



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Centro de Estudios de Postgrado

Trabajo Fin de Máster

**ESTUDIO DE LA VIABILIDAD
TÉCNICO-FINANCIERA DE LA
CENTRAL MINIHIDRÁULICA DE
LOS VILLARES (RÍO FRÍO)**

Alumno/a: Litrán Pacheco, Jonathan

Tutor/a: Prof. D. Blas Ogayar Fernández
Dpto: Ingeniería Eléctrica

Diciembre, 2020

RESUMEN

Dada la importancia que tiene el sector hidroeléctrico en nuestro país, en este TFM hemos realizado un estudio de viabilidad técnico-financiero de la central minihidráulica de Río Frío en la población de Los Villares (Jaén).

En el desarrollo de este trabajo hemos puesto en práctica los conocimientos adquiridos en el Máster de Energías Renovables de la Universidad de Jaén y más concretamente de la asignatura de Energía Minihidráulica en la que a partir de hacer un análisis hidrológico del caudal de la cuenca de Río Frío, hemos ido realizando una serie de cálculos como el análisis de salto, las pérdidas de carga, el equipamiento hidráulico necesario, la potencia y energía obtenida de la minicentral y el estudio de costes para llegar a la conclusión mediante un estudio de viabilidad y sensibilidad financiera si es viable la rehabilitación de dicha central para comenzar a generar energía de nuevo.

Una vez realizados todos los cálculos, hemos mostrado si es viable la rehabilitación de la minicentral para el vertido a red de la energía o para autoconsumo con el objetivo de hacer uso por las dependencias del ayuntamiento de Los Villares.

Palabras clave: energía minihidráulica, minicentrales hidráulicas, análisis hidrológico, estudio de viabilidad, potencia hidroeléctrica.

ABSTRACT

Given the importance of the hydroelectric sector in our country, in this TFM we have carried out a technical-financial feasibility study of the Rio Frio mini-hydraulic plant in the town of Los Villares (Jaén).

In the development of this work we have put into practice the knowledge acquired in the Master's in Renewable Energies of the University of Jaén and more specifically in the subject of Minihydraulic Energy in which, based on a hydrological analysis of the flow of the Río Frío basin, we have been carrying out a series of calculations such as the jump analysis, the load losses, the hydraulic equipment required, the power and energy obtained from the mini-power station and the cost study to reach a conclusion through a feasibility and financial sensitivity study on whether it is feasible to rehabilitate this power station to start generating energy again.

Once all the calculations have been made, we have shown whether it is viable to rehabilitate the mini power station for the discharge of energy into the network or for self-consumption with the aim of making use of it by the Los Villares town council.

Keywords: mini hydroelectric energy, mini hydroelectric power stations, hydrological analysis, feasibility study, hydroelectric power

ÍNDICE

1. Introducción a las minicentrales hidroeléctricas.....	6
1.1 Concepto de minicentral hidroeléctrica	6
1.2 Historia de las centrales hidroeléctricas.....	6
1.3 Tipos de minicentrales hidroeléctricas.....	7
2. Memoria descriptiva	8
2.1 Objetivo del proyecto.....	8
2.2 Antecedentes	8
2.3 Localización de las instalaciones	10
2.4 Situación actual de la minicentral Río Frío.....	12
2.4.1 Obra civil.....	12
2.4.2 Edificios anexos a la central.....	19
2.4.3 Accesos	20
2.4.4 Azud	23
2.4.5 Canal	23
2.4.6 Cámara de carga	29
2.4.7 Tubería forzada	31
2.4.8 Compuertas	33
2.4.9 Rejillas.....	39
2.4.10 Canal aliviadero.....	41
2.4.11 Desagüe de la central.....	43
3. Análisis hidrológico	46
3.1 Introducción	46
3.2 Procedimiento de cálculo.....	47
3.3 Cálculos necesarios.....	47
3.3.1 Situación de la estación 5082	47
3.3.2 Año base de aforos	48
3.4 Cálculos de la correlación de caudales	52
3.4.1 Correlación de caudales (Cuenca).....	53
3.4.2 Cálculo del caudal en la cuenca seleccionada (agua recogida en el AZUD).....	54
3.4.3 Curva de Caudal Clasificado en la cuenca seleccionada (agua recogida en el AZUD).....	54
3.4.4 Cálculo caudal de diseño.....	55
4. Análisis del salto y las pérdidas de carga.....	55
4.1 Diferentes tipos de salto de una minicentral	55
4.2 Salto Útil.....	56
4.3 Salto Neto	57
5. Pérdidas de carga	57
5.1 Pérdida de carga en canales abiertos.....	57
5.2 Pérdida de carga en rejillas	59
5.3 Pérdida de carga en compuertas.....	61
5.4 Pérdida de carga en tubería forzada	62

5.5	Pérdida de carga en codos.....	63
5.6	Pérdida de carga en la válvula mariposa.....	64
5.7	Pérdidas de carga totales.....	66
6.	Equipamiento hidráulico.....	66
6.1	Introducción.....	66
6.2	Tipos de turbina.....	67
6.3	Elección de turbina.....	67
6.3.1	Según ábacos.....	67
6.3.2	Según velocidad específica.....	69
6.4	Rendimiento de la turbina.....	72
6.5	Potencia de la turbina.....	74
7.	Potencia y energía de la minicentral.....	75
7.1	Potencia nominal de la central (potencia de la turbina).....	75
7.2	Potencia de la central.....	75
7.3	Energía generada.....	76
7.4	Horas equivalentes.....	79
7.5	Calculo del transformador.....	80
7.6	Evacuación de energía.....	80
7.7	Datos Generales de la mini central hidroeléctrica.....	82
8.	Estudio de costes de una central.....	82
8.1	Introducción.....	82
8.2	Costes iniciales.....	83
8.3	Costes de obra.....	84
8.3.1	Coste obra civil.....	84
8.3.2	Coste azud.....	92
8.3.3	Coste canal.....	93
8.3.4	Coste cámara de carga.....	94
8.3.5	Coste tubería forzada.....	95
8.3.6	Coste rejillas.....	97
8.3.7	Coste compuertas.....	98
8.4	Costes de equipamiento eléctrico.....	100
8.4.1	Equipamiento electromecánico.....	100
8.4.2	Protecciones, regulación y control.....	100
8.4.3	Conexión a la red eléctrica.....	101
8.4.4	Línea eléctrica.....	102
8.5	Resumen de costes iniciales.....	103
8.6	Costes de ingeniería.....	103
8.6.1	Proyecto, dirección del proyecto, dirección de obras, legalización, permisos e informes.....	104
8.7	Costes totales de la rehabilitación.....	104
8.8	Costes anuales.....	104
8.8.1	Operación y mantenimiento.....	104
8.9	Costes periódicos.....	105
8.10	Valor residual.....	105

9.	Análisis de viabilidad.....	106
9.1	Evaluación de ingresos	107
9.1.1	Subvenciones	107
9.1.2	Precio venta de las energías de vertido a red	107
9.2	Elementos para el análisis.....	109
9.3	Flujos de caja y su estimación	110
9.3.1	Consideraciones sobre los flujos de caja.....	113
9.3.2	Flujos de caja en este estudio	114
9.4	Métodos de evaluación económica	115
9.4.1	Método del periodo de recuperación de la inversión.	115
9.4.2	Métodos dinámicos	117
9.5	Resumen análisis de viabilidad vertido a red.....	119
9.6	Análisis de viabilidad para autoconsumo	120
9.6.1	Precio de venta de las energías para autoconsumo	120
9.6.2	Elementos para el análisis	121
9.6.3	Flujos de caja y su estimación.....	122
9.6.4	Métodos de evaluación económica	126
9.7	Resumen de análisis de viabilidad para autoconsumo.....	130
10.	Análisis de sensibilidad	131
10.1	Análisis de sensibilidad para energía vertida a red.....	132
10.2	Análisis de sensibilidad para energía de autoconsumo.....	133
10.3	Criterios de decisión	134
11.	Conclusión Final.....	135
12.	Bibliografía.....	136
13.	Glosario de términos.....	138
13.	Anexos	143
	ANEXO I. IMPACTO MEDIAMBIENTAL.....	144
	ANEXO II. DATOS HIDROLÓGICOS.....	161
	ANEXO III. ESTACIÓN DE AFOROS	167
	ANEXO IIII. PLANOS	169

1. INTRODUCCIÓN A LAS MINICENTRALES HIDROELÉCTRICAS

1.1 Concepto de minicentral hidroeléctrica

Una minicentral hidroeléctrica es una instalación que su objetivo es generar energía eléctrica a pequeña escala a partir de energía potencial o cinética del agua. Este tipo de instalaciones se consideran un tipo de energía renovable. Estas minicentrales aprovechan la gravedad para conseguir una energía potencial con la masa de agua en un cauce actual a partir de su desnivel para que esta energía, en su caída, pase por una turbina que esta transmite energía a un generador eléctrico y aquí es donde se transforma esa energía de la gravedad del agua en energía eléctrica.

1.2 Historia de las centrales hidroeléctricas

En la antigüedad, ya se usaban este tipo de energía, pero no tan sofisticada como hoy en día pero sí muy parecida. Los romanos y griegos, empezaron a utilizar la energía gravitatoria del agua para realizar trabajos de molienda de alimentos.

Hay datos que son a destacar, que dicen que en la Edad Media, las “minicentrales hidráulicas” (ruedas hidráulicas de madera) llegaban a conseguir cincuenta caballos como potencia máxima. Gracias a John Smeaton, ingeniero británico, construyó una gran rueda hidráulica de hierro que a partir de esta tuvo mucha importancia ya que era más duradera y resistente. Tuvo una gran importancia en la época de la Revolución Industrial ya que dio un gran empujón a las industrias de textil y cuero para los talleres de costuras.

A principios del siglo XIX, ya existían las máquinas de vapor por lo que se podía poner de apoyo en una rueda en las centrales, pero el carbón y la madera eran escasos por lo que esta medida no era del todo viable, por lo que se comenzó a construir grandes presas para que el desnivel entre la presa y las ruedas fueran más grandes y la energía fuera mayor, pero volvieron a tener problemas con las bajas cantidades de lluvia por año en otoño e invierno, entonces se obligó a cambiar las ruedas hidráulicas por máquinas de vapor ya que si se disponía de bastante carbón.

Las primeras centrales de energía hidráulica para la producción de electricidad se comenzaron a construir cuando se inició la industria eléctrica, más concretamente en 1882, en Estados Unidos, se construyó la primera central hidroeléctrica, que era capaz de alimentar a 250 lámparas de incandescencia. En España, las primeras centrales fueron construidas a finales del siglo XIX y en 1901, casi el 40% de las centrales eléctricas españolas eran de tipo hidroeléctrico.

En dicho emerge del desarrollo de centrales hidroeléctricas, se tuvo un gran problema, ya que la electricidad generada era de forma en CC (corriente continua) y

causaba alguna dificultad a la hora de su transporte en largas distancias. Por ello se comenzaron a aprovechar los pequeños saltos de agua (minicentrales) cercanas a los centros de consumo para que el transporte no fuera un problema, y también se empezó a construir industrias cerca de dichos saltos.

Por desgracia en España este tipo de centrales tiene una historia un poco negra ya que en los años 60 había 1740 centrales y a día de hoy hay sobre unas 1000 operativas, aunque hay luz verde y se prevé que habrá un aumento en cuanto a número de rehabilitación de minicentrales.

En cuanto a datos, se puede decir que en España hay instalados entonto a 2.000 MW en centrales minihidráulicas y según el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía), en España se podría llegar a instalar hasta 7.000MW más.

1.3 Tipos de minicentrales hidroeléctricas

A continuación vamos a clasificar los diferentes tipos de minicentrales según su funcionamiento.

- a) Agua fluyente: su emplazamiento está situado donde el caudal de agua corra para que la energía hidráulica se utilizada en el instante y puedan accionar a las turbinas. Hay que tener en cuenta que en épocas de lluvia como Otoño-Invierno, alcanza su máxima potencia producida, sin embargo, en épocas no tan lluviosas, esa potencia disminuye notablemente.
- b) Centrales de agua embalsada: este tipo de centrales se instalan donde hay un embalse en el que se almacena el agua en una presa en un emplazamiento apropiados en un lugar apropiado del río. En este tipo de centrales podremos generar energía según nuestras necesidades ya que dispone de una compuerta que podremos abrir y cerrar según la ocasión, aunque también depende de otras muchas características como sequía, riego, etc.
- c) En canal de riego: se suelen instalan en el mismo canal utilizado para el riesgo. Estas tienen una potencia muy baja ya que el salto no es muy elevado. Los canales de riego son construidos a partir de una desviación agua debajo de la presa.
- d) En conducción de agua potable: por ultimo también existen las minicentrales situadas en los conductos de agua potable. Estos emplazamientos tienen una gran ventaja como son las de menos impacto ambiental, aprovechamiento de las estructura y así el coste de inversión es menor.

2. MEMORIA DESCRIPTIVA

2.1 Objetivo del proyecto

En este trabajo, el principal objetivo es el estudio de viabilidad técnico-financiera de la central minicentral hidroeléctrica de Río Frío en la localidad de Los Villares (Jaén) cerrada en su día y demostrar la viabilidad económica para su nueva apertura ya que hay ciertos inversores que quieren volver a darle uso.

Como otros objetivos por los que vamos a realizar este estudio, es poder dar importancia a las minicentrales hidroeléctricas como productoras de energía generando electricidad y vendiéndola a las compañías eléctricas, fomentar el uso de energías renovables ya que son limpias y no contaminan, la escases de uso de consumo de combustibles fósiles y muy importante también, el bajo costo de mantenimiento y de explotación.

Para ello haremos un estudio en el cual verificaremos el estado actual de todas las partes de la central, un estudio hidrológico, cálculo del salto, etc., para comprobar la potencia que podemos obtener y así saber la energía que podría generar para ser inyectada a la red. También en esta rehabilitación, vamos a tener en cuenta el coste de la nueva apertura de esta central para ver si es viable. Como último paso, realizaremos una comparación de beneficios y coste para ver si es aconsejable la reapertura de esta minicentral hidroeléctrica.

En este estudio no tendremos en cuenta diversos parámetros como los cálculos eléctricos, mecánicos, impacto ambiental, etc., ya que es un estudio de viabilidad y no un estudio técnico, aunque incluya partes técnicas en el desarrollo de este trabajo.

La razón para realizar este trabajo es la posible puesta en marcha de estas minicentrales ya que son instalaciones muy cercanas a los consumidores, poco costosa (a priori) y con pocas modificaciones en el medio ambiente, por lo que tenemos varios puntos a favor para ver su viabilidad.

En el caso de que la nueva reapertura no sea viable porque es costoso el vertido a red de la energía, haremos un estudio de viabilidad técnico-financiera en la que valoraremos la posibilidad de que sea de autoconsumo para las dependencias municipales del ayuntamiento de Los Villares.

2.2 Antecedentes

La minicentral de Río Frío, situada en Los Villares (Jaén) es de agua fluyente, esto quiere decir que captan el agua de una parte del caudal del agua, se traslada a la central y una vez esa agua utilizada, se vuelve a encauzar al río.

Actualmente se encuentra cerrada por lo que este trabajo va a tomar importancia ya que vamos a hacer el estudio de la rehabilitación de esta minicentral y comprobar si es viable su reapertura. Esta minicentral debe de aprovechar el caudal del agua combinándolo con un gran salto.

La construcción de esta mini central comienza en el año 1922 finalizando sus obras en 1927. La empresa que se encargó de su construcción fue Electra Industrial Española S.A. En el año 1950 la empresa Hidroeléctrica del Chorro, tiene el mando de dicha central, con la característica de que todos sus trabajadores, y sus activos estaban en el trato. Posteriormente en 1967, Sevillana de Electricidad, vuelve a adquirir esta minicentral y pasa a su propiedad. En 1970, se paraliza esta minicentral a consecuencia de la disminución notable del caudal y por lo tanto la poca rentabilidad.

La captación de agua de esta minicentral, se realiza muy cerca de nacimiento del Arroyo de Río Frio, que es mediante un canal de 2 km de longitud hasta la cámara de carga. Posteriormente mediante una tubería de 350 metros llega a la minicentral que se encuentra con la tubería de presión que la conduce a las turbinas. Esta central está construida a base de muros de carga y mampostería de piedra natural. Su planta es rectangular y tiene unas dimensiones de 10x25 metros (250m²). La cubierta es de cerámica árabe sobre cercha de madera. Además de un canal a la salida de las turbinas que reconduce el agua potable a la ciudad de Jaén y varios municipios.

A continuación expondremos las características que esta minicentral hidroeléctrica poseía:

- Tipo de central: Híbrida; Hidráulica + Diésel
- Caudal Medio: 700 l/s
- Altura neta: 155 m
- Potencia Nominal: 1000 KVA (Hidráulica) + 440 KVA (Diésel, reserva)
- Longitud del canal: 2500 m
- Longitud de tubería: 520 m
- Número de grupos hidráulicos: 2
- Tipo de turbinas: Pelton
- Potencia de cada grupo: 500 KVA
- Tensión de transporte: 15000 V
- Frecuencia: 50 Hz
- Tipo: Trifásica
- Líneas de transporte:
 - Río Frío-Martos (16 Km)
 - Río Frío-Jaén (10 Km)
- Conductores: Cobre 7.06 mm²
- Apoyos: Madera

➤ Centros de consumo:

- Martos
- Los Villares
- Jaén
- Jamilena
- Torredelcampo

2.3 Localización de las instalaciones

Esta minicentral se encuentra en el término de Los Villares (Jaén) a unos 2 km de dicha localidad en dirección a Valdepeñas. Para acceder a esta central, se realiza por la carretera Los Villares-Valdepeñas (A-6050).

La cámara de carga se localiza encima de una ladera que se sitúa por detrás del edificio de la central. La línea eléctrica para el transporte de la electricidad está situada en dicha parcela que además tiene un centro de transformador de intemperie. A continuación expondré unas imágenes de la localización de la minicentral.



Imagen 2.3.1. Parcela de la minicentral, vista aérea. Fuente: Google Maps

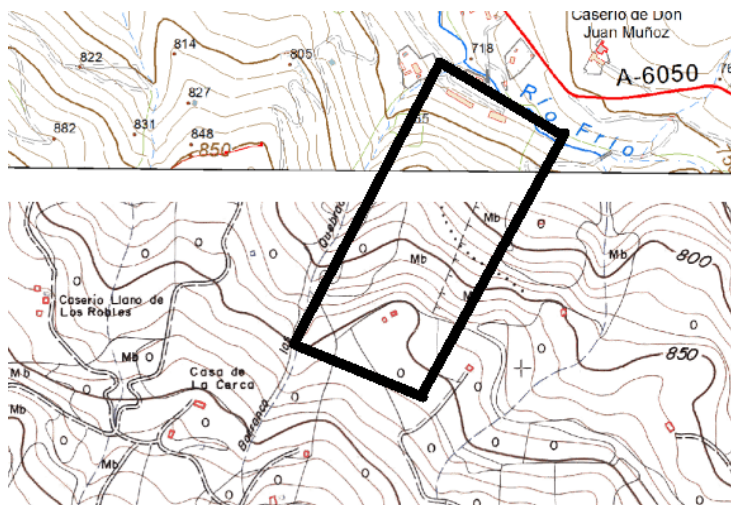


Imagen 2.3.2. Parcela de la minicentral. Fuente: Instituto de Estadística y Cartografía. J. Andalucía



Imagen 2.3.3. Parcela de la minicentral. Fuente: Google Earth

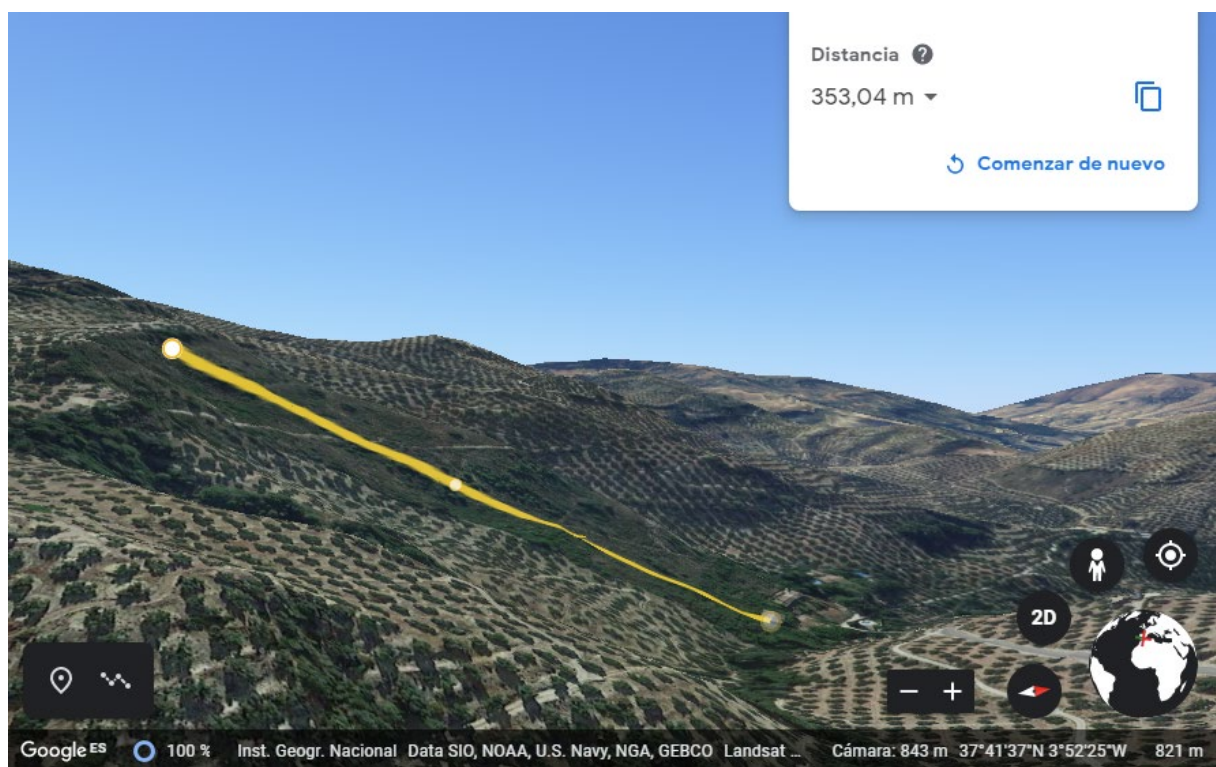


Imagen 2.3.4. Parcela de la minicentral. (Tubería forzada). Fuente: Google Earth

2.4 Situación actual de la minicentral Río Frío

2.4.1 Obra civil

El edificio principal de la central tiene forma rectangular y consta de dos plantas, la planta baja donde se encontraban las turbinas, alternadores, transformadores, servicios y taller-almacén, y la planta superior en la que se encontraban las oficinas, la apartamentada de alta tensión y los mandos de control de la central.



Imagen 2.4.1. Sala de máquinas. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén

La superficie del edificio es de unos 300 m² y el estado general es bueno aunque no existen en la actualidad ninguna de las instalaciones propias de la central, está desmantelada.

Las dimensiones actuales del edificio son:

Sala de máquinas:

- Largo: 11,5 metros
- Ancho: 9,5 metros

Taller-almacén:

- Largo: 11,5 metros
- Ancho: 9,5 metros

Centro de transformación:

- Largo: 5 metros
- Ancho: 3 metros

Oficinas y sala de mandos:

- Largo: 8 metros
- Ancho: 4 metros

Servicios:

- Largo: 3 metros
- Ancho: 3 metros

El edificio tiene una altura hasta la parte más baja de la cubierta de 10,5 metros, la zona de transformadores y servicios, que se encuentran debajo de la planta superior, tienen una altura de 6,5 metros y la planta superior tiene una altura de 3,2 metros.

El acceso al edificio se realiza a través de una puerta con dos hojas correderas con una anchura total de 4 metros y una altura de 6 metros la cual habría que sustituir o restaurar. Las escaleras de acceso a la planta superior eran de hierro fundido pero actualmente no existen.



Imagen 2.4.2. Sala de máquinas. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén



Imagen 2.4.3. Sala de máquinas. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén



Imagen 2.4.4. Sala de máquinas. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén



Imagen 2.4.5. Sala de máquinas. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén



Imagen 2.4.6. Sala de máquinas. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén



Imagen 2.4.7. Sala de máquinas. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén



Imagen 2.4.8. Sala de máquinas. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén



Imagen 2.4.9. Sala de máquinas. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén



Imagen 2.4.10. Sala de máquinas. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén



Imagen 2.4.11. Sala de máquinas. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén



Imagen 2.4.12. Sala de máquinas. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén.

Finalmente podemos concluir que el estado general del edificio es bueno aunque habría que sustituir la cubierta. Este edificio está preparado para dos grupos hidráulicos de 500 KVA y en nuestro caso la potencia será mucho menor por lo que solamente sería suficiente con restaurar una parte del edificio.

2.4.2 Edificios anexos a la central

2.4.2.1 Colegio

Existe un edificio que se encuentra junto a la central que era un colegio para los hijos de los trabajadores, actualmente se encuentra la estructura en pie aunque la cubierta se ha derruido por completo aunque para el caso que nos ocupa no sería necesario restaurarlo.



Imagen 2.4.12. Colegio. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén

2.4.2.2 Casas de los trabajadores

Un poco más alejado de la central se encuentra las casas de los trabajadores las cuales se encuentran en buen estado de conservación puesto que se han convertido en casas de vacaciones para los trabajadores de la Compañía Sevillana de Electricidad, aunque en el caso que nos ocupa tampoco son necesarias para la rehabilitación de la central.

2.4.3 Accesos

El acceso a la minicentral se realiza a través de la carretera que une la población de Los Villares con Valdepeñas (A-6050), en el margen derecho de ésta a unos 3 km de Los Villares existe una salida en la que se indica “Captación de “Los Villares”” de la empresa Aqualia, es un camino de hormigón de unos 3 m de anchura y nos lleva directamente a la entrada a la parcela de la central donde se encuentra el edificio de la central, el colegio, las casas de los trabajadores y el desagüe de la central. El estado de conservación de éste camino es bueno.

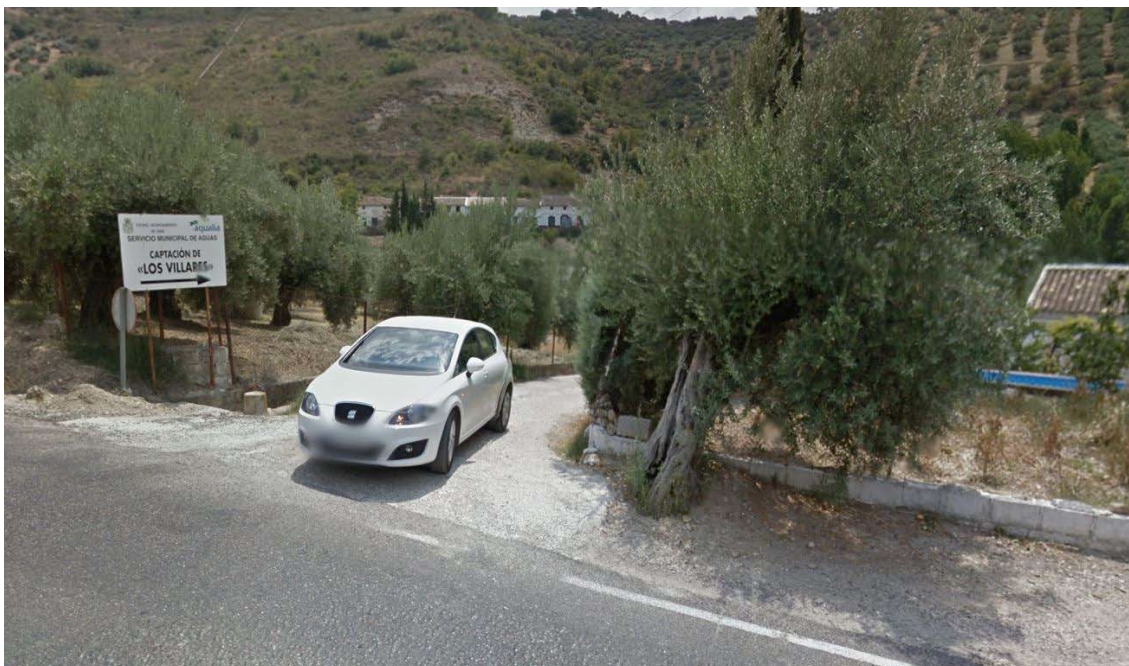


Imagen 2.4.13. Accesos a la minicentral. Fuente: Fuente: Google Maps



Imagen 2.4.14. Accesos a la minicentral. Fuente: Fuente: Google Maps

El acceso a la cámara de carga se realiza a través de la misma carretera (A-6050) cogiendo la siguiente salida a la derecha pasado el acceso a la parcela de la central dirección Valdepeñas, es un camino de tierra de unos 3 m de ancho muy accidentado puesto que sube a la cima de la loma donde se encuentra la cámara de carga, el estado de conservación es bueno aunque se corta antes de llegar a la cámara de carga por lo que habría que abrir de nuevo la última parte del carril.



Imagen 2.4. 15. Accesos a la cámara de carga. Fuente: Fuente: Google Maps



Imagen 2.4.16. Accesos a la cámara de carga. Fuente: Fuente: Google Maps

El acceso al azud se realiza 2,5 km más delante de la salida a la parcela de la central por la misma carretera (A-6050), nada más pasar el puente que cruza el arroyo existe un carril de tierra en el margen derecho de unos 3 m de ancho y su estado de conservación es bueno pero es de propiedad privada. Este acceso se puede utilizar para acceder al canal puesto que es menos accidentado que el acceso a la cámara de carga.



Imagen 2.4.17. Accesos al azud. Fuente: Fuente: Google Maps

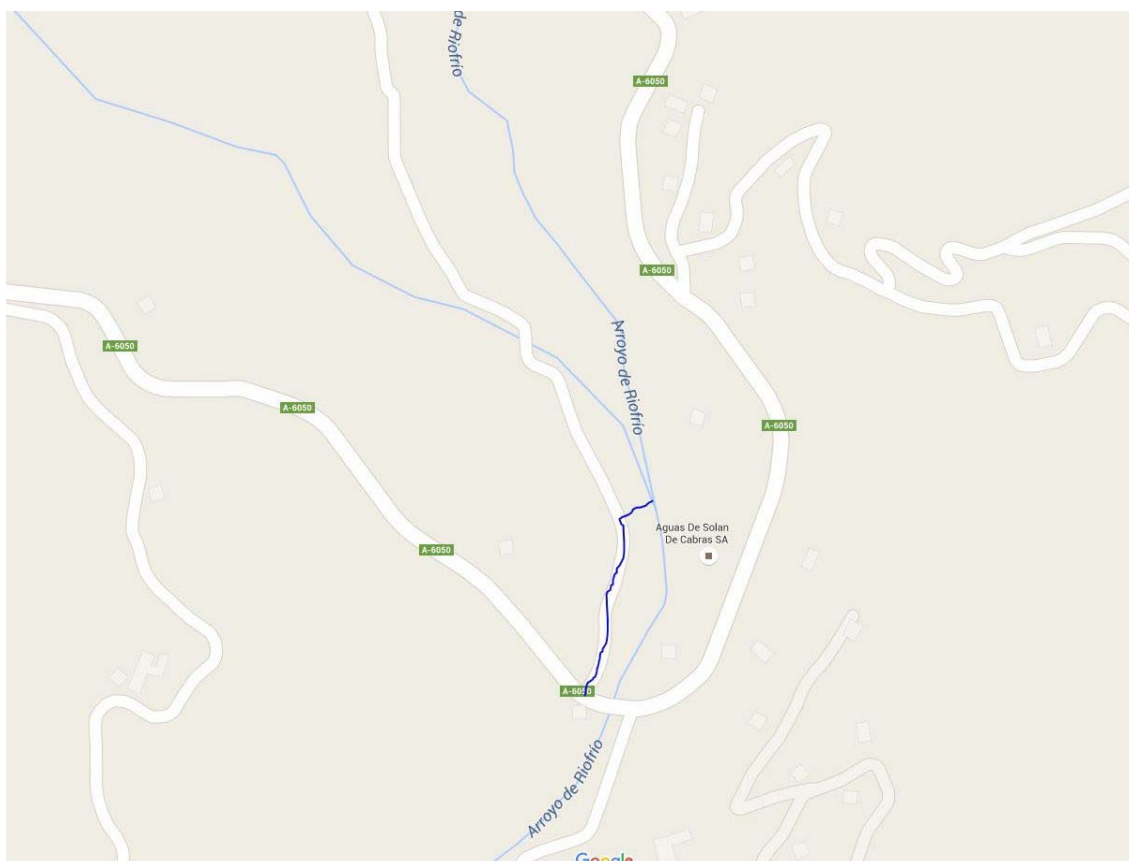


Imagen 2.4.18. Accesos al azud. Fuente: Fuente: Google Maps

2.4.4 Azud

El azud se encuentra situado muy cerca del nacimiento del Arroyo de Río Frío, Aqualia la mantiene en perfecto estado de conservación puesto que se utiliza para conducir agua potable hacia Jaén. La presa es de hormigón de 3 m de anchura y 2 de altura con una compuerta de acero para el vaciado, la entrada la realiza a través de una rejilla de 2,5 m de anchura y a continuación se reduce la anchura hasta 0,8 m, en este punto se encuentra la compuerta de madera que permite el paso de agua hacia el canal. 12 metros más adelante existe otra compuerta lateral cuya función es dejar salir el agua del canal de nuevo al río para vaciar éste.



Imagen 2.4.19. Azud. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén

2.4.5 Canal

El canal es cubierto en su totalidad, tiene una anchura de 75 cm y una altura de 40 cm en su inicio junto al azud y una altura de 3,5 metros en su desembocadura en la cámara de carga.

El desnivel total del canal desde su inicio hasta el final es de 8 m. La longitud del canal es de unos 2.500 metros y en su mayoría está enterrado en el suelo menos una parte de unos 20 metros que se encuentra suspendido del suelo. Su estado de conservación es bastante bueno puesto que lo mantiene la empresa Aqualia, sólo existen algunas partes donde la cubierta se ha derruido y habría que repararla.

El canal tiene una serie de chimeneas situadas a lo largo de éste con el fin de permitir el acceso a éste para el mantenimiento.



Imagen 2.4.20. Canal. Chimenea acceso de mantenimiento del canal. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén



Imagen 2.4.21. Canal. Interior de canal desde chimenea. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén



Imagen 2.4.22. Canal. Parte suspendida del canal. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén



Imagen 2.4.23. Canal. Cubierta original y zona de cubierta reparada por Aqualia. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén



Imagen 2.4.24. Canal, Interior parte cubierta reparada del canal. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén

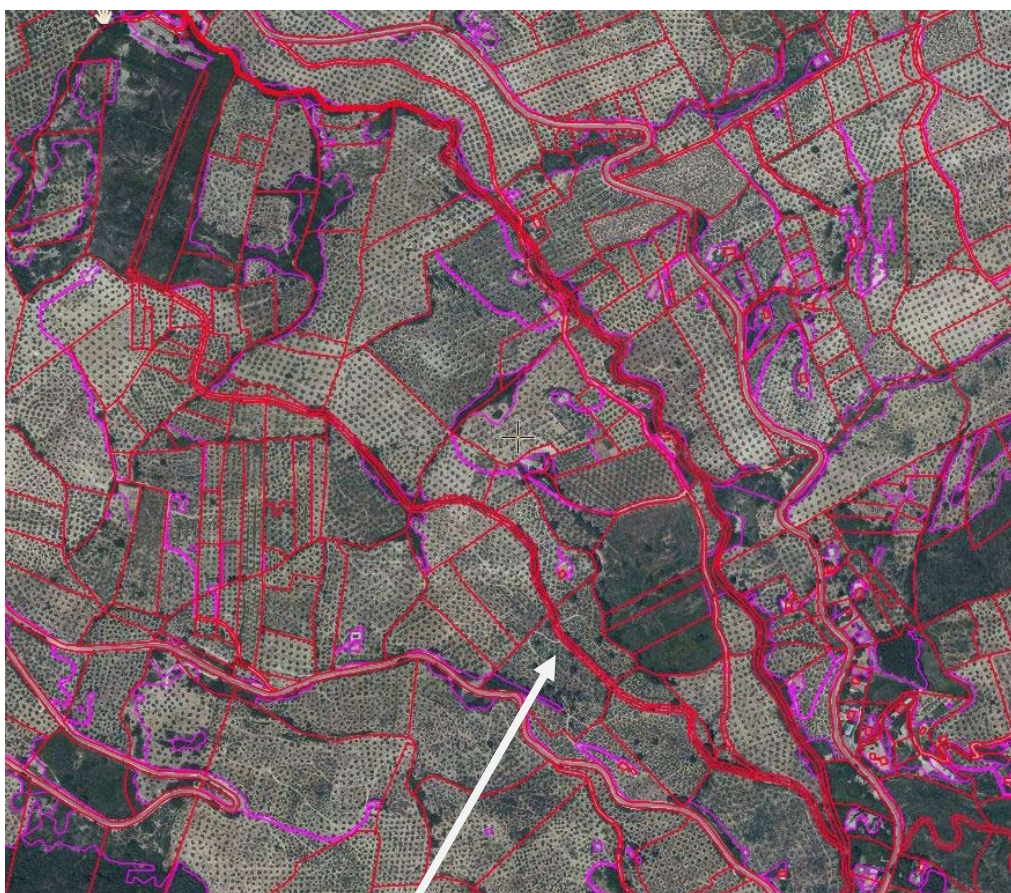


Imagen 2.4.25. Situación del canal. Fuente: Fuente: SigPac

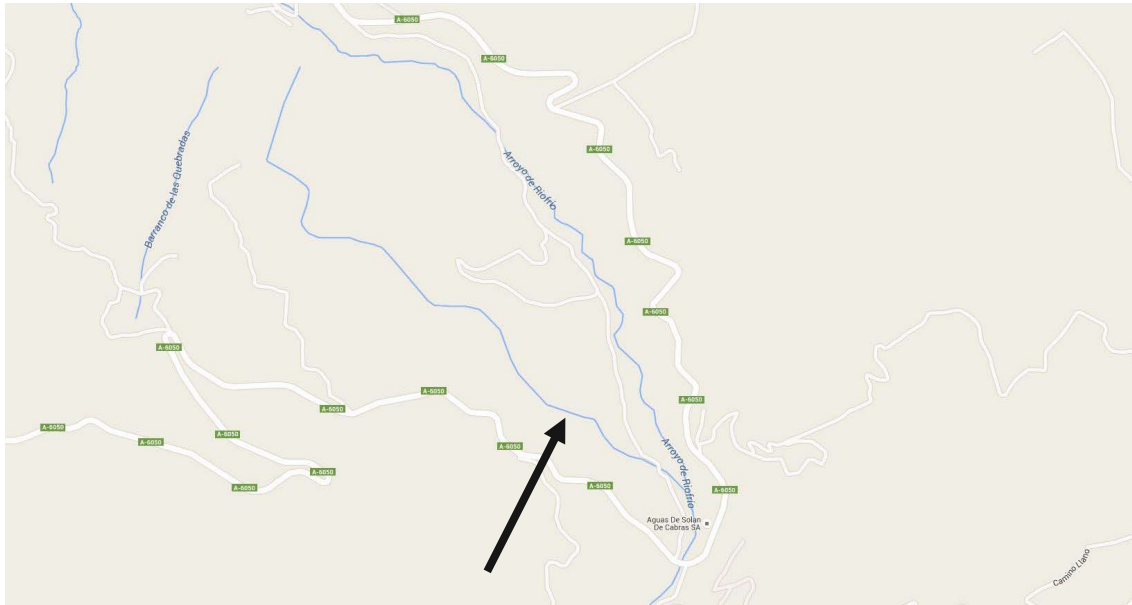


Imagen 2.4.26. Situación del canal. Fuente: Fuente: SigPac



Imagen 2.4.27. Canal, Interior del canal cerca de la desembocadura. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén

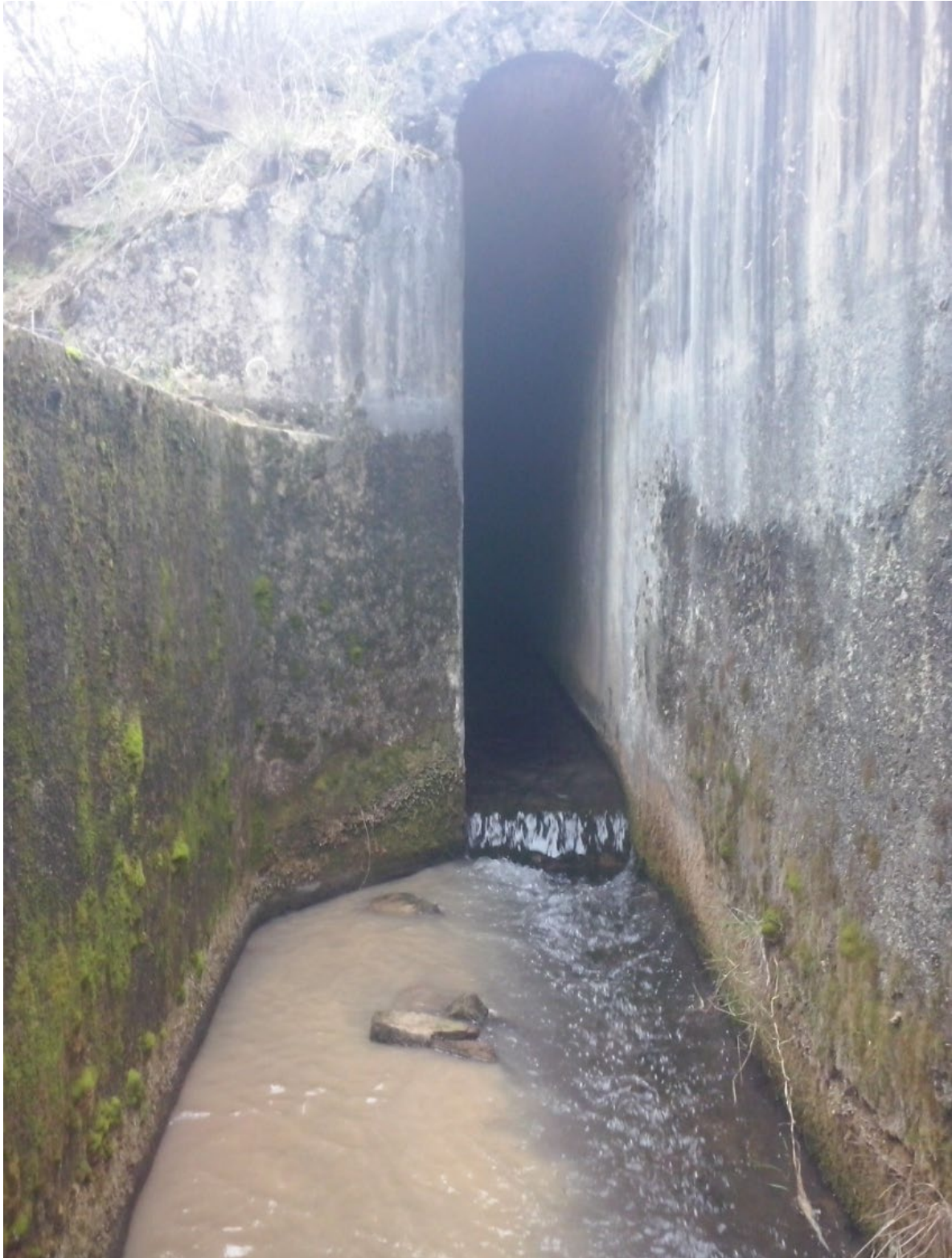


Imagen 2.4.28. Canal, Desembocadura del canal. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén

2.4.6 Cámara de carga

Tras la desembocadura del canal el cauce del agua se ensancha hasta 1,5 m, en este punto existe un rebosadero de 1,8 m de altura y una compuerta que deja salir el agua por el canal de desagüe que discurre paralelo a la tubería forzada, en la actualidad toda el agua que fluye a través del canal se desvía hacia el canal de desagüe, no entra nada a la cámara de carga. A continuación de la compuerta existe una rejilla y una compuerta de madera de 1,5 m de ancho que dan paso a la cámara de carga. Ésta tiene unas dimensiones interiores de 6 m de ancho, 6 m de largo y 4,2 m de alto. A unos 20 cm del suelo de la cámara de carga parte la tubería forzada. El estado actual de la cámara de carga es bueno, sólo habría que hacer una limpieza del lodo acumulado.



Imagen 2.4.29. Canal, Desembocadura del canal. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén



Imagen 2.4.29. Canal, compuerta de desagüe. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén



Imagen 2.4.30. Cámara de carga, Compuerta acceso cámara de carga. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén

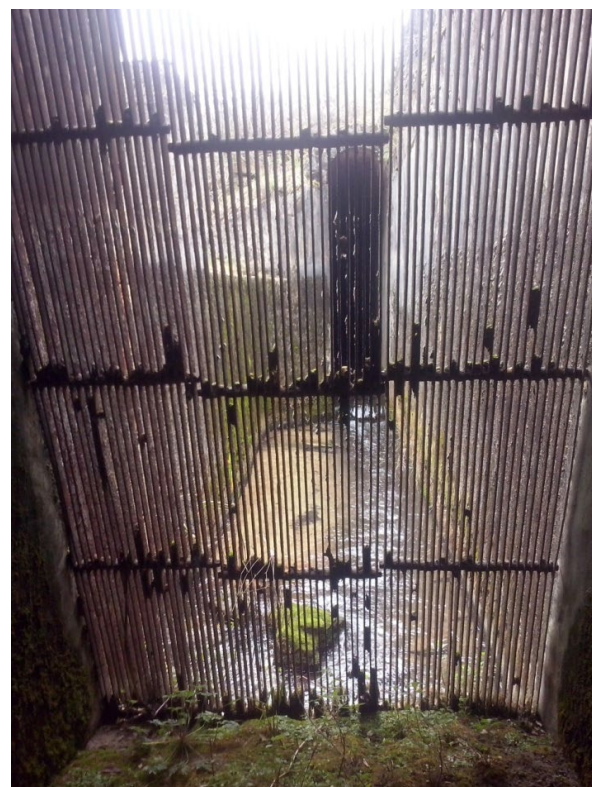


Imagen 2.4.31. Cámara de carga, Rejilla acceso cámara de carga. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén.



*Imagen 2.4.33. Cámara de carga,
Acceso interior cámara de carga.
Fuente: Estudio de viabilidad de
minicentrales provincia de Jaén.
AGENER-Universidad de Jaén*



*Imagen 2.4.32. Cámara de carga,
Interior cámara de carga, inicio tubería
forzada. Fuente: Estudio de viabilidad
de minicentrales provincia de Jaén.
AGENER-Universidad de Jaén*

2.4.7 Tubería forzada

La tubería forzada es de hierro fundido, tiene un diámetro interior de 50 cm y un espesor de 15 mm, su longitud es de 460 m constituida por tramos de 3,5 m de longitud y apoyada sobre zapatas de hormigón. Su estado es muy malo puesto que está oxidada y tiene grietas por lo que habría que sustituirla por completo. Habría que dimensionar la nueva tubería forzada para el nuevo caudal de diseño, que al ser menor nos saldría una tubería de menor diámetro.



Imagen 2.4.34. Tubería forzada, Interior tubería forzada. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén



Imagen 2.4.35. Tubería forzada. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén.



Imagen 2.4.36. Tubería forzada. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén



Imagen 2.4.37. Tubería forzada, Tubería forzada y edificio de central. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén

2.4.8 Compuertas

En la central existen un total de 5 compuertas las cuales se distribuyen de la siguiente forma:

- 3 compuertas en el azud.
- 2 compuertas en la cámara de carga.

Se ha desestimado la motorización de todas debido a que en el lugar donde se encuentran no hay punto de luz por lo que habría que llevar una línea hasta la cámara de carga y otra hasta el azud, por lo que la opción más recomendable es mantener el mecanismo manual de apertura de compuertas.

2.4.8.1 Compuerta del azud

Se encuentra localizada en la parte izquierda del azud junto a la rejilla de entrada al canal. La función de esta compuerta es permitir el vaciado del azud para mantenimiento. Esta compuerta es de acero con una anchura de 1 m y una altura de 1,6 m, su accionamiento es manual y contiene un mecanismo de reducción para disminuir la fuerza a ejercer para la apertura de la puerta. El estado actual de la compuerta es bueno aunque el mecanismo habría que restaurarlo.



Imagen 2.4.38. Compuertas del azud. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén

2.4.8.2 Compuerta de entrada al canal

Se encuentra localizada en el azud a continuación de la rejilla. La función de esta rejilla es permitir la entrada de agua al canal. Esta compuerta es de madera con una anchura de 75 cm y una altura de 2,4 m, su accionamiento es manual. El estado actual de la compuerta es bueno aunque se recomienda repararla puesto que tiene agujeros, el mecanismo habría que restaurarlo.



Imagen 2.4.39. Compuertas de entrada al canal. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén

2.4.8.3 Compuerta de vaciado del canal

Se encuentra localizada a 12 m del inicio del canal en la parte derecha. La función de esta compuerta es permitir vaciar el canal por completo, está hecha de madera con una anchura de 1,1 m y una altura de 1 m y su accionamiento es manual. Esta compuerta así como su mecanismo sólo habría que restaurarlo puesto que sólo tiene algunos agujeros.



Imagen 2.4.40. Compuerta del vaciado del canal. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén

2.4.8.4 Compuerta de canal de desagüe

Se encuentra antes de la rejilla de entrada a la cámara de carga, en la parte derecha, su función es impedir la entrada de agua a la cámara de carga para mantenimiento, es de madera con una anchura de 1,3 m y una altura de 2 m. Su accionamiento es manual con un tornillo sin fin y una rueda con rosca. Su estado de conservación es bueno aunque habría que restaurar el mecanismo.



Imagen 2.4.41. Compuerta del canal de desagüe. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén

2.4.8.5 Compuerta de entrada a cámara de carga

Se encuentra a continuación de la rejilla de entrada a la cámara de carga, su función es impedir la entrada de agua a la cámara de carga para mantenimiento. Esta compuerta es de madera con una anchura de 1,5 m y una altura de 2,6 m. Su mecanismo es manual con un mecanismo de reducción para reducir la fuerza a aplicar para realizar la apertura. Actualmente esta compuerta habría que sustituirla puesto que se encuentra muy deteriorada, también habría que restaurar el mecanismo.



Imagen 2.4.42. Compuerta. Mecanismo de compuerta de entrada a cámara. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén



Imagen 2.4.43. Compuerta de entrada a cámara de carga. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén

2.4.9 Rejillas

En esta minicentral existen dos rejillas, una situada en el azud, antes de la entrada al canal. La segunda está situada en la entrada a la cámara de carga.

2.4.9.1 Rejilla del azud

Está situada en el azud, justo donde comienza el estrechamiento para la entrada al canal, tienen una anchura de 2,4 m, está formada por barras de 2 cm de ancho dispuestas con una separación de 6 cm y una altura de 2,4 m formando un ángulo de 90° con respecto a la horizontal. Actualmente se encuentra muy oxidada pero sigue cumpliendo su función por lo que se recomienda restaurarla.



Imagen 2.4.44. Rejilla del azud. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén

2.4.9.2 Rejilla de la cámara de carga

Está situada en la entrada a la cámara de carga, antes de la compuerta. Tiene una anchura de 1,5 m y una altura de 2,6 m, está formada por barras de 1 cm de espesor dispuestas con una separación de 4 cm y está colocada formando un ángulo de 80° con la horizontal. Actualmente se encuentra en desuso y muy oxidada por lo que se recomienda sustituirla.



Imagen 2.4.45. Rejilla de la cámara de carga. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén

2.4.10 Canal aliviadero

El canal aliviadero desciende la ladera paralelo a la tubería forzada y llega al desagüe de la central, su función es la de desviar el caudal de agua que llega por el canal hacia la cámara de carga impidiendo así su entrada en ésta en los momentos en los que no se turbine el agua.

También tiene la función de recoger el agua del aliviadero de la cámara de carga si fuera necesario. En su mayoría está al descubierto pero en la parte final se hace subterráneo hasta su desembocadura en el desagüe de la central. Actualmente se utiliza para transportar el agua desde la cámara de carga hasta el desagüe de la central donde se encuentra el inicio del canal que lleva el agua potable hacia Jaén. Actualmente Aqualia lo mantiene en perfectas condiciones por lo que no habría que realizarle ninguna acción.



Imagen 2.4.46. Canal aliviadero. Inicio del canal aliviadero. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén



Imagen 2.4.47. Canal aliviadero. Descenso del canal aliviadero. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén



Imagen 2.4.48. Canal aliviadero. Parte subterránea del canal aliviadero. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén.



Imagen 2.4.49. Canal aliviadero. Desembocadura del canal aliviadero en el desagüe de la central. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén

2.4.11 Desagüe de la central

Este elemento de la central es el que se encarga de recoger el agua turbinada y llevarla de nuevo al río por lo que se encuentra situado debajo de las turbinas, debajo del edificio de la central y llega hasta el río donde desemboca. A este punto también llega el agua del canal aliviadero. Antes de la desembocadura en el río se encuentra el nacimiento del canal que lleva el agua potable hacia la ciudad de Jaén. Consta de dos partes, la primera el foso de las turbinas que se encuentra justo debajo de la posición de las turbinas y tiene un tamaño de 9,8 m de largo, 2,5 m de ancho y una altura de 4 m, a continuación la altura se reduce hasta 3 m en un túnel de 14,8 m de largo que llega hasta el nacimiento del canal y a continuación al río.

Actualmente se encuentra en buen estado de conservación, sólo habría que limpiar el lodo acumulado en el foso de las turbinas, aunque en la parte final del túnel la cubierta se ha venido abajo pero ha sido reparada por Aqualia.



Imagen 2.4.50. Desagüe de la central. Foso de turbinas, salida de las dos turbinas.

*Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-
Universidad de Jaén*



Imagen 2.4.51. Desagüe de la central. Túnel hacia desembocadura. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén

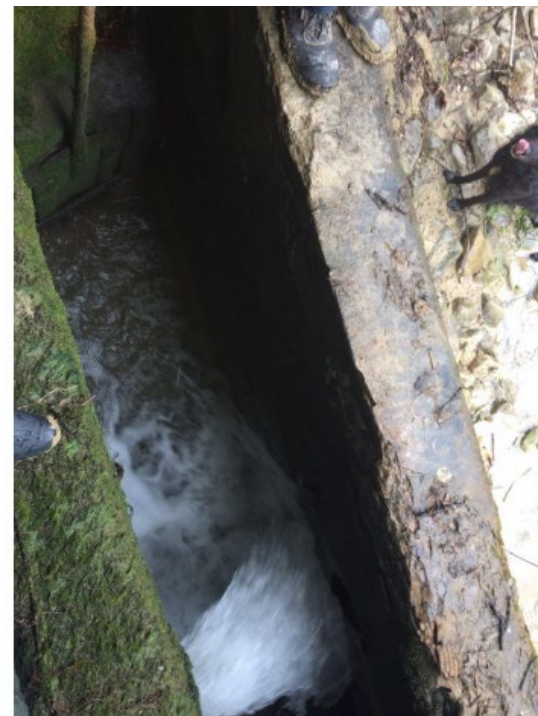


Imagen 2.4.52. Desagüe de la central. Desembocadura del desagüe. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén



Imagen 2.4.53. Desagüe de la central. Desembocadura del canal aliviadero en el desagüe de la central, inicio del canal. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén



Imagen 2.4.54. Desagüe de la central. Desembocadura del desagüe y edificio de la central. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén

3. ANÁLISIS HIDROLÓGICO

3.1 Introducción

La potencia eléctrica de una minicentral hidroeléctrica depende básicamente de dos magnitudes: el caudal que se va a turbinar y el salto.

Para la instalación de una minicentral hidroeléctrica y generar electricidad, es necesario que exista un salto neto (desnivel) y un caudal. En cuanto a salto neto, se puede describir como, la distancia media en vertical que recorre la masa de agua a diferencia entre la toma de agua y el punto donde se vuelve al caudal natural del río ya turbinada (minicentrales de agua fluyente), menos las pérdidas de carga. Para describir el caudal, es más sencillo, es la cantidad de agua que pasa en un tiempo determinado por un lugar propuesto.

Para proceder a saber que potencia se va a instalar en una minicentral y que energía se va a producir a lo largo de un año, es necesario saber con qué caudal vamos a trabajar en el lugar donde vamos a realizar la toma de agua. Para ello se debe obtener datos de ese caudal de varios años para realizar un estudio en el que va a incluir, años húmedos, secos y años típicos.

Una vez obtenidos los caudales de varios años, se procederá a calcular los caudales medios diarios en un año base lo cual no va a representar un año hidrológico medio para concluir con una curva de caudales donde se comenzara a trabajar con el caudal de diseño.

En nuestro caso para obtener todos estos datos, he entrado en la web del Ministerio de Agricultura y Pesca, y Alimentación, en el aforo N° 5082 concretamente ya que para el caudal del Arroyo de Río Frío no hay datos, los obtendremos de la estación anteriormente mencionada que es la del Río Víboras para poder adquirir dichos datos y comenzar a realizar el cálculo de caudal en el azud de nuestra central con el método de Myer. En nuestro caso debo de tener en cuenta que el caudal ecológico que debo de dejar en el río será el 10% por lo tanto, el resto del caudal puedo aprovecharlo para turbinarlo.

Una vez calculado el salto neto y el caudal de diseño, vamos a proceder a la selección de la turbina para poder estimar lo que se va a producir en ese caudal con dicha turbina elegida.

Para la elección de la turbina debemos de tener en cuenta el rango de funcionamiento de caudal máximo y mínimo del que la turbina por encima o por debajo de esos datos no va a trabajar con un rendimiento óptimo. A continuación pondré datos de diferentes turbinas con el caudal mínimo en el que podrían trabajar:

- Turbinas FRANCIS: 40%
- Turbinas KAPLAN: 25%
- Turbinas PELTON: 10%

Aquí nos puede surgir una controversia, ya que no existen registros de los caudales de todos los puntos de tramo donde podría realizarse un aprovechamiento para la instalación de una minicentral, con lo que por ello ya mencionado anteriormente, debo de obtener datos hidrológicos, para acercarme lo máximo posible para realizar esa medición.

3.2 Procedimiento de cálculo

Para realizar el cálculo del caudal que podremos turbinar en la minicentral debemos de obtener los datos anteriormente mencionados, del aforo en el lugar concreto donde vamos instalar la minicentral. A partir de este aforamiento del caudal, procederemos a calcular el caudal medio de cada año en el que realizare la mediana de los caudales medios obtenidos que este dato nos indicara el año base. Dicho dato será la media aceptable que se va a utilizar para los cálculos posteriores de energía.

Una vez calculado el caudal del año base, vamos a representarlo en una gráfica para ver de forma detallada la variación del caudal en la toma de agua a lo largo del año. A continuación vamos a obtener una gráfica en la que se podrá ver el caudal en relación con los días que supera dicho caudal medio. Para ese cálculo se deberá de tener en cuenta un caudal que supere los 100 días al año para que sea rentable sabiendo que el río no podrá quedar seco por lo que voy a valorar el 10% de ese caudal ecológico.

A partir de estos datos obtenidos anteriormente podemos proceder al análisis del salto que todos estos datos y operaciones las voy a realizar a continuación.

3.3 Cálculos necesarios

3.3.1 Situación de la estación 5082



*Imagen 3.3.1.1 Situación de estación foronómica 5082. Superficie de la cuenca 208 km²
Fuente: Google Maps*



Imagen 3.3.1.2. Situación de estación foronómica 5082. Superficie de la cuenca 208 km² Fuente: Google Maps

3.3.2 Año base de aforos

El primer cálculo que vamos a realizar va a ser el promedio de caudal en metros cúbicos por segundo de un año. Para ello he recogido los datos del Anuario de Aforos de la web del Ministerio de Agricultura y alimentación, más concretamente en confederación hidrográfica del Guadalquivir. Hemos tomado datos desde el año 1972 hasta el año 2017 en modo de año agrícola que va de Octubre a Septiembre. A continuación adjuntamos la tabla realizada en Excel:

AÑO	CAUDAL(M3/S)	AÑO	CAUDAL(M3/S)
1972/1973	0,809424658	1995/1996	2,099470779
1973/1974	1,205863014	1996/1997	2,844857143
1974/1975	0,968136986	1997/1998	1,584535912
1975/1976	2,753032787	1998/1999	0,678622449
1976/1977	6,219715068	1999/2000	0,890478469
1977/1978	5,336556164	2000/2001	1,992329114
1978/1979	4,770380822	2001/2002	0,601512329
1979/1980	1,24002907	2002/2003	1,311123288
1980/1981	SIN DATOS	2003/2004	1,124948485
1981/1982	0,693797101	2004/2005	0,464591667
1982/1983	SIN DATOS	2005/2006	0,138523288
1983/1984	2,751556962	2006/2007	0,333652055
1984/1985	1,795632231	2007/2008	0,245442623
1985/1986	SIN DATOS	2008/2009	0,671356164
1986/1987	1,016958333	2009/2010	SIN DATOS
1987/1988	0,799655738	2010/2011	1,418863014
1988/1989	0,45690535	2011/2012	0,44007377
1989/1990	0,788523511	2012/2013	2,719410959
1990/1991	0,90748	2013/2014	1,872065753

1991/1992	0,784220339	2014/2015	0,620830137
1992/1993	SIN DATOS	2015/2016	0,537478142
1993/1994	0,233741279	2016/2017	0,460005479
1994/1995	0,112380814		

Tabla 3.3.2.1 Caudales promedio/año

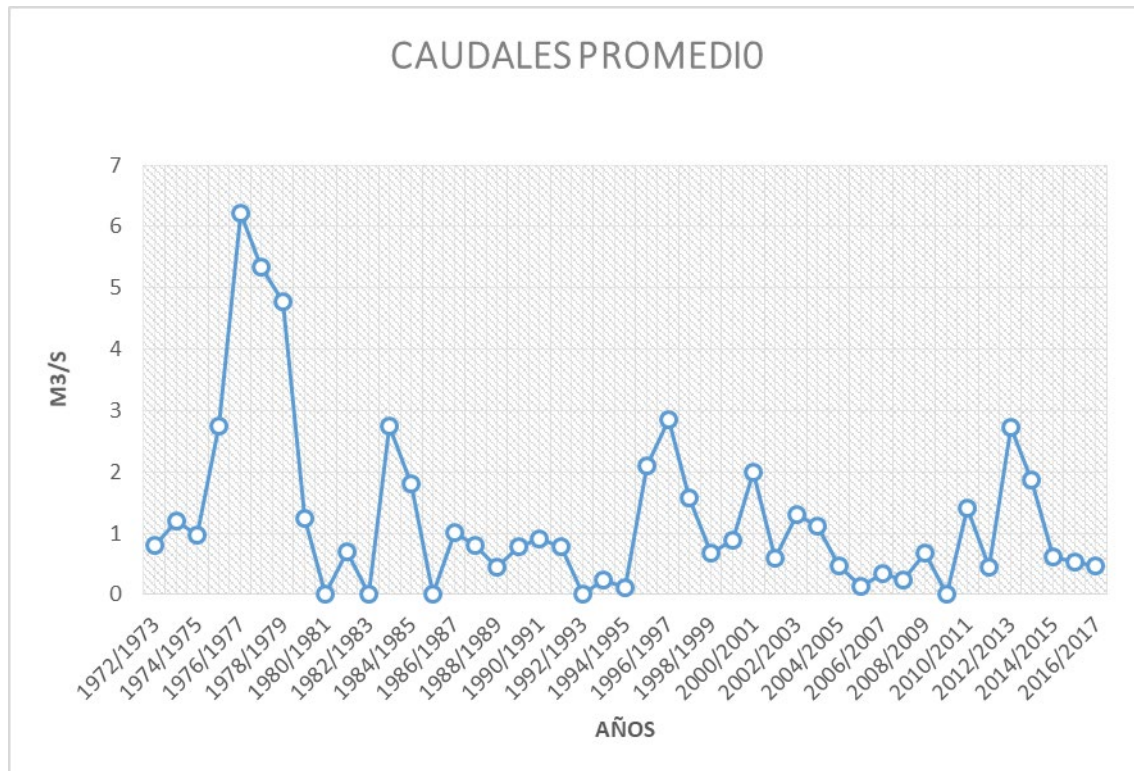


Gráfico 3.3.2.1. Caudales promedio/año

AÑO	CAUDAL(M3/S)	CAUDAL %	DIF CON MEDIANA
1994/1995	0,112381	1,806848267	-0,786598
2005/2006	0,138523	2,227164527	-0,760456
1993/1994	0,233741	3,75807053	-0,665238
2007/2008	0,245443	3,946203648	-0,653537
2006/2007	0,333652	5,364426684	-0,565327
2011/2012	0,440074	7,075465124	-0,458905
1988/1989	0,456905	7,34608169	-0,442074
2016/2017	0,460005	7,395925286	-0,438974
2004/2005	0,464592	7,469661577	-0,434388
2015/2016	0,537478	8,641523545	-0,361501
2001/2002	0,601512	9,671059239	-0,297467
2014/2015	0,620830	9,981649162	-0,278149
2008/2009	0,671356	10,79400193	-0,227623
1998/1999	0,678622	10,91082858	-0,220357
1981/1982	0,693797	11,15480523	-0,205182
1991/1992	0,784220	12,60862162	-0,114759
1989/1990	0,788524	12,67780762	-0,110456
1987/1988	0,799656	12,85679053	-0,099323
1972/1973	0,809425	13,01385431	-0,089555
1999/2000	0,890478	14,31702995	-0,008501
1990/1991	0,907480	14,59037898	0,008501
1974/1975	0,968137	15,56561636	0,069158
1986/1987	1,016958	16,35056143	0,117979
2003/2004	1,124948	18,08681704	0,225969
1973/1974	1,205863	19,3877533	0,306884
1979/1980	1,240029	19,93707197	0,341050
2002/2003	1,311123	21,08011819	0,412144
2010/2011	1,418863	22,81234748	0,519884
1997/1998	1,584536	25,47602091	0,685557
1984/1985	1,795632	28,8700079	0,896653
2013/2014	1,872066	30,09889895	0,973087
2000/2001	1,992329	32,03248207	1,093350
1995/1996	2,099471	33,75509579	1,200492
2012/2013	2,719411	43,7224363	1,820432
1983/1984	2,751557	44,23927675	1,852578
1975/1976	2,753033	44,26300492	1,854054
1996/1997	2,844857	45,73934837	1,945878
1978/1979	4,770381	76,69773887	3,871402
1977/1978	5,336556	85,80065334	4,437577
1976/1977	6,219715	100	5,320736

Tabla 3.3.2.2. Caudales promedio/año (AÑO BASE EN ROJO)

Con esos datos se obtiene el Hidrograma, el cual es una gráfica en la que representamos los caudales medios anuales, el año base quedará comprendido entre el percentil 25 y el percentil 65.

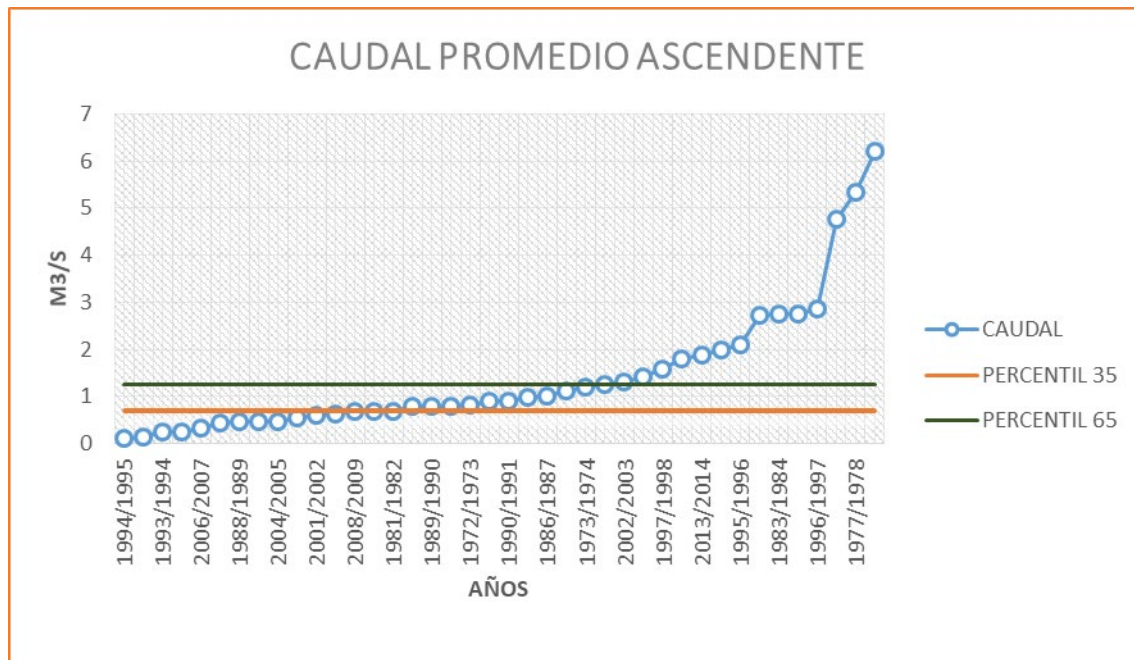


Gráfico 3.3.2.2. Caudales promedio/año

Podríamos coger de año base tanto el 1974-1975 como el 1990-1991 puesto que ambos tienen la misma diferencia entre el caudal medio y la mediana, seleccionaremos el año hidrológico 1990/1991 para los cálculos.

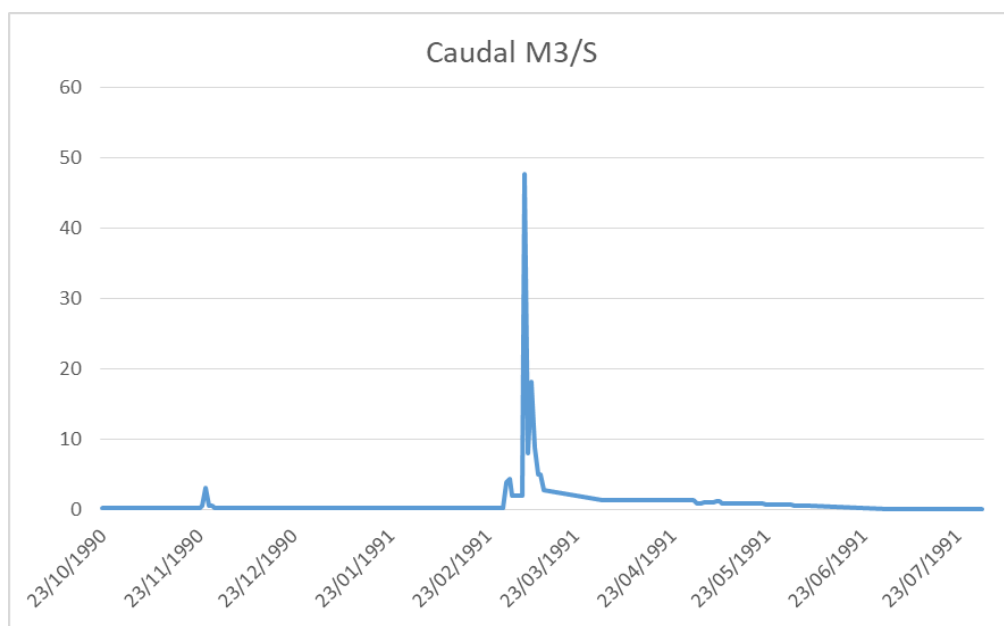


Gráfico 3.3.2.3. Hidrograma año base

A continuación se puede observar la curva de caudales clasificados de la estación, la cual se obtiene representando en el eje vertical el caudal y en el eje horizontal el número de días que se supera dicho caudal, también se representa la curva de caudales clasificados sin el caudal ecológico la cual muestra el caudal turbinable por la central. De ella obtendremos nuestro caudal de diseño o Q100 (m³/s).

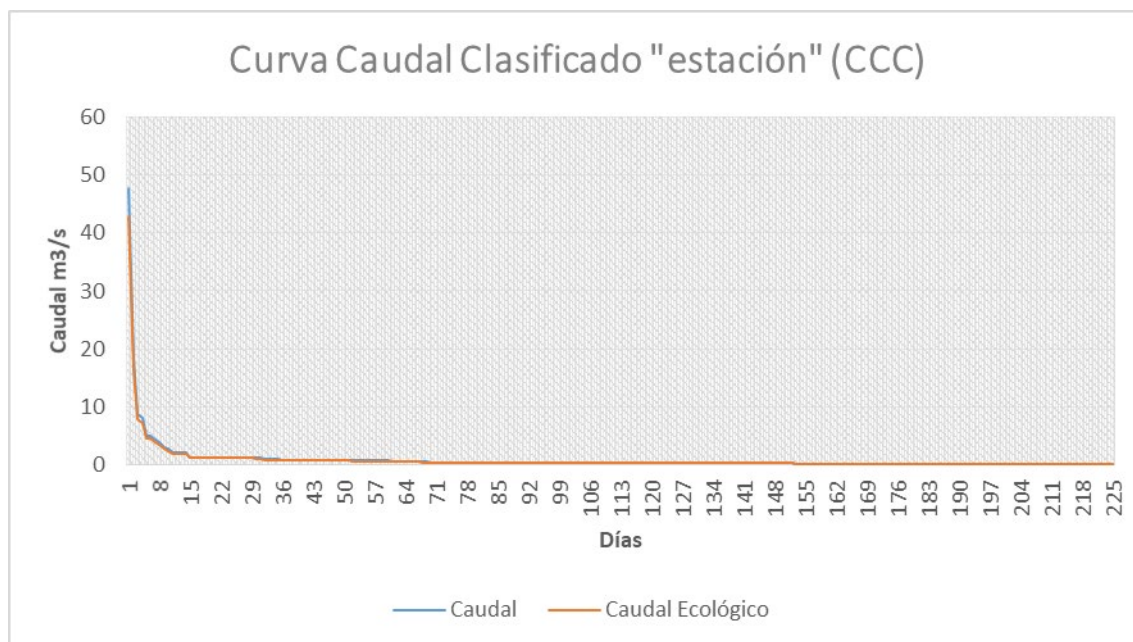


Gráfico 3.3.3.4. Curva de Caudal Clasificado en la Estación 5082

3.4 Cálculos de la correlación de caudales

Para poder calcular el caudal en el azud usaremos el Método de Myer de correlación de cuencas y caudales el cual nos relaciona la superficie de las cuencas con el caudal que fluye por ese punto. La fórmula que lo relaciona es la siguiente:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left(\frac{S_1}{S_2} \right)^\alpha$$

(Fórmula 2.4.1)

Donde Q1 es el caudal en el punto 1, en nuestro caso el azud, Q2 es el caudal en el punto 2, en nuestro caso la estación de aforos, S1 es la superficie de la cuenca en el punto 1, S2 es la superficie de la cuenca en el punto 2 y α es un coeficiente que depende del tipo de zona y que para los ríos españoles se encuentra entre 0,6 y 2/3. Para nuestro cálculo usaremos 0,6.

En nuestro caso la incógnita es Q_1 , Q_2 es el caudal obtenido en la estación de aforos, S_2 es la superficie de la cuenca de la estación de aforos, 208 km^2 , S_1 es la superficie de la cuenca aguas arriba del azud, el cual deberemos calcularlo y para ello usaremos una aplicación de Google Maps donde delimitaremos el área de la cuenca y el programa nos dará como salida el área S_1 cuyo valor es 35 km^2 .

3.4.1 Correlación de caudales (Cuenca)



Imagen 3.4.1.1 Situación de superficie de correlación de caudales 35 km^2 Fuente: Google Maps



Imagen. 3.4.1.2. Situación de superficie de correlación de caudales 35 km^2 Fuente: Google Maps

3.4.2 Cálculo del caudal en la cuenca seleccionada (agua recogida en el AZUD)

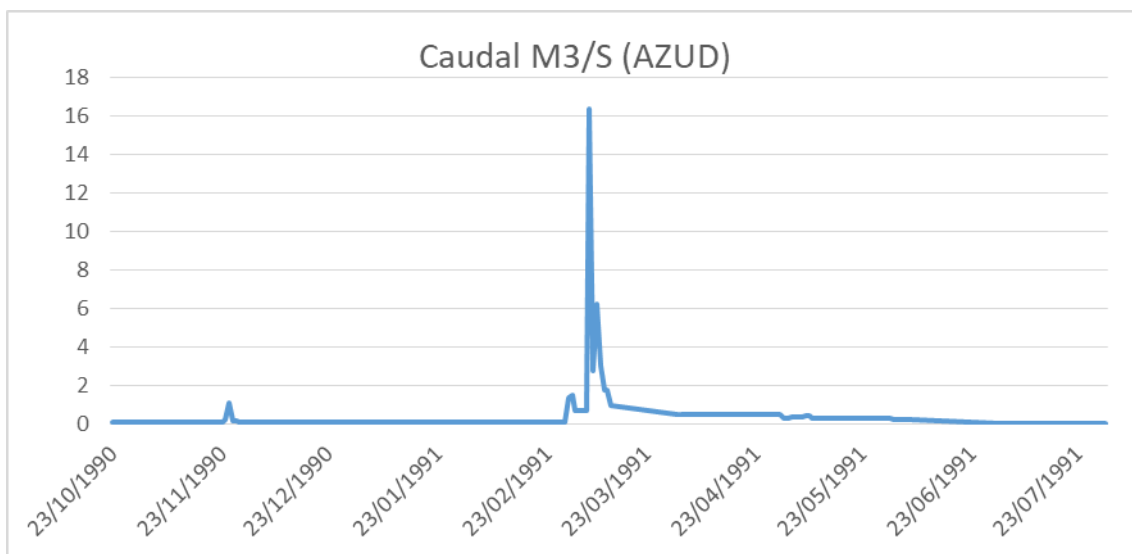


Gráfico 3.4.2.1. Hidrograma año base en el Azud de aguas de la cuenca

3.4.3 Curva de Caudal Clasificado en la cuenca seleccionada (agua recogida en el AZUD)

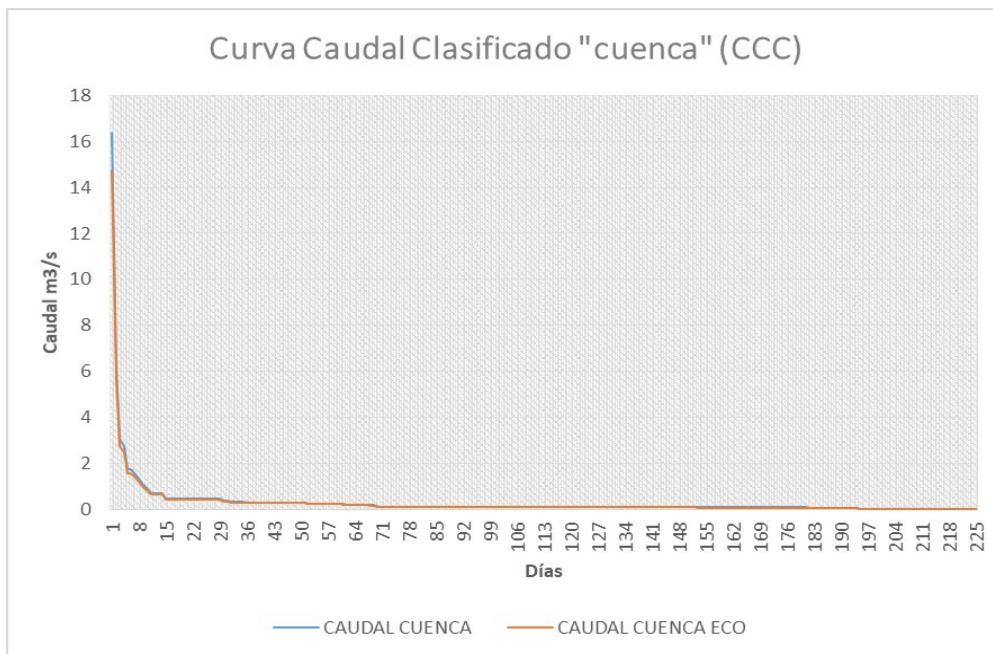


Gráfico 3.4.2.2. Curva de Caudal Clasificado en la cuenca

3.4.4 Cálculo caudal de diseño

El caudal de diseño será en nuestro caso, el caudal turbinable que se supere un mínimo de 100 días al año, Q100, para calcularlo se usa la curva de caudales clasificados sin caudal ecológico dándonos como resultado el caudal de diseño para nuestra minicentral hidroeléctrica.

- Qdiseño (estación)= Q100= $0,2835 \text{ m}^3/\text{s} = 283,5 \text{ litros/seg}$
- Qdiseño (cuenca) = Q100= $0,097309645 \text{ m}^3/\text{s} = 97,3 \text{ litros/seg}$

Para seguir los cálculos de la rehabilitación, vamos a guiarnos con la Qdiseño de la cuenca ya que es donde está instalada nuestra minicentral y no seguir con los cálculos de la estación ya que los datos serían erróneos y para que salgan más o menos veraces he realizado unos cálculos correlativos con el agua recogida en nuestra cuenca de 35 km² que llega al azud.

4. ANÁLISIS DEL SALTO Y LAS PÉRDIDAS DE CARGA

4.1 Diferentes tipos de salto de una minicentral

Un salto hidráulico de una minicentral, es la instalación que permite usar la fuerza del agua por la fuerza de la gravedad para producir energía eléctrica.

La altura del salto es la distancia vertical que el agua recorre en una minicentral hidroeléctrica. Hay diferentes conceptos dentro de este:

- Salto bruto: es la diferencia de altura entre el azud y el desagüe de la turbina, en nuestro caso el azud se encuentra a una altura de 888 m y el desagüe de la turbina a 682 m por lo que el salto bruto de nuestra minicentral es de 206 m.
- Salto útil: es el desnivel existente entre la cámara de carga y el desagüe de la turbina, en el caso de nuestra central es de 152 m.
- Salto neto: representa la máxima energía que se podrá transformar en trabajo en el eje de la turbina y se calcula restando al salto útil y las pérdidas de carga, en este caso es 148,30 m

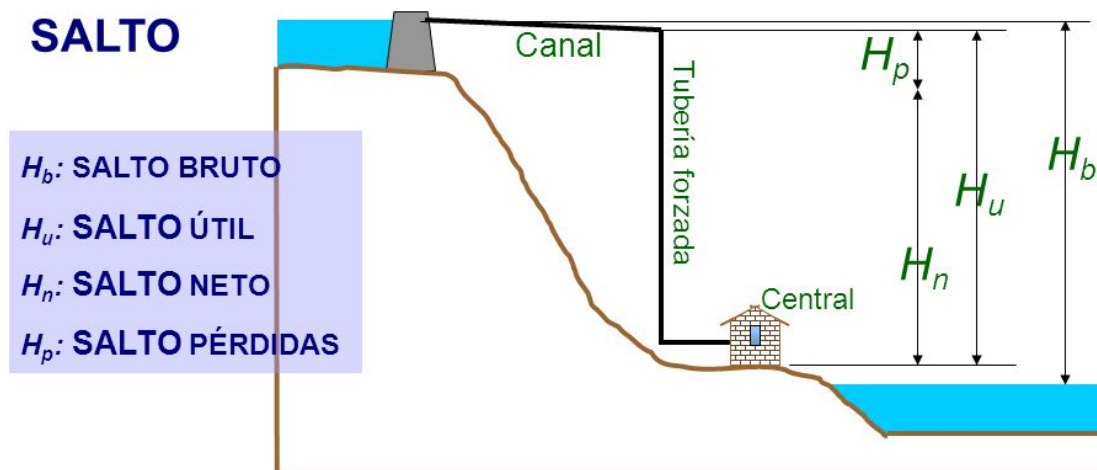


Imagen 4.1.1. Esquema de una central hidroeléctrica de agua fluyente tipo, representación del salto. Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012). Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman

4.2 Salto Útil

Es el desnivel existente entre la cámara de carga y el desagüe de la turbina, en el caso de nuestra central es de 152 m.

La distancia que existe entre la cámara de carga y la mini central es de 380m

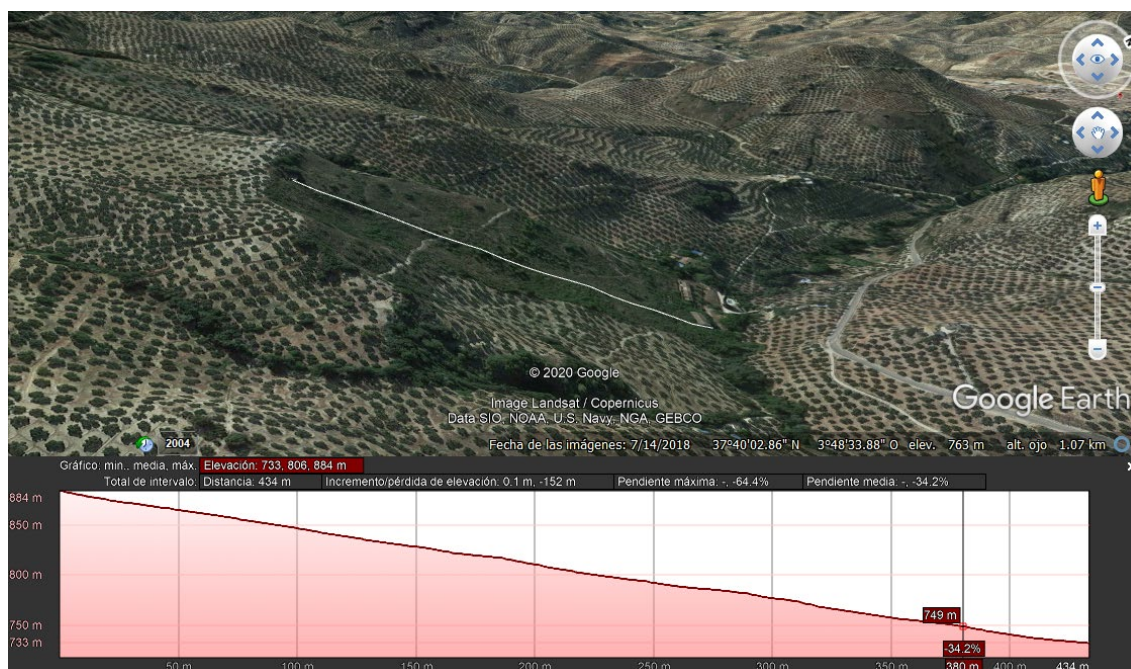


Imagen 4.2.1. Perfil cámara de carga hasta sala de máquinas. Fuente: Google Earth Pro

4.3 Salto Neto

En este apartado vamos a proceder a realizar el cálculo del salto neto, para ello necesitamos la altura del salto útil y las pérdidas totales de carga que vamos a obtener en el apartado 5. Para resolver este salto la fórmula es:

$$H_n = H_b - H_r$$

(Fórmula 3.3.1)

PÉRDIDA DE CARGA TOTAL (M)	3,7
SALTO NETO (M)	148,3

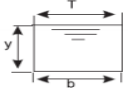
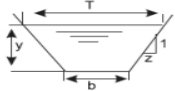
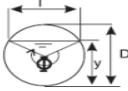
Tabla 4.3.1. Pérdidas de carga y salto neto

5. PERDIDAS DE CARGA

Las pérdidas de carga se refieren a las causadas por la fricción del agua con todos los elementos que se va a encontrar en su camino como el canal, rejillas, compuertas, codos, etc. Se mide como pérdidas de presión y van a ser calculadas con una serie de fórmulas de dinámica de fluidos en posteriores apartados vamos a poder ver adjuntando en cada apartado una tabla con las pérdidas correspondientes. El conjunto de todas estas pérdidas nos será útil para calcular el salto neto anteriormente mostrado.

5.1 Pérdida de carga en canales abiertos

En cuanto a las pérdidas en canales, vamos a tener unas diferentes pérdidas según el tipo de canal que nos vamos a encontrar, a continuación adjunto una tabla en la que se puede diferenciar los tipos de canales que existen:

			
área A	by	(b+zy)y	$\frac{1}{8}(\Phi - \text{sen}\Phi)D^2$
perímetro mojado P	b+2y	$b + 2y\sqrt{1+z^2}$	$1 / 2\phi D$
ancho en superficie T	b	b+2zy	$2\sqrt{y(D-y)}$
radio hidráulico R	$\frac{by}{b+2y}$	$\frac{(b+zy)y}{b+2y\sqrt{1+z^2}}$	$\frac{1}{4}\left(1 - \frac{\text{sen}\Phi}{\Phi}\right)D$
tirante hidráulico D	y	$\frac{(b+zy)y}{b+2zy}$	$\frac{1}{8}\left(\frac{\Phi - \text{sen}\Phi}{\text{sen}\frac{\Phi}{2}}\right)D$
factor de sección	$by^{1.5}$	$\frac{[(b+zy)y]^{1.5}}{\sqrt{b+2zy}}$	$\frac{\sqrt{2}(\theta - \text{sen}\theta)^{1.5}}{32\sqrt{\text{sen}\frac{\theta}{2}}\theta} D^{2.5}$

Dibujo 5.1.1. Tipos de canales. Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012). Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman

La pérdida de carga en un canal se basa en la siguiente fórmula:

$$hca = S * L$$

(Fórmula 5.1.1)

Siendo:

S= Gradiente hidráulico (pérdida de carga/metro)

L= Longitud del canal (m)

La pérdida de carga se expresa en metros

El gradiente hidráulico es:

$$S = \left(Q * n * \frac{P^{\frac{2}{3}}}{A^{\frac{5}{3}}} \right)^2$$

(Fórmula 5.1.2)

Donde:

Q = caudal de diseño (m³/s)

n = coeficiente de Manning

P = perímetro mojado (m)

A = área (m²)

Revestimiento del canal		Mini- mo	Nor- mal	Máxi- mo
a. Acero liso	Sin pintar	0,011	0,012	0,014
	Pintado	0,012	0,013	0,017
b. Cemento	Limpio en la superficie	0,010	0,011	0,013
	Con mortero	0,011	0,013	0,015
c. Madera	Cepillada sin tratar	0,011	0,012	0,014
	Cepillada creosotada	0,011	0,012	0,015
	Planchas con listones	0,012	0,015	0,018
d. Hormigón	Terminado con lechada	0,013	0,015	0,016
	Sin Terminar	0,014	0,017	0,020
	Gunitado	0,016	0,019	0,023
e. Mampostería	Piedra partida cementada	0,017	0,025	0,030
	Piedra partida suelta	0,023	0,032	0,035
	Fondo cemento, lados rip rap	0,020	0,030	0,035
f. De tierra recto y uniforme	Limpio, terminado recientemente	0,016	0,018	0,020
	Limpio con cierto uso	0,018	0,022	0,025
	Con musgo corto, poca hierba	0,022	0,027	0,033

Tabla 5.1.1. Tabla coeficientes de Manning según el revestimiento del canal. Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012). Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman.

Con la aplicación de las anteriores formulas y guiándonos según el tipo de canal y el revestimiento de nuestro canal, hemos obtenido la siguiente tabla:

CANAL	
MATERIAL	CEMENTO
TIPOLOGÍA DEL CANAL	RECTANGULAR
BASE DEL CANAL (m)	0,75
ALTURA DEL CANAL (m)	2,5
SECCIÓN DEL CANAL (m ²)	1,875
LONGITUD DEL CANAL (m)	2520
PERÍMETRO MOJADO (m)	5,75
CAUDAL (m ³ /s)	0,097309645
RADIO HIDRÁULICO (m)	0,326086957
n(COEFICIENTE DE MANNING)	0,013
S (PÉRDIDA DE CARGA POR UNIDAD DE LONGITUD)	2,02808E-06
PERDIDA DE CARGA TOTAL	0,005110757

Tabla 5.1.2. Tablas características del canal. Fuente: Elaboración propia.

5.2 Pérdida de carga en rejillas

Para las pérdidas en las rejillas de nuestra central a estudiar voy a aplicar las siguientes fórmulas para obtener una tabla con el total de las pérdidas. En este caso vamos a utilizar la ecuación de Kirchner:

$$h_r = K * \left(\frac{t}{b}\right)^{\frac{4}{3}} * \left(\frac{v_0^2}{2g}\right) * \sin \beta$$

(Fórmula 5.2.1)

Siendo:

K = 0,8 (limpia rejas) o K=1 (sin limpia rejas)

t=espesor de las barras (mm)

b=separación entre las barras (mm)

v₀=velocidad del agua entre 0,25-1 (m/s)

g=constante de la gravedad

β=ángulo de inclinación con la horizontal

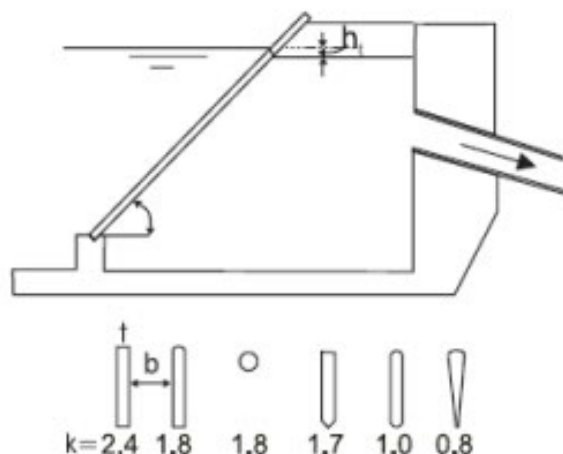


Imagen 5.2.1. Representación de pérdida de carga en rejilla

REJILLA TOMA DE ENTRADA	
MATERIAL	ACERO
ESPESOR DE LAS BARRAS (mm)	20
SEPARACIÓN ENTRE BARRAS (mm)	60
VELOCIDAD DEL AGUA (m ² /s)	1
K	1,7
CONSTANTE DE LA GRAVEDAD	9,81
ÁNGULO DE INCLINACIÓN CON LA HORIZONTAL	90
PERDIDA DE CARGA	0,020025725

Tabla 5.2.1. Tabla características rejilla de entrada. Fuente: Elaboración propia.

REJILLA CAMARA DE CARGA	
MATERIAL	ACERO
ESPESOR DE LAS BARRAS (mm)	10
SEPARACIÓN ENTRE BARRAS (mm)	40
VELOCIDAD DEL AGUA (m ² /s)	1
K	1,7
CONSTANTE DE LA GRAVEDAD	9,81
ÁNGULO DE INCLINACIÓN CON LA HORIZONTAL	80
PERDIDA DE CARGA	0,013438622

Tabla 5.2.2. Tabla características cámara de carga. Fuente: Elaboración propia.

5.3 Pérdida de carga en compuertas

La pérdida de carga en compuertas se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$h_c = \frac{\frac{d}{D} * v^2}{2g}$$

(Fórmula 5.3.1)

Siendo:

d=apertura de la compuerta (m)

D=alto de la compuerta

v=velocidad del agua, (0.25-1 m/s)

g=constante de la gravedad

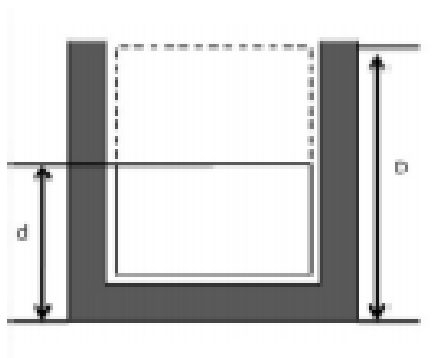


Imagen 5.3.1. Forma del modelo de compuertas. Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012). Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman.

COMPUERTA ENTRADA CANAL	
MATERIAL	MADERA
ANCHO (m)	0,8
ALTO (m)	2,4
APERTURA (m)	1,5
d/D	0,625
VELOCIDAD DEL AGUA (m ³ /s)	1
Kv	4,02
CONSTANTE DE LA GRAVEDAD	9,81
PERDIDA DE CARGA	0,204892966

Tabla 5.3.1. Tabla características compuerta entrada canal. Fuente: Elaboración propia.

COMPUERTA ENTRADA CAMARA DE CARGA	
MATERIAL	MADERA
ANCHO (m)	1,5
ALTO (m)	2,6
APERTURA (m)	2
d/D	0,769230769
VELOCIDAD DEL AGUA (m ³ /s)	1
Kv	1,6356
CONSTANTE DE LA GRAVEDAD	9,81
PERDIDA DE CARGA	0,083363914

Tabla 5.3.2. Tabla características compuerta entrada a cámara de carga. Fuente: Elaboración propia.

5.4 Pérdida de carga en tubería forzada

La pérdida de carga en la tubería forzada se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$ht = S * L$$

(Fórmula 5.4.1)

Siendo:

S=gradiente hidráulico

L=longitud de la tubería

TUBERÍA FORZADA	
MATERIAL	ACERO SOLDADO
CAUDAL (m ³ /s)	0,097309645
DIAMETRO INTERIOR (m)	0,3
n(COEFICIENTE DE MANNING)	0,012
LONGITUD (m)	438,2065723
S (PÉRDIDA DE CARGA POR UNIDAD DE LONGITUD)	0,007623727
PERDIDA DE CARGA TOTAL	3,340767247

Tabla 5.4.1. Tabla características tubería forzada. Fuente: Elaboración propia.

El gradiente hidráulico tiene la siguiente expresión:

$$S = 10.3 * \frac{n^2 * Q^2}{D^{5.23}}$$

(Fórmula 5.4.2)

Siendo:

n=coeficiente de Manning

Q=caudal de diseño

D=diámetro de la tubería

CÁLCULO TUBERÍA FORZADA		
H(M)	152	
Q(m ³ /s)	0,097309645	
V(m/s)	1,37664987	
e (mm)	0,001833526	2,3
QMAX	0,123	
D (M)	0,260749104	0,3
n	0,012	
L(M)	438,2065723	

Tabla 5.4.2. Tabla calculo tubería forzada. Fuente: Elaboración propia.

5.5 Pérdida de carga en codos

En nuestro caso no hay ningún caso de que existan codos, por lo tanto en este apartado no vamos a tener ningún tipo de pérdidas. Sin embargo a continuación expondremos las formulas y métodos para obtener los resultados de dichas perdidas. Hay dos tipos de codos, de ángulo vivo y de arco circular

➤ Codos de ángulo vivo

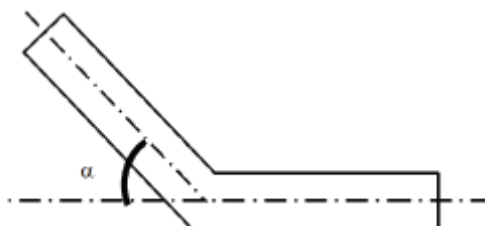


Imagen 5.5.1. Codo ángulo vivo. Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012). Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman.

$$h_4 = \xi \frac{V^2}{2g}$$

(Fórmula 5.5.1.)

El valor de ξ depende del ángulo α y tiene los siguientes valores:

$\alpha =$	20°	40°	60°	80°	90°	100°
$\xi =$	0,046	0,139	0,364	0,740	0,984	1,260

Tabla 5.5.1. Valores para el coeficiente. Fuente Blas Ogayar Fernández (2012).
Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman.

➤ Codos de arco circular

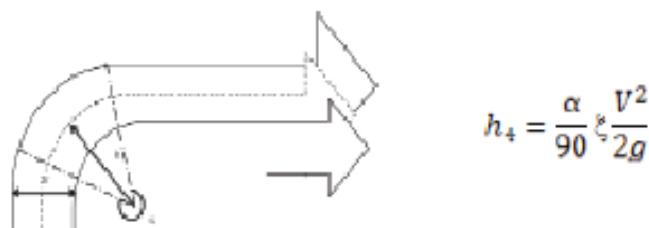


Imagen y formula 5.5.2. Codo de arco circular. Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012).
Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman.

El valor de ξ depende de la relación r/R y tiene los siguientes valores:

$r/R-$	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,9	1,0
Sección circular								
$\xi -$	0,131	0,138	0,158	0,206	0,294	0,444	1,408	1,979
Sección rectangular								
$\xi -$	0,124	0,135	0,180	0,250	0,390	0,643	2,271	3,228

Tabla 5.5.3. Valores para el coeficiente

5.6 Pérdida de carga en la válvula mariposa

La pérdida de carga en la válvula de mariposa se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$h_v = K_v * \frac{V^2}{2g}$$

(Fórmula 5.6.1)

Siendo:

K_v = constante que depende del tipo de tubo

V =velocidad del agua (m/s)

g =constante de la gravedad

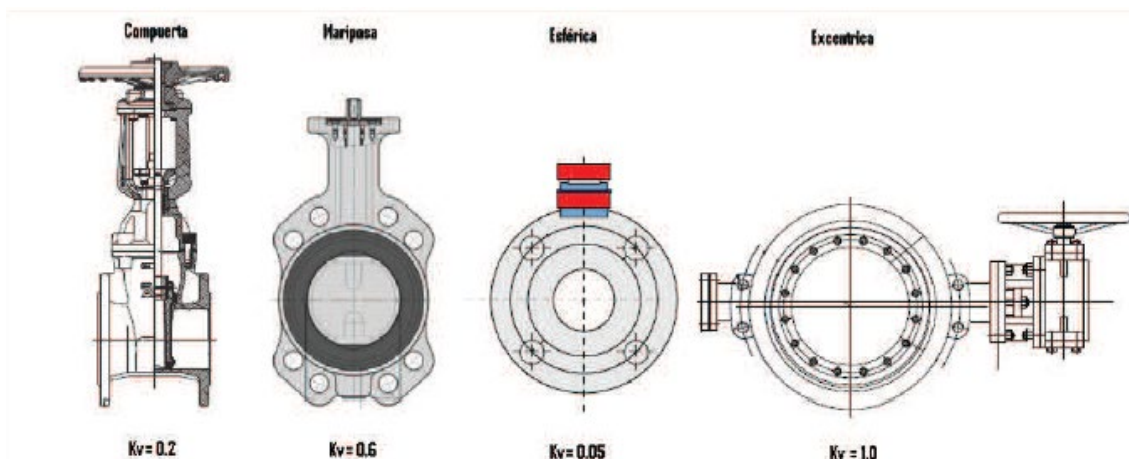


Imagen 5.6.1. Diferentes tipos de válvulas. Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012). Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman.

Hay diferentes constantes para los diferentes tipos de válvulas, para ello voy a adjuntar las tablas:

➤ Rectangular

d/D	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,9	1
K	193	44,5	17,8	8,12	4,02	2,08	0,09	0

Tabla 5.6.1. Coeficiente K_v para válvulas tipo rectangular. Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012). Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman

➤ Circular

d/D	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,9
K	48	12	4,4	2,06	1,1	0,5	0,4

Tabla 5.6.2. Coeficiente K_v para válvulas tipo circular. Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012). Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman

➤ Mariposa

Angulo x	10°	20°	30°	40°	50°	60°
A_x/A_0	0,826	0,658	0,500	0,357	0,234	0,134
Tubo rectangular K	0,45	1,34	3,54	9,27	24,9	77,4
Tubo circular K	0,52	1,54	3,91	10,8	32,5	118

Tabla 5.6.3. Coeficiente K_v para válvulas tipo mariposa. Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012). Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman.

VÁLVULA DE MARIPOSA	
MATERIAL	ACERO
VELOCIDAD DEL AGUA (m ³ /s)	1
Kv	0,6
CONSTANTE DE LA GRAVEDAD	9,81
PERDIDA DE CARGA	0,03058104

Tabla 5.6.4. Cálculos de pérdidas en la válvula mariposa. Fuente: elaboración propia

5.7 Pérdidas de carga totales

A continuación adjuntaremos una tabla en la que se puede ver la pérdida de carga total. Se calcula sumando todas las pérdidas de carga para el caso de nuestra central las pérdidas de carga totales son:

PÉRDIDA DE CARGA TOTAL (M)	
CANAL	0,005110757
TUBERÍA FORZADA	3,340767247
REJILLA TOMA DE ENTRADA	0,020025725
REJILLA CAMARA DE CARGA	0,013438622
COMPUERTA ENTRADA CANAL	0,204892966
COMPUERTA ENTRADA CAMARA DE CARGA	0,083363914
VÁLVULA DE MARIPOSA	0,03058104
PÉRDIDA DE CARGA TOTAL (M)	3,698180271
SALTO NETO (M)	148,3

Tabla 5.7.1. Cálculos de todas las pérdidas de cargas. Salto neto real. Fuente: elaboración propia

El salto neto de nuestra central ya puede ser calculado, para ello le restamos al salto útil las pérdidas totales de carga.

6. EQUIPAMIENTO HIDRÁULICO

6.1 Introducción

Ya calculados el salto neto y el caudal de diseño, vamos a proceder a la elección de la turbina que mejor se adapte en nuestro emplazamiento.

Para la elección del tipo de turbina vamos a tener en cuenta varios aspectos como son: el rendimiento de la turbina, el rango de funcionamiento de la turbina ya que si el caudal es mayor o menor de cierto rango, la turbina no se pondría en funcionamiento.

6.2 Tipos de turbina

La turbina es el elemento esencial para el aprovechamiento del caudal del agua de las centrales hidráulicas. Estas convierten la energía potencial del agua en energía mecánica por medio de un eje de rotación, acoplado a dicho eje un generador eléctrico para producir energía.

Se pueden clasificar de por diferentes factores; atendiendo a su funcionamiento, en turbinas de acción y de reacción.

Las turbinas de acción utilizan solamente la altura hasta el eje de las mismas y las de reacción aprovechan la altura del total disponible hasta el nivel de desagüe.

Las turbinas de acción son aquellas que utilizan tan solo la velocidad del flujo del agua para hacerlas girar. El tipo de turbina de acción más conocida es la Pelton, pero existe otro tipo denominado turbina de doble impulsión o de flujo cruzado conocida indistintamente por turbina Ossberger o Banki-Michell.

Las turbinas de reacción emplean tanto la presión como la velocidad para realizar trabajo de rotación. Los tipos básicos son: Francis, Hélice y Kaplan.

6.3 Elección de turbina

Para elegir la turbina de la minicentral a estudiar, nos hemos guiado por dos criterios que a continuación vamos a detallar, que son: según ábacos y según velocidad específica.

Para la elección del tipo de turbina hay que tener en cuenta el salto neto, el caudal de equipamiento y la velocidad específica. El primer paso es seleccionar el tipo de turbina a partir de ábacos en los que dependiendo del salto y el caudal nos recomienda un tipo de turbina u otro.

6.3.1 Según ábacos

Para preseleccionar el tipo de turbina a instalar en una minicentral, se puede utilizar ábacos que son facilitados por los fabricantes de turbinas. Con ellos, se determina el tipo de turbina a partir de los parámetros de salto y caudal. El tipo de turbina más adecuada para la instalación se obtiene entrando en abscisas con el salto en “m” y en ordenadas en el caudal de agua en “m³/s”.

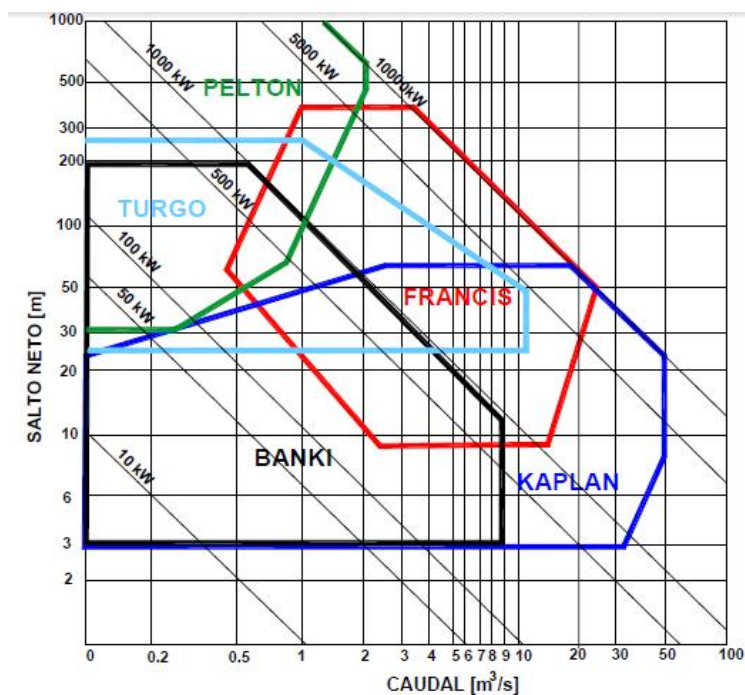


Imagen 6.3.1.1 Ábaco para la elección de turbina. Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012). Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman.

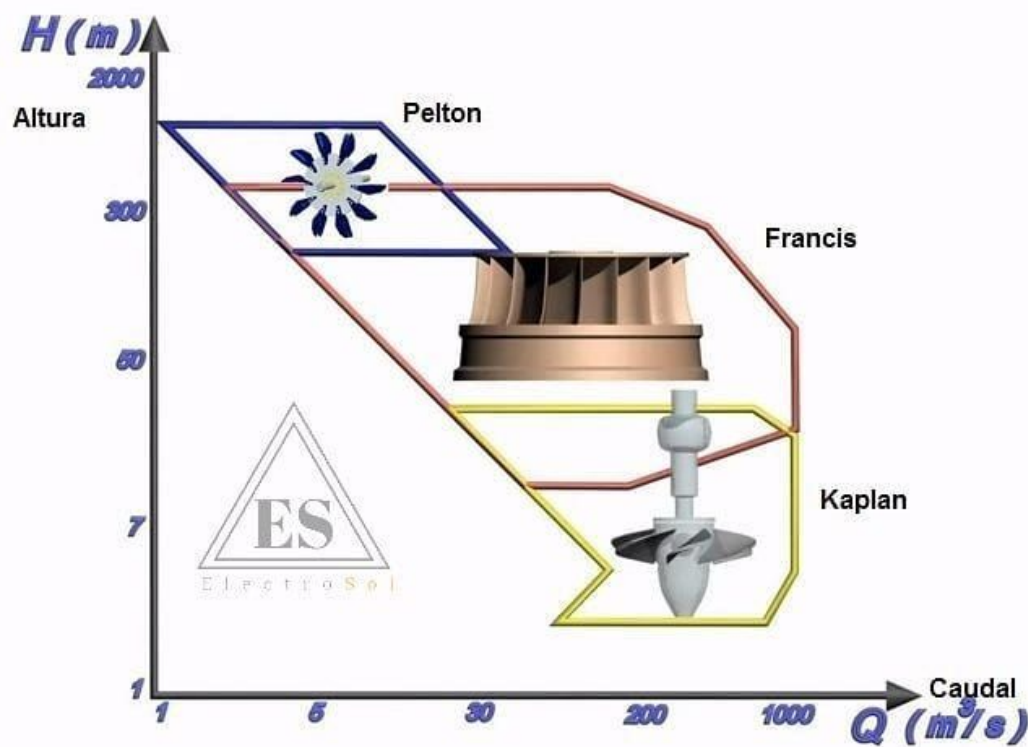


Imagen 6.3.1.2. Ábaco para la elección de turbina: Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012). Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman.

Según el ábaco para nuestro salto y caudal nos valdría una Pelton o una Turgo al ser el caudal pequeño seleccionaremos la turbina Pelton.

Qdiseño (m³/s)	0,097309645
Salto Neto (m)	148,3

Tabla 6.3.1. Datos elección turbina Pelton. Fuente: elaboración propia

6.3.2 Según velocidad específica

La utilización de la velocidad específica para seleccionar el tipo de turbina es un criterio más preciso que el anterior, ya que permite seleccionar con mejor criterio el tipo de turbina a instalar. Es un concepto basado en las propiedades de la semejanza que permite resolver el problema de la elección de turbina en una aplicación concreta. La costumbre ha consagrado varios tipos de velocidad específica.

Tipo de turbina	Características	n_s	C_v	n_s	n_q
Pelton	1 rodete y 1 chorro 1 rodete y 2 chorros	0,01 a 0,05	0,05 a 0,15	10 a 30	3 a 10
	1 rodete y 1 chorro 1 rodete y 4 chorros	0,05 a 0,11	0,15 a 0,35	30 a 50	10 a 17
	2 rodete y 2 chorros			40 a 65	13 a 21

Tabla 6.3.2.1. Características turbina Pelton según velocidad específica. Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012). Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman.

A continuación seleccionaremos el número de inyectores y de rodetes de la turbina Pelton mediante el criterio de la velocidad específica n_q la cual calcularemos mediante las siguientes expresiones:

- Velocidad específica (n_q): es la velocidad de giro expresada en r.p.m de la turbina modelo.

$$n_q = \frac{n * \sqrt{Q}}{H^{\frac{3}{4}}}$$

(Fórmula 6.3.2.1)

Siendo:

n =velocidad (r.p.m)

Q =caudal de diseño (m³/s)

H =salto neto en metros

Velocidad específica (Nq) (Turbina)	
Velocidad (n)=r.p.m	750
Qdiseño (Q)= m³/s	0,097309645
Salto neto (H)= m	148,3018197
Total	5,505279183

Tabla 6.3.2.2. Cálculo velocidad específica turbina. Fuente: Elaboración propia

- Velocidad específica (n_s): es la velocidad de giro expresada en r.p.m del rodete de la turbina modelo.

$$n_s = \frac{n * \sqrt{1,36P}}{H^{\frac{5}{4}}}$$

(Fórmula 6.3.2.2)

Siendo:

n=velocidad (r.p.m)

P=potencia en kW

H=salto neto (m)

Velocidad específica (Ns) (Rodete)	
Velocidad (n)=r.p.m	750
Qdiseño (Q)= m³/s	0,09730965
Salto neto (H)= m	148,30182
Potencia(Kw)=P	124,582
Total	18,8636027

Tabla 6.3.2.3. Cálculo velocidad específica rodete. Fuente: Elaboración propia

- Coeficiente de velocidad específica (C_v): es la velocidad de giro expresada en rad/s de una turbo máquina modelo. Es una magnitud adimensional.

$$C_v = \frac{w * \sqrt{Q}}{(g * H)^{\frac{3}{4}}}$$

(Fórmula 6.3.2.3)

Siendo:

w=velocidad (rad/s)

g=constante de gravedad (m/s²)

H=salto neto (m)

Q=caudal de diseño (m³/s)

Coeficiente velocidad específica (Cv)	
Velocidad (w)=rad/seg	78,5398
Salto neto (H)= m	148,3018197
Potencia (Kw)=P	124,582
Constante de gravedad (m/s ²)=g	9,81
Qdiseño (Q)= m ³ /s	0,097309645
Total	0,104005455

Tabla 6.3.2.4. Coeficiente velocidad específica (CV). Fuente: Elaboración propia

- Cifra de velocidad específica (n₀): Se utiliza para la selección de turbina.

$$n_0 = \frac{w * \sqrt{\frac{Q}{\pi}}}{(2gH)^{\frac{3}{4}}}$$

(Fórmula 6.3.2.4)

Siendo:

w=velocidad (rad/s)

g=constante de gravedad (m/s²)

H=salto neto (m)

Q=caudal de diseño (m³/s)

Cifra de velocidad específica (No)	
Velocidad (w)=rad/seg	78,5398
Salto neto (H)= m	148,30182
Potencia (Kw)=P	124,582
Constante de gravedad (m/s ²)=g	9,81
Qdiseño (Q)= m ³ /s	0,09730965
Π	3,14159265
Total	0,03489062

Tabla 6.3.2.5. Velocidad específica. Fuente: Elaboración propia

Los parámetros a tener en cuenta para las anteriores expresiones son:

La potencia generada por la turbina es calculada en el siguiente apartado de cálculos energéticos.

A partir de las expresiones y parámetros anteriores obtenemos todos los tipos de velocidad específica. Son los siguientes:

Tipo velocidad específica	
Velocidad específica (N_q) (Turbina)	5,505
Velocidad específica (N_s) (Rodete)	18,863
Coefficiente velocidad específica (C_v)	0,104
Cifra de velocidad específica (N_o)	0,034

Tabla 6.3.2.6. Cálculo de todas las velocidades específicas. Fuente: Elaboración propia

En relación con la tabla siguiente, vamos a hacer la elección de la turbina con sus rodets y chorros.

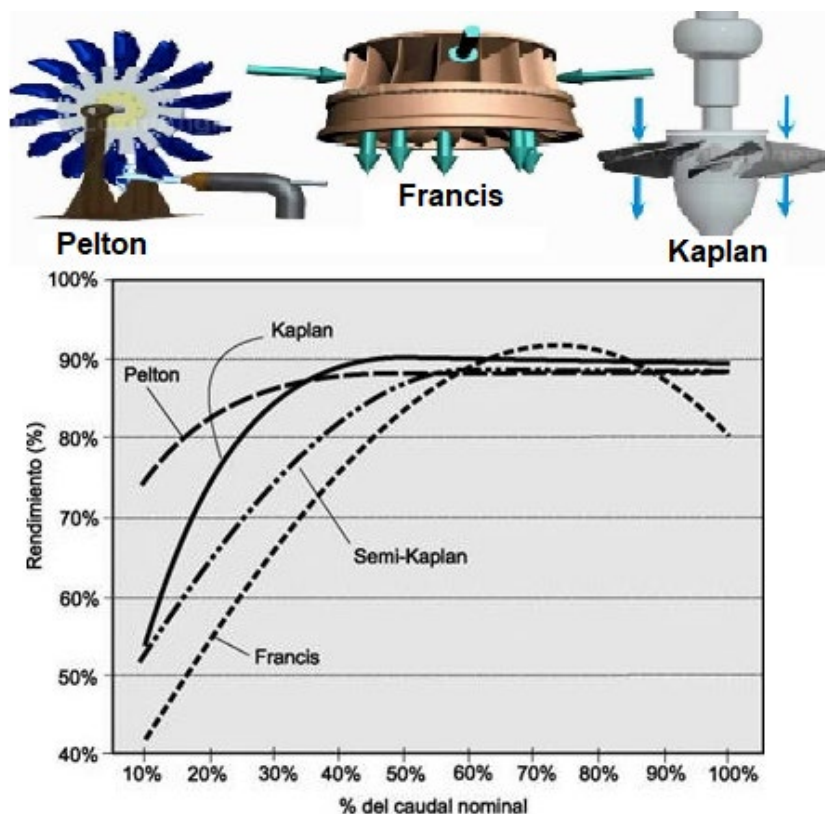
Tipo de turbina	Características	n_s	C_v	n_s	n_q
Pelton	1 rodete y 1 chorro	0,01 a 0,05	0,05 a 0,15	10 a 30	3 a 10
	1 rodete y 2 chorros				
	1 rodete y 1 chorro	0,05 a 0,11	0,15 a 0,35	30 a 50	10 a 17
	1 rodete y 4 chorros				
	2 rodete y 2 chorros			40 a 65	13 a 21

Tabla 6.3.2.7. Elección de tipo de turbina Pelton. Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012). Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman.

Con lo que finalmente seleccionaremos una turbina Pelton con 1 rodete y 1 chorro.

6.4 Rendimiento de la turbina

El rendimiento de la turbina es una magnitud variable que depende tanto del caudal como del salto. Durante el funcionamiento de las turbinas se producen pérdidas de energía que determinan el rendimiento de estas. Como se puede observar en la siguiente gráfica:

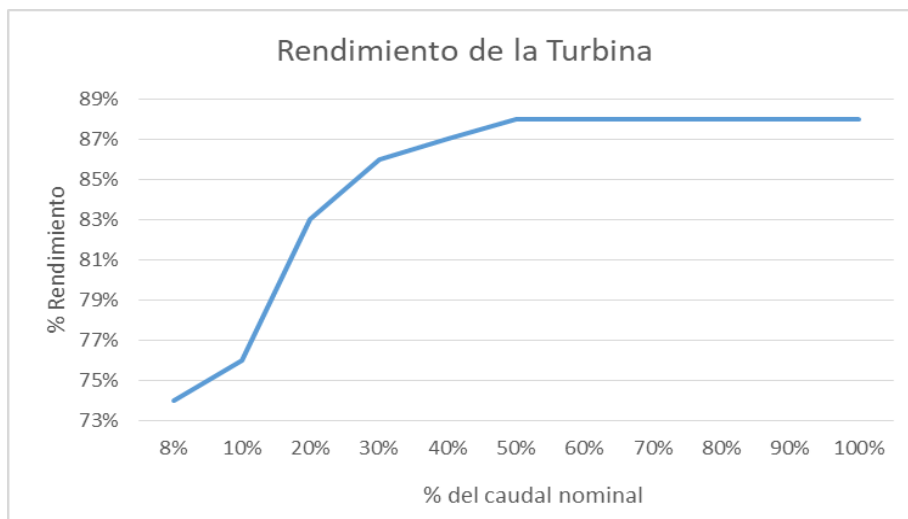


Grafica 6.4.1. Gráfica de rendimiento aproximado en función del caudal para diferentes tipos de turbinas. Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012). Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman.

Una vez hemos seleccionado la turbina, debemos tener en cuenta que el rendimiento de la turbina varía con el caudal turbinado por lo que deberemos obtener una expresión que relacione el rendimiento de la turbina con el caudal, esto lo haremos partiendo de la gráfica anteriormente mostrada a partir del rendimiento con el caudal para los distintos tipos de turbinas.

Q(%)	Rendimiento(%)
8%	74%
10%	76%
20%	83%
30%	86%
40%	87%
50%	88%
60%	88%
70%	88%
80%	88%
90%	88%
100%	88%

Tabla 6.4.1. Tabla de rendimiento aproximado de la turbina Pelton. Fuente: Elaboración propia.



Grafica 6.4.2. Gráfica de rendimiento aproximado de la turbina Pelton. Fuente: Elaboración propia.

La ecuación obtenida de la curva de rendimiento se utilizará posteriormente para el cálculo energético, ya que dependiendo el caudal que circule por las turbinas obtendremos un rendimiento diferente.

6.5 Potencia de la turbina

La turbina suministrará una potencia que va a ser función directa del caudal Q , de la altura neta del salto y por el rendimiento de la turbina que tiene un rendimiento medio de un 88%.

La expresión que define la potencia en el eje de la turbina será:

$$P_{turb} = 9,81 * H_{neto} * Q * \eta_{turb}$$

(Fórmula 6.5.1)

Siendo:

H_{neto} =salto neto

Q =caudal de diseño (m^3/s)

η_{turb} =rendimiento de la turbina

Potencia turbina	
Constante de gravedad (m/s^2)=g	9,81
Rendimiento de la turbina (%)	88%
$Q_{diseño}$ (Q)= m^3/s	0,09730965
Salto neto (H)= m	148,30182
Total (kW)	124,581641

Tabla 6.5.1 Potencia de la turbina. Fuente: Elaboración propia.

7. POTENCIA Y ENERGÍA DE LA MINICENTRAL

7.1 Potencia nominal de la central (potencia de la turbina)

A continuación podemos proceder a realizar una estimación de la potencia de la central, para ello supondremos un rendimiento de la turbina de un 88%:

$$P_{\text{nominal}} = g * Q_{\text{equipamiento}} * H_n * \eta_{\text{turbina}}$$

Fórmula 7.1.1

Siendo:

g =constante de gravedad

H_{neto} =salto neto

Q =caudal de diseño (m^3/s)

η_{turbina} =rendimiento de la turbina

Potencia nominal de la central	
Constante de gravedad (m/s^2)= g	9,81
Rendimiento de la turbina (%)	88%
$Q_{\text{diseño}} (Q) = m^3/s$	0,09730965
Salto neto (H)= m	148,30182
Total (kW)	124,581641

Tabla 7.1.1 Potencia nominal de la central (Turbina). Fuente: Elaboración propia.

7.2 Potencia de la central

La potencia de la central será igual a la de la turbina teniendo en cuenta el rendimiento del alternador

El rendimiento del alternador según datos del fabricante es del 95%.

Si suponemos que la instalación no necesitará multiplicador y que el alternador tiene un rendimiento del 95% la potencia eléctrica de la central será:

$$P_{\text{central}} = 9,81 * H_{\text{neto}} * Q * \eta_{\text{mult}} * \eta_{\text{alt}}$$

(Fórmula 7.2.1)

Siendo:

g =constante de gravedad

H_{neto} =salto neto

Q =caudal de diseño (m^3/s)

η_{turb} =rendimiento de la turbina

η_{alt} =rendimiento del alternador

Potencia eléctrica	
Constante de gravedad (m/s ²)=g	9,81
Rendimiento de la turbina (%)	88%
Qdiseño (Q)= m ³ /s	0,09730965
Salto neto (H)= m	148,30182
Rendimiento alternador %	95%
Total (kW)	118,352559

Tabla 7.2.1 Potencia eléctrica de la central. Fuente: elaboración propia.

7.3 Energía generada

Para calcular la energía producida en la central hay que calcular antes los caudales turbinables de la central, el índice de carga de las turbinas, el rendimiento de las turbinas del alternador y multiplicador y por último la potencia y energía generada cada día del año base de la central.

Los parámetros de la siguiente tabla son:

- Día: Días del año base anteriormente designado.
- Qd (m³/s): Caudal del río del año base
- Qdeco (m³/s): Caudal disponible que es igual al caudal del río menos el caudal ecológico (10% del caudal del río)
- Qturb(m³/s): Caudal turbinable cuando está trabajando la turbina. Esta situación ocurre cuando el caudal del río no es suficientemente grande como para poner en marcha las dos turbinas.

El caudal del río para que sea turbinable tiene que ser mayor o igual que el caudal mínimo técnico y menor o igual el caudal de equipamiento para una turbina. Si el caudal es mayor que el caudal de equipamiento para una turbina, entonces se echara en marcha la otra turbina, entonces estarán en funcionamiento las dos turbinas.

El caudal mínimo técnico de una turbina se calcula multiplicando el caudal de equipamiento de la turbina por el porcentaje del mínimo técnico para que la turbina se pueda echar en marcha.

El porcentaje del mínimo técnico de la turbina Pelton es del 8%. Es decir que a partir de que por el río circule el 8% del caudal de equipamiento es cuando la turbina se pone en funcionamiento.

El caudal mínimo técnico que tiene que circular por el río para que la turbina se ponga en funcionamiento es de **0,00973096 m³/s**.

- **R_{turb} (%)**: Es el rendimiento de la turbina según caudal tengamos en ese momento. Ese cálculo se realiza usando el porcentaje del caudal de ese momento y relacionándolo con la tabla de rendimientos de turbinas Pelton.
- **P (W)**: se refiere a la potencia que genera en ese momento, para ello uso la fórmula de multiplicar el contante de gravedad, el salto neto, caudal de ese día, rendimiento de la turbina y me da la potencia
- **E (kWh)**: es la energía que se genera por cada día. Para ello se multiplica la potencia de ese día por 24 horas del día y por el rendimiento del alternador.
- **E_{acum} (kWh)**: es la suma de todas las energías para saber que energía hemos generado a lo largo de todos los días.
- **Horas (H)**: son la horas de funcionamiento de la turbina por cada día

Día	Caudal Cuenca (Qd)	Caudal Cu Eco (Qdeco)	Caudal % (Q%)	Caudal turbinable (Q _{tur})	Rendimiento Turbina (R _{turb})	Potencia (P)	Energía (kWh)	Energía Acumulada (E _{acum})
23/10/1990	0,10812	0,09731	100,00	0,09731	0,832	117,78	2544,2	2544,2

Tabla 7.3.1. Tabla resumen de día con más generación. Fuente: Elaboración propia.

A continuación vamos a adjuntar una tabla resumen de los datos más importantes de la tabla anterior en los que incluyen datos que he usado para realizarla y soluciones.

Datos vertido a la red	
Caudal Ecológico (Q _{eco})(%)	10%
Constante de gravedad (m/s ²)=g	9,81
Rendimiento de la turbina (%)	88%
Q _{diseño} (Q)= m ³ /s	0,0973
Salto neto (H)= m	148,30
Rendimiento alternador (%)	95%
Tipo de turbina	Pelton
Potencia Turbina (kW)	124,58
Mínimo turbinable (m ³ /s)	0,00973
Coseno α	0,9
Precio (kWh/€)	Variable según día
Total ingresos (€)	23.208,55
Horas equivalentes (h)	21,6
Factor de no uso (%)	5%
Horas funcionamiento (h)	3815,75
Potencia del transformador (KVA)	125
Potencia eléctrica de la central (kW)	118,35
Energía Producida en el año (kWh)	475371,97

Tabla 7.3.2 Datos resumen importantes. Fuente: elaboración propia

De la tabla 7.3.1 completa adjunta en anexos, podemos obtener las gráficas de energía, potencia y energía acumulada por días y meses.

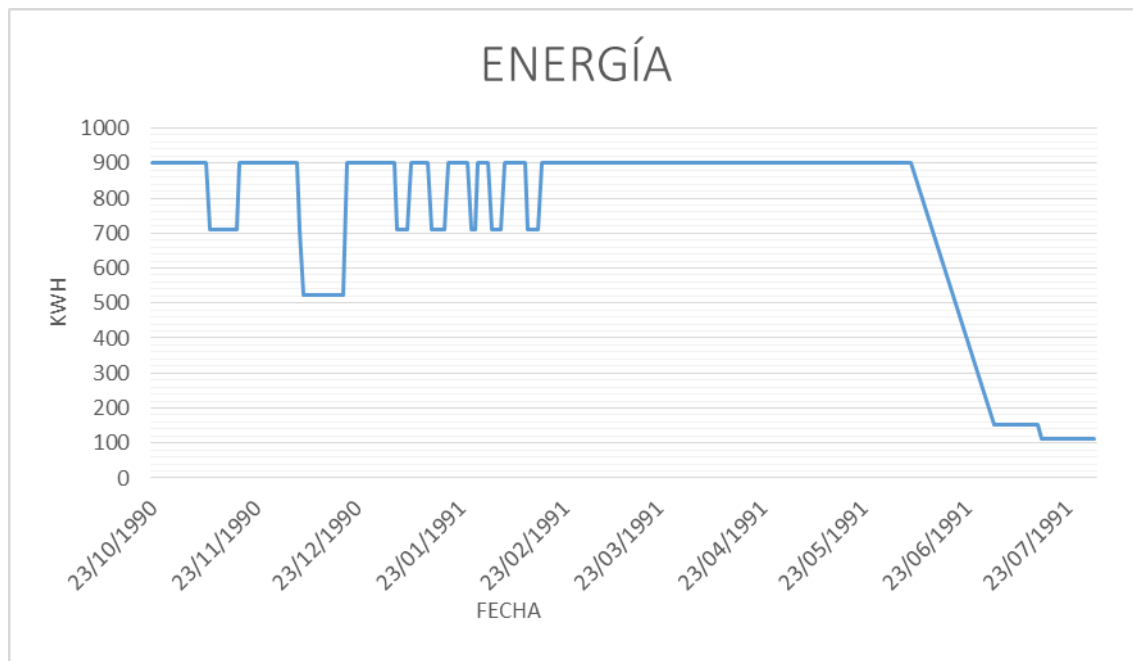
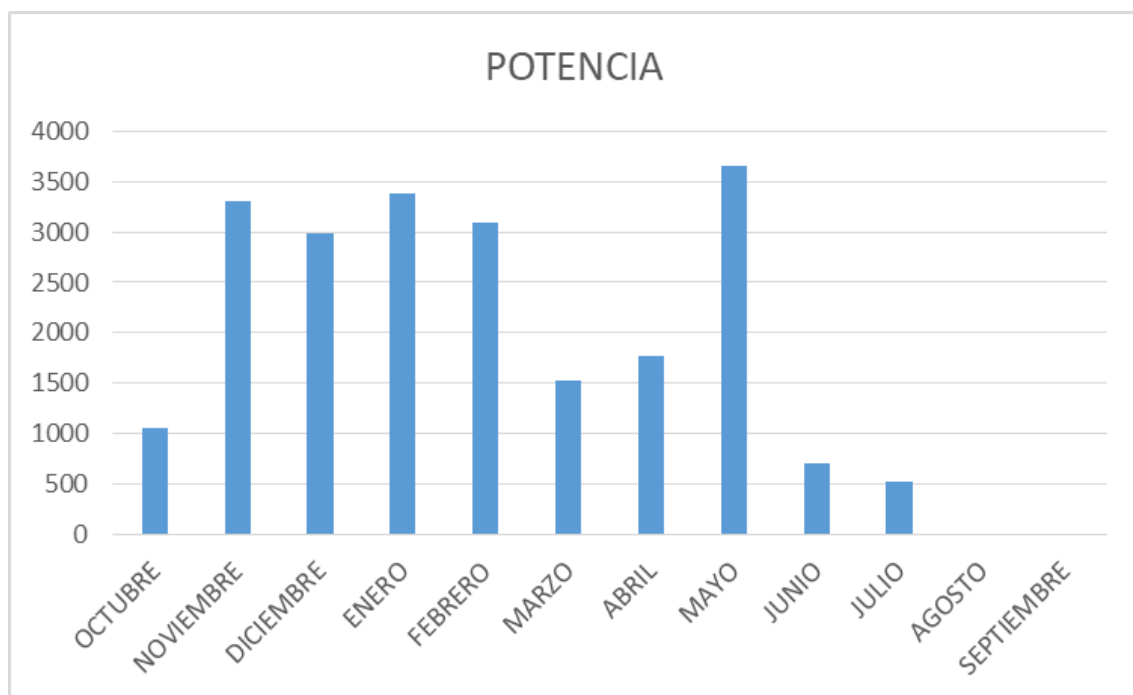
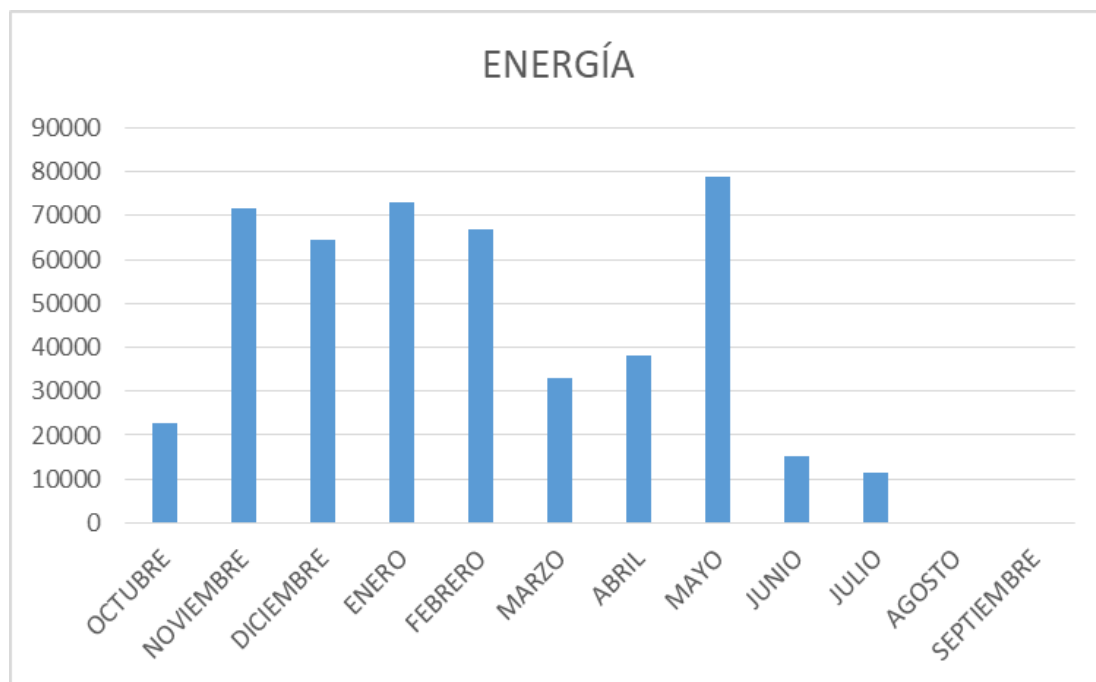


Gráfico 7.3.1 Energía diaria conseguida. Fuente: Elaboración propia



Gráfica 7.3.2. Potencia total de cada mes. Fuente: Elaboración propia.



Gráfica 7.3.3 Energía total de cada mes. Fuente: Elaboración propia.

Sumando la energía producida a diario se calcula la energía total producida en el año base, siendo esta de **475.371,973 kWh**

7.4 Horas equivalentes

Como ya se sabe que la producción total de energía a lo largo del año asciende a 475.371,973kWh. Si dividimos esta energía entre la potencia de la turbina (118 kW) obtendremos las horas equivalentes de funcionamiento que en total son 3815,74659 horas.

También deberemos tener en cuenta que la central tendrá que realizar paradas de mantenimiento por lo que consideraremos un coeficiente de no uso en 24 horas del 5% ascendiendo las horas de no funcionamiento al año a 190 horas por lo que las horas equivalentes de funcionamiento quedarían en 3624 horas.

$$HE = \frac{E_{gen}}{P_{tur}}$$

(Fórmula 7.4.1)

Siendo:

HE = Horas de funcionamiento de la central

Egen= Energía generada en la central durante el año base.

Ptur= Potencia total de las turbinas

7.5 Cálculo del transformador

La potencia del transformador es calculada con la siguiente expresión:

$$S = \frac{P_{central}}{\cos\alpha}$$

(Fórmula 7.5.1)

Siendo:

$P_{central}$ = Potencia de la central (KW)

$\cos\alpha$ = Coseno de α de la central

La potencia eléctrica de la central es de 118 kW por lo que no está normalizada para el transformador de la central, la potencia normalizada de nuestro transformador es 125 kVA

7.6 Evacuación de energía

La evacuación de energía producida se realizará en media tensión (24 kV) a través de una línea subterránea hasta el apoyo fin de línea que se encuentra en la misma parcela de la central a 300 m del edificio de la central, donde existe un centro de transformación intemperie del cual podremos abastecer a la central en baja tensión. El acoplamiento se realizará a través de un transformador de 125 kVA.



Imagen 7.6.1 Línea de evacuación eléctrica. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén



Imagen 7.6.2. Distancia entre apoyo y edificio de la central. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén.

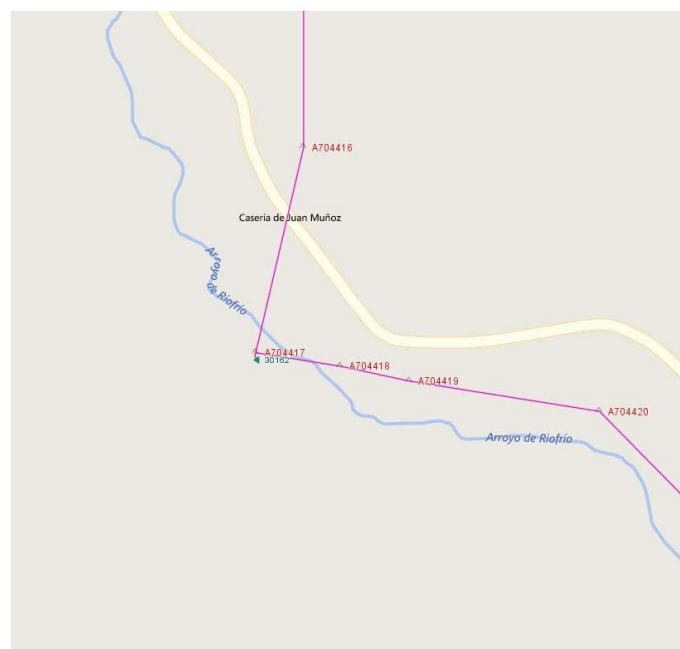


Imagen 7.6.3. Línea de evacuación eléctrica. Fuente: Estudio de viabilidad de minicentrales provincia de Jaén. AGENER-Universidad de Jaén.

7.7 Datos Generales de la mini central hidroeléctrica

Los parámetros más importantes de la central lo representamos en la siguiente tabla:

Datos vertido a la red	
Caudal Ecológico (Qeco)(%)	10%
Constante de gravedad (m/s ²)=g	9,81
Rendimiento de la turbina (%)	88%
Qdiseño (Q)= m ³ /s	0,0973
Salto neto (H)= m	148,30
Rendimiento alternador (%)	95%
Tipo de turbina	Pelton
Potencia Turbina (kW)	124,58
Mínimo turbinable (m ³ /s)	0,00973
Coseno α	0,9
Precio (kWh/€)	Variable según día
Total ingresos (€)	23.208,55
Horas equivalentes (h)	21,6
Factor de no uso (%)	5%
Horas funcionamiento (h)	3815,75
Potencia del transformador (KVA)	125
Potencia eléctrica de la central (kW)	118,35
Energía Producida en el año (kWh)	475371,97

Tabla 7.7.1 Datos resumidos. Fuente: Elaboración propia.

8. ESTUDIO DE COSTES DE UNA CENTRAL

8.1 Introducción

Para realizar un estudio de viabilidad de una central, debemos de hacer una estimación sobre los costes o beneficios que vamos a obtener de dichas instalaciones. Para ello hay que realizar posibles escenarios lo más reales posibles para poder decidir en la realidad si es viable la puesta en marcha de dicha central.

En el análisis que vamos a realizar se va a tomar como referencia una serie de datos y componentes para tasar sus beneficios y sus costes y comenzar con el estudio. En este grupo de parámetros hemos incluido lo necesario que compone una central minihidráulica, como por ejemplo, caudal turbinable, energía estimada, obra civil, equipamiento eléctrico, equipamiento mecánico, regulación y control, conexión a red, etc.

Para comenzar con dicho estudio, nos vamos a presentar en dicha central para ver qué elementos son combinados, reformados e ir tomando decisiones. En mi caso, voy a estimar el coste de la rehabilitación de la minicentral ya que lleva muchos años abandonada. En este cálculo tendremos que tener en cuenta el estado de la minicentral en general, donde incluimos el emplazamiento, azud, canales, rejillas, en general todo lo que ocupa la obra civil. No obstante no podemos olvidar el estado de acceso a dicha central ya que si fuera el caso, deberíamos de tener en cuenta ese coste adicional. También es importante tener en cuenta los cálculos que nos ha sugerido el estudio que he realizado anteriormente como por ejemplo el salto neto, el caudal que se va a turbinar, el tipo de turbina, generador, porque a partir de esto sabré la energía que voy a generar y poder vender para obtener beneficios.

A continuación hemos realizado una gráfica en la que he diferenciado los costes estimados para una rehabilitación de una central minihidráulica de manera aproximada y estudiando el estado de mi emplazamiento.

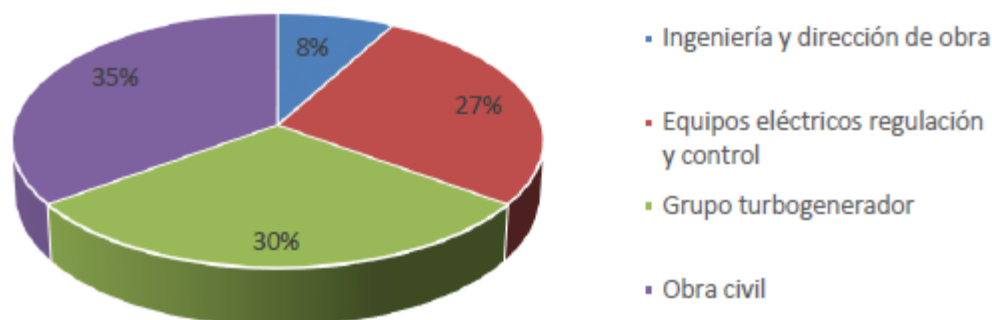


Gráfico 8.1.1 Inversión inicial en una central hidráulica tipo. Fuente. Blas Ogayar Fernández (2012). Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman..

8.2 Costes iniciales

Una vez mostrados los porcentajes de dichos costes, vamos a proceder a profundizar en los tipos de costes y en que emplazamiento se deben de realizar para así a continuación desglosar detalladamente cada coste para poder hacer un buen estudio de viabilidad de la minicentral.

COSTES INICIALES	
Costes de ingeniería	Proyectos y dirección de obra
	Legalizaciones, permisos e informes
	Azud
	Toma
	Canal
	Túnel
Costes de elementos de la central	Otras conducciones
	Cámara de carga
	Grupo electromecánico
	Protección, regulación y control
	Conexión a la red
	Línea eléctrica
	Accesos
	Tubería forzada
	Edificio
COSTES ANUALES	
Costes de ingeniería	Canon hidráulico
	Operación y mantenimiento
	Seguros
COSTES PERIÓDICOS	
	Reglaje de la turbina

8.2.1 Tabla resumen inversión inicial. Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012). Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman.ar

8.3 Costes de obra

Para el cálculo del coste de los distintos elementos que intervienen en la obra civil se utilizarán una serie de ecuaciones, cuyas expresiones estarán definidas en función de unos precios unitarios, de manera que su utilización sea fácilmente adaptable ante cualquier fluctuación de dichos precios unitarios, y también permita su utilización en otros países con nivel de precios diferentes.

En el caso de rehabilitación de centrales, los costes de estos elementos deberán estar afectados por un porcentaje de reparación, cuyo valor dependerá del estado en que se encuentre. Para los siguientes elementos: compuertas, rejillas, limpiar rejillas, azud se utiliza los porcentajes de 0 a 100 %, es decir o están en perfecto estado o hay que reponerlos, para así lograr un rendimiento óptimo de la instalación.

8.3.1 Coste obra civil

El cálculo de los costes iniciales de la obra civil se realiza tomando como base las mediciones reales. Se parte de las dimensiones de todos los elementos de la minicentral hidráulica. Dependiendo del estado en que se encuentren los distintos elementos de la obra civil se tendrán en cuenta las diversas partidas que intervienen en su rehabilitación, las cuales son:

- Demoliciones
- Movimientos de tierras.
- Cimentaciones.
- Estructura.
- Albañilería.
- Cubierta.
- Revestimientos.
- Carpinterías.
- Instalaciones.

Para calcular el coste hay que tener en cuenta el tanto por ciento a reparar y los distintos factores de construcción. El cálculo se realizará a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{COSTE} = S \cdot MB \cdot FE \cdot FC$$

(Fórmula 8.3.1.1)

Siendo:

S = Superficie en m²

MB = Módulo base construcción, el cual ha sido elaborado por el Colegio Oficial de Arquitectos, para este tipo de instalaciones.

FE = Factor de estado

FC = Factor de construcción

Para obtener los datos para resolver los costes con estas fórmulas vamos a proceder a realizar una serie de cálculos para obtener dichos datos y poder saber los costes que implica las obra del emplazamiento civil.

Siendo la superficie del edificio según el plano del edificio

$$S = \text{Sala de Máquinas} * \text{Taller-Almacén} * \text{Centro de Transformación} * \text{Oficinas} * \text{Servicios}$$

(Fórmula 8.3.1.2)

$$S = (11,5\text{m} * 9,5\text{m}) + (11,5\text{m} * 9,5\text{m}) + (5\text{m} * 3\text{m}) + (8\text{m} * 4\text{m}) + (3\text{m} * 3\text{m}) = 270\text{m}^2 \text{ aprox}$$

En cuanto al Módulo base de construcción, me he regido en el Coste Unitario de Ejecución CUE propone una metodología para estimar, de manera aproximada, el Presupuesto de Ejecución Material PEM de una edificación a partir de una información básica de las características del edificio y de su entorno.

Para ello, se recurre a la definición del Módulo Básico de Edificación MBE (€/m² construido) el cual representa el coste de ejecución material por metro cuadrado construido del Edificio de Referencia, construido en unas condiciones y circunstancias convencionales de obra. En este caso sería 605€/m² (04/2020)

INDUSTRIAL

Fecha de cálculo: Abril 2020

MBE 04/2020 = 605 €/m² COSTE UNITARIO DE EJECUCIÓN = 363,00 €/m²

NAVES DE FABRICACIÓN Y ALMACENAMIENTO	☒ FABRICACIÓN EN UNA PLANTA ☐ FABRICACIÓN EN VARIAS PLANTAS ☐ ALMACENAMIENTO
GARAJES Y APARCAMIENTOS	☐ GARAJES ☐ APARCAMIENTOS
SERVICIOS DE TRANSPORTE	☐ ESTACIONES DE SERVICIO ☐ ESTACIONES

Gráfico 8.3.1.1 Coste de fabricación. Fuente: Coste edificación (IVE).

Obteniendo el Factor de estado FE como el sumatorio del producto del porcentaje de participación por el porcentaje de ejecución:

Sala de máquinas	% Participación	% Ejecución
Demoliciones	7%	10%
Movimiento de tierras	5%	10%
Cimentación	10%	10%
Estructura	22%	10%
Albañilería	21%	100%
Cubierta	15%	100%
Revestimientos	10%	50%
Carpintería	5%	100%
Instalaciones	5%	100%

Tabla 8.3.1.1 Tabla de acciones a ejecutar para la rehabilitación del edificio. Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012). Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman.

$$FE = \sum \% Participación \cdot \% A \text{ ejecutar}$$

(Fórmula 8.3.1.3)

$$FE = (0.07 \cdot T_{de} + 0.05 \cdot T_{mt} + 0.1 \cdot T_{ci} + 0.22 \cdot T_{es} + 0.21 \cdot T_{al} + 0.15 \cdot T_{cu} + 0.1 \cdot T_{re} + 0.05 \cdot T_{ca} + 0.05 \cdot T_{in})$$

Siendo:

T_{de} = % a ejecutar de demoliciones

T_{mt} = % a ejecutar de movimientos de tierras

T_{ci} = % a ejecutar de cimentación

T_{es} = % a ejecutar de estructura

T_{al} = % a ejecutar de albañilería

Tcu= % a ejecutar de cubierta
Tre= % a ejecutar de revestimientos
Tca= % a ejecutar de carpinterías
Tin= % a ejecutar de instalaciones

Sala de máquinas	% Participación	% Ejecución	FE=%Pi·%Ei	
Demoliciones	7%	10%	T _{DE}	0,70%
Movimiento de tierras	5%	10%	T _{MT}	0,50%
Cimentación	10%	10%	T _{CL}	1,00%
Estructura	22%	10%	T _{ES}	2,20%
Albañilería	21%	100%	T _{AL}	21,00%
Cubierta	15%	100%	T _{CU}	15,00%
Revestimientos	10%	50%	T _{RE}	5,00%
Carpintería	5%	100%	T _{CA}	5,00%
Instalaciones	5%	100%	T _{IN}	5,00%
FE	0,554			

Tabla 8.3.1.2 Tabla de Factor para el cálculo de la rehabilitación del edificio. Fuente: Elaboración propia.

El precio del módulo de construcción (M) deberá ser ponderado por los factores que influyen directamente en la construcción, todos ellos quedarán englobados en el denominado factor de construcción (FC). La expresión para calcular el factor de construcción es:

Obteniendo el Factor de estado FC como el producto de los distintos Factores de construcción:

$$FC= FA*FL*FT*FC*FR*FCH*FOC$$

(Fórmula 8.3.1.3)

Factores de construcción(FC)	
F _A	1
F _L	1
F _T	1
F _C	1,1
F _{CH}	1
F _{OC}	1,3
F _G	1
FC	1,43

Tabla 8.3.1.3. Tabla de Factor de Construcción. Fuente: Elaboración propia.

Siendo:

- **Factor de accesibilidad (FA):** Determinado por la facilidad de acceder al edificio de la central.

Factor de accesibilidad

	F _A	DESCRIPCIÓN
Bueno	1	Con fácil acceso
Regular	1,5	Dificultad limitada
Malo	1,75	Con problemas de acceso
Muy Malo	2	Gran dificultad de accesibilidad

Tabla 8.3.1.4 Tabla de factor de accesibilidad. Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012).
Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman.

Dado que la central está en el centro del río, debido a una arriada se tuvo que construir otra presa, quedando el edificio en el centro del río.

Para la limpieza de lodos del edificio y para introducir el equipo electromecánico de la central, es necesario la utilización de un barco para realizar las tareas mencionadas anteriormente.

Por lo tanto la accesibilidad al edificio es muy mala y el factor de accesibilidad es: 1

- **Factor de localización (FL):** Los precios de materiales y mano de obra variarán en función de la localidad donde se encuentre el edificio. Este factor está definido por el COA, para cada municipio, estableciéndose, por ejemplo, para la provincia de Jaén los siguientes grandes bloques:

	F_L	DESCRIPCIÓN
Zona A	1	
Zona B	0,95	
Zona C	0,90	

Tabla 8.3.1.5. Tabla Factor de localización. Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012).
Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman

La central de Río Frio está en una situación muy buena y cerca de la carretera, por lo que su localización está en zona A, el factor de localización es: $A = 1$

- **Factor de tipología (FT):** Por sus características propias constructivas, cada tipo de turbina condicionará la recuperación de la obra civil del edificio. De acuerdo con las especificaciones de los distintos fabricantes este factor tendrán el siguiente valor:

Factor de tipología

	F_T	DESCRIPCIÓN
Pelton	1	Horizontal-vertical
Francis	1,25	Cámara abierta-espiral
Kaplan	1,75	Kaplan-semikaplan

Tabla 8.3.1.6. Tabla Factor de tipología. Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012).
Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman

Dado que el tipo de turbina de la central es Pelton, el factor de tipología es: Pelton = 1

- **Factor de calidad (FC):** La calidad de acabado y sistema constructivo de cada edificio condicionará el valor de este factor:

Factor de calidad

	F_C	DESCRIPCIÓN
Normal	1	Mampostería. Adobes. Cubierta fibrocemento- metálica
Alta	1,10	Muros de carga. Carpintería madera. Cubierta teja cerámica
Excelente	1,30	Hormigón armado. Cerramientos de alta calidad.

Tabla 8.3.1.7. Tabla Factor de calidad. Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012).
Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman

En el estudio de la central de Río Frío se ha considerado un factor de calidad alto, por lo que el factor de calidad valdrá: 1,10

- **Factor de recuperación (FR):** En un edificio ya realizado la dificultad contractiva es mayor que en un edificio de obra nueva. Todo ello debido a la utilización de materiales y técnicas destinadas a conservar el patrimonio anterior lo que conlleva una dificultad añadida. Los factores a considerar son:

Factor de recuperación

	F_R	DESCRIPCIÓN
Normal	1	No presenta grandes problemas la recuperación
Alto	1,30	Existen problemas añadidos en la recuperación
Superior	1,60	Para recuperar el edificio los condicionantes son bastantes elevados

Tabla 8.3.1.8 Tabla Factor de recuperación. Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012).
Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman

Dado que la central no presenta grandes problemas de recuperación, el factor de recuperación es: 1

- **Factor de catalogación histórica (FCH):** Las diversas administraciones están llevando a cabo la catalogación de los diversos inmuebles existentes en su territorio, para su posterior protección. Esto lleva consigo que un edificio catalogado como bien de interés histórico tendrá unos costes añadidos para su recuperación. En la provincia de Jaén se está procediendo a la catalogación de las diversas minicentrales existentes, con el fin de englobarlas en el catálogo de bienes culturales de la Junta de Andalucía. Los factores de catalogación histórica son:

Factor de catalogación histórica

	F_{CH}	DESCRIPCIÓN
No está catalogado	1	No está incluido
Existe catalogación	1,5	Está incluido dentro del catálogo de bienes históricos

Tabla 8.3.1.9 Tabla Factor de catalogación histórica. Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012). Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman

Dado que la central no está de momento catalogada, el factor de catalogación histórica es: 1

- Factor de obras complementarias (FOC): Incrementa el coste la existencia de elementos accesorios en el edificio como pueden ser aliviaderos, canal de desagüe, accesos múltiples, etc. Los factores de obra complementaria son:

Factor de obras complementarias

	F_{oc}	DESCRIPCIÓN
A	1	No existen obras complementarias
B	1,30	Existen pequeñas obras auxiliares
C	1,5	El número de elementos o tamaño es elevado
D	2	Existen gran cantidad de elementos que encarecen la obra civil (aliviaderos, canales, etc.)

Tabla 8.3.1.10. Tabla Factor obras complementarias. Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012). Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman

Dado que en la central solo existen pequeñas obras auxiliares de reparación, el factor de obra complementaria es: Pequeñas obras auxiliares= 1,30

Los parámetros para determinar el coste total de la obra civil y el coste de la obra civil a partir de las fórmulas es:

Coste del Edificio						
Sala de máquinas	% Participación	% Ejecución	$FE = \% P_i \cdot \% E_i$		Factores de construcción(FC)	
Demoliciones	7%	10%	T_{DE}	0,70%	F_A	1
Movimiento de tierras	5%	10%	T_{MT}	0,50%	F_L	1
Cimentación	10%	10%	T_{CL}	1,00%	F_T	1
Estructura	22%	10%	T_{ES}	2,20%	F_C	1,1
Albañilería	21%	100%	T_{AL}	21,00%	F_{CH}	1
Cubierta	15%	100%	T_{CU}	15,00%	F_{OC}	1,3
Revestimientos	10%	50%	T_{RE}	5,00%	F_G	1
Carpintería	5%	100%	T_{CA}	5,00%	FC	1,43
Instalaciones	5%	100%	T_{IN}	5,00%	FE	0,554
Superficie del edificio (m ²)						50
Módulo Base de construcción (€/m ²)						300
COSTE DEL EDIFICIO PRINCIPAL (€)						11.883,30 €

Tabla 8.3.1.11. Tabla de costes del edificio principal. Fuente: Elaboración propia.

8.3.2 Coste azud

Los parámetros que hay que tener en cuenta para el cálculo de costes del azud son los siguientes:

- Volumen del cuerpo de presa (m^3)
- Hormigón en estribos (m^3)
- Hormigón en pantalla (m^3)
- Hormigón en muros cajeros (m^3)
- Dimensiones del azud (m) Limpieza

Siendo el coste en cuerpo de presa y estribos:

$$CO_{pe} = (HCP + HET) * c_{Hla} * T$$

(Fórmula 8.3.2.1)

Siendo:

HCP = volumen de hormigón cuerpo de presa (m^3)

HET = volumen de hormigón estribos (m^3)

c_{Hla} = coste unitario de hormigón ligeramente armado ($€/m^3$)

T = tanto por ciento a reparar, dado que las presas están en perfectas condiciones, la única reparación que se debe realizar es la de limpieza de lodos.

La central a estudio consta de un azud por lo que a continuación expondremos el cálculo de costes de su reparación.

Coste del Azud	
Longitud del azud (m)	3
Altura del azud (m)	3
Anchura en la punta del azud (m)	0,5
Anchura en la base del azud (m)	2
Volumen de hormigón del cuerpo de la presa (m^3)	11,25
Coste del hormigón ligeramente armado ($€/m^3$)	80
% Reparación	10%
COSTE DEL AZUD	90,00 €

Tabla 8.3.2.1 Tabla de costes del azud. Fuente: Elaboración propia.

8.3.3 Coste canal

Los parámetros que hay que tener en cuenta para el cálculo de costes del canal son los siguientes:

- Parámetro de accesibilidad.
- Longitud del canal.
- Dimensiones del canal.
- % de recuperación.

Siendo el coste del canal:

$$CO_{can} = 0.2 * \left[2 * \sqrt{\frac{SCN - ACN^2}{4 + HCN^2}} + ACN \right] * (C_{Hla} + c_{pc}) * K_a * LCN * T_4$$

(Fórmula 8.3.3.1)

Siendo:

SCN, HCN, ACN=Dimensiones del canal (m)

LCN=Longitud del canal

cpc=Precio de metro lineal de reparación del canal (€/m)

Ka=Parámetro de accesibilidad

CHla=Coste unitario de hormigón ligeramente armado (€/m³)

T4=Tanto por ciento a reparar

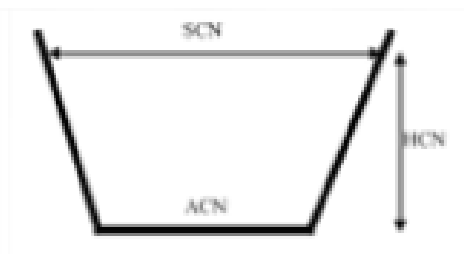


Imagen 8.3.3.1 Representación de las dimensiones del canal

En la siguiente tabla se puede ver el coste del Canal:

COSTE DEL CANAL	
Longitud del túnel (m)	2520
Anchura del canal (m)	0,75
Altura total del túnel (m)	1,5
% Reparación	1%
Coste del hormigón ligeramente armado (€/m³)	80
Coste del metro lineal de canal (€/m)	25
COSTE CANAL	2.763,42 €

Tabla 8.3.3.1. Tabla de costes del canal. Fuente: Elaboración propia.

En la siguiente tabla se puede ver el coste del Canal de desagüe:

COSTE DEL CANAL DE DESAGÜE	
Longitud del túnel (m)	450
Anchura del canal (m)	1,2
Altura total del túnel (m)	0,5
% Reparación	1%
Coste del hormigón ligeramente armado (€/m ³)	80
Coste del metro lineal de canal (€/m)	25
COSTE CANAL	340,67 €

Tabla 8.3.3.2 Tabla de costes del canal de desagüe. Fuente: Elaboración propia.

8.3.4 Coste cámara de carga

Los parámetros que hay que tener en cuenta para el cálculo de costes de la cámara de carga son los siguientes:

- Anchura (m).
- Altura (m).
- Longitud (m).
- % a reparar.

Siendo el coste en la cámara de carga:

$$CO_{HCC} = [(ACC + 2 \cdot e_{mc}) \cdot (HCC + 0.3) \cdot (LCC + 2 \cdot e_{mc}) - (ACC \cdot LCC \cdot HCC)] \cdot c_{Hma} \cdot T_5$$

(Fórmula 8.3.4.1)

Siendo:

ACC, LCC, HCC, emc=Dimensiones de la cámara de carga (m)

cHma=Coste unitario de hormigón muy armado (€/m³)

T5=Tanto por ciento a reparar

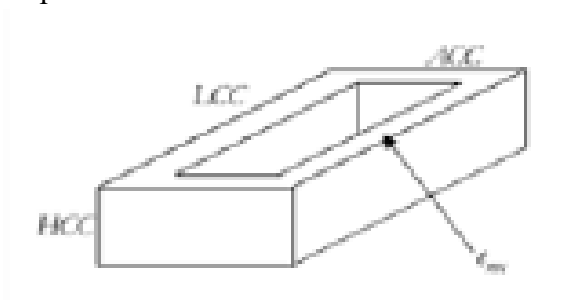


Imagen 8.3.4.1 Imagen de diseño de la cámara de carga. Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012). Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman

En la siguiente tabla se puede ver el coste de la Cámara de Carga:

CAMARA DE CARGA			
ALTURA INTERIOR (m)	4,2	Q	0,621
ANCHURA INTERIOR (m)	6	ACC	12,00
LONGITUD INTERIOR (m)	6	HCC	8,40
% A REPARAR	5,00%	LCC	0,28
C _{hma} €/m ³	80	e _{mc}	1,46
COSTE CAMARA DE CARGA			1.549,20 €

Tabla 8.3.4.1 Tabla de costes de la cámara de carga. Fuente: Elaboración propia.

8.3.5 Coste tubería forzada

Los parámetros que hay que tener en cuenta para el cálculo de costes de la tubería forzada son los siguientes:

- Espesor (mm).
- Diámetro óptimo (m).
- Longitud (m).
- % a reparar.

Como hemos comentado anteriormente la tubería forzada habría que sustituirla por completo, al ser el caudal de diseño mucho menor del original el diámetro necesario será inferior por lo que en este apartado procederemos a realizar un dimensionamiento básico de la tubería forzada, para ello utilizaremos la siguiente expresión:

$$D = \left(\frac{10,3 * n^2 * Q^2 * L}{h_t} \right)^{0,1875}$$

(Fórmula 8.3.5.1)

Dónde: n es el coeficiente de Manning (Al ser tubería de acero soldado 0.0012), Q es el caudal máximo (en nuestro caso la turbina nos permite hasta un 105% por lo que el máximo será 0,123 m³/s), L es la longitud de la tubería, D es el diámetro interior de la tubería y h_t son las pérdidas en la tubería.

Si queremos mantener las pérdidas por debajo del 4% la ecuación quedará:

$$D = 2,69 * \left(\frac{n^2 * Q^2 * L}{H} \right)^{0,1875}$$

(Fórmula 8.3.5.2)

Siendo H la diferencia de altura entre la cámara de carga y la turbina: Se puede decir que la diferencia de alturas es 152 m y la distancia horizontal 434 m.

Por lo que el diámetro de la tubería forzada sería:

$$D = 2,69 * \left(\frac{0,0012 * 0,123 * 434}{152} \right) = 0,273m = 0,3m$$

(Fórmula 8.3.5.3)

Donde H es la diferencia de altura entre la cámara de carga y la turbina, Q es el caudal máximo y número turbinas es el número de turbinas de la central, en nuestro caso 1.

$$e = 5,64 * 10^{-5} * 198^{\frac{19}{22}} * \left(\frac{0,123}{1} \right)^{\frac{9}{22}} = 0,002304 m = 2,3 mm$$

(Fórmula 8.3.5.4)

Como el mínimo permitido por ley a razón a las presiones sometidas es de 5mm, aunque nuestro cálculo nos da un espesor de 2,3mm, debemos de poner lo establecido que son 5mm.

Con lo que finalmente seleccionamos una tubería con un diámetro interior de 0,3 m y un espesor de 5mm.

Coste de instalación de la tubería por metro lineal Cins (€/m)	
Pendiente ≤ 10%	Pendiente ≥ 10%
200 + 140·D	400 + 140·D

Tabla 8.3.5.1 Costes de la instalación de tubería por metro. Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012). Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman

Siendo finalmente el coste de la tubería forzada:

$$COTF = (3.185 \cdot 104 \cdot Ct \cdot e \cdot D + Cins) \cdot L \cdot T4$$

(Fórmula 8.3.5.5)

Siendo:

Ct = Coste del kilogramo de tubería de acero (€/kg)

e = Espesor de la tubería (m)

D = Diámetro de la tubería (m)

Cins = Coste de instalación de la tubería (€/m)

L = Longitud de la tubería

T4 = Tanto por ciento a reparar

A continuación se procederá al cálculo del coste de la tubería forzada:

TUBERÍA FORZADA	
DIÁMETRO (m)	0,3
ESPESOR (m)	0,0050
LONGITUD (m)	438
COSTE INSTALACIÓN (€/m)	200,00
% A REPARAR	100%
COSTE TUBERÍA FORZADA	97.225,71 €

Tabla 8.3.5.2. Tabla de costes de la tubería forzada. Fuente: Elaboración propia.

8.3.6 Coste rejillas

El coste de las rejillas depende de dos factores:

- Área de la rejilla.
- % a reparar.

Para calcular el coste de cada una de las rejillas utilizaremos la ecuación:

$$CO_{rj} = S_{RE} * c_{rj} * T$$

(Formula 8.3.6.1)

Siendo:

SRE=Superficie de la rejilla

crj=Coste de la rejilla por m²

T=% a reparar

Siendo el coste de la rejilla del azud:

Coste de la rejilla del azul	
Ancho de la rejilla (m)	2,4
Alto de la rejilla (m)	2,4
Coste del m ² de rejilla (€/m ²)	350
% Reparación	20,00%
COSTE DE LA REJILLA	403,20 €

Tabla 8.3.6.1 Tabla de costes de rejillas del. Fuente: Elaboración propia.

Siendo el coste de la rejilla de la cámara de carga:

Coste de la rejilla de cámara de carga	
Ancho de la rejilla (m)	2,6
Alto de la rejilla (m)	1,5
Coste del m ² de rejilla (€/m ²)	350
% Reparación	20,00%
COSTE DE LA REJILLA	273,00 €

Tabla 8.3.6.2 Tabla de costes de rejillas de cámara de carga. Fuente: Elaboración propia.

8.3.7 Coste compuertas

El coste de las compuertas depende de dos factores:

- Superficie de la compuerta.
- % a reparar.

Para calcular el coste de cada una de las compuertas utilizaremos la ecuación:

$$CO_{cp} = S_{cp} * c_{cpt} * T$$

(Fórmula 8.3.7.1)

Siendo:

SCP=Superficie de la compuerta

ccpt=Coste de la compuerta por m²

T=% a reparar

Coste de la compuerta del azud:

Coste de la compuerta del azud	
Ancho de la compuerta (m)	1,6
Alto de la compuerta (m)	1
Coste del m ² de compuerta (€/m ²)	6000
% Reparación	20,00%
COSTE DE LA COMPUERTA	1.920,00 €

Tabla 8.3.7.1 Tabla de costes de la compuerta del azud. Fuente: Elaboración propia.

Coste de la compuerta de entrada al canal:

Coste de la compuerta de entrada del canal	
Ancho de la compuerta (m)	2,4
Alto de la compuerta (m)	0,75
Coste del m ² de compuerta (€/m ²)	6000
% Reparación	20,00%
COSTE DE LA COMPUERTA	2.160,00 €

Tabla 8.3.7.2 Tabla de costes de a compuerta del canal. Fuente: Elaboración propia.

Coste de la compuerta de vaciado del canal:

Coste de la compuerta de vaciado del canal	
Ancho de la compuerta (m)	1,1
Alto de la compuerta (m)	1
Coste del m ² de compuerta (€/m ²)	6000
% Reparación	20,00%
COSTE DE LA COMPUERTA	1.320,00 €

Tabla 8.3.7.3 Tabla de costes de a compuerta de vaciado del canal. Fuente: Elaboración propia.

Coste de la compuerta de canal de desagüe:

Coste de la compuerta del desagüe	
Ancho de la compuerta (m)	2
Alto de la compuerta (m)	1,3
Coste del m ² de compuerta (€/m ²)	6000
% Reparación	20,00%
COSTE DE LA COMPUERTA	3.120,00 €

Tabla 8.3.7.4 Tabla de costes de la compuerta del desagüe Fuente: Elaboración propia.

Coste de la compuerta de cámara de carga:

Coste de la compuerta de la cámara de carga	
Ancho de la compuerta (m)	2,6
Alto de la compuerta (m)	1,5
Coste del m ² de compuerta (€/m ²)	6000
% Reparación	80,00%
COSTE DE LA COMPUERTA	18.720,00 €

Tabla 8.3.7.5 Tabla de costes de la compuerta de la cámara de carga. Fuente: Elaboración propia.

8.4 Costes de equipamiento eléctrico

8.4.1 Equipamiento electromecánico

El coste del equipamiento electromecánico incluye la turbina, alternador, válvula automática, aspiración y elementos neumáticos de regulación. Se realiza a partir de la potencia P (kW) y del salto neto H (m). Al ser una turbina Pelton el coste vendrá dado por la siguiente ecuación:

$$CO_{eqem} = 17.693 * P^{0.635275} * H^{-0.281735}$$

(Fórmula 8.4.1.1)

Siendo finalmente el coste del equipamiento electromecánico:

Coste del equipamiento electromecánico	
Potencia nominal de la central (KW)	118
Salto neto (m)	148,30
COSTE DEL EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO	89.774,18 €

Tabla 8.4.1.1 Tabla de costes de equipamiento electromecánico. Fuente: Elaboración propia.

8.4.2 Protecciones, regulación y control

Las protecciones, la regulación y el control hacen referencia a:

- Dispositivos de control y regulación.
- Medidas del grupo.
- Protección del alternador.
- Interruptor automático.
- Corrección del factor de potencia.
- Unidad de sincronización.
- Elementos de campo.
- Equipo de alarmas, secuencias y comunicación

Se han calculado los costes de protecciones, regulación y control en base a las normas de la compañía distribuidora de la zona, Sevillana Endesa de electricidad, permitiendo maniobrar la futura minicentral a través de un sistema de telemando, así como permitir a la empresa explotadora de estas instalaciones, conocer el estado de funcionamiento en cada momento a distancia, así como la producción y cuantos demás parámetros considere oportunos.

Este coste depende exclusivamente de la potencia de la minicentral y para nuestro caso el coste sería:

COSTE PROTECCIONES, REGULACIÓN Y CONTROL	40.000,00 €
---	--------------------

Tabla 8.4.2.1 Tabla de costes de protecciones regulación y control. Fuente: Elaboración propia.

8.4.3 Conexión a la red eléctrica

Para calcular los costes de conexión a la red eléctrica hay que tener en cuenta una serie de costes fijos y variables:

Los costes fijos son:

- Celdas.
- Unidades de protecciones de red.
- Cuadro de medida y facturación.
- Montaje e instalación.

Y los costes variables son:

- Coste del transformador de potencia.
- Coste de la batería de condensadores.

Siendo el coste total:

$$CO_{cre} = 49.887 + (0,0012 * P^2 + 22,911 * P + 343,64) + (4.043,2 * \ln(S) - 15.794)$$

(Fórmula 8.4.3.1)

Siendo:

P=Potencia del generador

S=Potencia del transformador

Siendo finalmente el coste de la conexión a red:

Coste conexión a red	
Tensión de salida nominal (HV)	24
Potencia del transformador (KVA)	125
Potencia nominal turbina (KW)	125
COSTE DE CONEXIÓN A RED	56.483,71 €

Tabla 8.4.3.1 Tabla de costes de conexión a red. Fuente: Elaboración propia.

8.4.4 Línea eléctrica

Para calcular los costes de la línea eléctrica hay que tener en cuenta una serie de factores:

- Longitud de la línea.
- Accesibilidad a la línea.
- Accidentabilidad del terreno.

Siendo el coste total:

$$CO_{LE} = C_{LKM} * FA * FT * LL$$

(Fórmula 8.4.4.1)

Siendo:

CLKM=Cose de la línea por km

FA=Factor de accesibilidad de la instalación

FT=Factor de accidentabilidad del terreno

LL=Longitud de la línea

Siendo finalmente el coste de la línea eléctrica:

Coste Línea eléctrica	
Factor de accesibilidad	1,00
Factor de accidentabilidad	1,20
Coste de línea eléctrica por km (€/km)	15.000,00
Longitud de la línea eléctrica (km)	0,300
COSTE DE LA LÍNEA ELÉCTRICA	540,00 €

Tabla 8.4.4.1 Tabla de costes de línea eléctrica. Fuente: Elaboración propia.

8.5 Resumen de costes iniciales

Vamos a exponer una tabla en la que incluyen todos los costes iniciales que son necesarios para la reapertura de la minicentral. A continuación adjuntamos tabla:

RESUMEN DE COSTES	
COSTE DEL AZUD	90,00 €
COSTE CANAL	3.104,09 €
COSTE CAMARA DE CARGA	1.549,20 €
COSTE TUBERÍA FORZADA	97.225,71 €
COSTE EDIFICIO	11.883,30 €
COSTE EQUIPAMIENTO ELECTROMECAÁNICO	89.774,18 €
COSTE PROTECCIÓN REGULACIÓN Y CONTROL	40.000,00 €
COSTE CONEXIÓN A RED	57.000,57 €
COSTE LÍNEA	540,00 €
COSTE DE LA REJILLA	676,20 €
COSTE DE COMPUERTAS	27.240,00 €
TOTAL COSTES REHABILITACIÓN ELEMENTOS	329.083 €

Tabla 8.5.1 Tabla resumen de costes iniciales de rehabilitación de los elementos.

Fuente: Elaboración propia.

8.6 Costes de ingeniería

Todos y cada uno de los estudios necesarios para llevar a cabo la realización de la rehabilitación de la minicentral hidroeléctrica que nos ocupa junto con las siguientes actividades determinarán los costes asociados a Ingeniería:

- Costes asociados a distintas actividades y/o estudios.
- Realización del proyecto.
- Dirección del Proyecto y Obra.
- Legalización, permisos e informes.

Todos estos costes son muy subjetivos y difíciles de valorar, por lo que normalmente suelen estimarse en valores constantes o como un porcentaje de los costes totales de los elementos de la central. Los costes de ingeniería estimados en este estudio son por un lado, el proyecto, dirección del proyecto y dirección de obras y por otro lado legalización, permisos e informes.

8.6.1 Proyecto, dirección del proyecto, dirección de obras, legalización, permisos e informes.

Los costes asociados al proyecto, dirección del proyecto y la dirección de obra varían en función de las características de los mismos, por lo que se puede calcular el importe utilizando un % del coste total de los elementos de la central. En nuestro caso estimaremos éste en un 8% siendo el coste finalmente

Los costes asociados a las legalizaciones, permisos e informes varían en función de las características de los mismos, por lo que se puede estimar el importe de éstos como un % del coste total de los elementos de la central. En este caso estimados ese porcentaje en un 1% siendo el coste:

	%	€
Coste del proyecto	8%	26.327 €
Coste de la legalización	1%	3.291 €
Costes de ingeniería		29.617 €

Tabla 8.6.1 Tabla de costes de proyecto y legalización. Fuente: Elaboración propia.

8.7 Costes totales de la rehabilitación

El coste total de la rehabilitación de la minicentral hidroeléctrica comprende la rehabilitación de todos los elementos necesarios para el funcionamiento de la minicentral además de los costes de ingeniería, por lo que para nuestro caso el coste total de rehabilitación sería:

Costes rehabilitación de elementos		329.083 €
Coste del proyecto	8%	26.327 €
Coste de la legalización	1%	3.291 €
Inversión Inicial		358.701 €

Tabla 8.7.1 Tabla de costes de rehabilitación de la minicentral. Fuente: Elaboración propia.

8.8 Costes anuales

Los costes anuales contemplados para esta minicentral son por un lado operación y mantenimiento y por otro lado seguros.

8.8.1 Operación y mantenimiento

Se calculan teniendo en cuenta la energía producida (kW) y los costes anuales de la central obteniendo un coste en €/kWh el cual se ha estimado en 0.0145160€/kWh incrementándose un 2% anual.

Los costes asociados a los seguros varían en función de las características de los mismos por lo que estimaremos este importe con un % del coste total de los elementos de la central, utilizaremos un 1% siendo el coste el primer año:

Costes Anuales		
Energía Producida (kWh)	475372	
Inversión inicial	358.701 €	
Canon hidráulico	0	0 €
Operación de mantenimiento	0,014516	6.900 €
Seguros	1%	3.587 €
Costes Anuales Totales		10.488 €

Tabla 8.8.1 Tabla de costes de mantenimiento y seguros. Fuente: Elaboración propia.

8.9 Costes periódicos

El principal coste periódico que debemos tener en cuenta para nuestra minicentral es el

Reglaje de la turbina. Cada 12 años (aunque puede variar en función del fabricante) se debe realizar un reglaje a la turbina, el coste del mismo lo podemos considerar como un % del coste del equipamiento electromecánico. Se ha estimado ese porcentaje sea del 2% siendo el coste:

Reglaje de turbina	1.795 €
--------------------	---------

Tabla 8.9.1 Tabla de costes de reglaje de turbina. Fuente: Elaboración propia.

8.10 Valor residual

El proyecto se ha contemplado con una duración de 25 años. El valor residual de la maquinaria nos marca el valor de la instalación al final del proyecto como un % de la inversión inicial. Se ha estimado que ese % sea del 15% siendo el valor final:

Valor Residual	53.805 €
----------------	----------

Tabla 8.10.1 Tabla de costes de valor residual. Fuente: Elaboración propia.

9. ANÁLISIS DE VIABILIDAD

Un proyecto de inversión en un aprovechamiento hidroeléctrico exige unos pagos, extendidos a lo largo de su ciclo de vida, y proporciona unos ingresos también distribuidos en el mismo periodo de tiempo. Los pagos incluyen el coste inicial de inversión, extendido en el tiempo gracias a los mecanismos de financiación externa, y unas cantidades anuales con una parte fija (seguros e impuestos diferentes del que grava los beneficios) y otra variable (gastos de operación y mantenimiento) mientras que los ingresos corresponden a las ventas de electricidad generada.

Al final del proyecto, cuya vida está en general limitada por la duración de la autorización administrativa, quedará un valor residual que en teoría siempre es positivo. El análisis económico tiene como objetivo comparar ingresos y gastos para cada una de las posibles alternativas a fin de decidir cuál de entre ellas es la que conviene acometer, o si hay que renunciar definitivamente al proyecto.

Desde el punto de vista económico, una central hidroeléctrica difiere de una central térmica, en que la primera exige un costo de inversión más elevado que la segunda, pero por el contrario, sus costes de explotación son sensiblemente inferiores al no necesitar combustible (el equivalente al combustible es el agua que mueve las turbinas, que por lo general es gratis, aun cuando excepcionalmente, la autoridad de la cuenca, puede exigir un canon por turbinar aguas previamente reguladas por obras hidráulicas situadas aguas arriba del aprovechamiento), cuya repercusión sobre el precio del kWh generado es importante.

El primer problema que se plantea la finalizar la inversión, es si los cálculos deben hacerse en moneda real o en moneda constante. En la práctica se considera que los gastos y los ingresos se ven igualmente afectados por la inflación por lo que, en general, se recomienda elaborar el análisis en moneda constante.

Con esta perspectiva los costes futuros, de renovación o de cualquier otro tipo, se evalúan a los precios actuales. Si hay razones para creer que ciertos factores evolucionarán con una tasa diferente a la del IPC, estos se harán crecer, o disminuir, a la tasa de inflación diferencial. Por ejemplo, si se presupone que las tarifas eléctricas van a subir un punto por debajo del IPC, habrá que considerar que los ingresos por este concepto van a disminuir una tasa del 1% anual, mientras que el resto de los factores permanecen constantes.

El primer paso para evaluar económicamente un proyecto es el de estimar con la mayor precisión posible el coste de la inversión y los posibles ingresos que puede generar.

9.1 Evaluación de ingresos

Principalmente tenemos dos tipos de ingresos:

- Subvenciones.
- Precio de venta de la energía.

9.1.1 Subvenciones

La subvención consiste en la entrega de una cantidad de dinero por la Administración, a un particular, sin obligación de reembolsarlo, para que realice cierta actividad que se considera de interés público. Como técnica de intervención administrativa.

La subvención crea una relación jurídica que vincula a la Administración y al beneficiario. El beneficiario tiene, cumplidas las condiciones legales, un derecho a recibir la subvención, obligándose en consecuencia a realizar la actividad beneficiada.

Para el estudio actual no se contempla ningún tipo de subvención debido a que en el momento de realización de este estudio previo no existe ninguna. En el momento de llevar a cabo la realización del proyecto se deberá comprobar si existiera

9.1.2 Precio venta de las energías de vertido a red

El precio de venta de energía del actual estudio se ha calculado realizando la estimación del precio de casación diario y por hora, del año 2019/2020 que proporciona el mercado de electricidad OMIE.

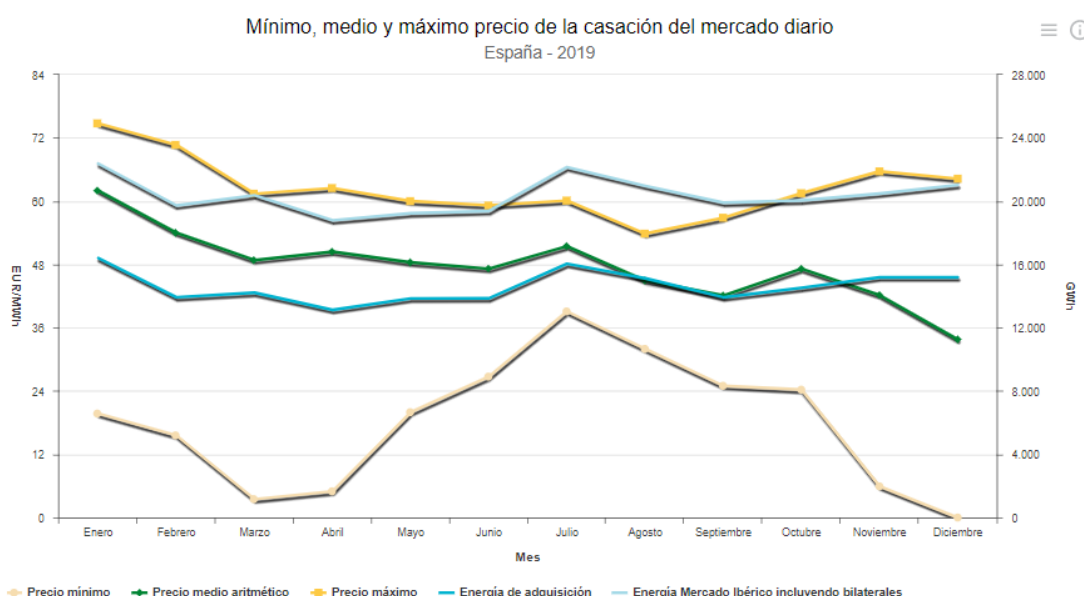


Gráfico 9.1.2.1. Gráfico de variación del precio de venta de energía en el año 2019.

Fuente: OMIE

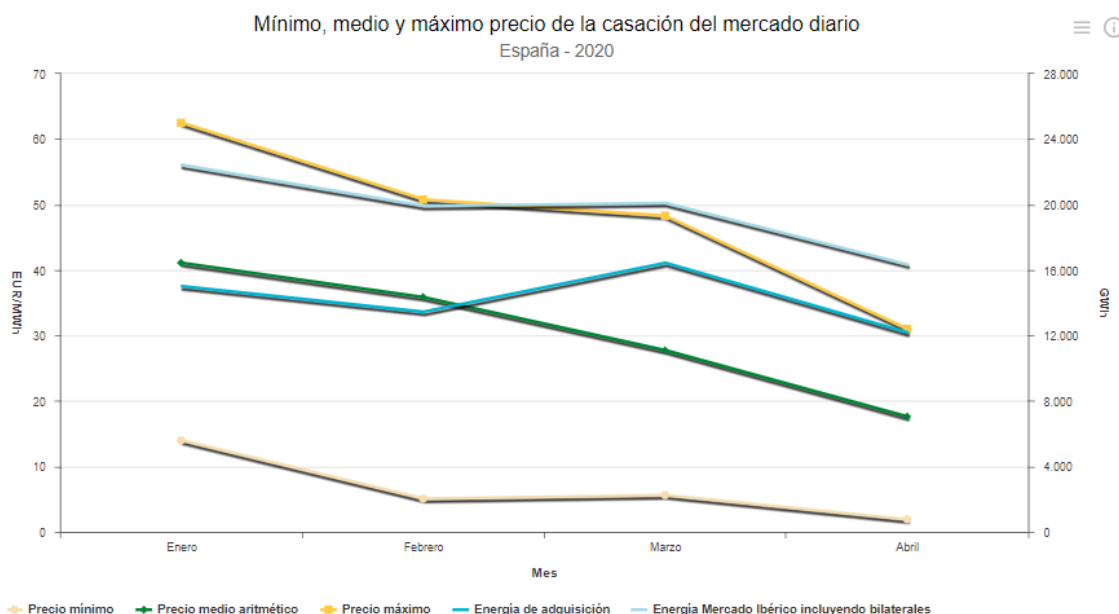


Grafico 9.1.2.2. Gráfico de variación del precio de venta de energía primer trimestre 2020. Fuente: OMIE

Mes	P mínimo	Precio medio aritmético	P máximo	Energía de adquisición (GWh)	Energía total con bilaterales (GWh)
Ene	19,74	61,99	74,74	16.408	22.375
Feb	15,60	54,01	70,66	13.930	19.729
Mar	3,52	48,82	61,41	14.214	20.370
Abr	5,00	50,41	62,48	13.132	18.788
May	20,00	48,39	60,00	13.853	19.229
Jun	26,73	47,19	59,21	13.862	19.371
Jul	39,10	51,46	60,10	16.043	22.144
Ago	32,00	44,96	53,84	15.126	20.968
Sep	25,00	42,11	56,86	13.926	19.902
Oct	24,27	47,17	61,50	14.522	20.040
Nov	5,95	42,19	65,64	15.191	20.481
Dic	0,03	33,80	64,26	15.190	21.021
Media	19,87	47,79	61,46	14.368,00	20.205,00

Tabla 9.1.2.1. Tabla de representación del precio de venta de energía en el año 2019. Fuente: Elaboración propia.

El precio medio de venta de energía para el año 2019 es de 47,79€/MWh por lo que el precio del kWh es de 0,04779€

Este método del precio medio de venta de energía no es del todo veraz ya que cada hora del día el precio de venta de energía varía notablemente. Con lo cual hemos realizado una tabla en la que hemos desglosado el precio por hora de cada día para que el precio de venta de energía generada por nuestra mini central sea lo más real y sepamos si es viable su rehabilitación.

A continuación adjuntaremos parte de una tabla que hemos realizado en la que se puede ver el precio hora/día para el cálculo.

PRECIO DE LA ENERGIA - OMIE (Eur/MWh)																									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Media día
1 Enero	66,8	66,8	66	63,6	58,8	55,4	56	61	61	61	63	63	64	65,8	65	60,8	61	63	66,66	67	67,26	68	67	64	63,45

Tabla 9.1.2.2. Tabla de representación del precio de venta de energía por hora/día en el año 2019. Fuente: Elaboración propia.

9.2 Elementos para el análisis

El análisis de la viabilidad es el estudio que dispone el éxito o fracaso de un proyecto a partir de una serie de datos base de naturaleza empírica.

Los análisis de la viabilidad se utilizan a nivel de dirección técnica de proyecto para sentar las bases de toma de decisiones ejecutivas en el clima en el cual el proyecto se desarrollará.

El primer paso para el estudio es saber el precio de venta de energía que se ha estimado anteriormente es variable según el día. Los cálculos necesarios para llevar a cabo el análisis de viabilidad de la central minihidráulica de Río Frío se han realizado con la ayuda de una hoja de cálculo. Los datos utilizados para la realización del análisis de viabilidad son los siguientes:

Datos económicos	
Coste inicial(€)	358.701 €
Potencia (kW)	118,35
Energía anual(kWh)	475.371,97
Horas equivalentes	3815,75
Índice de potencia (€/kWh)	3.030,78 €
Índice de energía (cE/kWh)	75,46
Vida útil(años)	25
Precio energía (€/kWh)	Variable según día
Reglaje de la turbina	1.795 €
Operación y mantenimiento	6.900 €
Seguros (€)	3.587 €
Valor residual(€)	53.805 €
Tasa de actualización	6%
Tasa variac. Precio elect	2,00%
IPC(%)	1,00%
Factor de paro técnico	5%
Financiación ajena	80%
Importe préstamo	286.960,59 €

Interés préstamo	5%
Años préstamo	15
Ingresos totales venta energía año 2019	23208,55€

Tabla 9.2.1 Tabla resumen de datos económicos de nuestra minicentral. Fuente: Elaboración propia.

9.3 Flujos de caja y su estimación

Se entiende por flujo de caja los flujos de entradas y salidas de caja o efectivo en un periodo dado.

El flujo de caja es la acumulación neta de activos en un periodo determinado y, por lo tanto, constituye un indicador importante de la liquidez.

El flujo neto de caja de un momento determinado t es la diferencia entre los cobros generados por esa inversión en el momento t y los pagos que esa inversión requiere en esos momentos t .

$$Q_t = C_t - P_t$$

(Fórmula 9.3.1)

Siendo:

C_t =Ingresos

P_t =Gastos

Q_t =Flujo neto de caja del año t

Los flujos netos de caja y su previsión en la mayoría de los proyectos de inversión resulta compleja, no obstante, hay ciertas normas que deben cumplirse:

1. Diferencia entre flujo neto de caja y los beneficios. En la mayor parte de los nuevos proyectos se suele estimar que los ingresos totales de cada periodo coincidirán con los cobros de ese periodo y que todos los gastos del periodo salvo las amortizaciones coincidirán con los pagos de ese periodo. Las amortizaciones son gastos de cada año pero no son pagos de ese año. Contablemente cuando se realiza una inversión no se imputa como coste de ese año el que se efectúa sino que su implante se divide en una cuota de amortización que se va descontando a lo largo de los sucesivos ejercicios económicos, sin embargo, en el presupuestario de inversiones se ha de tener en cuenta el pago correspondiente íntegramente al periodo donde se realiza el desembolso, por lo tanto puede suponerse que el flujo neto de caja de un periodo t es igual al beneficio de t más las amortizaciones de t .

2. Momento en que se generan los flujos netos de caja. El flujo neto de caja se genera a 31 de Diciembre.
3. Al generar una inversión, los únicos cobros y los únicos pagos que se tienen en cuenta son los que se derivan directamente del proyecto.

$$C_n = C_0 \cdot (1 + \gamma)^n$$

(Fórmula 9.3.2)

$$C_0 = C_n (1 + \gamma)^n$$

(Fórmula 9.3.3)

Siendo:

C_n = Capitalización

C_0 = Actualización (capital inicial)

γ = Interés

n = Número de años

Una vez conocido el procedimiento de obtención de los flujos de caja y teniendo en cuenta los siguientes datos, se procede al cálculo con la ayuda de una tabla Excel:

- Ingresos = Ingresos anuales de la instalación.
- Préstamo = Cantidad anual pagada al banco, se han supuesto 15 años.
- O. y M. = Gastos en operación y mantenimiento.
- Reglaje turbina = Gastos en el reglaje de la turbina, cada 12 años.
- Seguros = Gastos anuales en seguros.
- Gastos = Suma de préstamos, gastos en operación y mantenimiento, reglaje de la turbina y seguros.
- Q = Ingresos menos gastos.
- i = Tasa de descuento.
- n = Año.
- Acumulado = Ingresos menos gastos acumulados anualmente

Año	Ingresos	O.M	Seguros	Gastos	Flujos de caja	FC Acum	PayBack	(1+I) ⁿ	Flujo-Des
0					-71.740 €	-71.740 €	-71.740 €		-71.740 €
1	23.209 €	6.900 €	3.587 €	10.488 €	12.721 €	-59.019 €	-59.019 €	1,06	-55.678,40 €
2	23.673 €	6.970 €	3.623 €	10.592 €	13.080 €	-45.939 €	-45.939 €	1,12	-40.885,33 €
3	24.146 €	7.039 €	3.659 €	10.698 €	13.448 €	-32.491 €	-32.491 €	1,19	-27.279,98 €
4	24.629 €	7.110 €	3.696 €	10.805 €	13.824 €	-18.667 €	-18.667 €	1,26	-14.786,07 €
5	25.122 €	7.181 €	3.733 €	10.913 €	14.208 €	-4.459 €	-4.459 €	1,34	-3.331,83 €
6	25.624 €	7.252 €	3.770 €	11.022 €	14.602 €	10.143 €	10.143 €	1,42	7.150,35 €
7	26.137 €	7.325 €	3.808 €	11.133 €	15.004 €	25.147 €	25.147 €	1,50	16.724,06 €
8	26.659 €	7.398 €	3.846 €	11.244 €	15.415 €	40.562 €	40.562 €	1,59	25.449,17 €
9	27.193 €	7.472 €	3.884 €	11.356 €	15.836 €	56.398 €	56.398 €	1,69	33.381,99 €
10	27.736 €	7.547 €	3.923 €	11.470 €	16.266 €	72.664 €	72.664 €	1,79	40.575,48 €
11	28.291 €	7.622 €	3.962 €	11.585 €	16.706 €	89.371 €	89.371 €	1,90	47.079,45 €
12	28.857 €	7.699 €	4.002 €	11.701 €	15.361 €	104.732 €	104.732 €	2,01	52.048,45 €
13	29.434 €	7.776 €	4.042 €	11.818 €	17.616 €	122.348 €	122.348 €	2,13	57.361,60 €
14	30.023 €	7.853 €	4.082 €	11.936 €	18.087 €	140.435 €	140.435 €	2,26	62.114,61 €
15	30.623 €	7.932 €	4.123 €	12.055 €	18.568 €	159.003 €	159.003 €	2,40	66.346,49 €
16	31.236 €	8.011 €	4.164 €	12.176 €	19.060 €	178.063 €	178.063 €	2,54	70.093,92 €
17	31.860 €	8.091 €	4.206 €	12.297 €	19.563 €	197.626 €	197.626 €	2,69	73.391,32 €
18	32.498 €	8.172 €	4.248 €	12.420 €	20.077 €	217.703 €	217.703 €	2,85	76.271,01 €
19	33.148 €	8.254 €	4.291 €	12.545 €	20.603 €	238.306 €	238.306 €	3,03	78.763,32 €
20	33.810 €	8.337 €	4.333 €	12.670 €	21.140 €	259.447 €	259.447 €	3,21	80.896,70 €
21	34.487 €	8.420 €	4.377 €	12.797 €	21.690 €	281.137 €	281.137 €	3,40	82.697,86 €
22	35.176 €	8.504 €	4.421 €	12.925 €	22.252 €	303.388 €	303.388 €	3,60	84.191,81 €
23	35.880 €	8.589 €	4.465 €	13.054 €	22.826 €	326.214 €	326.214 €	3,82	85.402,01 €
24	36.598 €	8.675 €	4.509 €	13.185 €	21.618 €	347.832 €	347.832 €	4,05	85.907,01 €
25	37.329 €	8.762 €	4.555 €	13.316 €	24.013 €	371.845 €	371.845 €	4,29	86.639,38 €

Tabla 9.3.1. Tabla de datos para estudio de viabilidad desde el punto de vista de la inversión. Fuente: Elaboración propia.

Préstamo	Interés	Amortización	Flujo de caja Accionista	FC Accionista Acum	Payback Accionista	(1+I) ⁿ	Flujo-Des- Accionista
			-286.961 €	-286.961 €	-286.961 €		-286.961 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-6.410 €	-293.370 €	-293.370 €	1,06	-276.764,38 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-6.050 €	-299.421 €	-299.421 €	1,12	-266.483,28 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-5.683 €	-305.103 €	-305.103 €	1,19	-256.170,74 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-5.307 €	-310.410 €	-310.410 €	1,26	-245.874,06 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-4.922 €	-315.333 €	-315.333 €	1,34	-235.634,94 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-4.529 €	-319.862 €	-319.862 €	1,42	-225.489,92 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-4.127 €	-323.989 €	-323.989 €	1,50	-215.470,91 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-3.715 €	-327.704 €	-327.704 €	1,59	-205.605,53 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-3.295 €	-330.999 €	-330.999 €	1,69	-195.917,58 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-2.864 €	-333.863 €	-333.863 €	1,79	-186.427,35 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-2.424 €	-336.287 €	-336.287 €	1,90	-177.151,98 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-3.770 €	-340.057 €	-340.057 €	2,01	-168.998,01 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-1.514 €	-341.571 €	-341.571 €	2,13	-160.142,01 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-1.044 €	-342.615 €	-342.615 €	2,26	-151.539,01 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-563 €	-343.178 €	-343.178 €	2,40	-143.196,10 €
			19.060 €	-324.118 €	-324.118 €	2,54	-127.587,77 €
			19.563 €	-304.555 €	-304.555 €	2,69	-113.100,84 €
			20.077 €	-284.478 €	-284.478 €	2,85	-99.664,99 €
			20.603 €	-263.875 €	-263.875 €	3,03	-87.214,04 €
			21.140 €	-242.734 €	-242.734 €	3,21	-75.685,71 €
			21.690 €	-221.044 €	-221.044 €	3,40	-65.021,41 €
			22.252 €	-198.793 €	-198.793 €	3,60	-55.165,99 €
			22.826 €	-175.967 €	-175.967 €	3,82	-46.067,60 €
			21.618 €	-154.349 €	-154.349 €	4,05	-38.120,93 €
			24.013 €	-130.336 €	-130.336 €	4,29	-30.368,11 €

Tabla 9.3.2. Tabla de datos para el estudio de viabilidad desde el punto de vista del accionista. Fuente: Elaboración propia.

9.3.1 Consideraciones sobre los flujos de caja

- Puede ser positivo o negativo.
- Normalmente se producen los cobros y los pagos en el transcurso del año y no sólo al final. Se acepta que se considere un único Flujo de Caja al final por efectos de simplificación.

9.3.2 Flujos de caja en este estudio

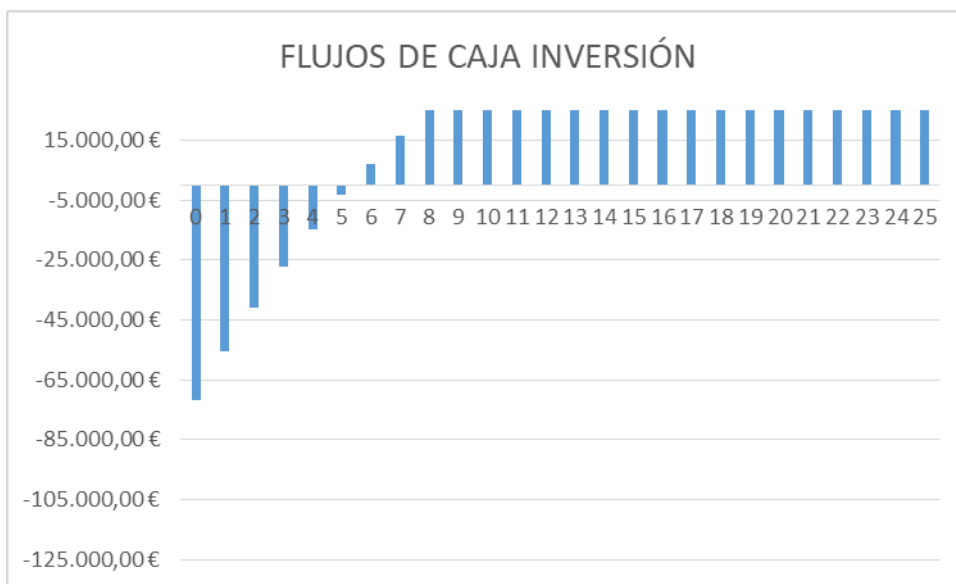


Gráfico 9.3.2.1. Gráfico de repesenaion de los fljo sde caja desde el punto de vista de la inversión. Fuente: Elaboración propia.

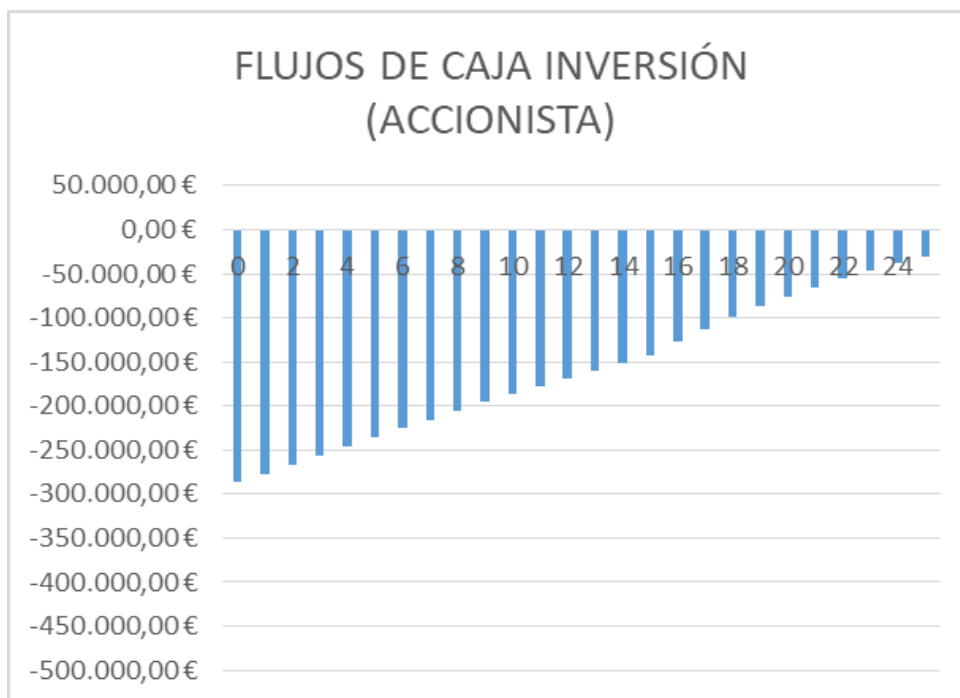


Gráfico 9.3.2.2. Gráfico de repesenaion de los flujos de caja desde el punto de vista del accionista. Fuente: Elaboración propia.

En la primera gráfica podemos observar el flujo de caja de la inversión y en la segunda gráfica el flujo de caja del accionista que se diferencia de la primera en que se incluye el préstamo.

En ambas gráficas se representa la vida útil estimada de la central, 25 años. El año 0 es el momento en que realizamos la inversión, antes de la puesta en marcha de la instalación.

9.4 Métodos de evaluación económica

El método más simple de evaluar diferentes proyectos consiste en comparar el ratio de inversión total a potencia instalada (o a energía producida). Está claro que este método, al no implicar de forma directa a los ingresos no puede dar una indicación precisa de la rentabilidad, pero constituye ya un primer criterio de evaluación.

9.4.1 Método del periodo de recuperación de la inversión.

El método calcula el número de años que se necesitan para poder recuperar, con los beneficios, el coste total de la inversión. Este tiempo en general, se calcula considerando beneficios antes de impuestos.

Los costos de inversión incluyen, costes de ingeniería, obtención de los necesarios permisos y autorizaciones administrativas, obra civil y equipo electromecánico.

Los beneficios corresponden a las ventas anuales de electricidad, una vez deducidos los gastos de operación y mantenimiento. En general, se estima en el sector que, para que una inversión sea interesante, el periodo de recuperación debe ser inferior a 8 años.

El método del periodo de recuperación de la inversión no permite elegir entre varios proyectos o incluso entre varias alternativas posibles de un mismo proyecto, ya que al no tener en cuenta los ingresos obtenidos después de recuperar el capital no se llega a evaluar la rentabilidad global a lo largo de su vida. Preferimos de bajos valores de plazo de recuperación o lo que es lo mismo proyectos de alta liquidez.

Para el cálculo del período de recuperación de la inversión utilizaremos la siguiente ecuación:

$$P=AQ$$

(Fórmula 9.4.1.1)

Siendo:

P=Periodo de recuperación

A=Inversión

Q=Flujo neto de caja

Ventajas:

- Muy simple.
- Gran utilidad en caso de decisiones de riesgo.
- Nos da una idea de rentabilidad

Inconvenientes:

- No tiene en cuenta las corrientes posteriores.
- No tiene en cuenta los tipos de interés.
- No considera bien los plazos

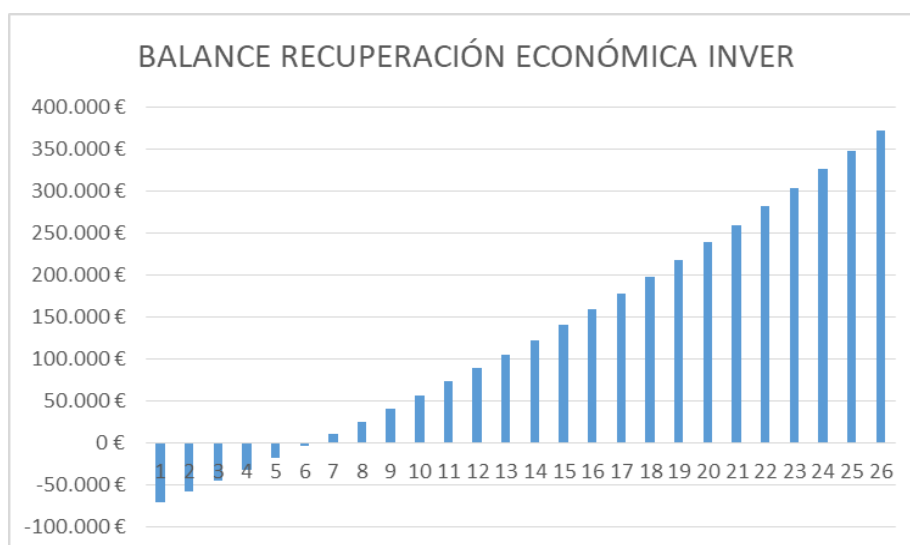


Gráfico 9.4.1.1 Gráfico de representación del balance de recuperación económica desde el punto de vista de la inversión. Fuente: Elaboración propia.

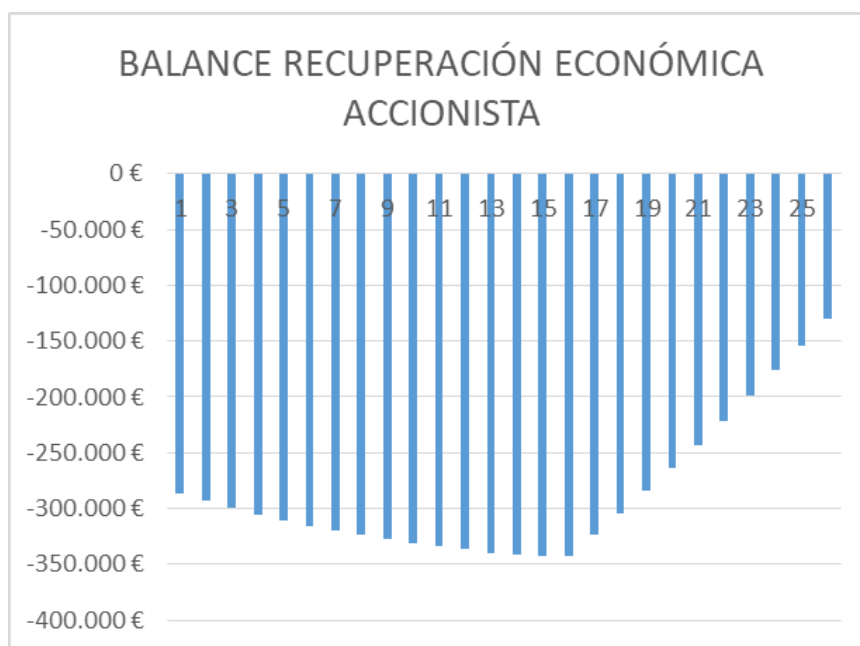


Gráfico 9.4.1.2. Gráfico de representación del balance de recuperación económica desde el punto de vista del accionista. Fuente: Elaboración propia.

En el proyecto que nos ocupa el período de recuperación de la inversión es de 6 años desde el punto de vista de la inversión y desde el punto de vista del accionista, en 25 años, no se le ve recuperación ninguna lo que significa que a partir de esos años se empiezan a obtener beneficios por parte del inversor pero no del accionista

9.4.2 Métodos dinámicos

Los métodos dinámicos tienen en cuenta todos los ingresos y gastos a lo largo de la vida del proyecto y el momento en que estos tienen lugar.

9.4.2.1 Método del valor actual neto (VAN)

Permite determinar si una inversión en proyecto es o no efectuable, simplemente comparando el coste de adquisición o desembolso inicial de la misma con la suma de los flujos netos de caja, derivados de la inversión durante los períodos de vida útil de la misma, con la precaución de que deben expresarse en valores financieramente equivalentes en el periodo inicial de la inversión.

La ecuación para el cálculo del VAN es:

$$VAN = -A + Q_1(1+k)^{-1} + Q_2(1+k)^{-2} + Q_3(1+k)^{-3} + \dots + Q_n(1+k)^{-n} = -A + \sum_{i=1}^n \frac{Q_i}{(1+k)^i} = 0$$

(Fórmula 9.4.2.1.1)

Siendo:

k=Tipo de actualización o descuento aplicable

A=Desembolso inicial de la inversión

Qi=Flujo neto de caja del año i

El método del VAN es muy sensible a la variación de la tasa de descuento o coste de oportunidad, y un error en la estimación de la tasa a aplicar puede falsear el orden de prioridad de las inversiones en estudio. Para un productor privado la tasa de descuento a emplear tendrá que ser siempre superior al interés que recibiría del banco si dejase sus ahorros en él, en vez de invertirlos en el proyecto. En función de la inflación, la tasa de descuento, en los países industrializados, puede variar entre un 6% y un 12%.

El método no distingue entre un proyecto que implica elevados costos de inversión y promete un cierto beneficio, y otro que implica una menor inversión y produce el mismo beneficio, en tanto los dos proyectos tenga el mismo VAN. Si un proyecto que requiera una inversión de un millón de euros de valor actualizado y de lugar a un millón cien mil euros en beneficios actualizados dará el mismo van que otro

proyecto en el que se inviertan cien mil euros y dé lugar a doscientos mil euros ambos en valores actualizados. Los dos proyectos tendrán un VAN de cien mil euros pero en el primero el productor para obtener el mismo VAN, habrá tenido que invertir un capital diez veces mayor.

Para el proyecto que nos ocupa el VAN desde el punto de vista de la inversión es de 998.784,25 € y desde el punto de vista del accionista es de -4.135.824 € por lo que no es viable por parte del accionista.

9.4.2.2 Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)

El TIR es aquel tipo de actualización o descuento que hace igual a cero el valor capital, por lo tanto será aquel valor que hace cero el VAN, éste determina la rentabilidad absoluta, mientras que el TIR determina la rentabilidad en términos relativos.

$$VAN = -A + Q_1(1+TIR) + Q_2(1+TIR)^2 + Q_3(1+TIR)^3 + \dots + Q_n(1+TIR)^n = 0$$

(Fórmula 9.4.2.2.1)

Solamente en aquellas inversiones donde $r > k$ son las que interesa realizar.

El criterio de la TIR proporciona una medida de la rentabilidad relativa bruta anual por unidad monetaria comprometida. Relativa porque se define en tanto por ciento o en tanto por uno y bruta porque no tiene en cuenta el coste de financiación (k) de los capitales invertidos en el proyecto.

La rentabilidad relativa neta anual de un proyecto vendrá dada por la siguiente expresión:

$R_b = r \rightarrow$ Rentabilidad relativa bruta

$R_n = r - k \rightarrow$ Rentabilidad relativa neta

Para el proyecto que nos ocupa el TIR desde el punto de vista de la inversión es de 20,08% y desde el punto de vista del accionista es -2,39% , por lo que volvemos a corroborar que por esta parte no es viable.

9.4.2.3 Índice de Potencia (I.P)

Es el coste del kilovatio instalado. Se suele considerar rentables aquellos aprovechamientos que tengan un índice de potencia entre 1.500 y 2.200 €/kW.

$$I.P. = \text{INVERSIÓN} / (\text{€}) \text{ POTENCIA INSTALADA (kW)}$$

(Fórmula 9.4.2.3.1)

Para este proyecto el índice de potencia es de 3.030,78€/kW. No está entre los 1.500€ y los 2.200€, podría ser viable si los otros métodos son positivos y viables.

9.4.2.4 Índice de Energía (I.E)

Es el coste del kilowatio hora generado. Se suele considerar rentables aquellos aprovechamientos que tengan un índice de energía entre 0,40 y 0,70€/kWh.

$$I.E = \text{INVERSIÓN} / \text{ENERGÍA PRODUCIDA}$$

(Fórmula 9.4.2.4)

Para este proyecto el índice de energía es de 0,755€. No estaría muy alejado del límite por lo que sería viable si los demás métodos fueran positivos y viables.

9.4.2.5 Horas Equivalentes

Su valor viene dado por la relación entre la Energía entregada y la Potencia instalada. Se considera que las minicentrales de agua fluyente deben tener unas horas equivalentes superiores a 3.500 horas.

$$H.E. = \text{ENERGÍA PRODUCIDA (kWh)} / \text{POTENCIA INSTALADA (kW)}$$

(Fórmula 9.4.2.5.1)

Para este proyecto el número de horas equivalentes asciende a 3.815,75 horas, por lo que en este método junto al anterior si se podría decir que cumplen para ser viables.

9.5 Resumen análisis de viabilidad vertido a red

A continuación adjuntaremos la tabla de nuestros datos obtenidos para el análisis de viabilidad de vertido de red que en este caso no se realizó ya que no es viable.

Análisis de Viabilidad	
VAN inversión	998.784,25 €
TIR inversión	20,08%
Plazo de recuperación	6
VAN inversión (Accionista)	-4.135.824 €
TIR inversión (Accionista)	-2,396%
Plazo de recuperación (Accionista)	26
Índice de potencia(€/kWh)	3.030,78 €
Índice de energía(cE/kWh)	0,754568534
Hora equivalentes	3815,75

Tabla 9.5.1. Tabla resumen de analisis de viabilidad de vertido a red. Fuente:
Elaboración propia.

9.6 Análisis de viabilidad para autoconsumo

9.6.1 Precio de venta de las energías para autoconsumo

El precio de venta de energía del actual estudio se ha calculado realizando la estimación del precio de casación diario y por hora, del año 2019/2020 que proporciona el mercado de electricidad OMIE. Como el anterior estudio de viabilidad de vertido a red no ha sido nada rentable, hemos propuesto otra alternativa que es la generación de energía de autoconsumo para las dependencias municipales del ayuntamiento de Los Villares ya que tenemos todas las facilidades para transportar la energía.

Para el cálculo del precio de energía de autoconsumo se ha realizado una estimación del precio de casación diario y por hora del año 2019/2020 que proporciona el mercado de ESIOS.

Este precio puede variar de un año a otro por lo que es complejo saber con exactitud si es rentable o no la rehabilitación.

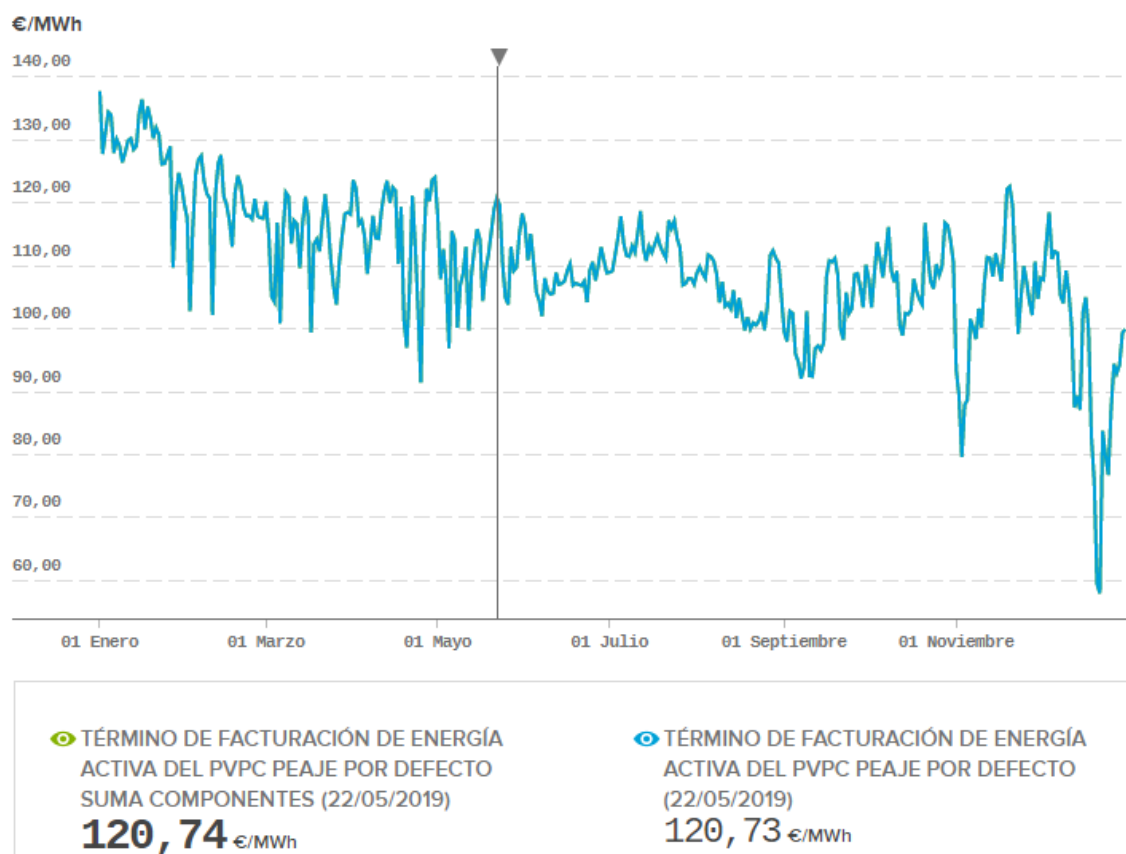


Gráfico 9.6.1.1. Gráfico de variación del precio de venta de energía en el año 2019.

Fuente: ESIOS

A continuación adjuntaremos parte de dos tablas que hemos realizado en la que se puede ver el precio hora/día para el cálculo y las ganancias obtenidas por día.

Día	Día	Caudal Cuenca (Qd)	Caudal Cuenca Ecológico (Qdeco)	Caudal % (Q%)	Caudal turbinable (Qtur)	Rendimiento Turbina (Rturb)	Potencia (P)	Energía (kWh)	Energía Acum (Eacum)
1	23/10/90	0,108	0,097309	100	0,0973	0,832	117,78	2544,18	2544,18

Tabla 9.6.1.1 Tabla resumen de día con más generación. Fuente: Elaboración propia.

PRECIO DE LA ENERGÍA ESIOs (€/MWh)												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
01/01/2019	143,41	143,64	143,52	141,7	136,43	132,41	132,92	138,57	138,32	135,17	134,72	134,42

Tabla 9.6.1.2 Tabla resumen de precio de energía por hora/día. Fuente: Elaboración propia.

PRECIO DE LA ENERGÍA ESIOs (€/MWh)												
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	Media día
135,77	138,36	137,7	133,56	133,72	136,57	140,1	138,94	138,73	140,01	139,85	137	137,73

Tabla 9.6.1.3 Tabla resumen de precio de energía por hora/día. Fuente: Elaboración propia

9.6.2 Elementos para el análisis

El análisis de la viabilidad es el estudio que dispone el éxito o fracaso de un proyecto a partir de una serie de datos base de naturaleza empírica.

Los análisis de la viabilidad para el consumo autónomo se utilizan a nivel de dirección técnica de proyecto para sentar las bases de toma de decisiones ejecutivas en el clima en el cual el proyecto se desarrollará.

El primer paso para el estudio es saber el precio de energía de autoconsumo que se ha estimado anteriormente es variable según el día. Los cálculos necesarios para llevar a cabo el análisis de viabilidad de la central minihidráulica de Río Frío se han realizado con la ayuda de una hoja de cálculo. Los datos utilizados para la realización del análisis de viabilidad son los siguientes:

Datos económicos	
Coste inicial(€)	358.701 €
Potencia (kW)	118,35
Energía anual(kWh)	475.371,97
Horas equivalentes	3815,75
Índice de potencia (€/kWh)	3.030,78 €
Índice de energía (cE/kWh)	75,46
Vida útil(años)	25
Precio energía (€/kWh)	Variable según día
Reglaje de la turbina	1.795 €
Operación y mantenimiento	6.900 €
Seguros (€)	3.587 €
Valor residual(€)	53.805 €
Tasa de actualización	6%
Tasa variac. Precio elect	2,00%
IPC(%)	1,00%
Factor de paro técnico	5%
Financiación ajena	80%
Importe préstamo	286.960,59 €
Interés préstamo	5%
Años préstamo	15
Ingresos totales venta energía año 2019	53759,44€

Tabla 9.6.2.1 Tabla resumen de datos económicos de nuestra minicentral. Fuente: Elaboración propia.

9.6.3 Flujos de caja y su estimación

Como anteriormente ya hemos explicado lo que son los flujos de caja y sus estimaciones, hemos expuesto formulas, las diferencias, etc. En este apartado vamos a proceder a tan solo mostrar las tablas resultados que nos da nuestro estudio de viabilidad para autoconsumo.

Año	Ingresos	O.M	Seguros	Gastos	Flujos de caja	FC Acum	PayBack	(1+I) ⁿ	Flujo-Des
0					-71.740 €	-71.740 €	-71.740 €		-71.740 €
1	53.759 €	6.900 €	3.587 €	10.488 €	43.272 €	-28.468 €	-28.468 €	1,06	-55.678,40 €
2	54.835 €	6.970 €	3.623 €	10.592 €	44.242 €	15.774 €	15.774 €	1,12	-40.885,33 €
3	55.931 €	7.039 €	3.659 €	10.698 €	45.233 €	61.007 €	61.007 €	1,19	-27.279,98 €
4	57.050 €	7.110 €	3.696 €	10.805 €	46.245 €	107.252 €	107.252 €	1,26	-14.786,07 €
5	58.191 €	7.181 €	3.733 €	10.913 €	47.278 €	154.529 €	154.529 €	1,34	-3.331,83 €
6	59.355 €	7.252 €	3.770 €	11.022 €	48.332 €	202.862 €	202.862 €	1,42	7.150,35 €
7	60.542 €	7.325 €	3.808 €	11.133 €	49.409 €	252.271 €	252.271 €	1,50	16.724,06 €
8	61.753 €	7.398 €	3.846 €	11.244 €	50.509 €	302.779 €	302.779 €	1,59	25.449,17 €
9	62.988 €	7.472 €	3.884 €	11.356 €	51.631 €	354.411 €	354.411 €	1,69	33.381,99 €
10	64.248 €	7.547 €	3.923 €	11.470 €	52.777 €	407.188 €	407.188 €	1,79	40.575,48 €
11	65.532 €	7.622 €	3.962 €	11.585 €	53.948 €	461.136 €	461.136 €	1,90	47.079,45 €
12	66.843 €	7.699 €	4.002 €	11.701 €	53.347 €	514.483 €	514.483 €	2,01	52.048,45 €
13	68.180 €	7.776 €	4.042 €	11.818 €	56.362 €	570.845 €	570.845 €	2,13	57.361,60 €
14	69.544 €	7.853 €	4.082 €	11.936 €	57.608 €	628.453 €	628.453 €	2,26	62.114,61 €
15	70.934 €	7.932 €	4.123 €	12.055 €	58.879 €	687.333 €	687.333 €	2,40	66.346,49 €
16	72.353 €	8.011 €	4.164 €	12.176 €	60.177 €	747.510 €	747.510 €	2,54	70.093,92 €
17	73.800 €	8.091 €	4.206 €	12.297 €	61.503 €	809.013 €	809.013 €	2,69	73.391,32 €
18	75.276 €	8.172 €	4.248 €	12.420 €	62.856 €	871.869 €	871.869 €	2,85	76.271,01 €
19	76.782 €	8.254 €	4.291 €	12.545 €	64.237 €	936.106 €	936.106 €	3,03	78.763,32 €
20	78.317 €	8.337 €	4.333 €	12.670 €	65.647 €	1.001.753 €	1.001.753 €	3,21	80.896,70 €
21	79.884 €	8.420 €	4.377 €	12.797 €	67.087 €	1.068.840 €	1.068.840 €	3,40	82.697,86 €
22	81.481 €	8.504 €	4.421 €	12.925 €	68.557 €	1.137.397 €	1.137.397 €	3,60	84.191,81 €
23	83.111 €	8.589 €	4.465 €	13.054 €	70.057 €	1.207.454 €	1.207.454 €	3,82	85.402,01 €
24	84.773 €	8.675 €	4.509 €	13.185 €	69.793 €	1.277.247 €	1.277.247 €	4,05	85.907,01 €
25	86.469 €	8.762 €	4.555 €	13.316 €	73.152 €	1.350.399 €	1.350.399 €	4,29	86.639,38 €

Tabla 9.6.3.1. Tabla de datos para estudio de viabilidad desde el punto de vista de la inversión. Fuente: Elaboración propia.

Préstamo	Interes	Amortización	Flujo de caja de Accionista	FC Accionista Acum	Payback Accionista	(1+I) ⁿ	Flujo-Des- Accionista
			-286.961 €	-286.961 €	-286.961 €		-286.961 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-6.410 €	-293.370 €	-293.370 €	1,06	-276.764,38 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-6.050 €	-299.421 €	-299.421 €	1,12	-266.483,28 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-5.683 €	-305.103 €	-305.103 €	1,19	-256.170,74 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-5.307 €	-310.410 €	-310.410 €	1,26	-245.874,06 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-4.922 €	-315.333 €	-315.333 €	1,34	-235.634,94 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-4.529 €	-319.862 €	-319.862 €	1,42	-225.489,92 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-4.127 €	-323.989 €	-323.989 €	1,50	-215.470,91 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-3.715 €	-327.704 €	-327.704 €	1,59	-205.605,53 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-3.295 €	-330.999 €	-330.999 €	1,69	-195.917,58 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-2.864 €	-333.863 €	-333.863 €	1,79	-186.427,35 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-2.424 €	-336.287 €	-336.287 €	1,90	-177.151,98 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-3.770 €	-340.057 €	-340.057 €	2,01	-168.998,01 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-1.514 €	-341.571 €	-341.571 €	2,13	-160.142,01 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-1.044 €	-342.615 €	-342.615 €	2,26	-151.539,01 €
19.131 €	957 €	18.174 €	-563 €	-343.178 €	-343.178 €	2,40	-143.196,10 €
			19.060 €	-324.118 €	-324.118 €	2,54	-127.587,77 €
			19.563 €	-304.555 €	-304.555 €	2,69	-113.100,84 €
			20.077 €	-284.478 €	-284.478 €	2,85	-99.664,99 €
			20.603 €	-263.875 €	-263.875 €	3,03	-87.214,04 €
			21.140 €	-242.734 €	-242.734 €	3,21	-75.685,71 €
			21.690 €	-221.044 €	-221.044 €	3,40	-65.021,41 €
			22.252 €	-198.793 €	-198.793 €	3,60	-55.165,99 €
			22.826 €	-175.967 €	-175.967 €	3,82	-46.067,60 €
			21.618 €	-154.349 €	-154.349 €	4,05	-38.120,93 €
			24.013 €	-130.336 €	-130.336 €	4,29	-30.368,11 €

Tabla 9.6.3.2. Tabla de datos para el estudio de viabilidad desde el punto de vista del accionista. Fuente: Elaboración propia.

9.6.3.1 Consideraciones sobre los flujos de caja

- Puede ser positivo o negativo.
- Normalmente se producen los cobros y los pagos en el transcurso del año y no sólo al final. Se acepta que se considere un único Flujo de Caja al final por efectos de simplificación.

9.6.3.2 Flujos de caja en este estudio

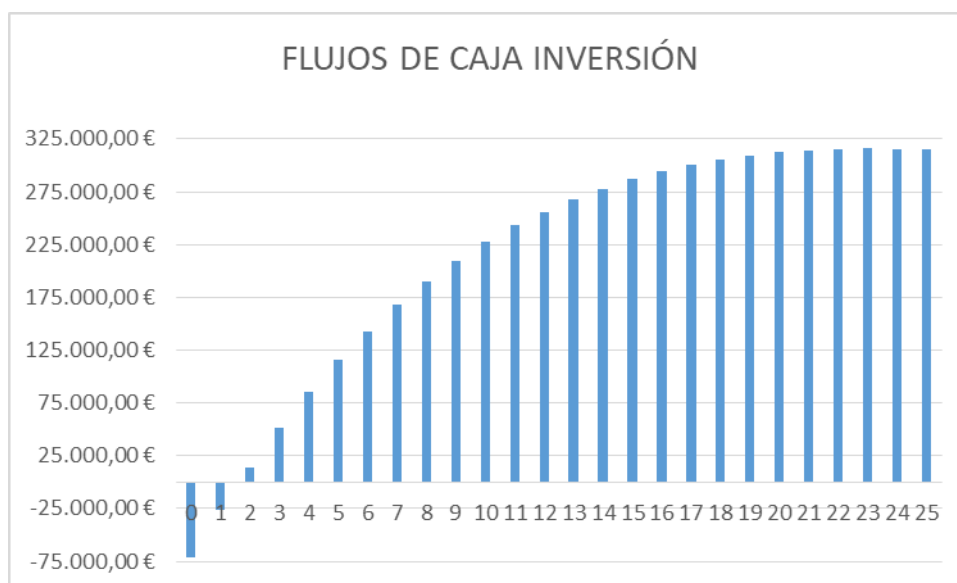


Gráfico 9.6.3.2.1. Gráfico de representación de los flujos de caja desde el punto de vista de la inversión. Fuente: Elaboración propia.

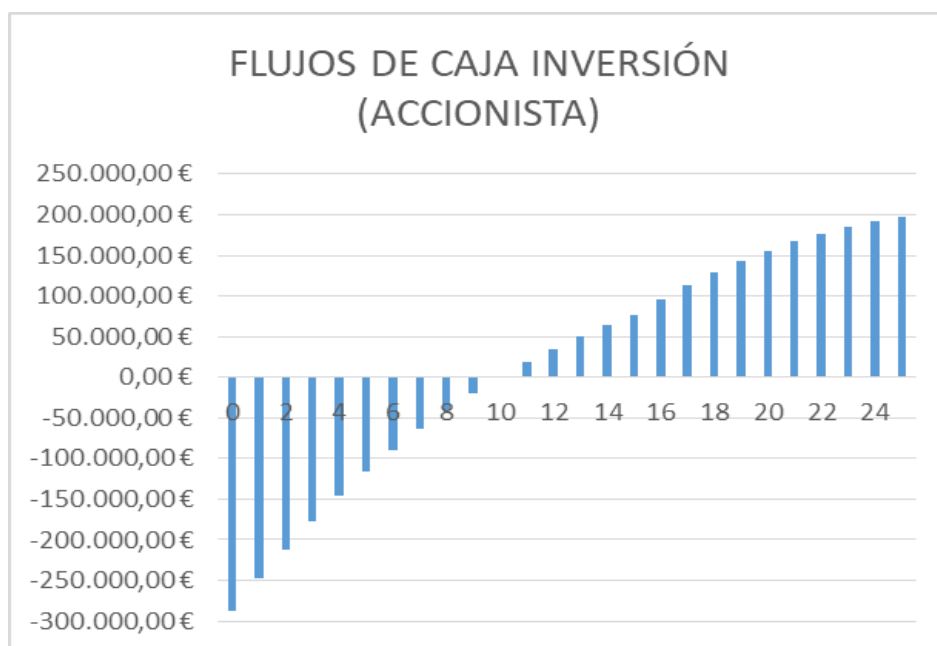


Gráfico 9.6.3.2.2. Gráfico de representación de los flujos de caja desde el punto de vista del accionista. Fuente: Elaboración propia.

En la primera gráfica podemos observar el flujo de caja de la inversión y en la segunda gráfica el flujo de caja del accionista que se diferencia de la primera en que se incluye el préstamo.

En ambas gráficas se representa la vida útil estimada de la central, 25 años. El año 0 es el momento en que realizamos la inversión, antes de la puesta en marcha de la instalación.

9.6.4 Métodos de evaluación económica

El método más simple de evaluar diferentes proyectos consiste en comparar el ratio de inversión total a potencia instalada (o a energía producida). Está claro que este método, al no implicar de forma directa a los ingresos no puede dar una indicación precisa de la rentabilidad, pero constituye ya un primer criterio de evaluación.

9.6.4.1 Método del periodo de recuperación de la inversión

El método calcula el número de años que se necesitan para poder recuperar, con los beneficios, el coste total de la inversión. Este tiempo en general, se calcula considerando beneficios antes de impuestos.

Los costos de inversión incluyen, costes de ingeniería, obtención de los necesarios permisos y autorizaciones administrativas, obra civil y equipo electromecánico.

Los beneficios corresponden a las ventas anuales de electricidad, una vez deducidos los gastos de operación y mantenimiento. En general, se estima en el sector que, para que una inversión sea interesante, el periodo de recuperación debe ser inferior a 8 años.

El método del periodo de recuperación de la inversión no permite elegir entre varios proyectos o incluso entre varias alternativas posibles de un mismo proyecto, ya que al no tener en cuenta los ingresos obtenidos después de recuperar el capital no se llega a evaluar la rentabilidad global a lo largo de su vida. Preferimos de bajos valores de plazo de recuperación o lo que es lo mismo proyectos de alta liquidez.

Para el cálculo del período de recuperación de la inversión utilizaremos la siguiente ecuación:

$$P=AQ$$

(Fórmula 9.6.4.1.1)

Siendo:

P=Periodo de recuperación

A=Inversión

Q=Flujo neto de caja

Ventajas:

- Muy simple.
- Gran utilidad en caso de decisiones de riesgo.
- Nos da una idea de rentabilidad

Inconvenientes:

- No tiene en cuenta las corrientes posteriores.
- No tiene en cuenta los tipos de interés.
- No considera bien los plazos

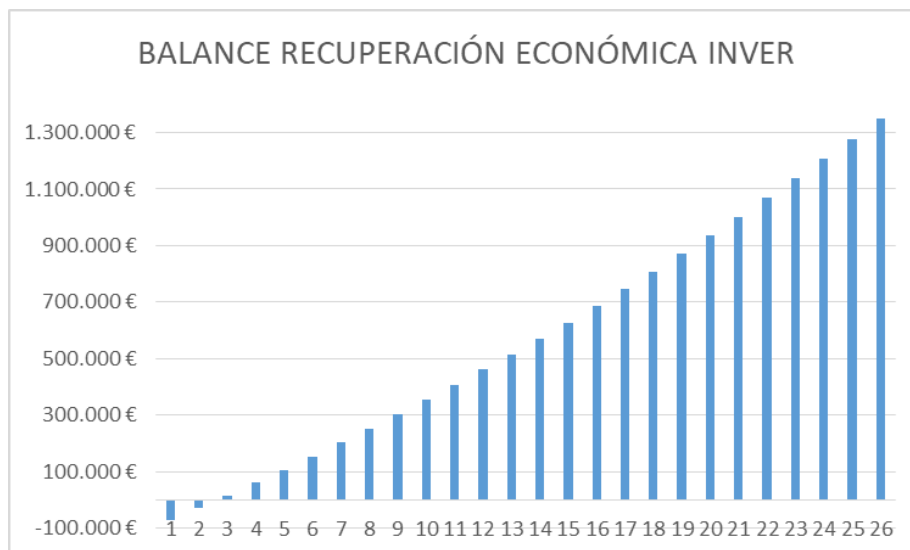


Gráfico 9.6.4.1.1 Gráfico de representación del balance de recuperacion economica desde el punto de vista de la inversión. Fuente: Elaboración propia.



Gráfico 9.6.4.1.2. Gráfico de representación del balance de recuperacion economica desde el punto de vista del accionista. Fuente: Elaboración propia.

En el proyecto que nos ocupa el período de recuperación de la inversión es de 3 años desde el punto de vista de la inversión y desde el punto de vista del accionista, en 11 años, por lo que le ve recuperación lo que significa que a partir de esos años se empiezan a obtener beneficios por parte del inversor y del accionista.

9.6.4.2 Métodos dinámicos

Los métodos dinámicos tienen en cuenta todos los ingresos y gastos a lo largo de la vida del proyecto y el momento en que estos tienen lugar.

9.6.4.2.1 Método del valor actual neto (VAN)

Permite determinar si una inversión en proyecto es o no efectuable, simplemente comparando el coste de adquisición o desembolso inicial de la misma con la suma de los flujos netos de caja, derivados de la inversión durante los períodos de vida útil de la misma, con la precaución de que deben expresarse en valores financieramente equivalentes en el periodo inicial de la inversión.

La ecuación para el cálculo del VAN es:

$$VAN = -A + Q_1(1+k)^{-1} + Q_2(1+k)^{-2} + Q_3(1+k)^{-3} + \dots + Q_n(1+k)^{-n} = -A + \sum_{i=1}^n \frac{Q_i}{(1+k)^i} = 0$$

(Fórmula 9.6.4.2.1.1)

Siendo:

k=Tipo de actualización o descuento aplicable

A=Desembolso inicial de la inversión

Qi=Flujo neto de caja del año i

El método del VAN es muy sensible a la variación de la tasa de descuento o coste de oportunidad, y un error en la estimación de la tasa a aplicar puede falsear el orden de prioridad de las inversiones en estudio. Para un productor privado la tasa de descuento a emplear tendrá que ser siempre superior al interés que recibiría del banco si dejase sus ahorros en él, en vez de invertirlos en el proyecto. En función de la inflación, la tasa de descuento, en los países industrializados, puede variar entre un 6% y un 12%.

El método no distingue entre un proyecto que implica elevados costos de inversión y promete un cierto beneficio, y otro que implica una menor inversión y produce el mismo beneficio, en tanto los dos proyectos tenga el mismo VAN. Si un proyecto que requiera una inversión de un millón de euros de valor actualizado y de lugar a un millón cien mil euros en beneficios actualizados dará el mismo van que otro proyecto en el que se inviertan cien mil euros y dé lugar a doscientos mil euros ambos en valores actualizados. Los dos proyectos tendrán un VAN de cien mil euros pero en el primero el productor para obtener el mismo VAN, habrá tenido que invertir un capital diez veces mayor.

Para el proyecto que nos ocupa el VAN desde el punto de vista de la inversión es de 5.534.126,28€ y desde el punto de vista del accionista es de 399.518€ por lo que es viable por parte ambas partes.

9.6.4.2.2 Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)

El TIR es aquel tipo de actualización o descuento que hace igual a cero el valor capital, por lo tanto será aquel valor que hace cero el VAN, éste determina la rentabilidad absoluta, mientras que el TIR determina la rentabilidad en términos relativos.

$$VAN = -A + Q_1(1+TIR) + Q_2(1+TIR)^2 + Q_3(1+TIR)^3 + \dots + Q_n(1+TIR)^n = 0$$

(Fórmula 9.6.4.2.2.1)

Solamente en aquellas inversiones donde $r > k$ son las que interesa realizar.

El criterio de la TIR proporciona una medida de la rentabilidad relativa bruta anual por unidad monetaria comprometida. Relativa porque se define en tanto por ciento o en tanto por uno y bruta porque no tiene en cuenta el coste de financiación (k) de los capitales invertidos en el proyecto.

La rentabilidad relativa neta anual de un proyecto vendrá dada por la siguiente expresión:

$R_b = r \rightarrow$ Rentabilidad relativa bruta

$R_n = r - k \rightarrow$ Rentabilidad relativa neta

Para el proyecto que nos ocupa el TIR desde el punto de vista de la inversión es de 62,55% y desde el punto de vista del accionista es 11,19%, por lo que podemos corroborar que por ambas partes es viable.

9.6.4.2.3 Índice de Potencia (I.P)

Es el coste del kilovatio instalado. Se suele considerar rentables aquellos aprovechamientos que tengan un índice de potencia entre 1.500 y 2.200 €/kW.

$$I.P. = \text{INVERSIÓN} / (\text{€}) \text{ POTENCIA INSTALADA (kW)}$$

(Fórmula 9.6.4.2.3.1)

Para este proyecto el índice de potencia es de 3.030,78€/kW. No está entre los 1.500€ y los 2.200€ pero podría ser viable ya que los demás métodos son positivos y viables.

9.6.4.2.4 Horas Equivalentes

Su valor viene dado por la relación entre la Energía entregada y la Potencia instalada. Se considera que las minicentrales de agua fluyente deben tener unas horas equivalentes superiores a 3.500 horas.

$$H.E.=\text{ENERGÍA PRODUCIDA (kWh)}/\text{POTENCIA INSTALADA (kW)} \text{ (Fórmula 9.4.2.5.1)}$$

Para este proyecto el número de horas equivalentes asciende a 3.815,75 horas, por lo que en este método junto al anterior si se podría decir que cumplen para ser viables.

9.7 Resumen de análisis de viabilidad para autoconsumo

A continuación adjuntaremos la tabla resumen de nuestros datos obtenidos para el análisis de viabilidad de autoconsumo y comprobar que en este caso si es viable la rehabilitación de la minicentral.

Análisis de Viabilidad	
VAN inversión	5.534.126,28 €
TIR inversión	62,55%
Plazo de recuperación	2
VAN inversión (Accionista)	399.518 €
TIR inversión (Accionista)	11,19%
Plazo de recuperación (Accionista)	10
Índice de potencia(€/kWh)	3.030,78 €
Índice de energía(cE/kWh)	0,754568534
Hora equivalentes	3815,75

Tabla 9.7.1. Tabla resumen de analisis de viabilidad de vertido a red. Fuente:
Elaboración propia.

10. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Generalmente hay un elemento de incertidumbre asociado a las alternativas estudiadas. No solo son problemáticas las estimaciones de las condiciones económicas futuras, sino que además los efectos económicos futuros de la mayoría de los proyectos solamente son conocidos con un grado de seguridad relativos. Es precisamente esta falta de certeza sobre el futuro lo que hace a la toma de decisiones económicas una de las tareas más difíciles que se deben realizar.

El estudio de sensibilidad debe hacerse con el parámetro más incierto. En estos casos es muy conveniente determinar como de sensibles son la TIR o el VAN a cambios en las estimaciones del precio unitario de venta, es decir para este tipo de situaciones es muy recomendable determinar el precio unitario de venta a partir del cual la propuesta sería económicamente atractiva. También es posible que en la evaluación de una propuesta se tenga incertidumbre con respecto a los costos que se van a incurrir o con respecto a la vida de la propuesta.

No suelen realizarse cambios simultáneos en varios de los parámetros, ya que es muy difícil visualizar gráficamente los resultados obtenidos. Además cuando en una propuesta de inversión la mayoría de los parámetros son inciertos la técnica de análisis de sensibilidad no se recomienda utilizar.

En el análisis de la sensibilidad realizado para este estudio se van a comparar los costes de la rehabilitación con la energía producida y el precio de la energía con los costes de rehabilitación para ver como evolucionarían si los parámetros varían $\pm 20\%$ con sus respectivas consecuencias en la rentabilidad.

Teniendo en cuenta que sólo será rentable la inversión cuando el VAN sea positivo. En estos casos nos fijaremos en el TIR y en el payback:

- $TIR > 10\%$ Y $PB < 8 \text{ AÑOS}$ → Claramente rentable.
- $TIR > 10\%$ Y $PB > 8 \text{ AÑOS}$ → Rentable pero necesita de un estudio más profundo.
- $TIR < 10\%$ Y $PB > 8 \text{ AÑOS}$ → Rentabilidad media.

10.1 Análisis de sensibilidad para energía vertida a red

A continuación procedemos al cálculo de la sensibilidad.

Ingresos 1º año	Inversión inicial 1º año					
23.208,55 €	358.700,73 €	-20%	-10%	0%	10%	20%
20%	VAN inversión	1.885.619,59 €	1.786.737,59 €	1.687.855,59 €	1.588.973,59 €	1.490.091,59 €
	TIR inversión	32,75%	29,35%	26,61%	24,35%	22,45%
	Plazo de recuperación	4	4	4	5	5
	VAN accionista	-2.222.067 €	-2.834.410 €	-3.446.752 €	-4.059.095 €	-4.671.438 €
	TIR accionista	2,603%	1,367%	0,308%	-0,616%	-1,435%
	Plazo de recuperación accionista	21	23	25	26	26
10%	VAN inversión	1.541.083,92 €	1.442.201,92 €	1.343.319,92 €	1.244.437,92 €	1.145.555,93 €
	TIR inversión	28,73%	25,76%	23,36%	21,38%	19,70%
	Plazo de recuperación	4	5	5	5	6
	VAN accionista	-2.566.603 €	-3.178.945 €	-3.791.288 €	-4.403.631 €	-5.015.974 €
	TIR accionista	1,196%	0,026%	-0,981%	-1,865%	-2,651%
	Plazo de recuperación accionista	23	25	26	26	26
0%	VAN inversión	1.196.548,25 €	1.097.666,25 €	998.784,25 €	899.902,26 €	801.020,26 €
	TIR inversión	24,71%	22,15%	20,08%	18,35%	16,89%
	Plazo de recuperación	5	5	6	6	7
	VAN accionista	-2.911.138 €	-3.523.481 €	-4.135.824 €	-4.748.167 €	-5.360.509 €
	TIR accionista	-0,332%	-1,438%	-2,396%	-3,240%	-3,994%
	Plazo de recuperación accionista	26	26	26	26	26
-10%	VAN inversión	852.012,58 €	753.130,58 €	654.248,58 €	555.366,59 €	456.484,59 €
	TIR inversión	20,64%	18,49%	16,73%	15,25%	14,00%
	Plazo de recuperación	6	6	7	7	8
	VAN accionista	-3.255.674 €	-3.868.017 €	-4.480.359 €	-5.092.702 €	-5.705.045 €
	TIR accionista	-2,027%	-3,073%	-3,984%	-4,790%	-5,513%
	Plazo de recuperación accionista	26	26	26	26	26
-20%	VAN inversión	507.476,91 €	408.594,91 €	309.712,92 €	210.830,92 €	111.948,92 €
	TIR inversión	16,49%	14,72%	13,25%	12,02%	10,95%
	Plazo de recuperación	7	8	8	9	10
	VAN accionista	-3.600.210 €	-4.212.552 €	-4.824.895 €	-5.437.238 €	-6.049.581 €
	TIR accionista	-3,968%	-4,955%	-5,821%	-6,591%	-7,285%
	Plazo de recuperación accionista	26	26	26	26	26

Tabla 10.1.1 Tabla resumen de sensibilidad de vertido a red del estudio. Fuente:
Elaboración propia

10.2 Análisis de sensibilidad para energía de autoconsumo

Ingresos 1º año	Inversión inicial 1º año	-20%	-10%	0%	10%	20%
53.759,44 €	358.700,73 €					
20%	VAN inversión	7.328.030,02 €	7.229.148,02 €	7.130.266,02 €	7.031.384,02 €	6.932.502,02 €
	TIR inversión	96,32%	85,86%	77,49%	70,65%	64,94%
	Plazo de recuperación	2	2	2	2	2
	VAN accionista	3.220.344 €	2.608.001 €	1.995.658 €	1.383.315 €	770.972 €
	TIR accionista	19,72%	17,12%	15,01%	13,26%	11,78%
	Plazo de recuperación accionista	6	7	8	9	10
10%	VAN inversión	6.529.960,15 €	6.431.078,15 €	6.332.196,15 €	6.233.314,15 €	6.134.432,15 €
	TIR inversión	86,98%	77,56%	70,02%	63,85%	58,71%
	Plazo de recuperación	2	2	2	2	2
	VAN accionista	2.422.274 €	1.809.931 €	1.197.588 €	585.245 €	-27.098 €
	TIR accionista	17,41%	15,05%	13,12%	11,51%	10,14%
	Plazo de recuperación accionista	7	8	9	10	11
0%	VAN inversión	5.731.890,28 €	5.633.008,28 €	5.534.126,28 €	5.435.244,28 €	5.336.362,28 €
	TIR inversión	77,63%	69,25%	62,55%	57,06%	52,49%
	Plazo de recuperación	2	2	2	2	2
	VAN accionista	1.624.204 €	1.011.861 €	399.518 €	-212.825 €	-825.167 €
	TIR accionista	15,09%	12,94%	11,19%	9,71%	8,45%
	Plazo de recuperación accionista	8	9	10	12	14
-10%	VAN inversión	4.933.820,40 €	4.834.938,40 €	4.736.056,41 €	4.637.174,41 €	4.538.292,41 €
	TIR inversión	68,30%	60,96%	55,09%	50,28%	46,27%
	Plazo de recuperación	2	2	2	3	3
	VAN accionista	826.134 €	213.791 €	-398.552 €	-1.010.894 €	-1.623.237 €
	TIR accionista	12,72%	10,79%	9,20%	7,85%	6,69%
	Plazo de recuperación accionista	9	11	13	14	16
-20%	VAN inversión	4.135.750,53 €	4.036.868,53 €	3.937.986,53 €	3.839.104,54 €	3.740.222,54 €
	TIR inversión	58,97%	52,67%	47,63%	43,50%	40,06%
	Plazo de recuperación	2	2	3	3	3
	VAN accionista	28.064 €	-584.279 €	-1.196.622 €	-1.808.964 €	-2.421.307 €
	TIR accionista	10,29%	8,56%	7,12%	5,90%	4,83%
	Plazo de recuperación accionista	11	13	16	17	18

Tabla 10.1.2 Tabla resumen de sensibilidad de autoconsumo del estudio. Fuente:

Elaboración propia

10.3 Criterios de decisión

Solo se realizarán aquellas inversiones cuyo VAN sea positivo, cuando se deba elegir entre distintos proyectos con VAN positivo se elegirá aquel que presente un VAN superior. Hay 3 posibilidades:

VAN > 0	Existen beneficios	Se acepta el proyecto de inversión
VAN = 0	Nos existen ni beneficios ni perdidas	Se rechaza el proyecto de inversión
VAN < 0	Existen perdidas	Se rechaza el proyecto de inversión

Tabla 10.1.2.1 Tabla resumen criterio de decisión en función del VAN. Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012). Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman

A continuación se muestra una tabla resumen de la rentabilidad en función del TIR y del payback.

TIR	PayBack	Acción
> 10 %	< 8 años	Alta rentabilidad, acometer la inversión
< 10 %	< 8 años	Rentabilidad media, estudiar con más profundidad
< 10 %	> 8 años	No acometer la inversión

Tabla 10.1.2.2 Tabla resumen criterio de decisión en función del TIR y del Pay Back. Fuente: Blas Ogayar Fernández (2012). Minicentrales hidroeléctricas. Editorial Joxman

11.CONCLUSIÓN FINAL

Como conclusión final de nuestro estudio, hemos podido comprobar y demostrar que la viabilidad técnico-financiera para el vertido de la energía a red no era posible ya que a la hora del estudio, varios métodos de viabilidad daban datos negativos o muy ajustados a los umbrales establecidos por lo tanto no era viable.

Para solucionar esta situación, nos pusimos en contacto con el ayuntamiento de Los Villares, para comunicarle que habíamos realizado un estudio técnico-financiero el cual no era viable para inyectar la energía a red, pero si para autoabastecerse de electricidad la población de Los Villares.

En resumen, como conclusión a este proyecto, hemos mostrado que SI ES VIABLE la rehabilitación de la central minihidráulica de Río Frío para autoconsumo de la población de Los Villares por lo que se debe de ACOMETER LA INVERSIÓN.

Para el proyecto nos ocupan los datos obtenidos en el estudio de viabilidad económica de autoconsumo que son:

Análisis de Viabilidad	
VAN inversión	5.534.126,28 €
TIR inversión	62,55%
Plazo de recuperación	2
VAN inversión (Accionista)	399.518 €
TIR inversión (Accionista)	11,19%
Plazo de recuperación (Accionista)	10
Índice de potencia(€/kWh)	3.030,78 €
Índice de energía(cE/kWh)	0,754568534
Hora equivalentes	3815,75

Tabla 11.1. Tabla resumen de datos para el análisis de viabilidad económica. Fuente: Elaboración propia

Podemos observar por parte de la inversión, el VAN es positivo con un total de 5.534.126,28€, la TIR es muy superior al 10% con un valor de 62,55%, el plazo de recuperación es de 2 años. Por otro lado, por parte del accionista, el VAN es positivo con un total de 399,518€, la TIR es superior al 10% con un valor de 11,19% el plazo de recuperación es de 10 años, por lo que nos encontramos con una inversión con mucha rentabilidad por lo que para llevar a cabo el proyecto no deberíamos de tener ningún problema en cuanto al ámbito de viabilidad económica.

12.BIBLIOGRAFÍA

- Blas Ogayar Fernández (2012). *Minicentrales hidroeléctricas*. Editorial Joxman
- Garcés Miranda, H. R. (2012). *Determinación de costos unitarios para la construcción de minicentrales hidroeléctricas* (Bachelor's thesis, QUITO/EPN/2012).
- Vargas, F. E. S., Alarcón, A. F. S., & Fajardo, C. A. G. (2011). Pequeñas y microcentrales hidroeléctricas: alternativa real de generación eléctrica. *Informador técnico*, 75.
- Flórez, R. O. (2011). *Pequeñas centrales hidroeléctricas*. Ediciones de la U.
- IDAE Madrid. 2010. *Plan de Energías Renovables*.
- Marín, C. E., & Marín, R. G. (2010). Agua y energía: producción hidroeléctrica en España. *Investigaciones Geográficas*, (51), 107-129.
- Fernández, B. O. (2008). *Análisis y desarrollo de técnicas para el aprovechamiento de recursos minihidráulicos* (Doctoral dissertation, Universidad de Jaén).
- Mataix, Claudio. (2009). *Turbomáquinas hidráulicas: turbinas hidráulica, bombas, ventiladores*. Editorial: Madrid : Universidad Pontificia de Comillas.
- Lledó, P. (2007). Comparación entre distintos Criterios de decisión (VAN, TIR y PRI). *Recuperado de: <https://pablolledo.com/content/articulos/03-03-07-Criteriosdecision-Lledo>. PDF.*
- Fernández, B. O. (2006). Centrales generadoras, líneas de transporte y centros de consumo, de energía eléctrica, en el primer tercio del siglo XX en la comarca de Sierra Mágina. *Sumuntán*, (23), 19-32.
- Valdivia, A. L., Fernández, B. O., Vidal, P. G., Quesada, M. D. L. Á. M., & Herrera, J. A. L. C. (2006). El potencial minihidráulico de Sierra Mágina. *Sumuntán*, (23), 109-125.
- IDAE Madrid 2006. *Minicentrales hidroeléctricas*.
- European Small Hydropower Association. ESHA. 2006. Intelligent Energy Europe. *Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica*.
- Cruz Peragón, Fernando. (1999). *Centrales eléctricas*. Editorial: Jaén: Universidad de Jaén, Servicio de Publicaciones e Intercambio Científico

- Rojas Rodríguez, S. (1997). *Centrales hidroeléctricas: teoría y problemas*. Editorial: Cáceres: Universidad de Extremadura, Servicio de Publicaciones.
- Vallarino Canovas Del Castillo, Eugenio. (1995). *Tratado básico de presas*. Edición: 3ª ed. Autor:.. Editorial: Madrid: C.I.C.C.P. : E.I. de Caminos.
- Publicaciones de los servicios de estadística industrial (1936). *Censo de centrales generadoras, líneas de transporte, subestaciones y centros de consumo de la Provincia de Jaén*.

Link

- <http://www.idae.es/index.php/id.670/relnenu.303/mod.pags/mem.detalle>. IDAE Madrid. Plan de Energías Renovables. 2010.
- <http://ceh-flumen64.cedex.es/anuarioaforos/default.asp>. *Anuario de aforos*.
- <http://www.omie.es/inicio>. *Operador de mercado eléctrico, precio de la energía*.
- <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf> *Mercado eléctrico*
- http://idae.electura.es/publicacion/260/minicentrales_hidroel%EF%BF%BDctricas. IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

13.GLOSARIO DE TÉRMINOS

Acequia: Canal o zanja artificial cavada en el terreno por donde se conducen las aguas, para ser utilizadas principalmente para riego.

Aforador: Dispositivo para la medición del caudal circulante por el río, canal o tubería.

Aliviadero o vertedero: Estructura diseñada para evacuar el exceso de caudal circulante, que puede ser causa de desbordamientos, hacia el río, barranco o canal, debidamente encauzados para evitar problemas de erosión.

Alta tensión: Tensión por encima de los 1000V.

Año hidrológico: Periodo de un año que comienza el 1 de Octubre y acaba el 30 de Septiembre.

Autoprodutor (de energía eléctrica): Persona física o jurídica que genera electricidad, fundamentalmente para su propio uso.

Azud: Muro dispuesto transversalmente al curso del agua que sirve para producir una pequeña elevación de nivel y provocar un remanso en el río que facilite el desvío del agua hacia la toma.

Baja tensión: Tensión por debajo de los 1000 V.

Bombeo: Operación por la cual se eleva el agua con la ayuda de bombas y se almacena para su uso posterior.

Cámara de carga: Depósito de dimensiones suficientes para poner en carga la tubería forzada, evitando la entrada de aire.

Canal de derivación: Conducción artificial abierta que sirve para conducir el agua (en caso de una central hidroeléctrica, desde la toma hasta la cámara de carga).

Cauce natural: Terreno descubierto por las aguas en las máximas crecidas ordinarias.

Caudal del río: Flujo de agua superficial que proviene de las precipitaciones pluviométricas, filtraciones y deshielos de las cuencas hidrográficas del sistema de generación.

Caudal ecológico: Caudal mínimo circulante por el río, capaz de mantener el funcionamiento, composición y estructura del ecosistema fluvial.

Caudal medio diario: Medida de los caudales instantáneos medios a lo largo del día.

Caudal mínimo técnico: Caudal mínimo de funcionamiento del grupo turbogenerador sin comprometer la degradación de su vida útil.

Caudal de equipamiento: Caudal de diseño de la central.

Caudal de servidumbre: Caudal a dejar en el río por su cauce normal, que engloba el cauce ecológico más el caudal necesario para otros usos.

Central hidroeléctrica: Conjunto de instalaciones necesarias para transformar la energía potencial de un curso de agua en energía eléctrica disponible.

Central de bombeo: Central hidroeléctrica que dispone de un embalse superior y un embalse inferior que permite el bombeo repetido y la generación de ciclos.

Concesión de aguas: Acto administrativo, por el que se crea el derecho a usar privativamente un bien de dominio público, como el agua.

Compuerta: Elemento de cierre y regulación que aísla la turbina o algún otro órgano de aprovechamiento en caso de parada de la central o para realizar limpieza o reparaciones en las conducciones.

Corriente eléctrica: Es el flujo de electricidad que pasa por un material conductor. Su intensidad se mide en amperios (A).

Cuenca hidrográfica: Superficie de terreno, cuya escorrentía superficial fluye en su totalidad a través de una serie de corrientes, ríos y eventualmente lagos hacia el mar por una única desembocadura, estuario o delta.

Chimenea de equilibrio: Conducción o depósito de agua de superficie abierta que disminuye los efectos de las ondas de presión de choque en la tubería forzada.

Desarenador: Instalación de obra civil que elimina por sedimentación parte del caudal sólido que entra por la toma del canal.

Dominio público hidráulico: Constituido por las aguas continentales, tanto superficiales como subterráneas y el terreno que ocupan los cauces, lagos, lagunas y embalses superficiales.

Disyuntor: Interruptor automático por corriente diferencial. Se emplea como dispositivo de protección contra los contactos indirectos, asociado a la puesta a tierra de las masas de las instalaciones eléctricas.

Embalse: Depósito que se forma artificialmente cerrando la boca de un valle mediante un dique o presa y donde se almacenan las aguas de un río o arroyo, a fin de utilizarlas para riego de terrenos, abastecimiento de las poblaciones, producción de energía eléctrica, regulación de avenidas, etc.

Energía eléctrica: Energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos (al ponerlos en contacto por medio de un conductor eléctrico) y obtener trabajo.

Energía cinética: Energía que posee un cuerpo en movimiento.

Energía mecánica: Suma de las energías cinética y potencial gravitatoria.

Energía potencial: Energía que posee un cuerpo por su posición respecto a otra de referencia en el campo gravitatorio terrestre.

Energía primaria: Fuente de energía que se obtiene directamente de la Naturaleza, como el carbón, el petróleo, el gas natural, el sol, el agua almacenada o en movimiento, las mareas, el viento, etc.

Energía renovable: Fuente de energía cuyo potencial es inagotable por provenir de la energía que llega a nuestro planeta de forma continua como consecuencia de la radiación solar o de la atracción gravitatoria del Sol y la Luna. Son energías renovables la energía solar, eólica, hidráulica, mareomotriz y biomasa.

Escorrentía: Parte del agua precipitada que corre por la superficie de la tierra constituyendo el río en sí.

Estator (o inducido fijo): Parte del alternador sobre el que se genera la corriente eléctrica aprovechable.

Estiaje: Nivel más bajo o caudal mínimo que en ciertas épocas del año tienen las aguas de un río por causa de la sequía. Período que dura ese nivel.

Impacto ambiental: Alteración favorable o desfavorable en el medio natural producido por una acción o actividad.

Interruptor: Aparato o sistema de corte destinado a efectuar la apertura y/o cierre de un circuito eléctrico.

Generador (o alternador): Máquina basada en la inducción electromagnética que se encarga de transformar la energía mecánica de rotación, que proporciona la turbina, en energía eléctrica.

Hidroelectricidad: Energía eléctrica obtenida de la transformación de la energía mecánica de un curso de agua.

Línea eléctrica: Instalación cuya finalidad es la transmisión de energía eléctrica, la cual se realiza con elementos de conducción (conductores, aisladores y accesorios) y elementos de soporte (postes, fundaciones y puesta a tierra).

Minicentral hidroeléctrica: Central hidroeléctrica de potencia inferior a 10 MW en España y Europa.

Multiplicador de velocidad: Equipo que se puede instalar entre la turbina y el generador, para aumentar la velocidad de giro del rotor del generador en condiciones normales de funcionamiento.

Obra hidráulica: Construcción de bienes que tengan naturaleza inmueble destinada a la captación, extracción, desalación, almacenamiento, regulación, conducción, control y aprovechamiento de las aguas.

Paso de peces (o escala de peces): Esta estructura hidráulica destinada a romper la discontinuidad que introduce en el río la presa o azud empleados para la toma de agua, que hace posible que los peces puedan circular, en ambos sentidos, ascendente y descendente, a través de la misma.

Pérdida de carga: Se miden como pérdidas de presión (o altura de salto) y son consecuencia de las pérdidas por fricción del agua contra las paredes del canal y tubería forzada, pero también de las pérdidas ocasionadas por turbulencia, al cambiar de dirección el flujo, al pasar a través de una rejilla, etc.

Presa: Estructura construida transversalmente al curso del agua para retener las aportaciones de la cuenca, creando un embalse que permitirá regular esas aportaciones en función de su uso específico.

Potencia: Potencia es el trabajo o transferencia de energía realizada en la unidad de tiempo. Se mide en Watios (W). En el área hidroeléctrica se utilizarán múltiplos de esta unidad de medida: Kilowatios (kW), Megawatios (MW), o Gigawatios (GW).

Potencial hidroeléctrico: Capacidad anual de producción de energía hidroeléctrica.

Régimen especial: Conjunto de instalaciones de producción de energía eléctrica, de potencia instalada igual o inferior a 50 MW, procedentes de energías renovables, cogeneración y residuos.

Rotor (o inductor móvil): Parte del alternador que se encarga de generar un campo magnético variable al girar arrastrado por la turbina.

Salto bruto: Desnivel existente entre el nivel de agua en el aliviadero del azud y en el nivel normal del río en el punto donde se descarga el caudal turbinado.

Salto útil: Desequilibrio existente entre la superficie libre del agua en la cámara de carga y el nivel de desagüe de la turbina.

Salto neto: Es la diferencia entre el salto útil y las pérdidas de carga producidas a lo largo de todas las conducciones.

Tensión: Potencial eléctrico de un cuerpo. La diferencia de tensión entre dos puntos produce la circulación de corriente eléctrica cuando existe un conductor que los vincula. Se mide en Voltios (V).

Toma de la central: Obra de ensanchamiento al inicio del canal que facilita la entrada del agua retenida por el azud o la presa.

Transformador de potencia: Equipo que permite aumentar la tensión de trabajo del generador al nivel de la línea eléctrica existente sin excesivas pérdidas.

Tubería forzada: Conducción en presión que lleva al agua desde la cámara de carga hasta la turbina de la central.

Turbina hidráulica: Elemento que aprovecha la energía cinética y potencial del agua para producir un movimiento de rotación.

Turbina de acción: Turbina que aprovecha únicamente la velocidad del flujo de agua para hacerla girar (el agua actúa por efecto de su energía cinética).

Turbina de reacción: Turbina que además de aprovechar la velocidad del flujo del agua, aprovecha la presión que le resta a la corriente en el momento de contacto (el agua actúa por efecto de su energía cinética y potencial).

Válvula: Dispositivo de cierre y/o regulación que aísla la turbina u otra instalación del aprovechamiento en caso de parada de la central o para realizar limpieza o reparaciones en las conducciones.

13. ANEXOS

ANEXO I. IMPACTO MEDIAMBIENTAL

1. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

El medio ambiente es el conjunto de elementos físicos, biológicos, económicos, sociales, culturales y estéticos que interactúan entre sí con el individuo y con la comunidad en que vive, determinando su forma, carácter, comportamiento y supervivencia.

Según la Unión Europea, en su directiva 85/337 el Medio Ambiente sería el sistema constituido por:

- El hombre, la fauna y la flora.
- El suelo, el agua, el clima y el paisaje.
- Las interacciones entre los factores citados.
- Los bienes materiales y el patrimonio cultural.

Se dice que hay un impacto ambiental, cuando una acción o actividad produce una alteración favorable o desfavorable en algún componente de medio ambiente. Por lo tanto, *el impacto* que un proyecto produce sobre el medio ambiente, se define: *como la diferencia entre la evaluación del medio ambiente sin proyecto y con proyecto.*

1.1. Los impactos ambientales

Siguiendo las recomendaciones de la Conferencia de las Naciones Unidas en Rio, sobre Medio Ambiente y Desarrollo, la Unión Europea se comprometió a estabilizar, en el año 2000 y en los niveles de 1990, las emisiones de dióxido de carbono, primer responsable del efecto invernadero. Está claro que para alcanzar este ambicioso objetivo, Europa deberá mejorar su eficiencia energética y utilizar mejor sus recursos renovables.

En el campo de las propuestas concretas, el programa ALTANER se ha fijado como objetivo, un aumento de la contribución de las energías renovables a la demanda total de energía en la Unión, desde el 4 % vigente en el 1991 al 10% en el 2007, y a duplicar, en ese mismo horizonte, la generación de energía eléctrica con recursos renovables. Referido a la pequeña hidráulica, este objetivo significa para la Unión Europea, aumentar la producción anual en año hidráulico medio de 30 TWh a 60TWh. La consecución de este objetivo significa, en el año 2007, disminuir el consumo de combustibles fósiles en un 10% con lo que se conseguiría reducir, en 180 millones de toneladas, las emisiones de CO₂.

Sin embargo, a la luz de lo conseguido en estos últimos años ese objetivo se se alcanzará si no se desbloquean las autorizaciones administrativas para nuevos aprovechamientos, retenidas en su mayor parte debido a problemas relacionados con el medio ambiente.

Algunas autoridades medio ambientales justifican este bloqueo de las autorizaciones, basándose en el escaso poder sustitutivo de las pequeñas centrales. Lo que es falso en términos globales, cuando se está hablando de duplicar los más de 9.000 MW (equivalentes a 9 centrales nucleares de última generación) instalados actualmente en Europa y resulta incoherente en aquellos que se proclaman partidarios de las renovables, y que parecen olvidar el carácter descentralizadas y sólo los aprovechamientos hidráulicos, los parques solares y los parques eólicos son capaces, hoy día, de contribuir significativamente a la generación de energía eléctrica con recursos renovables.

También es cierto que, aunque desde el punto de vista del impacto ambiental global, la generación de energía eléctrica en pequeñas centrales hidráulicas presenta ventajas indiscutibles, no lo es menos que al estar ubicadas, en general, en zonas de elevada sensibilidad ambiental, inducen impactos de carácter local no despreciables.

La ventaja que tiene la pequeña hidráulica en el campo de los impactos globales no debe de ser obstáculo para que, a nivel de proyecto, se identifiquen los impactos y se introduzcan las medidas correctoras necesarias.

Una central térmica plantea problemas ambientales, alguno de los cuales (la emisión de anhídrido carbónico por ejemplo) no tiene solución práctica en el estado actual de la tecnología, pero dada su elevada economía, la autorización se negocia a niveles administrativos elevados. Una pequeña central hidráulica, cuyos impactos siempre pueden mitigarse, se autoriza a niveles administrativos inferiores, en los que la influencia de los grupos de presión se hace sentir con mayor intensidad.

Identificar los impactos no es tarea difícil, pero reducir qué medidas de corrección deben aplicarse si lo es, ya que esas decisiones se basan muchas veces en criterios subjetivos. Es por ello que solo un diálogo continuado entre instituciones y personas implicadas en el proceso, permitirá acelerar la utilización de los recursos renovables. Y aunque esa negociación entre las partes tendrá que llevarse a cabo proyecto por proyecto, es conveniente establecer unas pautas, que ayuden al proyectista en la búsqueda de soluciones que, de antemano, tengan muchas posibilidades de ser aceptadas en el procedimiento de autorización.

1.2. Identificación de los impactos en las pequeñas centrales

Los impactos varían con la ubicación del aprovechamiento y con la solución tecnológica escogida. Desde el punto de vista de la ubicación, un aprovechamiento de montaña genera diferentes impactos que uno de llanura. Desde el punto de vista tecnológico, los aprovechamientos con embalse regulador genera impactos, cuantitativa y cualitativamente, diferentes a los generados por dos aprovechamientos de agua fluyente, dentro de los cuales cabría aún distinguir, a estos efectos, entre los que derivan el agua a los que no la derivan.

1.3. Los impactos en fase de construcción

Desde el punto de vista ambiental hay que diferenciar los aprovechamientos que utilizan un embalse multiuso, se insertan en canales de irrigación, o forman parte de un sistema de aducción de agua potable a una localidad, de los aprovechamientos de agua fluyente. Los primeros son los que en menor medida afectan al medio ambiente, puesto que se sobreentiende que ya se aplicaron en su día las medidas correctoras para la creación del embalse y que el impacto adicional de la casa de máquinas y del canal de descarga, contruidos a la sombra de una presa, es porcentualmente mínimo. Los insertados en un canal de riego o de una conducción de agua potable no producen impactos distintos de los que indujeron con la construcción, en su día, del canal o de la conducción de agua.

1.3.1. Embalses

Los impactos originados por la construcción de una presa y la creación de un embalse incluyen, además de la pérdida de suelo, la construcción y apertura de caminos, plataformas de trabajo, movimientos de tierra, voladuras, e incluso, a veces, la fabricación de hormigón y su puesta en obra. Hay otros efectos inducidos no despreciables: el efecto barrera de la presa o la alteración que conlleva su implantación en tramos de río que no estaban regulados.

Por otra parte, los problemas planteados por la construcción de la presa con su infraestructura de caminos, e incluso con la apertura de una cantera de áridos para la planta de hormigón, son comunes a los de cualquier obra de infraestructura, para los que existe una metodología, suficientemente conocida, de tratamiento y búsqueda de impacto mínimo.

1.3.2. Tomas de agua, canales, tuberías a presión, canal de descarga

En los aprovechamientos de agua fluyente los impactos son semejantes a los generados por la construcción de cualquier tipo de infraestructuras: ruidos que alteran la vida de los animales y de los humanos; peligro de erosión debido a la pérdida de cobertura asociada a los movimientos de tierra, con el consiguiente efecto sobre la turbidez de las aguas y la precipitación, aguas abajo, de sedimentos que pueden modificar el hábitat de los peces, etc. Para mitigar estos impactos se recomienda que las obras se realicen en épocas de escasa pluviosidad, y que los trabajos de revegetación del terreno se lleven a cabo inmediatamente después de terminada la construcción. En todo caso estos impactos tienen siempre un carácter transitorio, y no suelen construir un obstáculo para la concesión de la autorización.

Dado su papel protector frente a la erosión de las márgenes hay que recuperar, e incluso reforzar la vegetación de las orillas, dañada durante la construcción de las

estructuras hidráulicas. Hay que subrayar la conveniencia de revegetar con especies autóctonas por su mejor adaptación a las condiciones locales, lo que obliga a plantearse el abastecimiento de las mismas desde los inicios del proyecto.

Habría que tener en cuenta dentro de la evaluación de impactos, los vertidos al cauce incluso el hecho de que, durante el periodo de construcción, exista una colonia humana en una zona que normalmente está escasamente habitada. Este impacto, que en condiciones muy particulares (un parque natural por ejemplo) puede ser negativo, resulta en general positivo al aumentar, durante la fase de construcción, el nivel de actividad de la zona. También pueden generar problemas las emisiones de polvo, los gases de combustión e incluso ruidos, dados el alto grado de sensibilidad ecológica de las zonas en que se implantan las minicentrales. Para disminuir el impacto de las emisiones de los vehículos y, al mismo tiempo, reducir los costos de transporte es conveniente planificar bien los movimientos, y evitar recorridos innecesarios.

En el lado positivo hay que subrayar la incidencia de la utilización de mano de obra local e incluso de pequeños subcontratistas, durante todo el periodo de construcción del aprovechamiento.

1.4. Los impactos en fase de explotación

1.4.1. Impacto sónico

El nivel de ruido permitido dependerá de los núcleos de población o viviendas aisladas localizadas en el entorno, y del existente antes de realizar el proyecto. Los ruidos proceden fundamentalmente de las turbinas y sobre todo, cuando existen, de los reductores. Hoy en día, es posible reducir el nivel de ruido en el interior de la casa de máquinas hasta situarlo en el orden de los 80 dBA y limitarlo en el exterior a límites tan bajos que resulte prácticamente imperceptible.

La ventilación, necesaria para disminuir la humedad de los locales, extraer el aire calentado por los equipos, y mantener una atmósfera respirable, aun cuando la central trabaja habitualmente sin presencia de personal, fue cuidadosamente estudiada para no transmitir ni ruidos ni vibraciones. A pesar de tener que introducir 3.500 m³/hora de aire fresco, la velocidad en los conductos no sobrepasa nunca los 4 m/seg, chimeneas de entrada y salida están equipadas con silenciadores y los conductos de aire están contruidos con un sándwich de hormigón, lana de vidrio, ladrillos perforados y yeso.

El problema de ruidos afecta especialmente a las centrales de bajo salto. Efectivamente los grupos Kaplan, especialmente los de configuración vertical, emiten una o dos frecuencias (sonidos puros) que resultan fácilmente detectables en la cercanía de la central pese al ruido del agua. Parece ser que el origen está en los multiplicadores, y tal vez en los generadores. En los estudios de ruido, la presencia de sonidos puros se considera un factor agravante en la apreciación de las molestias.

1.4.2. Impacto paisajístico

Todos tendemos a rechazar cualquier cambio, por pequeño que sea, en el paisaje que nos rodea. Una nueva urbanización en nuestra cercanía o una playa artificial con arena procedente de un yacimiento submarino, son rechazadas por buena parte de la localidad, aunque en muchos aspectos, incluso el paisajístico, mejoren las condiciones del entorno. El problema es particularmente agudo en aquellos aprovechamientos hidráulicos ubicados en una zona de montaña media o alta, ambientalmente sensitiva, o en una zona urbana de carácter histórico. Es indudable que cada uno de los componentes que configuran el aprovechamiento tiene potencial para producir cambios en el paisaje.

El diseño y la ubicación poco afortunada de uno solo de ellos pueden afectar decisivamente a la aceptación del proyecto por el público. Es cierto que se ha avanzado mucho; desde aquellas minicentrales en las que parecía mostrarse con orgullo la mole de las tuberías forzadas, a las construidas recientemente en parajes ambientalmente sensibles, en las que resulta difícil identificar un solo componente. Es necesario tomar conciencia del problema y buscar, desde nivel de anteproyecto, aquellas soluciones capaces de provocar el mínimo rechazo.

Aun cuando voluminosos, la mayoría de los componentes pueden ocultarse a la vista, si se utiliza adecuadamente la topografía y la vegetación. El uso de pinturas no reflectantes, con colores que se diluyen en el paisaje; la construcción de azudes a base de rocas que simulen la apariencia de un rápido; el diseño de una casa de máquinas que se asemeje más a una cabaña de pescadores que a un edificio industrial, etc puede hacer que un proyecto que encontraba una fuerte oposición de los lugareños, termine por ser aceptado con agrado. Cuando el lugar es especialmente sensitivo y el potencial económico del aprovechamiento lo admite, puede encontrarse soluciones increíbles, y hacer posible que un aprovechamiento de considerable potencia pudiera ubicarse en un parque nacional.

1.4.3. Impactos biológicos

1.4.3.1. En el embalse

La creación de un embalse provoca la aparición de una fauna piscícola asociada al mismo, que entra en competencia con la habitual en el curso del río, de forma que si en su cola no se crea una barrera física, puede remontar aguas arriba y entrar en competencia con especies autóctonas de indudable interés.

En los aprovechamientos que disponen de embalse, la explotación con extracciones intermitentes (por ejemplo para turbinas sólo en horas punta) resulta particularmente nociva, porque origina variaciones bruscas de nivel en el tramo del río,

aguas abajo de la central. Resulta curioso que las autoridades ambientales estipulen cuidadosamente las condiciones para el tramo de río cortocircuitado entre la presa y la central, prefijando valores en general muy altos para el caudal ecológico, pero rara vez se preocupen por lo que ocurre aguas abajo de esta última. Este problema se evitaría con el encadenamiento de centrales, de forma que la salida de una, coincidiese con la cola de embalse de la siguiente. Pero esta solución, que eliminaría el problema de los desembalses periódicos, conduciría a una sobreexplotación del curso de agua, con los daños que esa práctica produce en ecosistema.

1.4.3.2. En el cauce del río

En los aprovechamientos de agua fluyente que derivan el agua del curso del río hay un tramo del cauce, el ubicado entre la toma de aguas arriba de la central y el canal de desagüe a la salida de las turbinas, que queda cortocircuitado. En el caso extremo de que se turbine todo el caudal del río, el tramo cortocircuitado quedará en seco, pero cuando el caudal natural supere al nominal, el agua desbordará sobre el azud para entrar en el mismo. Son sobre todo estos cambios rápidos de periodos secos a húmedos, los que empobrecen la fauna piscícola y ribereña. Aparece aquí un claro conflicto de intereses. El productor opinará que la producción de electricidad con recursos renovables es una valiosa contribución a la humanidad, al reemplazar a otro proceso que daría lugar a emisiones de dióxido de carbono y de anhídrido sulfuroso, de significado impacto global. La agencia medio-ambiental verá, por el contrario, en la derivación del agua una amenaza a la ecología del río, un atentado a un bien de dominio público.

❖ CAUDAL ECOLÓGICO

Institucionalmente este conflicto lo arbitra la Administración utilizando la legislación en vigor para fijar un caudal que debería transitar permanentemente por el tramo, caudal que se conoce como caudal reservado o caudal ecológico.

La mayor parte de los métodos para el cálculo del caudal ecológico se basan en el conocimiento de la estructura física del cauce para poder estudiar una variable o conjunto de variables de la esorrentía, conociendo el caudal que en cada momento circula por él.

Para ello se caracteriza el cauce como una estructura independiente del régimen de caudales, simplificación necesaria para poder abordar el problema.

Una vez conocida la estructura del cauce, se estudia la modificación de las variables que intervienen en la esorrentía (profundidad, velocidad, pendiente longitudinal, rugosidad).

Los métodos hidrológicos son de fácil aplicación pero no obedecen a ningún criterio científico y son consecuentemente arbitrarios. Pueden conducir a valores

mínimos excesivamente elevados en ríos con estiajes acusados y a valores muy bajos en ríos con estiajes moderados.

Una vez decidido cuál debe ser el caudal ecológico, hay que implementar en las estructuras hidráulicas los dispositivos necesarios para garantizar su cumplimiento.

1.5. Los impactos de las líneas eléctricas de transmisión

1.5.1. Impacto visual

Aunque es cierto que las actuales tendencias constructivas dan lugar a estructuras altamente dominantes y, en consecuencia, producen cambios importantes en el paisaje, una estructura construida ahora, llegará un día a formar parte del paisaje, e incluso a ser en el futuro, una herencia del pasado. Bajo este prisma sería a nuestros descendientes a quienes correspondería decir lo que vale la pena conservar. Parece claro sin embargo que las líneas eléctricas y los corredores correspondientes, tienen un impacto estético negativo sobre el paisaje. Estos impactos pueden mitigarse adaptando la línea al paisaje, o en casos extremos, enterrándola.

La solución óptima de una línea eléctrica, estudiada desde una óptica técnica y financiera, es en general la que producirá los impactos más negativos. Efectivamente, para conseguir una mayor separación, los pilones se ubican en lo alto de las colinas, con lo que la línea se convierte en un elemento dominante del paisaje. Aunque a priori no puede decirse que una línea quebrada se comporta mejor desde el punto de vista visual que una línea recta, en general estas últimas resultan más impactantes.

1.5.2. Impacto sobre los humanos

Tras varios años de informes contradictorios, los expertos aseguran ahora que residir en áreas cercanas a líneas eléctricas no incrementan el riesgo de cáncer y, más concretamente, de leucemia infantil. Esta es la conclusión a la que llegó un equipo de investigadores del Instituto del Cáncer de Estados Unidos, según publica en junio de 1997 la prestigiosa revista “The New England Journal of Medicine”. Esta publicación asegura que la evidencia científica demuestra que tal riesgo no existe y manifiesta que es hora de dejar de malgastar recursos en este tipo de estudios y emplearlos en descubrir las verdaderas causas biológicas de la leucemia. En todo caso, dada la tensión empleada en las minicentrales (en general < 66kV) los campos electromagnéticos generados son inferiores a los generados por algún electrodoméstico, como microondas.

1.5.3. Impacto sobre las aves

Aunque las aves están adaptadas morfológica y aerodinámicamente para moverse en el aire, existen límites en los que respeta a su habilidad para salvar obstáculos artificiales. Las líneas aéreas que pasan cerca de áreas claves desde el punto

de vista ornitológico, deberán ubicarse cerca de las bases de los riscos, o próximas a las pantallas de árboles, para que obliguen a las aves a volar por encima de los cables. El peligro de electrocución (para electrocutarse un ave tiene que tocar simultáneamente dos fases o una fase y neutro) es prácticamente nulo para líneas a más de 130 kV, y muy bajo para el resto si se utilizan aisladores suspendidos en lugar de rígidos.

1.6. Normativa

Se entiende por Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) el conjunto de estudios y sistemas técnicos que permiten estimar los efectos que un determinado proyecto, obra o actividad causa sobre el medio ambiente.

El procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental fue regulado por el derecho comunitario mediante la Directiva 85/337/CEE, posteriormente modificado por la Directiva 97/11/CEE, que completó la lista de proyectos que debían someterse a este procedimiento.

Los proyectos de instalaciones para la producción de energía hidroeléctrica están obligados a someterse al procedimiento de evaluación de impacto ambiental sólo en el caso en que se desarrollen en zonas especialmente sensibles, designadas en aplicación de las Directivas 79/409/CEE de Aves y 92/43/CEE, de conservación de espacios naturales o flora y fauna silvestre, o en humedades incluidos en la lista del Convenio de Ramsar.

El resto de proyectos destinados a la producción de energía hidroeléctrica deben ser estudiados, caso a caso, por el órgano ambiental competente, que deberá decidir, de forma motivada y conforme a los criterios establecidos en el anexo III de la Ley 6/2001, si un determinado proyecto debe o no someterse al procedimiento de evaluación de impacto ambiental.

1.7. Aspectos ambientales

1.7.1. Distintos sistemas de generación de electricidad

Según el estudio *Impactos Ambientales de la Producción Eléctrica, Análisis de Ciclo de Vida de ocho tecnologías de generación eléctrica* (IDAE 2000), el sistema energético que produce menores impactos sobre el medio ambiente es el de las minicentrales hidroeléctricas. El objetivo de este informe es la estimación de los impactos ambientales asociados a la generación de un kWh, a partir de ocho sistemas energéticos distintos como son: lignito, carbón petróleo, gas natural, nuclear, fotovoltaico, eólico e hidroeléctrico.

Los procesos de transformación de la energía, y en concreto de la generación de electricidad en sus diversas formas, constituyen una de las actividades energéticas de

mayor impacto. Los daños más importantes derivados de la utilización, transformación y transporte de la energía están asociados a:

- Las emisiones atmosféricas que provocan el calentamiento global del planeta, la disminución de la capa de ozono, la niebla de invierno y niebla fotoquímica.
- La contaminación de los medios acuático y terrestre, que producen acidificación y eutrofización.
- La generación de residuos, como sustancias carcinógenas, residuos radioactivos y metales pesados liberados en la atmósfera.

Como resultado de este estudio se concluye que los sistemas de generación eléctrica basados en la utilización del lignito como energía primaria tienen un impacto medioambiental 300 veces superior al de menor impacto: las minicentrales hidroeléctricas. Otra de las conclusiones afirma que los sistemas de generación basados en los combustibles fósiles provocan un mayor daño a los ecosistemas naturales y a la salud humana que las fuentes renovables, de baja incidencia ambiental.

Los resultados finales del estudio se presentan en “ecopuntos”, que se interpretan como un nivel de penalización ambiental. La tabla que se muestra a continuación, tabla indica el total de ecopuntos alcanzando por cada sistema de generación, especificando además las categorías de impacto.

Impactos/ Sistemas Energéticos	Lignito	Carbón	Petróleo	Gas natural	Nuclear	Fotovoltaico	Eólico	Minihidráulica
Calentamiento global	135,00	109,00	97,00	95,80	2,05	15,40	2,85	0,41
Disminución capa de ozono	0,32	1,95	53,10	0,86	4,12	3,66	1,61	0,05
Acidificación	920,00	265,00	261,00	30,50	3,33	97,00	3,49	0,46
Eutrofización	9,83	11,60	9,76	6,97	0,28	1,97	0,27	0,06
Metales pesados	62,90	728,00	244,00	46,60	25,00	167,00	40,70	2,58
Sustancias carcinógenas	25,70	84,30	540,00	22,10	2,05	75,70	9,99	0,76
Niebla de invierno	519,00	124,00	135,00	3,08	1,50	53,30	1,48	0,15
Niebla fotoquímica	0,49	3,05	36,90	3,47	0,32	3,03	1,25	0,06
Radiaciones ionizantes	0,02	0,05	0,02	0,00	2,19	0,12	0,01	0,00
Residuos	50,90	12,90	0,62	0,58	0,28	1,84	0,29	0,52
Residuos radiactivos	5,28	10,60	7,11	1,34	565,00	34,90	1,83	0,32
Agotamiento recursos energéticos	5,71	5,47	13,60	55,80	65,70	7,06	0,91	0,07
TOTAL	1.735,16	1.355,92	1.398,11	267,11	671,82	460,98	64,687	5,43

Tabla 1. Ecopuntos alcanzados por cada sistema de generación. Fuente: IDAE

1.7.2. Estudio de impacto ambiental en minicentrales hidroeléctricas

Los Estudios de Impacto Ambiental (E.I.A.) tienen por objeto analizar la relación de incidencia entre un proyecto determinado y el entorno afectado por dicho proyecto en cada una de las fases del proyecto: construcción, explotación y desmantelamiento. El IDAE cuenta entre sus publicaciones con la Guía metodológica de evaluaciones de impacto ambiental en pequeñas centrales hidroeléctricas.

Para que las medidas correctoras tengan eficacia, es necesario el establecimiento de un Programa de Vigilancia Ambiental, que permita detectar los impactos residuales que puedan surgir, además de garantizar un seguimiento y control de dichas medidas.



Imagen 1. Esquema de un estudio de impacto ambiental. Fuente: IDAE

A continuación se presenta una lista orientativa de los posibles impactos que puedan causar una minicentral en el medio donde se aloja, y las medidas correctas para minimizarlas.

❖ SISTEMA ACUATICO

✓ Efectos

- El agua es el factor más importante y su principal característica es que constituye un ecosistema extremadamente frágil. La alteración que va sufrir el caudal de agua crea el impacto más fuerte.
- La interrupción de la corriente de agua se traduce en una alteración directa sobre la población piscícola, disminuyendo además la capacidad de autodepuración del cauce tramo interrumpido.

- Aguas arriba: existirá una disminución de la velocidad de flujo que desencadenará deposición de los materiales transportados en suspensión. Esto puede afectar incluso al nivel de la freática.
 - Aguas abajo: el curso de agua tendrá una mayor capacidad erosiva.
 - En el tramo donde se ha construido la minicentral: los efectos serían de menor importancia, pero alteran igualmente el ecosistema. Según la magnitud de la presa diques, se alterará el microclima por las aguas remansadas (estratificación de temperatura, evaporación, formación de neblinas, etc.).
- c) Pérdida de calidad de las aguas a consecuencia de vertidos accidentales al río como consecuencia de las labores de construcción, movimientos de tierra, etc. o por la proliferación de algas en el embalse.
- d) Efectos barrera para la población piscícola por la construcción de la presa azul.

✓ **Medidas correctoras**

- a) Mantenimiento de caudales ecológicos y de servidumbre.
- b) Restituir al cauce el agua utilizable y mantenimiento del cauce ecológico.
- c) Impedir que se produzcan vertidos al río, además de controlar el aporte de sedimentos y nutrientes del embalse.
- d) Instalar pasos de peces en la presa o azud: son estructuras hidráulicas destinadas a romper la discontinuidad que introduce en el río la presa o azud empleados para la toma de agua, que hace posible que los peces puedan circular, en ambos sentidos, ascendentes y descendentes, a través de la misma. Estas estructuras consumen un volumen de agua que contribuyen al caudal residual o de servidumbre.

Existe una amplia tipología: los más comunes usados en minicentrales son los denominados “escala de peces” que dividen la altura a salvar mediante una serie de estanques comunicados entre sí por tabiques con vertederos, orificios o escotaduras verticales, aunque también hay tipo canal fijado en diagonal sobre el duque, esclusas y ascensores.

❖ **PERDIDA DE SUELO Y EROSIÓN**

✓ **Efectos**

- a) Invasión del terreno al levantar las instalaciones necesarias para el funcionamiento de la minicentral, y al abrir los caminos de acceso.
- b) Erosión del suelo al desaparecer la cubierta vegetal en aquellas zonas donde ha habido movimiento de tierras para levantar el edificio principal, caminos de acceso, tuberías, canales, etc.

✓ **Medidas correctoras**

- a) Minimizar los impactos en el diseño de la minicentral para respetar al máximo el entorno durante su construcción.
- b) Repoblar con las especies vegetales autóctonas y enterrar las tuberías y conductos en la medida de lo posible.

❖ **DESTRUCCIÓN DE LA VEGETACIÓN**

✓ **Efectos**

- a) Pérdida de cobertura vegetal por los movimientos de tierra que se derivan de las obras de construcción e inundación de márgenes por la construcción de presas y azudes.
- b) Cambios en los tipos y/o la estructura de las comunidades rupícolas por la modificación del flujo del caudal, aguas abajo de la central.

✓ **Medidas Correctoras**

- a) Identificación y valoración de las comunidades vegetales con el fin de poder prever cuáles se verán más afectadas y proceder a su reposición o incluso protección si son endémicas.
- b) Revegetación de las zonas afectadas, con una proyección a medio y largo plazo, preferiblemente con especies autóctonas y plantas jóvenes.

❖ **ALTERACIONES SOBRE LA FAUNA**

✓ **Efectos**

- a) La fauna piscícola es la más afectada por la minicentral, ya que la presa o azud representa cambios muy notables en las condiciones de su hábitat, además del efecto barrera de las presas y azudes sobre las migraciones de peces, que remontan los ríos para desovar.
- b) Pérdida del hábitat de algunas especies terrestres debido a la desaparición de parte de la cobertura vegetal durante la fase de construcción y por la inundación de zonas para la creación de la presa o azud.
- c) Dificultad en la movilidad de determinadas especies que no puedan cruzar la superficie del agua embalsada.
- d) Aumento de la mortandad de las aves de la zona a consecuencia del tendido eléctrico conectado a la minicentral.
- e) Desplazamiento de especies sensibles a los ruidos provocados por la actividad desarrollada en la construcción y funcionamiento de la central.

✓ **Medidas correctoras**

- a) Evitar al máximo la pérdida de calidad de las aguas, y contribuir pasos y escalas de peces con el objetivo de que especies como el salmón, la trucha, los reos o anguilas puedan remontar el río y completar su ciclo reproductor.
- b) Creación de zonas alternativas a los hábitats desaparecidos.
- c) Creación de pasos alternativos.
- d) Diseño de apoyos e instalaciones de “salvapájaros”.
- e) Insonorización del edificio y las turbinas.

❖ **ALTERACIONES EN LA ATMÓSFERA**

✓ **Efectos**

- a) Polvo en suspensión provocado durante las tareas de construcción, movimiento de tierras, extracción de materiales, etc.

✓ **Medidas Correctoras**

- a) El foco contaminante de las partículas en suspensión terminará cuando finalicen las obras.
- b) Mientras duren las obras, se procederá a realizar de forma periódica el riego de los caminos de tierra de acceso a las obras.

❖ **ALTERACIONES DEL MEDIO SOCIAL**

✓ **Efectos**

- a) Aquí se engloban todas aquellas alteraciones que puedan sufrir tanto los usos existentes como los futuros, y que se relacionan directa o indirectamente con el curso del agua. Por ejemplo, invasión de vías pecuarias y pasos tradicionales de ganado.

✓ **Medidas correctoras**

- a) Reposición de las servidumbres que existían antes de la construcción de la central, para que ninguno de los afectados vea conculcados sus derechos.

❖ **CAMBIOS EN EL PAISAJE**

✓ **Efectos**

- a) Desaparición de alguno de los elementos que caracterizan la zona.

- b) Aparición de nuevos elementos que visualmente pueden estar o no integrados en el paisaje.

✓ **Medidas correctoras**

- a) Revegetación de taludes y terraplenes, y enterramientos de tuberías y canales en la medida de lo posible.
- b) Elección de los materiales y tipología acordes con las construcciones tradicionales de la zona, y plantaciones para ocultar estructuras discordante.
- c) Creación de zonas alternativas, en caso de verse afectados usos recreativos o deportivos.

1.8. Ventajas de las minicentrales hidroeléctricas

1.8.1. Beneficios ambientales

La utilización de combustibles fósiles es la principal fuente de emisión de gases de efecto invernadero, responsables del cambio climático y otros impacto negativo sobre el medio ambiente. El 78% de las emisiones de los seis gases de efecto invernadero contemplados por el *Protocolo de Kioto* tienen origen energético (Fuente: Ministerio de Medio Ambiente).

La siguiente tabla muestra las emisiones evitadas de CO_2 únicamente en el año 2010, debido al incremento de potencia previsto de la energía hidroeléctrica entre 2005-2010, y tomando como referencia una moderna central de ciclo combinado a gas natural, con un rendimiento del 54%.

Emisiones CO_2 evitadas t CO_2

Minihidráulica (menor de 10 MW) 472.812

Hidráulica (entre 10 y 50 MW) 255.490

Las energías renovables, por el contrario, constituyen una fuente inagotable de recursos energéticos que no emite gases de efecto invernadero a la atmósfera. Las energías verdes, por ser unidades de producción no emisoras, contribuyen a la reducción de los impactos medioambientales que provoca el sistema de producción de electricidad, como la lluvia ácida o el calentamiento global del planeta. Se estima que las emisiones de CO_2 evitadas en 2004 por el parque renovable de generación actual ascienden aproximadamente a 17 millones Tn de CO_2 .

La energía obtenida en minicentrales hidroeléctricas ofrece, además, los siguientes beneficios para nuestro entorno:

- Uso no consuntivo del agua, ya que ésta se recoge del río en un punto y se devuelve al cauce en una cota inferior, una vez transformadas su energía e energía eléctrica a su paso por la turbina.
- Carácter autóctono, por lo que su desarrollo implica la reducción del grado de dependencia del sector energético exterior y el refuerzo de la seguridad del suministro.
- Energía limpia, no produce residuos contaminantes, excepto en la fase de construcción, en que deben extremarse las medidas minimizadoras de impactos ambientales.
- Carácter de generación distribuida, ya que en muchas ocasiones las unidades de producción renovable se encuentran cerca de los puntos de consumo. La distancia entre los lugares de generación y consumo final provoca unas pérdidas al sistema de aproximadamente el 10% de la producción neta de electricidad.
- Es respetuosa con el medio ambiente, porque los impactos que genera son pequeños y fácilmente minimizables, incluso muchos son evitables si se toman las medidas adecuadas (escala para peces, caudal ecológico, soterramiento de tuberías, etc).
- Es inagotable gracias al ciclo hidrológico natural.

1.9. Conclusiones

Podemos afirmar que es posible construir una central en un parque natural, sin que éste quede mínimamente afectado y evitando la emisión de muchas toneladas de anhídrido carbónico, causante fundamental del efecto invernadero, y de lluvias ácidas, hasta el punto de que si la central térmica, a la que parcialmente sustituiría, estuviese situada a menos de 300 km del parque, podría destruir los bosques que se quieren proteger negando la autorización.

A continuación, se enumeran las ventajas e inconvenientes desde el punto de vista medioambiental en la construcción o rehabilitación de una central o minicentral hidráulica, algunas de ellas ya se han citado en apartados o puntos anteriores:

✓ **Ventajas:**

- Es renovable.
- No se consume. Se toma el agua en un punto y se devuelve a otro a una cota inferior.
- Es autóctona y, por consiguiente, evita importaciones del exterior.
- Es completamente segura para personas, animales o bienes.
- No genera calor ni emisiones contaminantes (lluvia ácida, efecto invernadero....)
- Genera puestos de trabajo en su construcción, mantenimiento y explotación.
- Requiere inversiones muy cuantiosas que se realizan normalmente en comarcas de montaña muy deprimidas económicamente.

- Genera experiencia y tecnología fácilmente exportables a países en vías de desarrollo.

✓ **Inconvenientes:**

- Altera el normal desenvolvimiento en la vida biológica (animal y vegetal) del río.
- Las centrales de embalse tienen el problema de la evaporación de agua: En la zona donde se construye aumenta la humedad relativa del ambiente como consecuencia de la evaporización del agua contenida en el embalse.
- En el caso de las centrales de embalse construidas en regiones tropicales, estudios realizados han demostrado que generan, como consecuencia del estancamiento de las aguas, grandes focos infecciosos de bacterias y enfermedades.
- Los sedimentos se acumulan en el embalse empobreciéndose de nutrientes el resto del río hasta la desembocadura.

El impacto-Medioambiental de la minicentral en estudio, minicentral hidroeléctrica de Los Villares es bastante menor que el Impacto que se podría producir en la construcción de una nueva minicentral hidráulica, ya que el caso que nos ocupa es el de la “Rehabilitación” de la minicentral de Los Villares en la que ya existe el azud, el canal de conducción, las casas de las máquinas, camino de acceso a la central, etc. Solo necesitamos la reconstrucción de las partes que se encuentran en mal estado, ello supone una menor alteración del entorno ya existente y en definitiva un menor Impacto Medio Ambiental.

ANEXO II. DATOS HIDROLÓGICOS

1990-1991	0,907	30/11/1990	0,315	08/01/1991	0,315	16/02/1991	0,315
23/10/1990	0,315	01/12/1990	0,315	09/01/1991	0,315	17/02/1991	0,315
24/10/1990	0,315	02/12/1990	0,315	10/01/1991	0,315	18/02/1991	0,315
25/10/1990	0,315	03/12/1990	0,315	11/01/1991	0,315	19/02/1991	0,315
26/10/1990	0,315	04/12/1990	0,315	12/01/1991	0,315	20/02/1991	0,315
27/10/1990	0,315	05/12/1990	0,315	13/01/1991	0,315	21/02/1991	0,315
28/10/1990	0,315	06/12/1990	0,249	14/01/1991	0,249	22/02/1991	0,315
29/10/1990	0,315	07/12/1990	0,184	15/01/1991	0,249	23/02/1991	0,315
30/10/1990	0,315	08/12/1990	0,184	16/01/1991	0,249	24/02/1991	0,315
31/10/1990	0,315	09/12/1990	0,184	17/01/1991	0,249	25/02/1991	0,315
01/11/1990	0,315	10/12/1990	0,184	18/01/1991	0,249	26/02/1991	0,315
02/11/1990	0,315	11/12/1990	0,184	19/01/1991	0,315	27/02/1991	0,315
03/11/1990	0,315	12/12/1990	0,184	20/01/1991	0,315	28/02/1991	0,315
04/11/1990	0,315	13/12/1990	0,184	21/01/1991	0,315	01/03/1991	3,905
05/11/1990	0,315	14/12/1990	0,184	22/01/1991	0,315	02/03/1991	4,405
06/11/1990	0,315	15/12/1990	0,184	23/01/1991	0,315	03/03/1991	2,058
07/11/1990	0,315	16/12/1990	0,184	24/01/1991	0,315	04/03/1991	2,058
08/11/1990	0,315	17/12/1990	0,184	25/01/1991	0,315	05/03/1991	2,058
09/11/1990	0,249	18/12/1990	0,184	26/01/1991	0,249	06/03/1991	2,058
10/11/1990	0,249	19/12/1990	0,184	27/01/1991	0,249	07/03/1991	47,704
11/11/1990	0,249	20/12/1990	0,315	28/01/1991	0,315	08/03/1991	8,028
12/11/1990	0,249	21/12/1990	0,315	29/01/1991	0,315	09/03/1991	18,18
13/11/1990	0,249	22/12/1990	0,315	30/01/1991	0,315	10/03/1991	8,87
14/11/1990	0,249	23/12/1990	0,315	31/01/1991	0,315	11/03/1991	5,08
15/11/1990	0,249	24/12/1990	0,315	01/02/1991	0,249	12/03/1991	5,08
16/11/1990	0,249	25/12/1990	0,315	02/02/1991	0,249	13/03/1991	2,708
17/11/1990	0,249	26/12/1990	0,315	03/02/1991	0,249	01/04/1991	1,316
18/11/1990	0,315	27/12/1990	0,315	04/02/1991	0,249	02/04/1991	1,316
19/11/1990	0,315	28/12/1990	0,315	05/02/1991	0,315	03/04/1991	1,316
20/11/1990	0,315	29/12/1990	0,315	06/02/1991	0,315	04/04/1991	1,316
21/11/1990	0,315	30/12/1990	0,315	07/02/1991	0,315	05/04/1991	1,316
22/11/1990	0,315	31/12/1990	0,315	08/02/1991	0,315	06/04/1991	1,316
23/11/1990	0,315	01/01/1991	0,315	09/02/1991	0,315	07/04/1991	1,316
24/11/1990	0,636	02/01/1991	0,315	10/02/1991	0,315	23/04/1991	1,316
25/11/1990	3,086	03/01/1991	0,315	11/02/1991	0,315	24/04/1991	1,316
26/11/1990	0,514	04/01/1991	0,249	12/02/1991	0,249	25/04/1991	1,316
27/11/1990	0,514	05/01/1991	0,249	13/02/1991	0,249	26/04/1991	1,316
28/11/1990	0,315	06/01/1991	0,249	14/02/1991	0,249	27/04/1991	1,316
29/11/1990	0,315	07/01/1991	0,249	15/02/1991	0,249	28/04/1991	1,316

29/04/1991	1,316	17/05/1991	0,877	04/06/1991	0,564	16/07/1991	0,039
30/04/1991	1,316	18/05/1991	0,877	05/06/1991	0,564	17/07/1991	0,039
01/05/1991	0,877	19/05/1991	0,877	06/06/1991	0,564	18/07/1991	0,039
02/05/1991	0,877	20/05/1991	0,877	01/07/1991	0,054	19/07/1991	0,039
03/05/1991	0,965	21/05/1991	0,877	02/07/1991	0,054	20/07/1991	0,039
04/05/1991	0,965	22/05/1991	0,877	03/07/1991	0,054	21/07/1991	0,039
05/05/1991	0,965	23/05/1991	0,752	04/07/1991	0,054	22/07/1991	0,039
06/05/1991	0,965	24/05/1991	0,752	05/07/1991	0,054	23/07/1991	0,039
07/05/1991	1,14	25/05/1991	0,752	06/07/1991	0,054	24/07/1991	0,039
08/05/1991	1,14	26/05/1991	0,752	07/07/1991	0,054	25/07/1991	0,039
09/05/1991	0,877	27/05/1991	0,752	08/07/1991	0,054	26/07/1991	0,039
10/05/1991	0,877	28/05/1991	0,752	09/07/1991	0,054	27/07/1991	0,039
11/05/1991	0,877	29/05/1991	0,752	10/07/1991	0,054	28/07/1991	0,039
12/05/1991	0,877	30/05/1991	0,752	11/07/1991	0,054	29/07/1991	0,039
13/05/1991	0,877	31/05/1991	0,752	12/07/1991	0,054	30/07/1991	0,039
14/05/1991	0,877	01/06/1991	0,564	13/07/1991	0,054	31/07/1991	0,039
15/05/1991	0,877	02/06/1991	0,564	14/07/1991	0,054		
16/05/1991	0,877	03/06/1991	0,564	15/07/1991	0,039		

Tabla 1. 1991/1992 Año aforado elegido para cálculos. Fuente: Anuario de aforos. Ceh.cedex.

AÑO	CAUDAL(M3/S)	AÑO	CAUDAL(M3/S)
1972/1973	0,809424658	1995/1996	2,099470779
1973/1974	1,205863014	1996/1997	2,844857143
1974/1975	0,968136986	1997/1998	1,584535912
1975/1976	2,753032787	1998/1999	0,678622449
1976/1977	6,219715068	1999/2000	0,890478469
1977/1978	5,336556164	2000/2001	1,992329114
1978/1979	4,770380822	2001/2002	0,601512329
1979/1980	1,24002907	2002/2003	1,311123288
1980/1981	SIN DATOS	2003/2004	1,124948485
1981/1982	0,693797101	2004/2005	0,464591667
1982/1983	SIN DATOS	2005/2006	0,138523288
1983/1984	2,751556962	2006/2007	0,333652055
1984/1985	1,795632231	2007/2008	0,245442623
1985/1986	SIN DATOS	2008/2009	0,671356164
1986/1987	1,016958333	2009/2010	SIN DATOS
1987/1988	0,799655738	2010/2011	1,418863014
1988/1989	0,45690535	2011/2012	0,44007377
1989/1990	0,788523511	2012/2013	2,719410959
1990/1991	0,90748	2013/2014	1,872065753
1991/1992	0,784220339	2014/2015	0,620830137
1992/1993	SIN DATOS	2015/2016	0,537478142
1993/1994	0,233741279	2016/2017	0,460005479
1994/1995	0,112380814		

Tabla 2. Tabla caudal medio de todos los años aforados. Fuente: Elaboración propia.

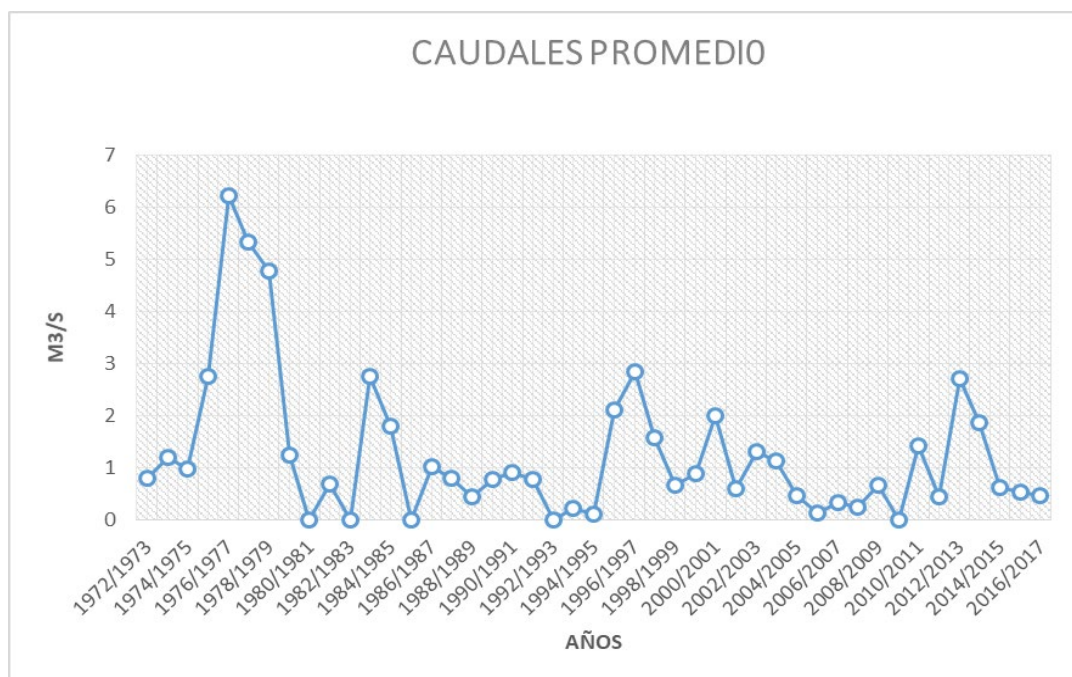


Gráfico 1. Gráfico caudal medio de todos los años aforados. Fuente:
Elaboración propia.

AÑO	CAUDAL(M3/S)	CAUDAL %	DIFERENCIA CON MEDIANA	PERCENTIL 35	PERCENTIL 65
1994/1995	0,112381	1,806848267	-0,786598	0,688485973	1,264912046
2005/2006	0,138523	2,227164527	-0,760456	0,688485973	1,264912046
1993/1994	0,233741	3,75807053	-0,665238	0,688485973	1,264912046
2007/2008	0,245443	3,946203648	-0,653537	0,688485973	1,264912046
2006/2007	0,333652	5,364426684	-0,565327	0,688485973	1,264912046
2011/2012	0,440074	7,075465124	-0,458905	0,688485973	1,264912046
1988/1989	0,456905	7,34608169	-0,442074	0,688485973	1,264912046
2016/2017	0,460005	7,395925286	-0,438974	0,688485973	1,264912046
2004/2005	0,464592	7,469661577	-0,434388	0,688485973	1,264912046
2015/2016	0,537478	8,641523545	-0,361501	0,688485973	1,264912046
2001/2002	0,601512	9,671059239	-0,297467	0,688485973	1,264912046
2014/2015	0,620830	9,981649162	-0,278149	0,688485973	1,264912046
2008/2009	0,671356	10,79400193	-0,227623	0,688485973	1,264912046
1998/1999	0,678622	10,91082858	-0,220357	0,688485973	1,264912046
1981/1982	0,693797	11,15480523	-0,205182	0,688485973	1,264912046
1991/1992	0,784220	12,60862162	-0,114759	0,688485973	1,264912046
1989/1990	0,788524	12,67780762	-0,110456	0,688485973	1,264912046
1987/1988	0,799656	12,85679053	-0,099323	0,688485973	1,264912046
1972/1973	0,809425	13,01385431	-0,089555	0,688485973	1,264912046
1999/2000	0,890478	14,31702995	-0,008501	0,688485973	1,264912046
1990/1991	0,907480	14,59037898	0,008501	0,688485973	1,264912046
1974/1975	0,968137	15,56561636	0,069158	0,688485973	1,264912046
1986/1987	1,016958	16,35056143	0,117979	0,688485973	1,264912046
2003/2004	1,124948	18,08681704	0,225969	0,688485973	1,264912046
1973/1974	1,205863	19,3877533	0,306884	0,688485973	1,264912046

1979/1980	1,240029	19,93707197	0,341050	0,688485973	1,264912046
2002/2003	1,311123	21,08011819	0,412144	0,688485973	1,264912046
2010/2011	1,418863	22,81234748	0,519884	0,688485973	1,264912046
1997/1998	1,584536	25,47602091	0,685557	0,688485973	1,264912046
1984/1985	1,795632	28,8700079	0,896653	0,688485973	1,264912046
2013/2014	1,872066	30,09889895	0,973087	0,688485973	1,264912046
2000/2001	1,992329	32,03248207	1,093350	0,688485973	1,264912046
1995/1996	2,099471	33,75509579	1,200492	0,688485973	1,264912046
2012/2013	2,719411	43,7224363	1,820432	0,688485973	1,264912046
1983/1984	2,751557	44,23927675	1,852578	0,688485973	1,264912046
1975/1976	2,753033	44,26300492	1,854054	0,688485973	1,264912046
1996/1997	2,844857	45,73934837	1,945878	0,688485973	1,264912046
1978/1979	4,770381	76,69773887	3,871402	0,688485973	1,264912046
1977/1978	5,336556	85,80065334	4,437577	0,688485973	1,264912046
1976/1977	6,219715	100	5,320736	0,688485973	1,264912046

Tabla 3. Tabla caudales/promedio años. (En rojo, año base). Fuente: Elaboración propia.

ANEXO III. ESTACIÓN DE AFOROS

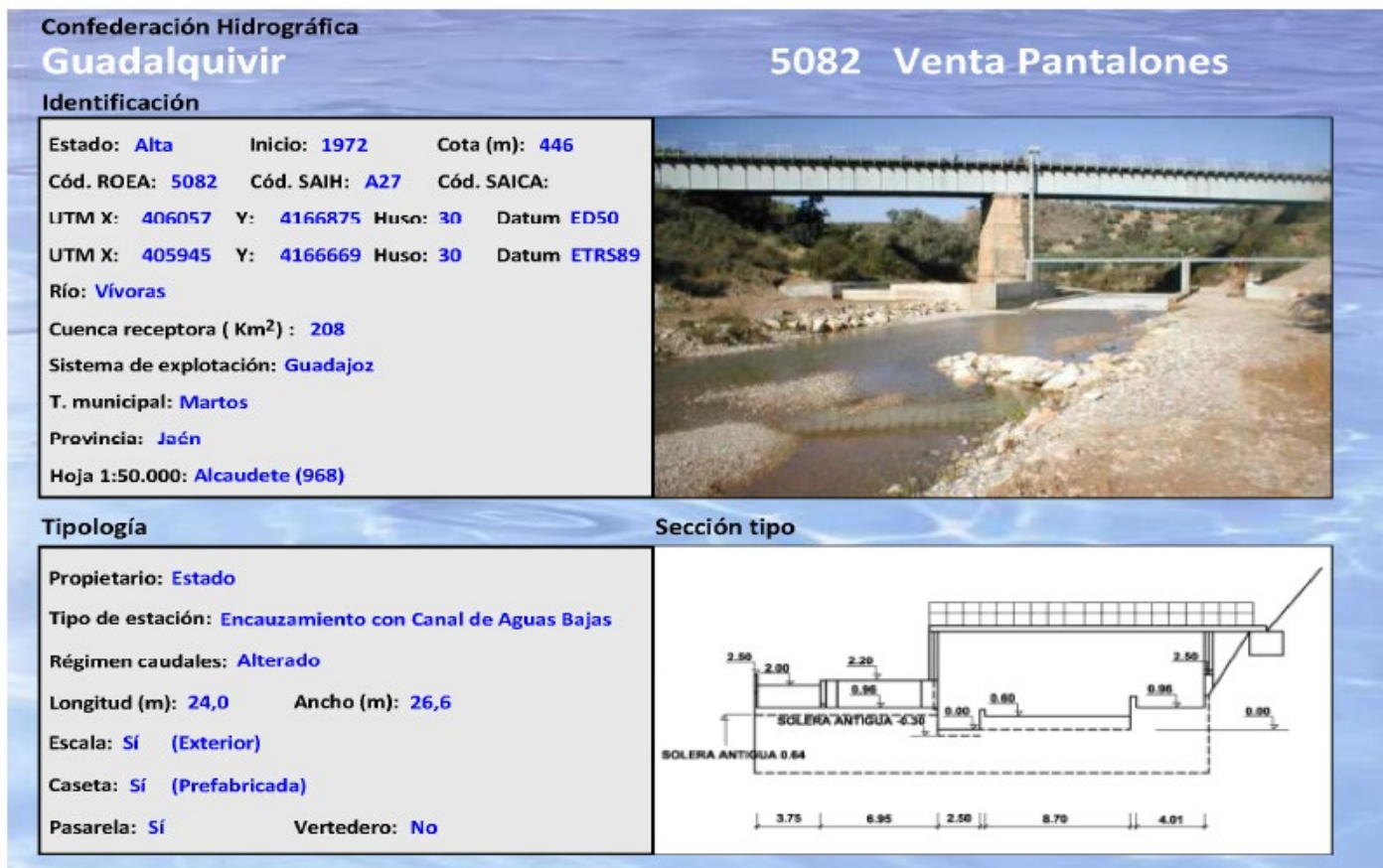


Imagen 1. Situación de la estación de aforo 5082. Fuente: Confederación hidrográfica del Guadalquivir.

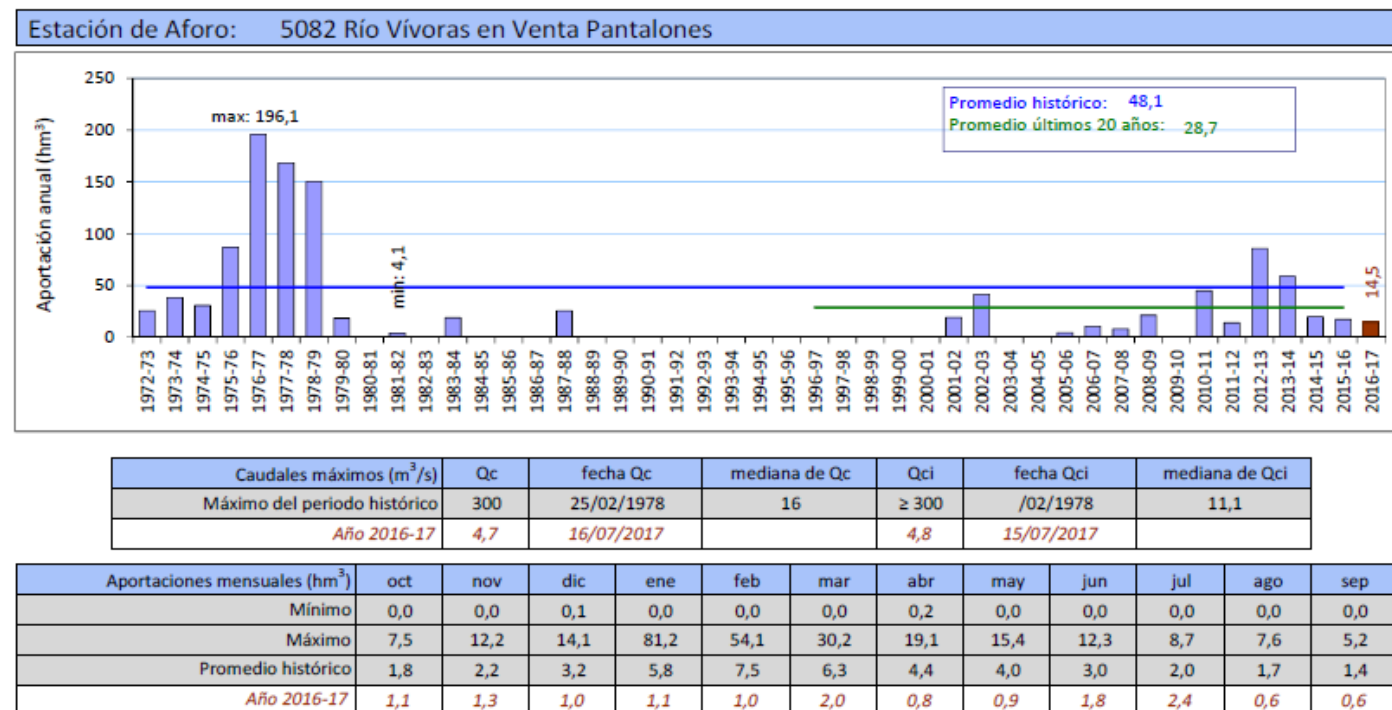
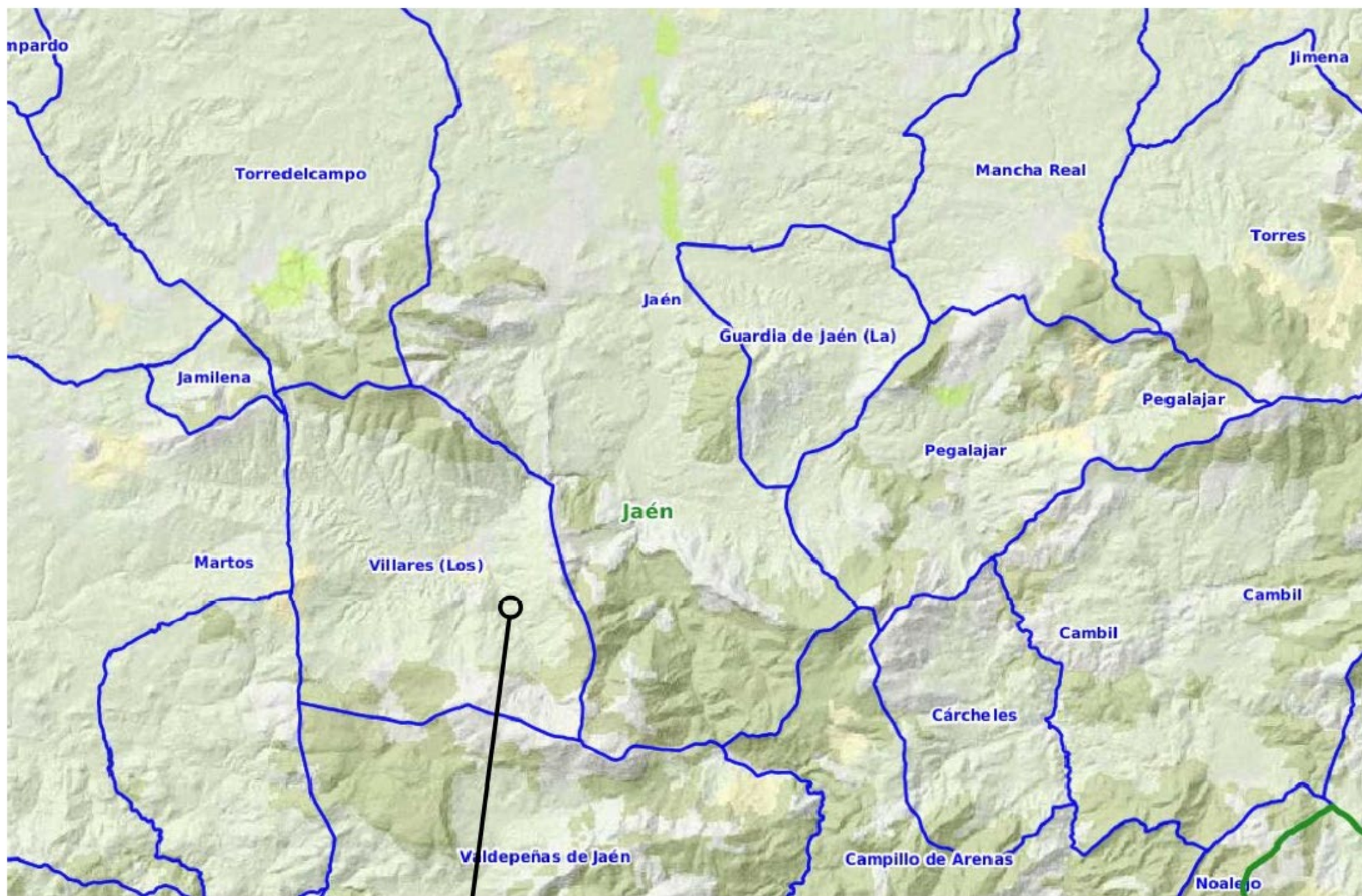


Grafico 1. Gráfico de caudales de la estación de aforo 5082. Fuente: Confederación hidrográfica del Guadalquivir.

ANEXO III. PLANOS



SITUACIÓN DE LA CENTRAL

PROYECTO:

Estudio de la viabilidad técnico-financiera de la central minihidráulica de Río Frio (Los Villares, Jaén)

PLANO:

Situación-Provincia

AUTOR:

Jonathan Litrán Pacheco

ESCALA:

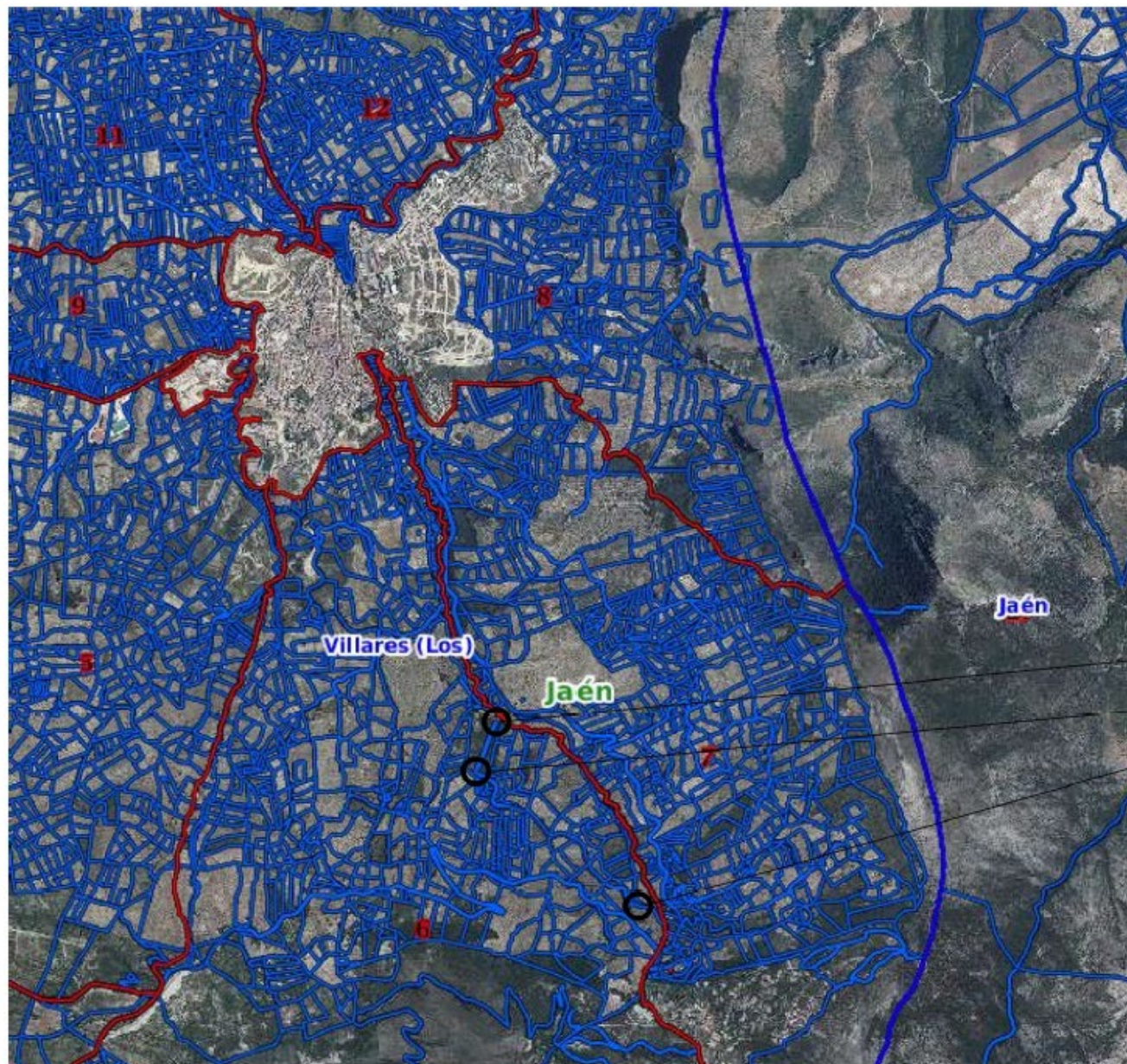
1:100.000

FECHA:

15/12/2020

Nº

1



EDIFICIO DE LA CENTRAL

CÁMARA DE CARGA

AZUD

PROYECTO:

Estudio de la viabilidad técnico-financiera de la central minihidráulica Río Frio (Los Villares, Jaén)

PLANO:

Situación-Municipio

AUTOR:

Jonathan Litrán Pacheco

ESCALA:

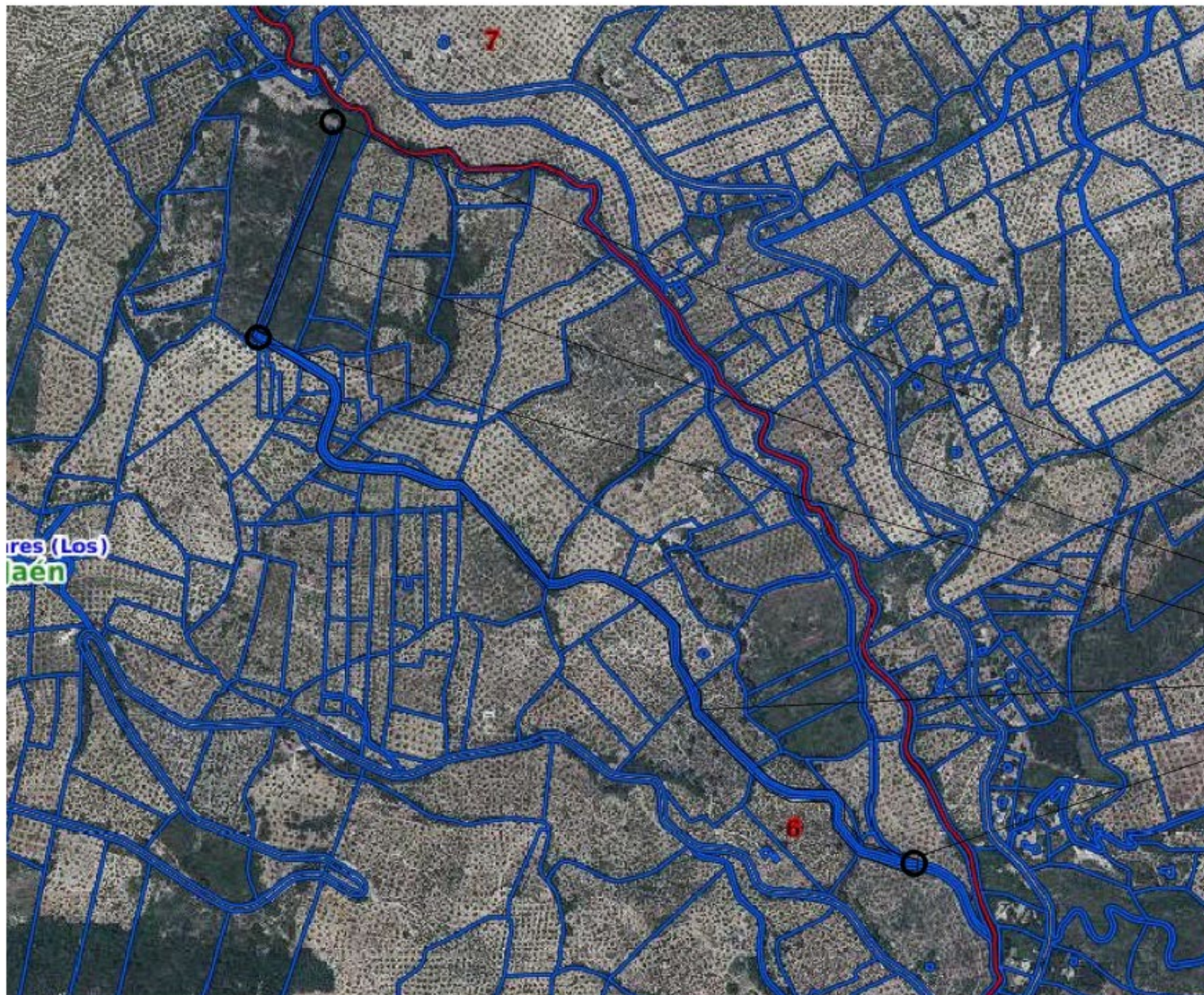
1:50.000

FECHA:

15/12/2020

Nº

2



EDIFICIO DE LA CENTRAL

TUBERÍA FORZADA Y
CANAL DE DESAGUE

CÁMARA DE CARGA

CANAL

AZUD

PROYECTO:

Estudio de la viabilidad técnico-
financiera de la central
minihidráulica de Río Frío
(Los Villares, Jaén)

PLANO:

Situación-Elementos Central

AUTOR:

Jonathan Litrán Pacheco

ESCALA:

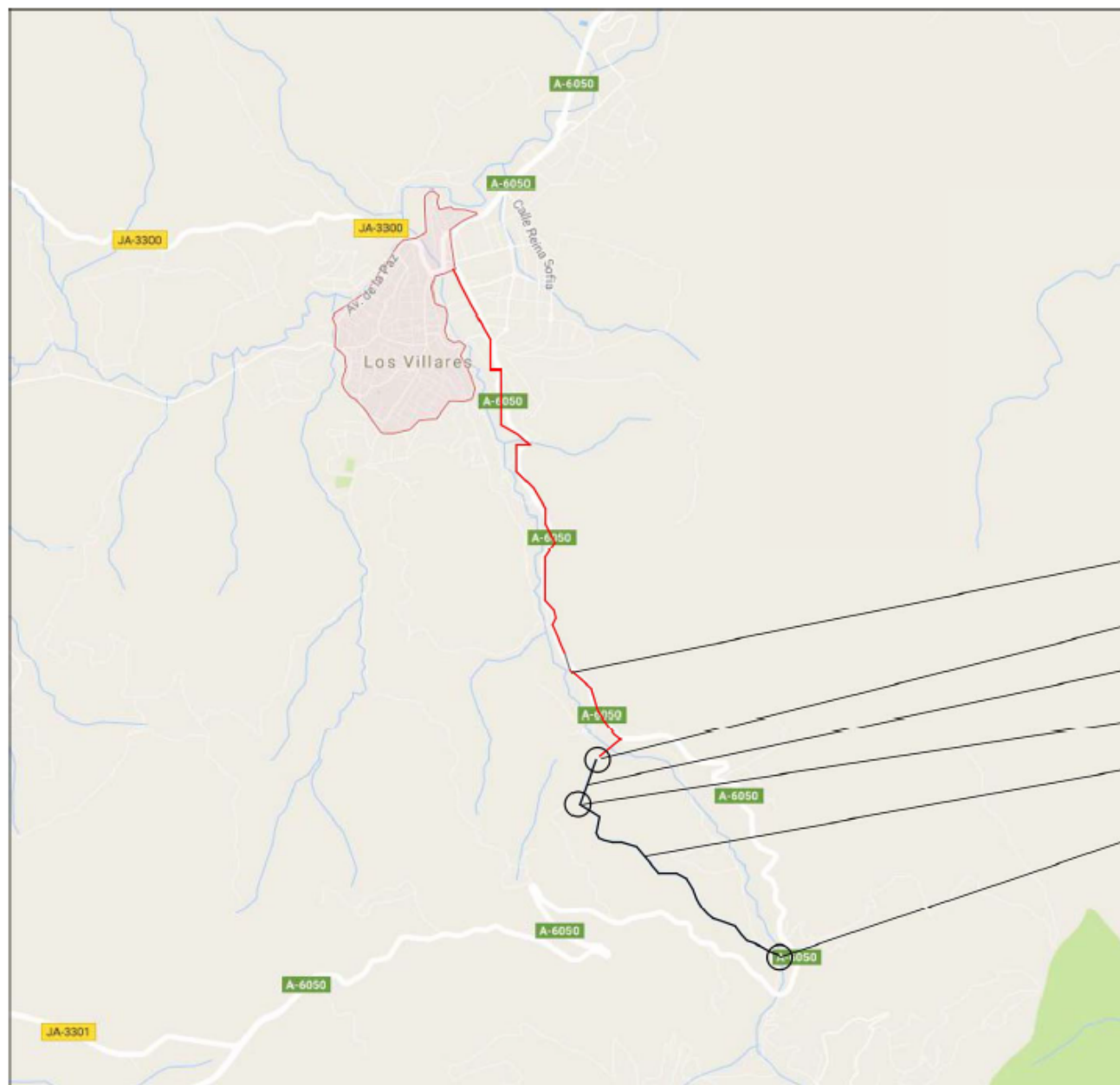
1:5.000

FECHA:

15/12/2020

Nº

3



ACCESO

EDIFICIO DE LA CENTRAL

TUBERÍA FORZADA Y
CANAL DE DESAGUE

CÁMARA DE CARGA

CANAL

AZUD

PROYECTO:
Estudio de la viabilidad técnico-
financiera de la central
minihidráulica Río Frío
(Los Villares, Jaén)

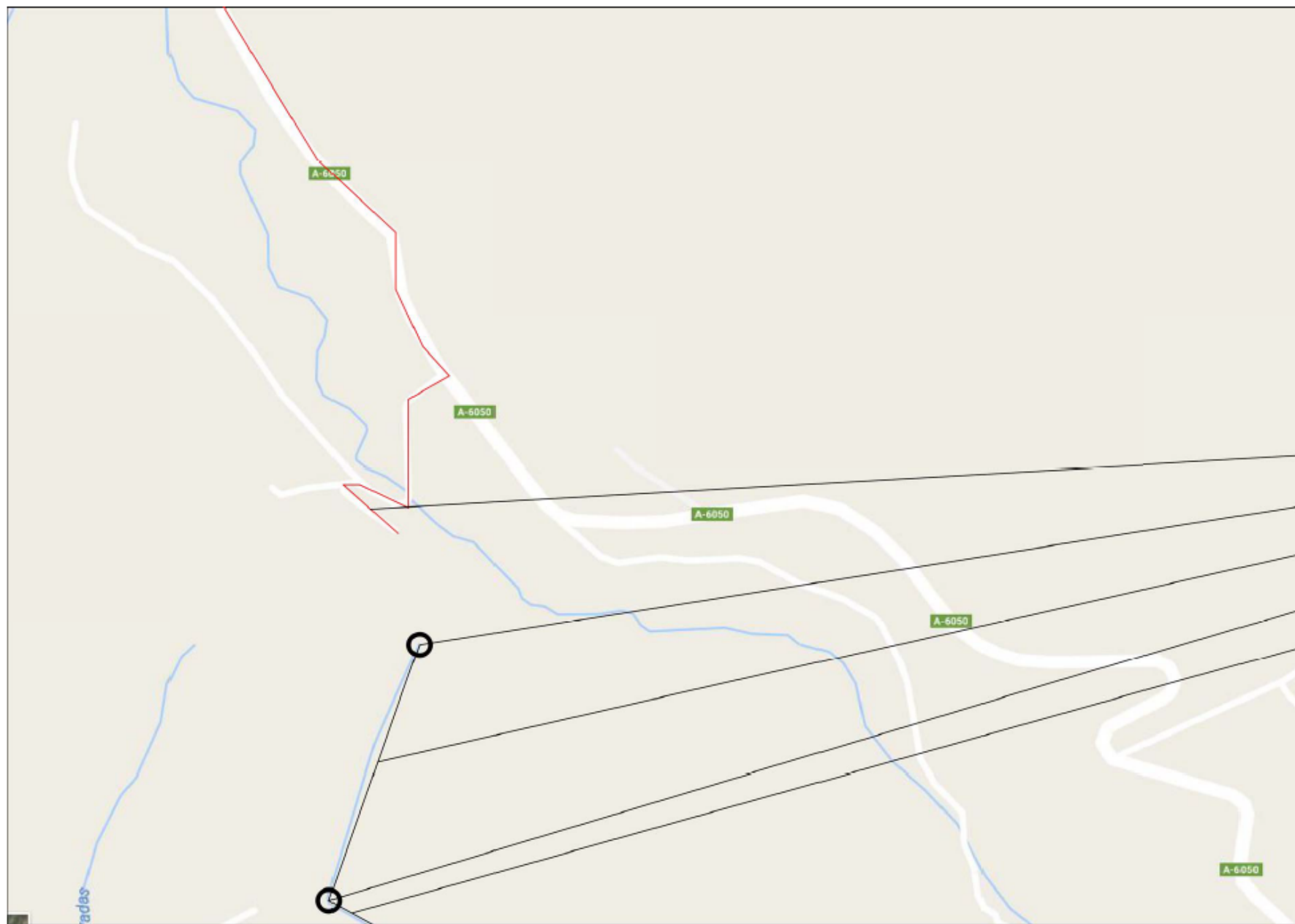
PLANO:
Acceso desde Los Villares

AUTOR:
Jonathan Litrán Pacheco

ESCALA:
1:25.000

FECHA:
15/12/2020

Nº
4



ACCESO

EDIFICIO DE LA CENTRAL

TUBERÍA FORZADA Y
CANAL DE DESAGUE

CÁMARA DE CARGA

CANAL

PROYECTO:

Estudio de la viabilidad técnico-
financiera de la central
minihidráulica de Río Frio
(Los Villares, Jaén)

PLANO:

Acceso a la central

AUTOR:

Jonathan Litrán Pacheco

ESCALA:

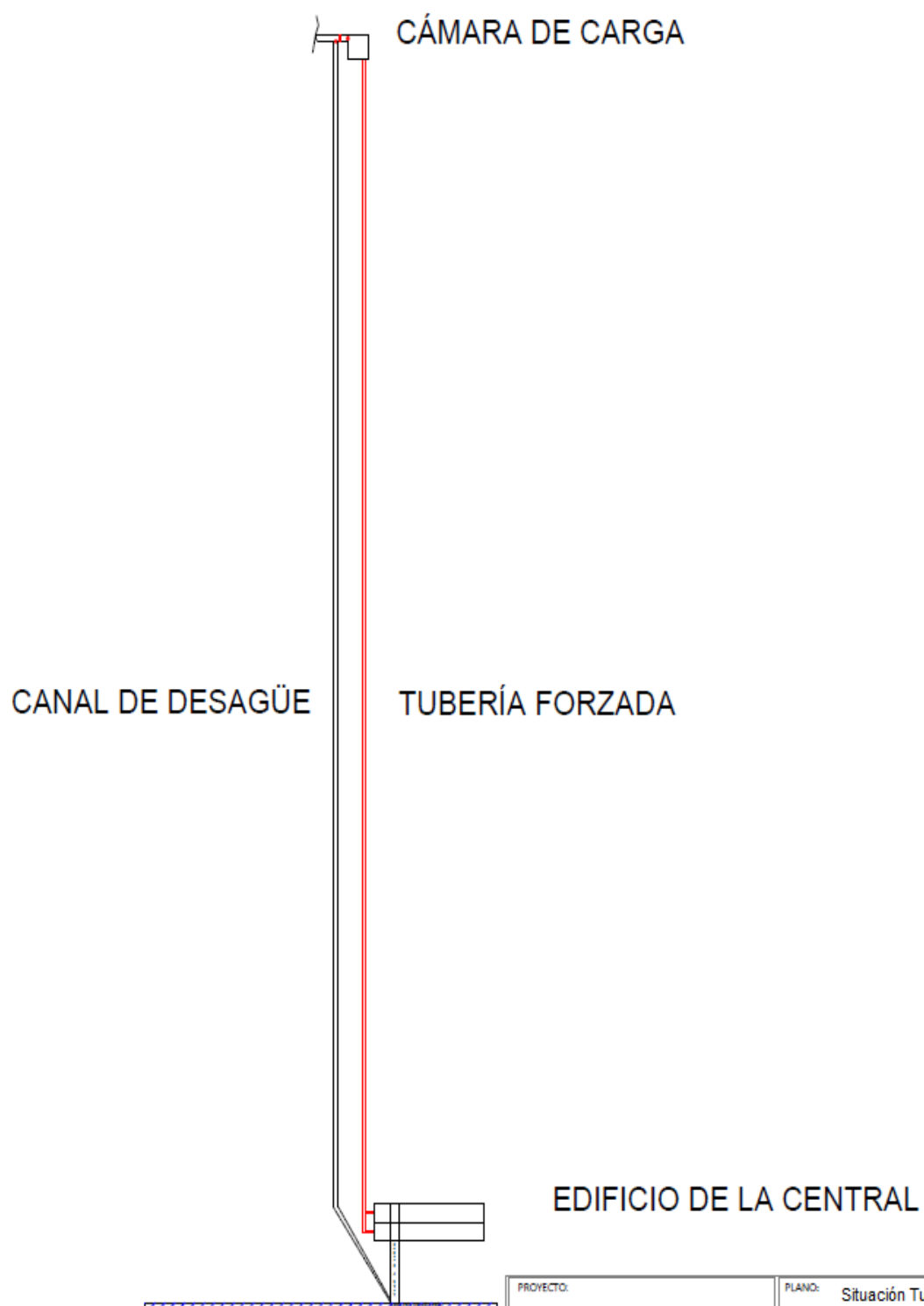
1:5.000

FECHA:

15/12/2020

Nº

5



PROYECTO:

Estudio de la viabilidad técnico-financiera de la central minihidráulica de Río Frío (Los Villares, Jaén)

PLANO:

Situación Tubería Forzada y Canal de Desagüe

AUTOR:

Jonathan Litrán Pacheco

ESCALA:

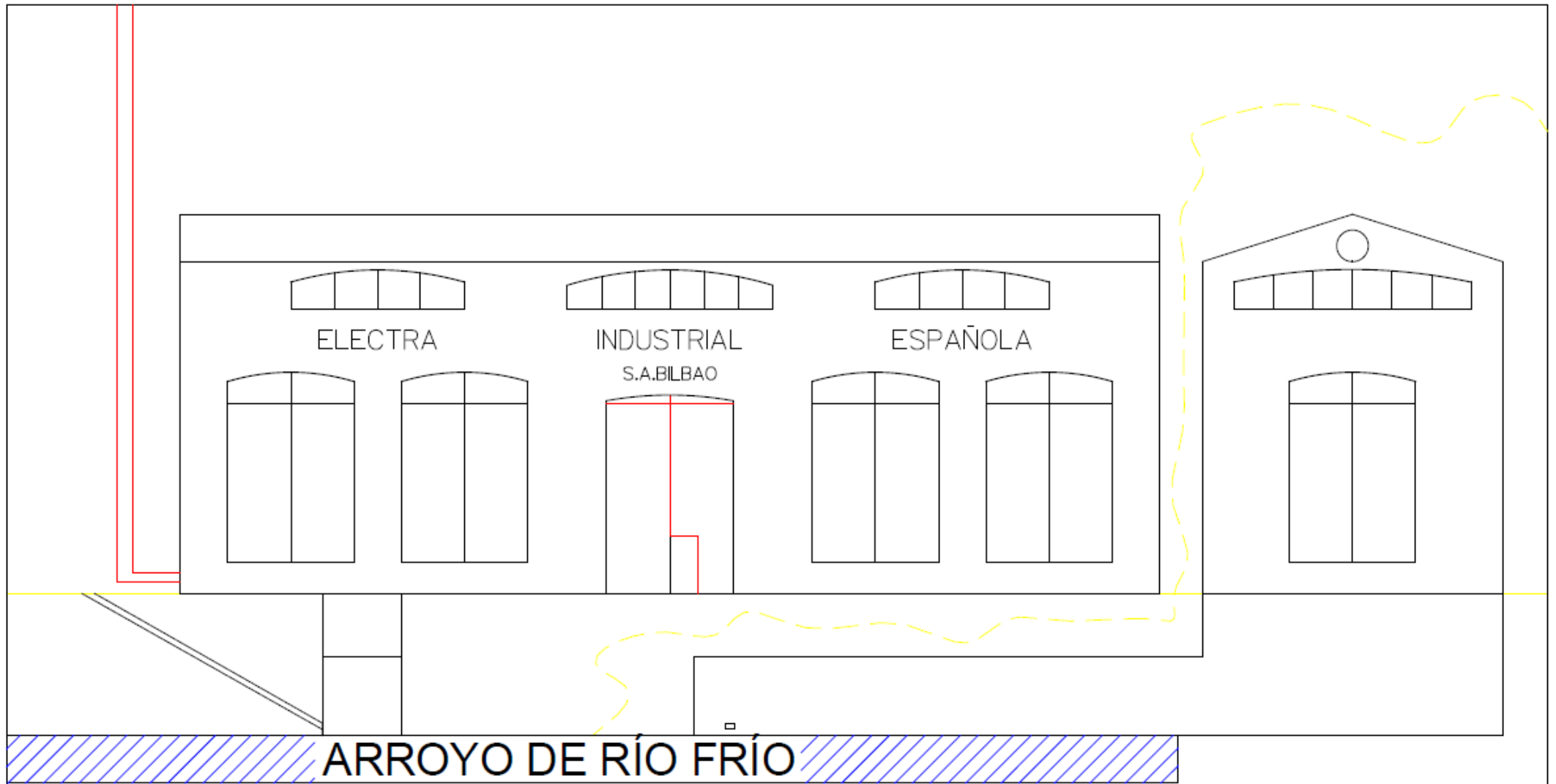
1:1250

FECHA:

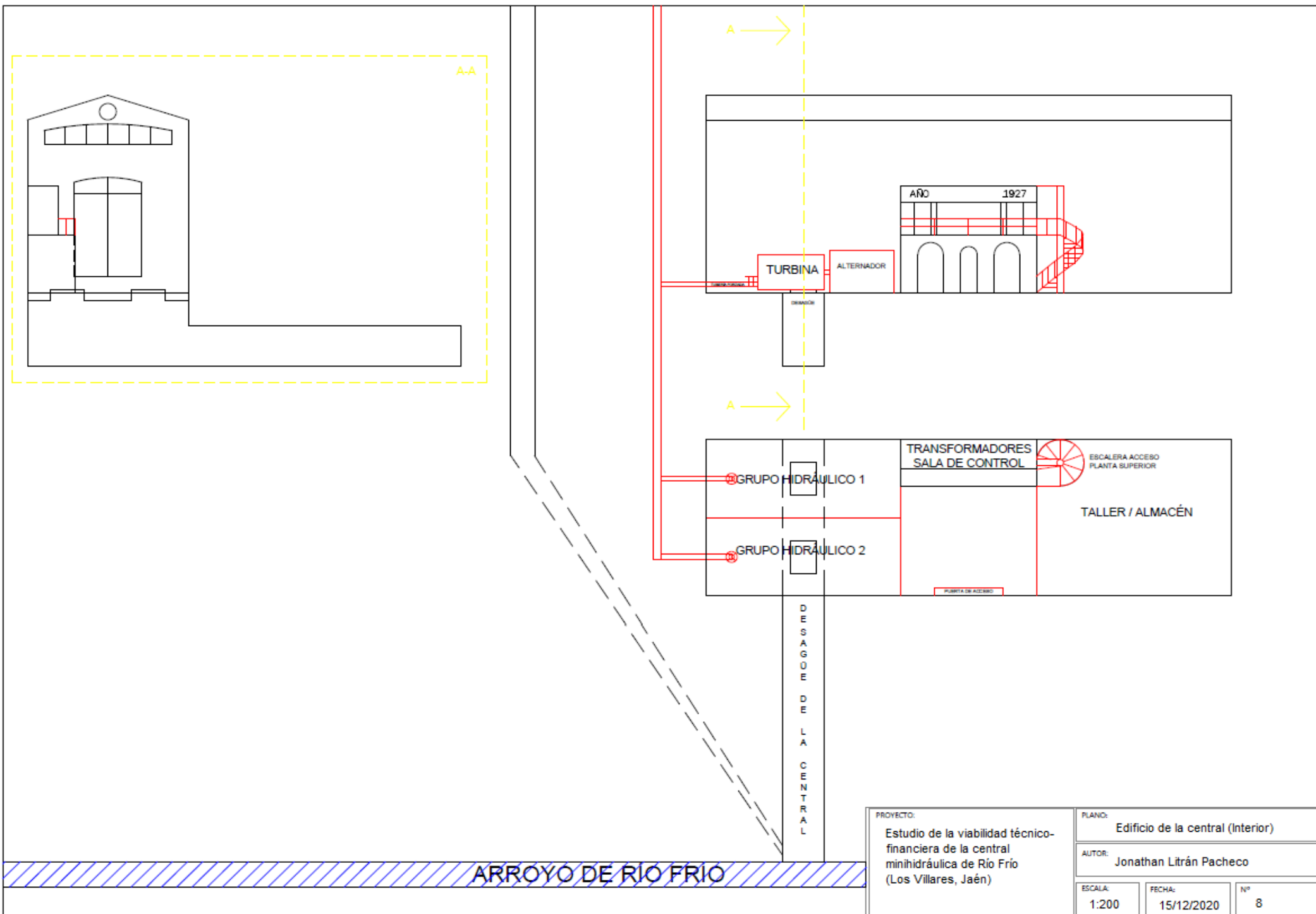
15/12/2020

Nº

6



PROYECTO:			PLANO:	
Estudio de la viabilidad técnico-financiera de la central minihidráulica de Río Frío (Los Villares, Jaén)			Edificio de la central (Exterior)	
			AUTOR:	
			Jonathan Litrán Pacheco	
ESCALA:		FECHA:	Nº	
1:125		15/12/2020	7	



PROYECTO: Estudio de la viabilidad técnico-financiera de la central minihidráulica de Río Frío (Los Villares, Jaén)	PLANO: Edificio de la central (Interior)	
	AUTOR: Jonathan Litrán Pacheco	
ESCALA: 1:200	FECHA: 15/12/2020	Nº 8

