión de la cámara de carga es doble, por un lado suministra el volumen de agua que necesita la central en el momento de la puesta en marcha, y por otro, absorbe las oscilaciones que se producen cuando el caudal de la tubería y del canal no coinciden.

Se debe evitar la entrada de broza, peces u otros cuerpos sólidos a la tubería y la formación de vórtices que impliquen la entrada de aire a la turbina. Por este motivo, se dispone de una reja en la entrada de la tubería. Además, hay un espacio cubierto entre la reja y la tubería para impedir la caída de materiales en este espacio.

En este caso, la cámara de carga ya existente podría utilizarse para la nueva instalación, ya que se encuentra en buen estado; la reja utilizada en la entrada de la tubería debe ser reemplazada, ya que no se encuentra en perfecto estado.

Es necesario poner gran interés en el diseño de la reja ya que es uno de los elementos que mayor pérdida de carga genera [4] [6].

TUBERÍA FORZADA

Es un conducto a presión que parte de la cámara de carga y lleva el agua a presión hasta la turbina. El agua circula por ella a gran presión y gran velocidad por lo que deben reducirse las pérdidas de carga todo lo posible.

Se trata de una instalación aérea que aunque esté apoyada directamente sobre el terreno, presenta ciertas desventajas respecto a las tuberías enterradas. Aún así, presenta la ventaja de que necesita menos obra civil cuando las condiciones para los apoyos son favorables. También son mucho más sencillas y económicas para inspeccionar y reparar. El inconveniente que presenta este tipo de tuberías es que está expuesta a los cambios meteorológicos y puede producir dilataciones o contracciones en los apoyos, además genera un impacto visual y ambiental apreciable [4] [6].

Las características de las tuberías forzadas se diferencian en tres grupos:

Geométricas:

Se refieren a la pendiente y a la sección. La pendiente de la tubería forzada puede tomar cualquier valor incluso llegar a la verticalidad. La sección es circular ya que es la que menos pérdida de carga produce.

En este caso, la pendiente ha sido medida y es de 10,3 %, la sección es de 93 cm y el espesor de 10 mm.

Constructivas:

Hace referencia al material empleado y su calidad. En este caso está fabricado de hormigón y chapa, formado por un sólo tramo por lo que se evita las pérdidas de carga en la unión entre tramos o codos.

Se ha medido la distancia horizontal desde el comienzo de la tubería hasta el edificio de la central siendo esta de 9,5 m con un desnivel de 4 m. Con estos datos se obtiene el valor de la pendiente citada anteriormente.

Hidráulicas:

Hacen referencia al funcionamiento de la tubería, tales como caudal, velocidad del agua, pérdida de carga, presión.

La selección de la tubería para un determinado salto se hace de acuerdo con estos parámetros:

- Material: teniendo en cuenta coste y características del salto, altura longitud, codos…
- Diámetro: que permita que las pérdidas de operación se mantengan dentro de límites razonables igual o inferior al 4% del salto bruto.
- Espesor: se calcula para que soporte los esfuerzos de presión y depresión a los que puede verse sometido, sobre todo por el golpe de ariete [6].

En la instalación analizada, no será necesaria la construcción de una tubería nueva, pero sí su limpieza y mantenimiento ya que lleva muchos años sin usarse. Sin embargo, debe comprobarse que la tubería tenga unas características adecuadas para la nueva aplicación mediante la comprobación de las pérdidas de carga.

Para comprobar las pérdidas de carga en la tubería forzada, el primer paso es calcular el número de Reynolds, que es un número adimensional y permite caracterizar la naturaleza del flujo, es decir, si se trata de un flujo laminar, flujo transicional o de un flujo turbulento. Además, indica la importancia relativa de la tendencia del flujo hacia un régimen turbulento respecto de uno laminar y la posición de este estado dentro de una longitud determinada [7]. La expresión necesaria para obtenerlo es la siguiente:

$$Re = \frac{Fuerzas\ Inerciales}{Fuerzas\ Viscosas} = \frac{\rho \cdot D \cdot v}{\mu} = \frac{v \cdot D}{\nu} \qquad Ec.1$$

Donde ρ es la densidad del fluido, v la velocidad del fluido, D el diámetro y ν la viscosidad cinemática del fluido.

Sustituyendo los valores en la ecuación 1 se obtiene el siguiente valor:

$$Re = \frac{999{,}7\ \frac{kg}{m^3} \cdot 0{,}93\ m \cdot 0{,}5\ \frac{m}{s}}{1{,}307 \cdot 10^{-3}\ \mathrm{N \cdot s/m^2}} = 355669{,}855$$

Como primera aproximación, se ha tomado el valor de la velocidad del fluido en la entrada del canal de conducción, y para la densidad del fluido y la viscosidad cinemática se toman los datos del agua [8].

En la siguiente tabla se muestra el régimen del flujo dependiendo de Re:

Re < 2000	Flujo laminar
2000 ≤ Re ≤ 4000	Flujo transicional
Re > 4000	Flujo turbulento

TABLA 2. Régimen del flujo según el número de Reynolds [7].

Como el valor obtenido es mayor de 4000, se trata de un régimen turbulento y esto significa que las fuerzas viscosas influyen poco en la pérdida de energía.

A continuación, se usa la ecuación de Darcy-Weissbach de pérdidas de carga en tuberías circulares, válida tanto para régimen turbulento como para laminar:

$$h_p = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} \qquad Ec.2$$

Siendo *f* el coeficiente de fricción en tuberías, *L* longitud del conducto (m), *D* diámetro del tubo (m), *v* velocidad media del fluido (m/s) y *g* la gravedad (m/s^2).

El coeficiente de fricción en régimen laminar depende directamente del número de Reynolds pero en caso al ser régimen turbulento hay que tener en cuenta más aspectos. Se trata de una tubería hidráulicamente rugosa, por lo que hay partes que están afectadas por la turbulencia. Va a emplearse la fórmula de Karmán-Nikuradse para calcular el valor de *f*:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2 \cdot \log\left(3'7 \cdot \frac{D}{e}\right) \qquad Ec.3$$

Siendo *D* el diámetro del conducto y *e* el espesor [6] [9].

Aplicando la Ec.3, *f* tiene un valor de 0,0389. Considerando esta expresión obtenemos un valor más exacto que si lo hacemos con el diagrama de Moody, pero aun así se ha comprobado y se obtiene un valor similar. Sustituyendo los valores en la ecuación 2 se obtiene:

$$h_p = 0{,}0389 \cdot \frac{9{,}5}{0{,}93} \cdot \frac{0{,}5^2}{2 \cdot 9{,}8} = 1{,}369 \cdot 10^{-4}\text{m}$$

Se cumple que las pérdidas sean menores del 4%.

FOTO 5: Cámara de carga y principio de tubería forzada (izquierda), interior de la tubería (derecha).

EL GOLPE DE ARIETE

En la parte final de la tubería forzada, justo antes de la turbina, se sitúa una válvula de cierre que hace las funciones de válvula de seguridad. Si por necesidad de funcionamiento esta válvula se cierra de forma brusca, se producirán unas ondas de presión en la tubería y esto es lo que se denomina golpe de ariete. Al cerrarse bruscamente la válvula, el agua que hay en la tubería no se detiene de forma inmediata sino que sigue fluyendo hacia su interior, lo que produce una compresión de agua y genera una sobrepresión en la tubería y en la válvula.

Para evitar el golpe de ariete hay dos opciones, cerrar la válvula lentamente o desviar el agua. En esta segunda opción sería necesario instalar una bifurcación. El agua tiene mucha energía, que debe disiparse antes de devolverla al cauce, por lo que se utiliza una válvula de chorro hueco.

Para esta instalación, es necesario colocar la válvula a la salida de la tubería y en el caso de que se decida alojar la válvula de chorro hueco también se necesita una nueva válvula ya que no se dispone de ninguno de los dos elementos. Al ser una instalación de pequeño tamaño es suficiente que la válvula se cierre lentamente en un tiempo superior a la ecuación mostrada:

$$T = \frac{2 \cdot L}{v_0} \qquad \textit{Ec.4}$$

Siendo L la longitud de la tubería (m) y v_0 la velocidad de la onda (m/s) [6].

CÁMARA DE TURBINAS

Es el espacio en el que se ubica la turbina. Su misión es dirigir el agua hacia la turbina con el máximo aprovechamiento posible y proteger de las adversidades climatológicas el equipo electro-hidráulico, que es el que convierte la energía potencial del agua en electricidad. El número, tipo y potencia de las turbinas, su disposición con respecto al canal de descarga, la altura de salto y la geomorfología del sitio, condicionan la topología del edificio.

Existen dos posibilidades de cámara de turbinas: cámara abierta o cámara cerrada. En este caso, se trata de cámara cerrada, que es la situación más habitual. En ella, la tubería forzada llega hasta la cámara de turbinas que dirige el agua hacia la turbina.

La cámara es de hormigón y piedras ya que forma parte del edificio de la central que será explicado más adelante. La turbina elegida para esta minicentral es de tipo Francis y su posicionamiento es de eje horizontal, tal y como se explica en el estudio de viabilidad y equipamiento electromecánico.

TUBO DE ASPIRACIÓN

Es la tubería por la que sale el agua de la turbina, llevándola hasta el canal de desagüe. Al tratarse de una turbina de reacción, la presión de su fluido cambia considerablemente al pasar por el rodete: cuando ingresa, su valor es mayor al de la presión atmosférica y al salir muestra una considerable depresión. Por este motivo, es necesario un tubo de aspiración, que tiene un papel muy importante en la transformación de energía, que conecta la zona de descarga del fluido con la salida del rodete [6] [11].

CANAL DE RESTITUCIÓN

Es el canal que devuelve el agua, una vez ha sido turbinada, al cauce del río. Al estar a la salida de la turbina, debe tenerse en cuenta que una crecida del río no inunde la casa de máquinas.

En este caso, el agua turbinada saldrá por un cárcavo del edificio de la central directamente al cauce del río [6].

FOTO 6: Cárcavos de salida del agua y canal de restitución.

EDIFICIO DE LA CENTRAL

El edificio de la central o casa de máquinas, es el edificio en el que se instalan los principales elementos del equipamiento electromecánico de la central como por ejemplo, la turbina, el generador, los sistemas de regulación y control, la sala de mandos…

Fuera del edificio suele quedarse el parque de transformación. De esta manera, todos los elementos quedan protegidos frente a los cambios meteorológicos y estarán fuera del alcance de intrusos.

La ubicación depende de distintos factores:

- Búsqueda del máximo salto del aprovechamiento
- Geología
- Accesibilidad
- Número de grupos y potencia a instalar
- Aspectos económicos
- Minimizar el impacto ambiental
- Tipo y disposición de la turbina
- Operatividad
- Clasificación

En el caso de esta central, el edificio ya está construido y con las siguientes características:

- El edificio de la central va a ser el que contenga la cámara de turbinas. Se encuentra sobre un terreno estable y rocoso. Está construido de hormigón y cemento y tiene una superficie de 72 m^2, es necesario tenerlo en cuenta porque dependiente del número de grupos y potencia a instalar será necesario tener espacio suficiente. Un factor muy importante es asegurar el acceso al edificio ya que hay que llevar maquinaria pesada y elementos de gran tamaño. Si el acceso es muy complicado podría encarecerse la obra.
- La accesibilidad al edificio no es difícil ya que en tres paredes tiene grandes puertas y en el caso de que fuese necesario podría abrirse una entrada a través del edificio del molino harinero que está contiguo a dicho edificio.
- Respecto al impacto medioambiental, no es de gran importancia ya que se trata de un edificio instalado al lado del edificio central de la vivienda, pero es necesario que mantenga una buena imagen.

Otro de los aspectos que se debe considerar, es la operatividad: es necesario realizar operaciones de mantenimiento por lo que el edificio tampoco puede ser de pequeño tamaño para evitar operaciones que se volverían muy complicadas y generan un coste añadido. Por ejemplo, para revisar una turbina hay que poder extraerla y colocarla en una zona separada para trabajar sobre ella.

No será necesaria la construcción de un nuevo edificio pero sí la rehabilitación antes de su puesta en marcha [4] [6].

FOTO 7: Edificio de la central sin rehabilitar.

2.2.2 EQUIPAMIENTO ELECTROMECÁNICO EN LA INSTALACIÓN ACTUAL

Formado por los elementos que intervienen en la transformación de la energía cinética y potencial del agua en energía eléctrica, también los dispositivos de control necesarios, tanto hidráulicos como eléctricos.

REJAS Y LIMPIARREJAS

Se colocan a la entrada de las diversas conducciones de agua para impedir la entrada de cuerpos sólidos. El tamaño de los barrotes y la separación entre ellos dependen de su ubicación y del tipo de salto.

Si la reja se instala en la obra de toma, cuando está ubicada en el cauce del río, debe ser robusta y con unas separaciones entre barrotes entre 30-50 mm.

La reja situada a la entrada de la tubería y de la cámara de carga se encuentra directamente en el recorrido del agua hacia la turbina, por lo que genera una pérdida de carga que no suele ser despreciable. Esta reja debe tener barrotes finos y con separaciones entre 12 y 150 mm [6].

Como se ha comentado anteriormente, existe una reja en la entrada del canal de conducción, con una separación de 30 mm. A la salida del canal de conducción, que coincide con la entrada de la cámara de carga, también se encuentran rejas pero es necesario diseñarlas con menos separación, de unos 15 mm.

En el caso de los limpiarrejas no se considera necesario instalar un tipo de accionamiento automático ya que al ser una central de poca potencia, lo más sencillo y barato será una limpieza manual. Se recomienda aprovechar los meses de Diciembre a Marzo, en los que no se dispone de agua en los canales para realizar su limpieza.

FOTO 8: Rejas de la entrada del canal de conducción.

ELEMENTOS DE APERTURA Y CIERRE DEL PASO DEL AGUA

COMPUERTAS

Las compuertas se instalan en conducciones de agua, canales o tuberías. Pueden colocarse a la entrada de la obra de toma, a la entrada del canal, de la cámara de carga, aliviaderos etc.

Pueden abrir, cerrar o regular el paso del agua mediante aperturas parciales. En función de su movimiento pueden clasificarse en vertical o circular.

En esta instalación, se van a encontrar dos compuertas contiguas situadas horizontalmente y de accionamiento manual para poder controlar el agua sobrante. Son de tipo vertical y están formadas por una tabla de acero laminado de forma perpendicular al sentido de circulación de la corriente, que se abren desplazándose verticalmente hacia arriba. Están encajadas en los laterales, en unas ranuras que aseguran la estanqueidad a la vez que permiten su movimiento.

Según el mecanismo del movimiento respecto de las guías laterales, es una compuerta deslizante ya que ésta se desliza directamente entre las guías. Se suelen usar en puntos de poco esfuerzo como son canales de poco caudal, que será el empleado en este caso.

Para la nueva instalación, será necesario poner unas hojas nuevas, ya que las actuales están en mal estado, en cambio la estructura de la compuerta sí se puede reaprovechar [6].

FOTO 9: Compuertas.

VÁLVULA

Son los elementos de apertura o cierre al paso del agua utilizados en las tuberías. Se usan, por lo general, en posición totalmente abierta o totalmente cerrada, ya que en posiciones intermedias producen grandes pérdidas de carga debido a las turbulencias que generan.

Se distinguen 4 tipos de válvulas: compuerta, mariposa, esférica o de chorro hueco.

En esta instalación se instala una válvula de tipo mariposa formada por un disco de forma lenticular que gira sobre su eje diametral, dispuesto de forma horizontal y transversal a la tubería. Aunque no todas las válvulas de mariposa lo necesitan, generalmente se dispone de una válvula by-pass para equilibrar las presiones a ambos lados de la apertura.

En las minicentrales, las válvulas se utilizan como elementos de seguridad a la entrada de las turbinas ya que, el contrapeso, en caso de fallo de tensión se cierra la válvula [4] [6].

ATAGUÍAS

Son compuertas deslizantes de movimiento vertical, que no tienen la capacidad de abrir o cerrar cuando el agua está en movimiento. Su accionamiento siempre se realizará con el agua parada. Se utilizan para poder acceder a los diferentes elementos para su mantenimiento [6].

En este caso, se ha prescindido de la ataguía ya que el mantenimiento se va a realizar en los meses que no circule agua por el canal. Aun así, si se produjese un imprevisto, la compuerta que está situada al principio del canal al aire libre impedirá que el agua circule hasta el equipo.

EQUIPAMIENTO HIDRÁULICO

TURBINAS

Las turbinas hidráulicas tienen como misión transformar la energía potencial y cinética del agua en energía mecánica de rotación, que luego se utiliza para mover el generador hidráulico.

Los tres tipos de turbina más utilizados en la actualidad son: Pelton, Francis y Kaplan. Para la elección del tipo de turbina según el estudio de viabilidad donde los principales datos de partida son el caudal y la altura del salto.

Existen 2 grandes grupos de turbina:

- Las turbinas de acción son aquellas en las que para impulsar el rodete solo se aprovecha la velocidad del fluido, por lo que previamente se debe transformar toda la energía de presión del flujo en energía cinética.
- Las turbinas de reacción, además de aprovechar la energía cinética del fluido, absorben en el rodete la energía de presión del mismo.

Después de haber realizado el estudio de viabilidad de la central, que se muestra más adelante, se concluye que la turbina a seleccionar es la turbina Francis de eje horizontal, incluida en las turbinas de reacción. La turbina Francis de eje horizontal presenta las siguientes ventajas:

a. Separación completa de la turbina y el generador.
b. Disposición ventajosa de la sala de máquinas ya que la turbina y el generador están situados al mismo nivel.
c. Fácil montaje.
d. Facilidad de reparaciones en la turbina y en el generador.
e. Costo reducido de la turbina y el generador.

Respecto a la turbina de eje horizontal, la turbina Francis de eje vertical presenta los siguientes inconvenientes:

a. La turbina y el generador ya no son completamente independientes puesto que ambas máquinas han de estar soportadas por un cojinete axial común.
b. Al estar superpuestas la turbina y el generador, se precisa construir una sala de máquinas de, por lo menos, dos plantas.
c. El montaje es más difícil.
d. Los dispositivos de engrase (sobre todo del cojinete axial) son más complicados.
e. El costo es superior en aproximadamente, un 20 % a igualdad las demás condiciones.

En resumen, la tendencia moderna es construir turbinas Francis de eje horizontal. Sin embargo, como las primeras turbinas Francis eran de eje vertical, las casas constructoras tienen mayor experiencia en la construcción de turbinas de este tipo, por lo que todavía se realizan muchas instalaciones con turbinas Francis de eje vertical. Sobre todo, es interesante el empleo de estas turbinas cuando, por razones de espacio disponible, conviene reducir la superficie de la sala de máquinas, todo lo que sea posible [10].

Por otra parte, los principales elementos que componen la turbina Francis son:

- Cámara espiral
- Predistribuidor
- Distribuidor
- Rodete
- Tubo de aspiración

En el libro Energía hidroeléctrica [6] puede encontrarse una explicación más detallada de cada uno de los principales elementos que componen una turbina Francis.

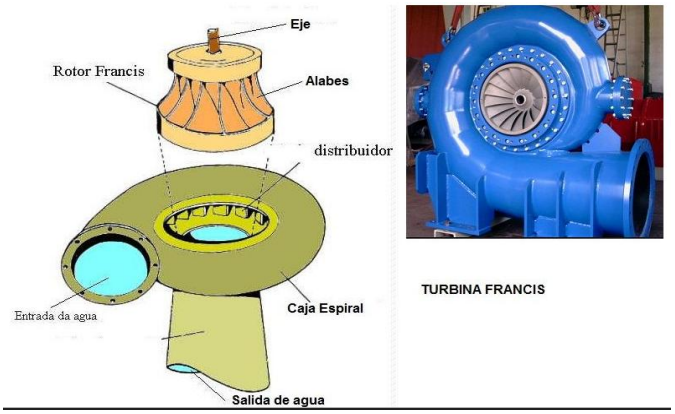


FOTO 10: Turbina Francis con sus componente [12].

MULTIPLICADORA

En situaciones en las que las turbinas de pequeña potencia trabajaban en saltos bajos, las velocidades de giro de la turbina son muy pequeñas, lo que supondría la necesidad de un generador de gran número de polos muy grande y costoso. Por esto, se suele disponer de una caja multiplicadora de velocidad entre turbina y generador que, mediante unos engranajes situados sobre ejes que se apoyan en rodamientos, aumenta la velocidad obtenida en el eje de la turbina hasta el valor adecuado para el generador. Además de adecuar la velocidad, la multiplicadora deberá absorber las cargas y choques que puedan aparecer en los momentos de la puesta en marcha o desplazamientos del eje.

Las multiplicadoras de velocidad suponen un aumento de las posibilidades de avería en las centrales y puede producir pérdidas mecánicas alcanzando un rendimiento del 98%. Por ello se intenta seleccionar turbinas con velocidades de funcionamiento que permita la unión del eje del generador directamente al de la turbina. Por este motivo, se ha suprimido en dicha instalación [6].

EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO

Formado por los elementos necesarios para que, una vez obtenida la energía eléctrica en bornes del generador, poder entregarla en el punto de conexión con las características adecuadas. La siguiente figura muestra un esquema de los elementos que lo componen.

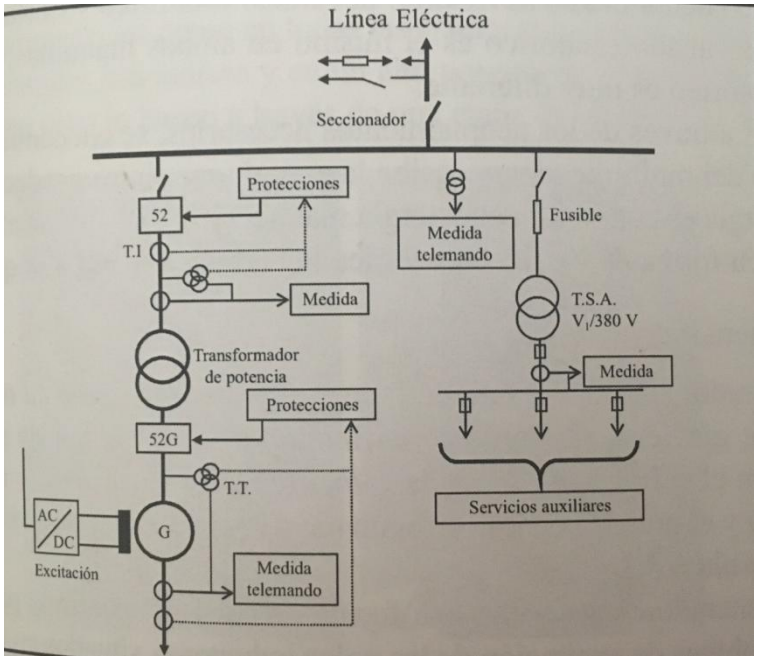


FOTO 11: Esquema unifilar simplificado de una minicentral [6].

A continuación se describen los principales elementos mostrados en la foto anterior.

GENERADOR

Transforma en energía eléctrica la energía mecánica suministrada por la turbina. Pueden ser síncronos o asíncronos:

En un generador síncrono, también llamado alternador, la velocidad de giro esta rígidamente definida por la velocidad de sincronismo y depende de la frecuencia y el número de polos.

Los generadores asíncronos de jaula de ardilla presentan grandes ventajas como son su robustez y su bajo costo. Para que funcione como generador, la velocidad de giro debe ser ligeramente superior a la velocidad de sincronismo [6]. En este tipo de generadores es necesario instalar una batería de condensadores que realice la compensación de la energía reactiva que necesitan para su funcionamiento. Sin embargo, el empleo de este tipo de generadores no precisa regulador de velocidad en la turbina: para arrancar el grupo, se abre el distribuidor de la turbina hasta que se llega a una velocidad próxima a la de sincronismo y en este momento se conecta a la red por medio de un interruptor automático.

Como la potencia es menor de 1000kW la tensión de trabajo es de 400 V a 660 V [13].

TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Son máquinas eléctricas estáticas formadas por dos devanados eléctricos por cada fase arrollados sobre un mismo núcleo ferromagnético. Su misión es elevar el valor de la tensión generada de manera que la corriente a transmitir reduzca en la misma proporción, reduciéndose así las pérdidas y la sección de los conductores.

En centrales de poca potencia, los generadores van directamente acoplados a los transformadores, existiendo únicamente un interruptor en el lado de alta tensión. Sin embargo a partir de 500 kW conviene instalar otro interruptor entre el generador y el transformador [6].

INTERRUPTORES

Son elementos cuya misión es la apertura y cierre de un circuito en condiciones de carga. Son capaces de establecer, mantener e interrumpir la intensidad de la corriente de servicio nominal o de interrumpir automáticamente o establecer un circuito, en condiciones de intensidades anormalmente elevadas tales como las intensidades de cortocircuito.

Pueden operar tanto en condiciones normales como extraordinarias. Están diseñados para conducir las corrientes a plena carga del sistema en el que se encuentra y soportar esfuerzos electrodinámicos debido a las corrientes de cortocircuito. En el momento de interrupción del circuito en carga, se forma un arco eléctrico debido a la ionización del gas existente entre los electrodos del interruptor, es necesario extinguir el arco y recuperar el aislamiento entre los contactos de manera que se evite la reaparición del arco.

Los parámetros básicos que definen su funcionamiento son: tensión nominal, tensión de diseño, potencia de ruptura, tensión de recuperación, capacidad de cierre, tiempo de reenganche.

Las técnicas de ruptura de arco son: ruptura en aire, ruptura en aire comprimido, ruptura en vacío, ruptura en SF6, ruptura en aceite [6].

SECCIONADORES

Son dispositivos de maniobra cuya misión es interrumpir de forma visible la continuidad del circuito. Pueden accionarse bajo tensión pero con corriente despreciable, o bien cuando se produzca un cambio notable de tensión entre los borde de cada uno de los polos.

Es indispensable que las maniobras de conexión y desconexión a la red se hagan en vacío, sin que haya carga en la instalación ya que se podrían producir arcos eléctricos que provocarían accidentes graves.

Existen distintas clasificaciones según el tipo de servicio, el número de polos, el tipo de maniobra, el accionamiento de los contactos, o su función. Entre ellos pueden ser de servicio interior o exterior, unipolares, apertura o cierre manual, de cuchillas giratorias, de by-pass…[6]

ELEMENTOS DE CONTROL

Se incluyen los principales elementos necesarios para el control de la turbina y el generador. Entre los elementos de control de turbinas se encuentran el regulador de velocidad y reguladores de nivel. En los elementos de control del generador son el regulador de tensión, el equipo de sincronización.

También se incluyen los elementos de protección cuya función es proteger los elementos de la central, la red de tierras, pararrayos autoválvulas, transformadores de medida y protección, transformadores de tensión e intensidad.

Protecciones mecánicas: en las que cabe destacar la protección contra el embalamiento de turbina y generador, la detección de la temperatura de eje y cojinetes en turbina y generador, el control de niveles y circulación del líquido de refrigeración y el control de la temperatura.

Protecciones eléctricas del generador: protección diferencial, de sobretensión, de subtensión, cortocircuito entre espiras, contactos a tierra en el estator, fallos a tierra en el rotor, protección frente a retornos de energía, frente a cargas simétricas y protección de subfrecuencia.

Protecciones eléctricas del transformador: protecciones frente a sobretensiones en primario, con relé Buchholz, diferencial, de sobreintensidad, de sobretensión, diferencial de neutro y protección de cuba.

Protección de la línea eléctrica de interconexión: son los más castigados por las perturbaciones ya que se están sometidos a los fenómenos meteorológicos. Son las protecciones de sobreintensidad, protecciones a derivaciones a tierra o protecciones de cortocircuito [5] [6].

SERVICIOS AUXILIARES DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Los servicios auxiliares de una central hidroeléctrica están constituidos fundamentalmente por los elementos, que sin intervenir directamente en la producción de energía eléctrica, son necesarios e incluso indispensables en este proceso, junto con sus fuentes de alimentación y los sistemas de distribución asociados, tanto en corriente continua como en corriente alterna.

Del buen funcionamiento de los servicios auxiliares depende la fiabilidad y continuidad en el servicio. Se clasifican según dos aspectos:

- Según la tensión de alimentación:
    - Servicios alimentados en corriente continua o alterna.
- Según el grado de seguridad y fiabilidad en la alimentación:
    - Servicios auxiliares esenciales.
        - Equipos de protección y automatismos que permitan el mantenimiento y puesta en servicio de la central.
        - Circuitos de mando, protección y señalización de la aparamenta e alta tensión.
        - Equipos de comunicación
        - Control de los grupos
        - Sistemas de presión de SF6
    - Servicios de seguros o principales.
        - Iluminación de emergencia
        - Rectificadores de carga de las baterías
        - Motores de interruptores
        - Sistemas de refrigeración del generador, turbina y transformador
        - En general, sistemas que admitan “ceros” de tensión.
    - Servicios auxiliares normales.
        - Tomas de fuerza
        - Iluminación normal
        - Puente grúa
        - Calefacción del generador
        - Algunos sistemas de refrigeración
        - Etc.

Todos estos elementos se alimentan a través del denominado transformador de servicios auxiliares [5] [6].

LÍNEA ELÉCTRICA

Es necesaria para transportar la energía producida hasta el punto de conexión a la red de distribución. Es otro de los puntos importantes a la hora de diseñar y presupuestar el proyecto. El coste de esta línea puede encarecer notablemente el proyecto, dependiendo de su longitud y de la orografía del terreno [5].

La siguiente tabla muestra de forma resumida la infraestructura necesaria para adecuar la instalación a la generación hidroeléctrica.

	EQUIPAMIENTO OBRA CIVIL	**EQUIPAMIENTO ELECTROMECÁNICO**	**EQUIPAMIENTO HIDRAÚLICO**	**EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO**
INFRAESTRUCTURA EXISTENTE	AZUD DERIVACIÓN OBRA DE TOMA/ALIVIADERO CANAL DE CONDUCCIÓN TUBERÍA FORZADA CANAL DE RESTITUCIÓN			
NUEVA INFRAESTRUCTURA	EDIFICIO DE LA CENTRAL* CÁMARA DE TURBINAS* TUBO DE ASPIRACIÓN *El edificio de la central y la cámara de turbinas aunque ya existen es necesaria su rehabilitación.	REJAS ETRADA CANAL DE CONDUCCIÓN REJAS ENTRADA DE LA TUBERÍA FORZADA COMPUERTA (sólo las hojas, es resto de estructura se mantiene) VÁLVULA TIPO MARIPOSA (en la tubería)	TURBINA FRANCIS HORIZONTAL	GENERADORTRANSFORMADOR DE POTENCIA INTERRUPTORES SECCIONADORES ELEMENTOS DE CONTROL SERVICIOS AUXILIARES LÍNEA ELÉCTRICA (No es necesario la estructura, si no el cable para llegar a la línea más cercana.)

TABLA 3. Tabla resumen de la estructura necesaria para el funcionamiento de la central minihidráulica.

Capítulo 3. Estudio de viabilidad del salto hidráulico

3.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo del estudio de viabilidad es analizar si el proyecto planteado es realizable mediante el análisis de los costes y los beneficios que se obtendrían gracias a la producción de la central hidroeléctrica.

Para ello se han realizado los siguientes pasos [13]:

1. Análisis de los datos básicos del aprovechamiento:
    a. Análisis de caudales
    b. Determinación del salto útil
    c. Obtención de la potencia y energía anual
2. Análisis económico:
    a. Determinación de los ingresos anuales
    b. Cálculo aproximado de los costes de explotación
    c. Cálculo aproximado del coste de la instalación
    d. Obtención de VAN y el TIR
    e. Análisis de sensibilidad

3.2 DATOS BÁSICOS DEL APROVECHAMIENTO

3.2.1 ANÁLISIS DE CAUDALES

El caudal es el volumen de agua por unidad de tiempo que atraviesa una superficie [m^3/s] [13]. Debe diferenciarse entre el caudal utilizado, el caudal de equipamiento y el caudal turbinable.

Al tratarse de una acequia de riego, el caudal utilizado es un caudal constante que se desvía del río. Según los datos encontrados en el registro de Calamocha (Teruel), el caudal disponible para el aprovechamiento de la central es de 1500 l/s.

El caudal de equipamiento es el caudal máximo que se puede turbinar, para el cual se dimensionan los distintos equipos electromecánicos de la misma. Según la curva de caudales medios clasificados, es decir, ordenando de mayor a menos los datos obtenido de la curva de caudales medios diarios (considerando que el año hidrológico comienza el 1 de octubre) , el caudal de equipamiento será constante y con un valor igual a 1500 l/s [13].

El caudal turbinable es aquel que será utilizado para la generación de energía eléctrica. En este caso, todo el caudal que circule por la acequia será turbinado debido a que el caudal de equipamiento coincide con el máximo disponible [13].

De diciembre a marzo, no pasará agua por el canal, por lo que se dedicarán esos meses al mantenimiento de la central.

El canal turbinable se resume en la siguiente tabla.

MES	CAUDAL (m^3/s)
Enero	0
Febrero	0
Marzo	1,5
Abril	1,5
Mayo	1,5
Junio	1,5
Julio	1,5
Agosto	1,5
Septiembre	1,5
Octubre	1,5
Noviembre	1,5
Diciembre	1,5

TABLA 4. Distribución de caudales disponibles durante 24h/día.

3.2.2 DETERMINACIÓN DEL SALTO ÚTIL

Para determinar el salto útil debe analizarse el salto bruto, el salto útil, las pérdidas de carga y el salto neto.

El salto bruto (Hb) es el salto total existente desde el nivel aguas arriba del salto hasta el nivel inferior. El nivel inferior depende del tipo de turbina; si son de reacción corresponde al punto de devolución del agua al río y si son de acción, viene dado por el punto donde el agua golpea las cazoletas del rodete [13].

El salto útil es la diferencia de altura entre el nivel de la cámara de carga y el nivel inferior [13].

Las pérdidas de carga (Hp) hacen referencia a las pérdidas de altura debido al rozamiento en los diversos elementos de conducción y control del caudal desde el nivel en la cámara de carga y el nivel inferior. Las tuberías se deben dimensionar para que las pérdidas sean mínimas siempre y cuando no encarezca el precio de la instalación. Estas pérdidas han sido calculadas anteriormente y son $1{,}369 \cdot 10^{-4}\mathrm{m}$ [13] [6].

El salto neto (Hn) es el valor obtenido de restarle al salto útil todas las pérdidas de carga Hp. Es el salto empleado para el cálculo de la potencia en la turbina [13]:

$$Hn = Salto\ \acute{u}til \cdot 0{,}9998 = 5{,}9988\ m$$

Para los cálculos que se realizan a continuación se toman las pérdidas de carga nulas ya que se han considerado despreciables.

En la siguiente tabla se muestran los saltos medidos en la instalación:

Salto bruto (Hb)	7 m
Salto útil (Hu)	6 m
Pérdidas de carga (Hp)	0,014 % aprox 0,02 %
Salto neto	5,9988 aprox 6 m

TABLA 5. Saltos medidos en la instalación.

3.2.3 OBTENCIÓN DE POTENCIA Y ENERGÍA ANUAL

En este apartado se muestra los cálculos realizados para obtener una primera aproximación de la energía anual que se obtendrá con la instalación analizada, con el fin de realizar el análisis de viabilidad. Debido a que es un cálculo aproximado, se han realizado una serie de hipótesis que se detallarán a continuación.

La potencia útil nominal puede obtenerse a partir de la siguiente expresión:

$$P_{\text{útil nominal}} = 9{,}81 \cdot Qe \cdot Hu \cdot {}_{t} \cdot {}_{m} \cdot {}_{g} \cdot {}_{tr} \qquad \textit{Ec.5}$$

Donde *Qe* es el caudal de equipamiento en m^3/s, *Hu* el salto útil (m), η_t el rendimiento de la turbina, η_m el rendimiento del multiplicador, η_g el rendimiento del generador y η_{tr} el rendimiento del transformador.

Para centrales hidroeléctricas, se puede tomar como primera aproximación, el producto de todos los rendimientos, comprendido entre 0,8 y 0,85. Se supone un rendimiento constante para el generador entre 96 y 98% y el rendimiento del transformador puede tomarse entre 99-98% [13]. Como esta es una primera aproximación, se han considerado que el producto de todos los rendimientos indicados en la ecuación anterior es del 82%.

Aplicando Ec.5 se obtiene la potencia útil nominal:

$$P_{\text{útil nominal}} = 9{,}81 \cdot 1{,}5 \cdot 6 \cdot 0{,}82 = 72{,}3978\ kW$$

Por tanto, se toma una potencia a instalar de 73 kW.

A continuación se obtiene la energía media diaria multiplicando la potencia útil nominal por el número de horas durante las que se obtiene esta potencia [13].

$$E_{m\ diaria} = 72{,}3978 \cdot 24h = 1737{,}5472\ kWh/día$$

La energía anual será la energía producida durante los 306 días que la central estará en funcionamiento, que serán los meses que circule agua por la instalación. En este cálculo no se ha tenido en cuenta el 29 de febrero para los años bisiestos.

$$Energía = 1737{,}5472 \frac{kWh}{día} \cdot 306 días = 531689{,}4432\ kW = 532\ MWh$$

3.3 ANÁLISIS ECONÓMICO

3.3.1 DETERMINACIÓN DE LOS INGRESOS ANUALES

Los precios de venta considerados para este estudio se han obtenido a partir de los precios horarios de mercado diario de OMIE, disponibles en http://www.omie.es/inicio/buscar. A estos ingresos por la venta de electricidad, se restan los impuestos a la generación (general del 7% más impuestos especiales a hidroeléctrica) y el peaje de generación (0,5 €/MWh). Si fuese de autoconsumo también le corresponderían cargos adicionales, pero no es el caso.

En https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-electrico#precios, se encuentran archivos en los que está el precio de la electricidad de todos los días del año y todas las horas. Se han analizado varios ejemplos en el año 2016, para ver la evolución de los precios durante todos los meses:

Periodo	Energía final MWh	Mercado diario €/MWh	Mercado intradiario €/MWh	Restricciones €/MWh	Procesos OS €/MWh	Garantía potencia Pagos capacidad €/MWh	Coste s.interrrumpibilidad	Total €/MWh
01/2016	18.253.805,062	38,51	-0,03	2,69	1,22	2,99	1,87	47,25

Periodo	Energía final MWh	Mercado diario €/MWh	Mercado intradiario €/MWh	Restricciones €/MWh	Procesos OS €/MWh	Garantía potencia Pagos capacidad €/MWh	Coste s.interrrumpibilidad	Total €/MWh
02/2016	17.831.384,608	28,81	-0,03	2,79	1,39	3,06	1,93	37,94

Periodo	Energía final MWh	Mercado diario €/MWh	Mercado intradiario €/MWh	Restricciones €/MWh	Procesos OS €/MWh	Garantía potencia Pagos capacidad €/MWh	Coste s.interrrumpibilidad	Total €/MWh
04/2016	17.429.644,502	24,86	0,00	2,77	1,27	2,23	2,02	33,16

FOTO 12: Precios de la energía dependiendo del día Fuente: OMIE

Como precio orientativo se ha escogido el 25 de Mayo de 2017 donde el precio por MWh es de 47,92€. El motivo de escoger este precio ha sido porque al observar el precio durante el tiempo de la realización del trabajo y comparándolo con otros años se ha visto que es un precio medio orientativo entre distintos meses y años.

$$Ingresos\ anuales = 532\ MWh \cdot 47{,}92 \frac{€}{MWh} = 25.493{,}44€$$

3.3.2 CÁLCULO APROXIMADO DE LOS COSTES DE EXPLOTACIÓN

El coste de operación y mantenimiento de la central debe incluir todos los conceptos que conlleva su funcionamiento, entre otros:

- Coste de personal de operación y mantenimiento
- Coste de reposición de material.
- Licencias y seguros
- Consumo de energía

En [4] se indican los siguientes valores como aproximación para calcular los costes de explotación en pequeñas centrales hidroeléctricas:

- Seguros: 335 x $\sqrt{Pinst}$ = 2862,24 €
- Impuestos locales: 110 x $\sqrt{Pinst}$ = 939,84 €

- Auditorías: 275 x $\sqrt{Pinst}$ =2349,6 €
- Ingeniería y supervisión: 500 x $\sqrt{Pinst}$ =4272 €
- Administración y contabilidad: 1595 x $\sqrt{Pinst}$= 13627,69 €
- Reparaciones, mantenimiento: 600 x $\sqrt{Pinst}$ =5126,40 €

A partir de estos valores se obtienen los siguientes costes de explotación:

$$Costes\ de\ explotación = \Sigma costes = 29.177{,}77€$$

3.3.4 CÁLCULO APROXIMADO DEL COSTE DE LA INSTALACIÓN

La distancia entre la toma y la devolución del agua, caudales, salto, distancia a la línea eléctrica… Son factores que son necesarios estudiar para cada central en particular, aunque es posible obtener un coste aproximado de la misma a partir de tablas, gráficas o fórmulas según:

- Coste total de la instalación en €/kW instalado en función de la potencia y/o salto.
- Costes de cada uno de los elementos que forma la central a partir de curvas o tablas
- Ecuaciones empíricas en función de la potencia, caudal y salto.
- Programas informáticos [6].

En el caso de esta instalación, se ha solicitado información a fabricantes para una aproximación del coste de los elementos necesarios para la puesta en marcha.

EQUIPO ELECTROMECÁNICO	EQUIPO HIDRAÚLICO	EQUIPO ELÉCTRICO	OBRA CIVIL
2 REJAS = 395 € 2 HOJAS PARA LA COMPUERTA =180€ VÁLVULA MARIPOSA 800 €	TURBINA FRANCIS 180.000 €	GENERADOR BATERIA DE CONDENSADORES TRANSFORMADOR INTERRUPTORES SECCIONADORES ELEMENTOS DE MANDO Y PROTECCIÓN SERVICIOS AUXILIARES LÍNEA ELÉCTRICA 255.000 €	Sólo será necesaria la rehabilitación del edificio de la central junto con la cámara de turbinas por lo que el presupuesto aproximado será de 40.000€. Será necesario la limpieza o mantenimiento del resto de los elementos por lo que aproximamos el valor a 55.000€

TABLA 6. Costes del las nuevas infraestructuras.

COSTE TOTAL DE LA INSTALACIÓN

A continuación se calcula el coste de ejecución del material es el coste de estos materiales sin considerar el IVA. Generalmente, la instalación es realizada por una empresa instaladora, por lo que se han cargado sobre el coste de ejecución del material los gastos generales y el beneficio industrial, con un valor orientativo de un 13 % de los gastos generales y un 6% para el beneficio industrial [6].

$$\boldsymbol{TOTAL\ DE\ EJECUCIÓN\ DEL\ MATERIAL} = \boldsymbol{COSTE\ EJECUCIÓN\ DEL\ MATERIAL} + \boldsymbol{GASTOS\ GENERALES} + \boldsymbol{BENEFICIO\ INDUSTRIAL} \qquad Ec.6$$

Por otro lado, expresados en porcentajes del coste e ejecución material:

- Proyecto de ejecución: 3-4%
- Seguridad y salud: 1,5-2 %
- Dirección de obra: 3-4%

La suma de todos los costes da como resultado el COSTE TOTAL DEL PROYECTO, que puede ser hasta un 50% superior al coste de ejecución material.

El IVA, aunque sí haya que desembolsarlo, no se considera en el estudio económico, puesto que es desgravable [5] [6] [13].

COSTE EJECUCIÓN DEL MATERIAL	520.552,77€
GASTOS GENERALES	67.671,86 €
BENEFICIO INDUSTRIAL	31.233,18 €
COSTE TOTAL DE EJECUCIÓN DEL MATERIAL	619.458 €
PROYECTO	15.616,59 €
SEGURIDAD Y SALUD	7.808,3 €
DIRECCIÓN DE OBRA	15.616,59 €
COSTE TOTAL DEL PROYECTO (sin IVA)	658.499,30 €
I.V.A (21 %)	138.284,85 €
TOTAL PROYECTO	**796.784 €**

TABLA 7. Coste aproximado del total del proyecto en €.

3.3.3 OBTENCIÓN DE VAN Y TIR

Para realizar el análisis de viabilidad, se ha realizado el cálculo del valor actual neto (VAN) y de la tasa interna de retorno (TIR), cuyas definiciones se muestran a continuación.

El valor actual neto (VAN), también conocido como valor actualizado neto, es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual; es decir, actualizar mediante una tasa, todos los flujos de caja futuros o en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y

comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Dicha tasa de actualización (k) o de descuento (d) es el resultado del producto entre el coste medio ponderado de capital (CMPC) y la tasa de inflación del periodo. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado [14].

$$VAN = \sum_{t=1}^{n} \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \qquad Ec.7$$

Donde V_t representa los flujos de caja en cada periodo *t*, I_0 es el valor del desembolso inicial de la inversión, *n* el número de periodos considerados y *k* el tipo de interés [14]. La siguiente tabla muestra, de forma resumida, los valores considerados para el cálculo del VAN de esta instalación.

TASA	10%
INVERSIÓN INICIAL	-796.784 €
FLUJO DE CAJA (15 AÑOS)	25.000 €

TABLA 8. Datos para calcular el VAN y TIR de la instalación.

En este cálculo se ha considerado una rentabilidad del 10 %, y se han tomado unos flujos de caja de 25.000€ aunque el ingreso es algo mayor, por considerarse un valor aproximado.

El VAN calculado para 15 años es de -531.856,21 €, es decir, la inversión producirá pérdidas por debajo de la rentabilidad exigente. Aumentando el número de periodos a 25 años es de -518.052,73 €, por lo que tampoco resultará viable considerando este horizonte.

La tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR) de una inversión es la media geométrica de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para "reinvertir". El valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero [14].

La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad; así, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto - expresada por la TIR- supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza [14].

$$VAN = \sum_{t=1}^{n} \frac{F_t}{(1+TIR)^t} - I_0 = 0 \qquad Ec.8$$

Donde F_t es el flujo de caja en el periodo *t*, *n* es el número de periodo e *I* es la inversión inicial.

El TIR obtenido tomando los datos anteriores es de -2%. Como el valor de TIR obtenido es menor que el tipo de interés, de hecho es menor que cero, se rechazará el proyecto ya que el proyecto da una rentabilidad menor de la mínima requerida.

Como conclusión de este análisis y tras realizar el VAN y el TIR, la instalación no resulta viable.

3.3.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Antes de tomar una decisión, tras la obtención de los resultados de estos indicadores, es conveniente realizar un análisis de sensibilidad de VAN y TIR frente a diversas variables, es decir, cómo variarán frente a posibles cambios en las variables consideradas. Estas variables dependerán del inversor, aunque se propone realizarlo para estos distintos casos:

- Período inicial de años secos, tomando el peor de los años de caudales de los que se dispone.
- Variación de los impuestos, cambios de la inflación
- Aumento de los intereses, en caso de solicitar un préstamo
- Variación del porcentaje de los recursos propios o del precio de la energía
- Aumento del coste de la instalación

El análisis de sensibilidad es de suma importancia, para cualquier inversión que se toma de cara al futuro es necesario conocer los posibles riesgos. Si la rentabilidad del aprovechamiento es adecuada y el análisis de sensibilidad arroja unos resultados aceptables por el inversionista, deberá tomarse la decisión de hacer la central [6].

En este caso, no se ha considerado necesario realizar el análisis de sensibilidad; ya que, debido a que los valores obtenidos de VAN y TIR han sido muy negativos, que el proyecto no resulta viable en ningún caso.

Capítulo 4. Introducción a la energía fotovoltaica

4.1 INTRODUCCIÓN ENERGÍA SOLAR

La energía solar es una fuente de energía renovable que se obtiene del sol y con la que se puede generar calor y electricidad. Existen varias maneras de recoger y aprovechar los rayos del sol para generar energía que dan lugar a los distintos tipos de energía solar**:** la fotovoltaica, transforma los rayos en electricidad mediante el uso de paneles solares, la solar térmica, que aprovecha el calor a través de los colectores solares y la termoeléctrica, que transforma el calor en energía eléctrica de forma indirecta [15].

En este capítulo, se va a realizar un estudio de aplicación de placas solares fotovoltaicas sobre una vivienda conectada a red.

4.2 LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

Los paneles solares fotovoltaicos generan electricidad mediante la conversión de la energía irradiada por el sol de forma directa. Estos paneles presentan grandes ventajas, como el hecho de que sea una energía limpia o que requiera un bajo mantenimiento, lo que permite que puedan ser usadas fácilmente en el hogar. Los paneles solares fotovoltaicos utilizan células solares para generar energía eléctrica. Las células solares y suelen estar fabricadas con materiales semiconductores de silicio [16].

Las instalaciones solares fotovoltaicas pueden ser empleada en:

- **Instalación aislada**: sin acceso a la red eléctrica. Es muy útil en poblaciones donde es difícil realizar este tipo de conexiones. La electricidad generada se destina al autoconsumo.
  En este caso será necesario instalar baterías al sistema para poder acumular esta energía generada y así poder consumirla durante la noche;
- **Instalación conectada a la red**: La corriente eléctrica generada por una instalación fotovoltaica puede ser vertida a la red eléctrica como si fuera una central de producción de energía eléctrica. El productor sigue comprando la energía eléctrica consumida y por separado venderá lo producido. Este tipo de instalaciones disponen de contadores para medir la energía producida y enviada a la red [17].

La instalación que va a ser analizada estará conectada a red, como la mostrada en la siguiente figura.

FOTO 13. Componentes de una instalación fotovoltaica conectada a red [18].

En las instalaciones fotovoltaicas, las células fotoeléctricas transforman la energía solar en electricidad en forma de corriente continua**,** que posteriormente suele transformarse en corriente alterna para su conexión a red o para su empleo por los equipos eléctricos de la instalación [17]. El dispositivo que se encarga de esta transformación se denomina inversor. El inversor transforma la corriente continua en corriente alterna con las mismas características que la de la red eléctrica a la que va a verterse, controlando la uniformidad y calidad de la señal. Esta corriente alterna generada finalmente pasa por un contador que la cuantifica y de allí es inyectada a la red general [17].

En la siguiente figura se muestra un esquema de una célula solar en funcionamiento. Si se conectan los terminales de una célula cuando está recibiendo luz solar (en la figura mediante una bombilla), los electrones de la región N se desplazan a través del conductor y se unen con los huecos de la región P produciendo electricidad gracias al flujo de electrones, esta corriente se mantendrá mientras la célula esté iluminada.

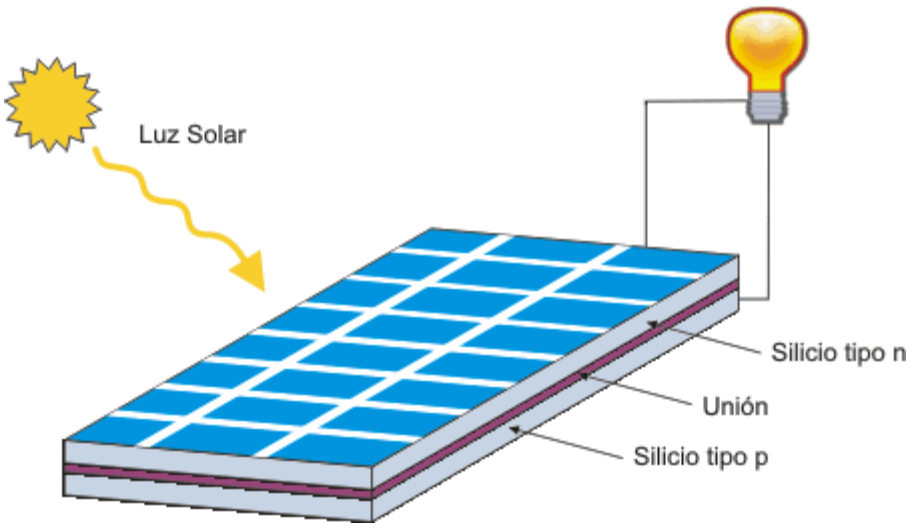


FOTO 14. Esquema simplificado de una placa solar [19].

A continuación se describen los principales elementos que componen un módulo fotovoltaico:

- CUBIERTA FRONTAL: Es de vidrio y debe facilitar al máximo la transmisión de la radiación solar. Se caracteriza por su resistencia mecánica, alta transmisividad y bajo contenido en hierro.
- ENCAPSULANTE: De silicona o más frecuentemente de EVA (etileno-vinil-acetato). Es especialmente importante que no quede afectado en su transparencia por la continua exposición al sol, buscándose además un índice de refracción similar al del vidrio protector para no alterar las condiciones de la radiación incidente.
- CUBIERTA POSTERIOR: Igualmente debe dar rigidez y una gran protección frente a los agentes atmosféricos. Usualmente se emplean láminas formadas por distintas capas de materiales, de diferentes características.
- MARCO: De aluminio, que asegura una suficiente rigidez y estanqueidad al conjunto, incorporando los elementos de sujeción a la estructura exterior del panel. La unión entre el marco metálico y los elementos que forman el modulo está realizada mediante distintos tipos de sistemas resistentes a las condiciones de trabajo del panel.
- CONEXIONES: Habituales en las instalaciones eléctricas, protegidos de la intemperie por medio de cajas estancas.
- DIODO DE PROTECCIÓN: Su misión es proteger contra sobrecargas u otras alteraciones de las condiciones de funcionamiento de panel.

Los paneles solares suelen tener entre 28 y 40 células, aunque lo más típico es que cuenten con 36. La superficie del panel o modulo puede variar entre 0.1 y 0.5 m^2 y presenta dos bornas de salida, positiva y negativa, a veces tienen alguna intermedia para colocar los diodos de protección [20] [21] [22].

En la siguiente foto se muestran los elementos descritos anteriormente.

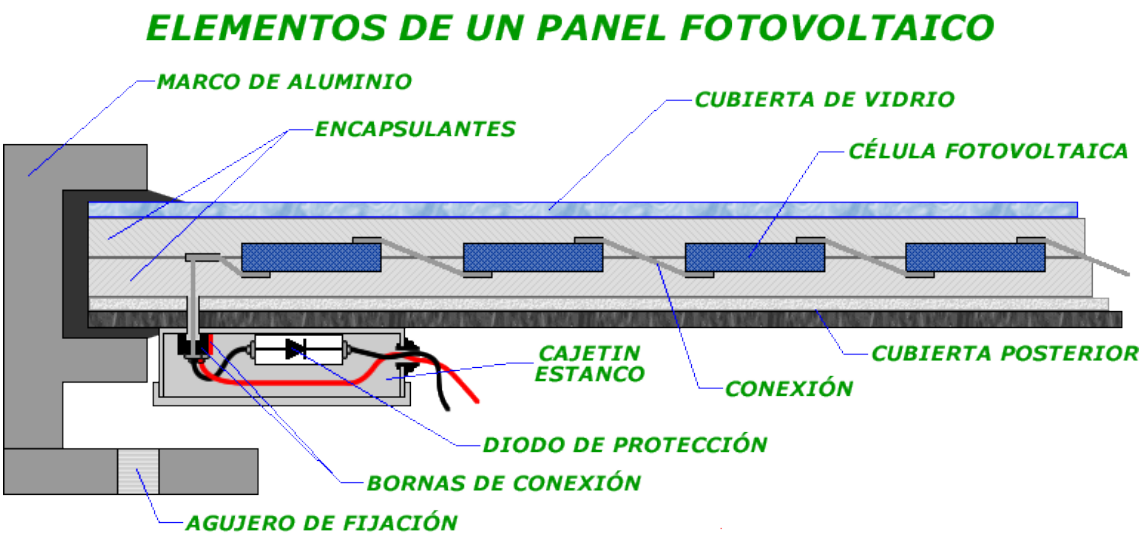


FOTO 15. Elementos de un panel fotovoltaico [22].

Capítulo 5. Estudio de viabilidad de la instalación fotovoltaica

5.1 INTRODUCCIÓN

Al igual que se ha realizado con la instalación hidroeléctrica, se va a realizar el análisis de viabilidad de la instalación fotovoltaica con el objetivo de comprobar si el proyecto planteado es realizable.

Para ello se han realizado los siguientes pasos:

1. Análisis de los datos básicos del aprovechamiento:
    a. Orientación e inclinación
    b. Superficie disponible
    c. Selección de los elementos de la instalación
    d. Cálculo de la energía bruta anual
2. Análisis económico:
    a. Determinación de los ingresos anuales
    b. Cálculo aproximado de los costes de explotación
    c. Cálculo aproximado del coste de la instalación
    d. Obtención de VAN y TIR
    e. Análisis de sensibilidad

5.2 DATOS BÁSICOS DE LA INSTALACIÓN

La energía obtenida mediante esta instalación viene determinada por numerosos factores tales como las dimensiones disponibles para la instalación, que limitará el número de módulos, como del recurso disponible o la cantidad de recurso que los módulos serán capaces de captar. A continuación se describe el proceso de dimensionamiento realizado, así como el cálculo de la energía que será posible obtener con esta instalación.

5.2.1 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

Los paneles fotovoltaicos estarán colocados en el tejado del edificio de la “fábrica de luz” como se muestra en la siguiente imagen. Está orientado hacia el suroeste y tiene una inclinación de 35º.

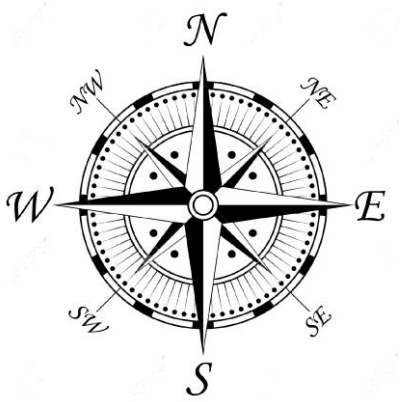
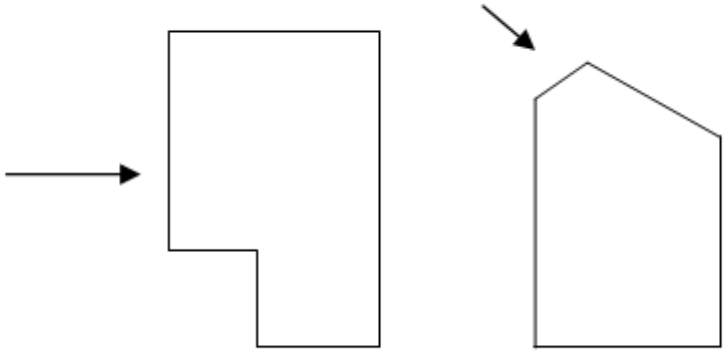


FOTO 16. Orientación de las placas fotovoltaicas.

5.2.2 SUPERFICIE DISPONIBLE

En la siguiente imagen se representa de forma esquemática el lugar dónde se plantea la colocación de las placas solares, la imagen de la izquierda representa la planta y la imagen de la derecha representa el lateral izquierdo del edificio, así se puede observar que la superficie disponible será una parte de dicho tejado, cuyas dimensiones son:

$$Superficie\ tejado = 7{,}5\ m \cdot 2\ m = 15\ m^2$$



5.2.3 SELECCIÓN DE LOS PANELES E INVERSOR NECESARIOS

Debido a que las dimensiones son limitadas, se han seleccionado módulos fotovoltaicos monocristalinos. En particular, los módulos seleccionados tienen una potencia de 230 W y unas dimensiones de 1.600 x 1.047 x 40 mm. Las características de estos módulos se muestran en los catálogos disponibles en el Anexo [23].

El primer paso es calcular el número de paneles que se pueden instalar en el espacio disponible.

$$Número\ de\ paneles = \frac{7500\ mm}{1047\ mm} = 7{,}16\ paneles$$

Se va a realizar el análisis seleccionando 7 paneles, por lo que la potencia instalada es:

$$Potencia = \ 7\ paneles \cdot 230\ W = 1610\ W$$

El inversor se selecciona para una potencia de 1610 W. Las características del inversor se pueden ver en los catálogos disponibles en el anexo [24].

5.2.4 ENERGÍA BRUTA ANUAL

Los datos de recurso en el emplazamiento se han obtenido mediante la aplicación PVGIS (http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/), que permite obtener los datos de la irradiación sobre el plano inclinado, la temperatura media del día para todos los meses, la irradiancia difusa sobre

un plano fijo y la temperatura media diurna para las 24 h del día. Los datos correspondientes a esta instalación son los mostrados en la siguiente figura.

Irradiación solar mensual

PVGIS estimaciones de las medias mensuales a largo plazo

Lugar: 40°58'59" Norte, 1°18'27" Oeste,Elevación: 849 m.s.n.m,

Base de datos de radiación solar empleada: PVGIS-CMSAF

El ángulo de inclinación óptimo es: 35 grados
Irradiación anual perdida a causa de las sombras (horizontal): 0.1 %

Mes	H_h	H_{opt}	$H(30)$	I_{opt}	T_D	N_{DD}
Ene	1940	3230	3090	63	6.3	335
Feb	2880	4290	4160	56	6.1	269
Mar	4390	5520	5450	43	9.9	185
Abr	5090	5500	5530	27	13.5	123
Mayo	6010	5840	5960	14	16.7	25
Jun	6950	6430	6620	7	21.5	11
Jul	7410	7020	7200	11	25.2	6
Ago	6400	6720	6800	23	25.5	9
Sep	4990	6060	6010	39	21.1	35
Oct	3520	4940	4820	52	17.1	131
Nov	2230	3600	3460	61	10.7	304
Dic	1790	3170	3020	65	7.6	358
Año	4480	5200	5180	35	15.1	1791

H_h: Irradiación sobre plano horizontal (Wh/m^2/día)
H_{opt}: Irradiación sobre un plano con la inclinación óptima (Wh/m^2/día)
$H(30)$: Irradiación sobre plano inclinado:30grados (Wh/m^2/día)
I_{opt}: Inclinación óptima (grados)
T_D: Temperatura media del día (°C)
N_{DD}: Número de grados día de calefacción (-)

Irradiancia solar media diaria

PVGIS estimación de los perfiles medios diarios

Resultados para: Enero

Base de datos de radiación solar empleada: PVGIS-CMSAF

Inclinación del plano: 35 grados
Orientación (acimut) del plano: 0 grados

Hora	G	G_d	G_c	DNI	DNI_c	A	A_d	A_c	T_d
05:07	0	0	0	0	0	0	0	0	1.1
05:22	0	0	0	0	0	0	0	0	1.1
05:37	0	0	0	0	0	0	0	0	1.1
05:52	0	0	0	0	0	0	0	0	1.1
06:07	0	0	0	0	0	0	0	0	1.1
06:22	0	0	0	0	0	0	0	0	1.2
06:37	0	0	0	0	0	0	0	0	1.3
06:52	0	0	0	0	0	0	0	0	1.3
07:07	0	0	0	0	0	0	0	0	1.5
07:22	0	0	0	0	0	0	0	0	1.6
07:37	20	20	13	0	0	10	8	7	1.7
07:52	31	30	20	0	0	16	14	11	1.9
08:07	41	40	27	0	0	22	19	15	2.1
08:22	182	75	302	234	512	337	98	634	2.4
08:37	222	86	373	266	583	379	106	714	2.6
08:52	260	96	441	292	640	414	114	778	2.9
09:07	295	105	506	313	686	442	120	830	3.2
09:22	328	113	567	331	725	466	126	873	3.6
09:37	358	120	624	345	756	486	130	908	4.0
09:52	386	126	677	357	783	503	134	937	4.4
10:07	412	131	725	368	806	517	137	962	4.8

FOTO 17. Datos obtenidos para la irradiación e irradiancia [25].

En la tabla 10 se representan los datos obtenidos de PVGIS explicados anteriormente y a partir de ellos se calculan la Energía bruta, las pérdidas por temperatura, por inclinación y orientación y la energía neta para uno y siete paneles. La energía neta anual para los siete paneles es aproximadamente de 2,12 MWh. Se han utilizado las siguientes ecuaciones para calcular los datos necesarios:

$$E_{bruta\,\sin pérdidas} = P_{STC} \cdot 1panel \cdot \frac{H}{G_{STC}} \cdot número\ de\ días \qquad Ec.9$$

Donde P_{STC}, G_{STC} se obtienen del catálogo de los paneles solares y H de PVGIS.

$$Pérdidas_{temperatura} = \frac{\gamma}{100} \cdot (T^{a}{}_{célula} - T^{a}{}_{STC}) \qquad Ec.10$$

Donde γ es el coeficiente de temperatura que se obtiene del catálogo, $T^{\underline{a}}{}_{célula}$ se obtiene del catálogo y $T^{\underline{a}}{}_{STC}$ es la temperatura en condiciones estándar.

$$T^{\underline{a}}{}_{STC} = T^{\underline{a}}{}_{AMB} + (T^{\underline{a}}{}_{TONC} - T^{\underline{a}}{}_{AMB\,TONC}) * \frac{G_{12H}}{G_{TONC}} \qquad Ec.11$$

Donde $T^{\underline{a}}{}_{AMB}$ se obtiene de PVGIS, $T^{\underline{a}}{}_{TONC}$, $T^{\underline{a}}{}_{AMB\,TONC}$, G_{TONC}se obtienen del catálogo de las placas solares [26].

Del pliego de condiciones técnicas para instalaciones conectadas a red [27], se ha obtenido la siguiente tabla para saber las pérdidas por orientación e inclinación y las producidas por las sombras.

	Orientación e inclinación (OI)	*Sombras* (S)	*Total* (OI+S)
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

TABLA 9.Pérdidas de orientación e inclinación y pérdidas por sombras

	H (30)	Td	G 12h	T 12h	Nº DÍAS	Eb	Tª célula	Tª STC	Pérdidas Tª	Pérd INCL/ORIENT	Otras pérdidas	Eneta 1 panel	Eneta 7 paneles	Potencia 1	Potencia 7
Enero	3080	6,3	514	7,8	31	21960,4	25	25,1475	0,000708	10	10	17775,3301	124427,311	118,22	827,54
Febero	4140	6,1	639	7,7	28	26661,6	25	29,26625	0,020478	10	10	21153,6552	148075,5867	146,97	1028,79
Marzo	5420	9,9	733	12,3	31	38644,6	25	37,03875	0,057786	10	10	29493,3013	206453,1094	168,59	1180,13
Abril	5520	13,5	689	15,9	30	38088	25	39,15375	0,067938	10	10	28755,3057	201287,1402	158,47	1109,29
Mayo	5950	16,7	701	19,5	31	42423,5	25	43,15875	0,087162	10	10	31367,8841	219575,189	161,23	1128,61
Junio	6610	21,5	788	24,5	30	45609	25	51,095	0,125256	10	10	32315,9213	226211,4489	181,24	1268,68
Julio	7190	25,2	899	28,6	31	51264,7	25	58,94125	0,162918	10	10	34759,3337	243315,3356	206,77	1447,39
Agosto	6780	25,5	892	28,8	31	48341,4	25	58,905	0,162744	10	10	32784,043	229488,3012	205,16	1436,12
Septiembre	6000	21,1	844	23,7	30	41400	25	52,185	0,130488	10	10	29158,2154	204107,5079	194,12	1358,84
Octubre	4820	17,1	730	19,2	31	34366,6	25	43,8375	0,09042	10	10	25319,9293	177239,5054	167,9	1175,3
Noviembre	3470	10,7	580	12,3	30	23943	25	31,875	0,033	10	10	18753,8336	131276,8353	133,4	933,8
Diciembre	3030	7,5	526	9,2	31	21603,9	25	26,9525	0,009372	10	10	17335,1569	121346,0982	120,98	846,86
												Eneta/año	**2111457,271**		

TABLA 10. Energía neta anual.

5.3 ANÁLISIS ECONÓMICO

5.3.1 DETERMINACIÓN DE LOS INGRESOS ANUALES

Los ingresos anuales aproximados que pueden obtenerse en esta instalación van a ser calculados de la misma manera que para el salto hidráulico, considerando el mismo precio de venta de la energía que se obtuvo a través de OMIE, ya que sigue siendo válido para este caso. Así el valor obtenido es:

$$Ingresos\ anuales = 2{,}12\ MWh \cdot 47{,}92 \frac{€}{MWh} = 101{,}6\ €$$

5.3.2 CÁLCULO APROXIMADO DE LOS COSTES

Los precios de los paneles y del inversor han sido obtenidos a partir de los precios disponibles en la página web del comercializador para los elementos seleccionados, cuyos catálogos se muestran en el Anexo. Para estos cálculos, se ha supuesto un 10% para el coste del cableado y un 4% para el proyecto y dirección de obra.

7 PANELES	1750 €
1 INVERSOR	968 €
CABLEADO	271,8 €
TOTAL DEL MATERIAL	2.989,8 €
PROYECTO Y DIRECCIÓN DE OBRA	119,60 €
TOTAL SIN IVA	3.109,40 €
TOTAL CON IVA (21 %)	3.762,40 €

TABLA 11. Coste instalación fotovoltaica.

5.3.3 OBTENCIÓN DE VAN Y TIR

Como en el caso del estudio de viabilidad del salto hidráulico, se va a calcular el VAN y el TIR de esta instalación fotovoltaica para comprobar si es viable. Las definiciones de estos indicadores pueden encontrarse en el apartado 3.3 de esta memoria. Los datos empleados para el cálculo son los resumidos en la tabla

TASA	10%
INVERSIÓN INICIAL	-3.762,40 €
FLUJO DE CAJA (15 AÑOS)	100 €

TABLA 12. Datos de partida para calcula VAN y TIR.

El VAN calculado para 15 años es de -2.720,74 €; el TIR sale un valor negativo. Como conclusión, el proyecto no es viable.

5.3.4 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

A la vista de los resultados obtenidos, cabe plantearse, cuáles serían las condiciones que harían que esta instalación fuese viable. Se han realizado dos análisis, cual debería ser el precio de venta de la energía que haría que esta instalación fuera viable, o cual sería el número de módulos fotovoltaicos que harían esta instalación viable considerando los precios actuales.

En la tabla 12 se muestran los datos empleados para hacer el primer análisis. Se ha observado que, aunque la energía se venda al doble del precio inicial la instalación seguiría sin ser viable, este aumento no se considera probable, por lo que no se ha seguido analizando esta posibilidad por resultar poco probable e inviable en cualquier caso.

TASA	10%	
INVERSIÓN INICIAL	-3.762,40 €	
PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA	95,8 €	
FLUJO DE CAJA	202,3620648 €	
FLUJO DE CAJA (15 AÑOS)	VAN =-2.021,11 €	TIR =-2,57%
FLUJO DE CAJA (25 AÑOS)	VAN =-1.750,50 €	TIR = -2,42 %

TABLA 13. Datos y resultados con la primera modificación.

El segundo análisis consistía en analizar la cantidad de módulos que serían necesarios para que la instalación fuese viable, ya que el molino cuenta con terrenos anejos que permitirían esta instalación. Los resultados mostrados se corresponden con 70 paneles, que permiten obtener un VAN y un TIR con valores positivos, disminuyendo la tasa respecto a los casos anteriores. La siguiente tabla muestra los valores de energía y potencia para los 70 paneles. Es necesario tener en cuenta, que el inversor seleccionado para el caso de los 7 módulos ya no es adecuado, por lo que ha sido necesario elegir otro inversor. Las características del nuevo inversor se muestran en el catálogo correspondiente de los anexos [28].

Eneta 70 paneles	**Potencia de 70**
1244273,11	8275,4
1480755,87	10287,9
2064531,09	11801,3
2012871,4	11092,9
2195751,89	11286,1
2262114,49	12686,8
2433153,36	14473,9
2294883,01	14361,2
2041075,08	13588,4
1772395,05	11753
1312768,35	9338
1213460,98	8468,6
22328033,7	

En la siguiente tabla se muestran los datos y resultados del estudio realizado para 70 paneles.

TASA	5%	
INVERSIÓN INICIAL	-29312 €	
PRECIO DE VENTA DE LA ENERGÍA	95,8 €	
FLUJO DE CAJA	2139,919 €	
FLUJO DE CAJA (25 AÑOS)	VAN =807,60 €	TIR = 5,287 %

TABLA 14. Datos y resultados con la segunda modificación

Capítulo 6. Conclusiones

En este TFG se ha realizado el análisis de viabilidad de la recuperación de un antiguo molino harinero situado en Luco de Jiloca (Teruel) para su empleo en generación de electricidad de tipo renovable.

Con este objetivo, se han analizado dos posibles actuaciones: una instalación hidroeléctrica y la instalación de módulos fotovoltaicos en el tejado del edificio.

En la primera actuación, se plantea el aprovechamiento del salto hidráulico existente en el molino para la generación de energía eléctrica. Para ello, se comenzó con la búsqueda de información de centrales hidroeléctricas y de molinos harineros, con el fin de conocer cómo era su antiguo funcionamiento y otros casos de rehabilitación en instalaciones similares. En este análisis se ha analizado la instalación en su estado actual, comprobando cuáles son los elementos que pueden ser empleados en la nueva instalación, cuáles deben ser adquiridos y las posibles tareas de mantenimiento necesarias. Por ejemplo, el azud de derivación, la obra de toma o el canal de restitución son algunos de los elementos existentes que pueden ser empleados en el nuevo aprovechamiento y las rejas, las compuertas o el equipamiento eléctrico son algunos de los elementos que tiene que ser renovados.

Se ha realizado el análisis de viabilidad de la instalación hidroeléctrico obteniendo valores negativos tanto para VAN como para TIR, por lo que esta instalación no resulta realizable.

En la segunda actuación, se analiza la posibilidad de instalar módulos fotovoltaicos en el tejado del edificio denominado “la fábrica de luz”, anexo al molino. Para ello, se ha realizado una búsqueda bibliográfica para encontrar información sobre el uso de energía solar fotovoltaica. Posteriormente, se ha analizado el espacio disponible para colocar los módulos fotovoltaicos y las características del emplazamiento para conocer la energía que podría obtenerse del aprovechamiento solar. Se ha comprobado que colocando los siete módulos fotovoltaicos que permite la superficie disponible en el tejado del edificio, la instalación no resulta viable. Como el edificio cuenta con superficie aneja, se ha analizado la posibilidad de aumentar el número de módulos a 70, obteniendo que en este caso sí que existen posibilidades de que resultase viable por lo que sería recomendable realizar un análisis más detallado, ya que esta instalación queda fuera del alcance de este TFG. Se ha analizado además cual debería ser el precio de venta de la energía para que la instalación sobre el edificio resultase viable, obteniendo que esta instalación tampoco resultaba viable si el precio de venta se duplicaba. Como éste aumento resulta una posibilidad poco probable se ha considerado que la instalación de los 7 módulos sobre el tejado no resulta realizable.

Referencias

[1]- Hernández, J. L., Registo de Calamocha, Calamocha, Teruel, España

[2]- Xilocapedia; http://xiloca.org/xilocapedia/index.php?title=P%C3%A1gina_principal

[3]- Mª Victoria Sánchez González, "*Los molinos harineros en el Jiloca y el Pancrudo durante los siglos XV y XVI*", Cuadernos, 2005

[4]-Dirección General de Energía (DG XVII), "Manual de pequeña hidráulica", ESHA, 1998

[5]-Adriana Castro; *"Manual de energías renovables",* IDAE, Instituto para la diversificación y ahorro de energía, 2008

[6]-José Francisco Sanz Osorio,"*Energía hidroeléctrica",* Prensas Universitarias de Zaragoza, Colección textos docentes, Zaragoza,1ª edición, 2008

[7]-http://mecanicadefluidoscod5131587.blogspot.com.es/2015/11/numero-de-reynolds.html

[8]-http://www.miliarium.com/Paginas/Prontu/Tablas/Aguas/PropiedadesFisicasAgua.htm

[9]-Antonio María Pascau Benito, Mecánica de Fluidos (2015-2016), apuntes de la asignatura

[10]-
http://fluidos.eia.edu.co/hidraulica/articuloses/maquinashidraulicas/turbina_francis/turbina_francis.html

[11]-http://definicion.de/turbina/

[12]-http://www.areatecnologia.com/mecanismos/turbinas-hidraulicas.html

[13]- Jose Luis Bernal Agustín, Centrales Eléctricas (2015-2016), apuntes de la asignatura

[14]-https://es.wikipedia.org/wiki/Valor_actual_neto

[15]-https://twenergy.com/energia/energia-solar

[16]-http://www.gstriatum.com/energiasolar/blog/2012/01/31/introduccion-a-los-paneles-solares-fotovoltaicos/

[17]-https://twenergy.com/a/como-funciona-la-energia-solar-fotovoltaica-339

[18]-http://www.swissol.net/images/grafico-voltaico.jpg

[19]-http://www.gstriatum.com/energiasolar/blog/2012/01/31/introduccion-a-los-paneles-solares-fotovoltaicos/

[20]-
https://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/04_componen/01_generador/01_basico/4_gene_01.htm

[21]-http://tiposdeenergia.info/paneles-solares-que-son-como-funcionan-e-introduccion-basica/

[22]-http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn192.html

[23]-http://www.soltecnica.es/p/es/paneles-solares-fotovoltaicos/isofoton.php

[24]-https://autosolar.es/inversores-de-red-monofasicos/inversor-cred-sma-sunny-boy-1600tl

[25]- PVGIS; http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/

[26]- M. Paz Comech Moreno, Instalaciones de producción eléctrica con energías renovables (2015-2016), apuntes de la asignatura

[27]- IDAE, Instituto para la diversificación y ahorro de energía, Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a red

[28]-https://autosolar.es/inversores-de-red-trifasicos/inversor-red-fronius-symo-15-3-m-light-15kw