



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

MÁSTER UNIVERSITARIO EN ENERGÍAS RENOVABLES

CONJUNTO HIDROELÉCTRICO DEL RÍO TÁMEGA

ANÁLISIS DE IMPACTO AMBIENTAL Y ECONÓMICO

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Autor: D. Joaquín Bernal Jiménez
Director: Dr. Joaquín Fernández Perles

Cartagena, 8 de Septiembre de 2022







Dedicatoria

A mi prometida, por ser el apoyo necesario durante todo el año, para no abandonar en los momentos duros.

A mi familia, por su apoyo en cada momento.

Y en especial, a mi madre, por darme fuerzas allá donde esté.



Agradecimientos

A mi tutor, Joaquín Fernández Perles, por su disposición a colaborar en todo este laborioso camino, siempre facilitando el camino para su consecución.

A mi cotutor, Adrián González Ortega, por echarme una mano en los cálculos y ayudar en todo lo necesario para conseguirlo.



ÍNDICE

Resumen.....	8
Abstract.....	8
1. Introducción y Condiciones Previas	9
1.1. Introducción	10
1.2. Metodología: Análisis del Ciclo de Vida.....	11
2. Objetivo y Limitaciones	14
2.1. Objetivo del trabajo	15
2.2. Limitaciones del proyecto	15
3. Energía Hidráulica	16
3.1. Energía hidráulica en Portugal.	17
3.2. Centrales Hidroeléctricas. Definición y Esquema básico.	18
3.3. Centrales Hidroeléctricas. Esquemas y partes.	19
3.4. Centrales Hidroeléctricas. Tipologías.	21
4. Estado del Arte	25
4.1. Conceptos generales	26
4.2. Limitaciones del Estado del Arte	26
4.3. Datos generales del proyecto.....	26
4.4. Ubicación	27
4.5. Características y Uso de cada central.....	29
5. Análisis Hidrológico	33
5.1. Introducción	34
5.2. Procedimiento de cálculo	35
5.3. Cálculos hidrológicos	37
6. Elección de Turbina	47
6.1. Salto Hidráulico. Definición y tipos	48
6.2. Pérdidas de carga. Definición y Cálculos.	49
6.3. Salto Hidráulico. Cálculo en cada central	49
6.4. Turbinas. Definición, Partes y Modelos.	50
6.4.1. Definición.....	50
6.4.2. Principales partes de las turbinas	51
6.4.3. Modelos principales de turbinas	52
6.5. Turbinas. Elección de turbina.	53
6.6. Turbinas. Procedimiento de cálculo para elección de turbina.	55
7. Casos de estudio. Elección de turbina.....	60
7.1. Caso de estudio 1: Caudal Promedio Anual Máximo.....	61
7.2. Caso de estudio 2: Caudal Promedio Anual Medio	64
7.3. Caso de estudio 2: Caudal Promedio Anual Mínimo	67
8. Casos de estudio. Potencia y Energía	70



8.1.	Método de cálculo para potencia y rendimiento de turbina.....	71
8.2.	Potencia nominal.....	72
8.3.	Energía generada en cada central	72
8.4.	Horas de funcionamiento y Horas equivalentes.....	73
8.5.	Resumen de datos previos.....	73
8.6.	Caso de estudio 1: Caudal Promedio Anual Máximo.....	74
8.7.	Caso de estudio 2: Caudal Promedio Anual Medio	75
8.8.	Caso de estudio 3: Caudal Promedio Anual Mínimo	76
9.	Comparación de resultados	77
9.1.	Análisis de resultados teóricos y comparación con la práctica	78
10.	Análisis Económico.....	82
10.1.	Introducción	83
10.2.	Ventajas económicas de la energía hidráulica	83
10.3.	Inversión inicial.....	84
10.4.	Costes estimados de una central tipo.....	87
10.5.	Costes en proyecto	89
10.5.1.	Ratio medio de inversión	89
10.5.2.	Costes estimados de mantenimiento anual	89
10.5.3.	Costes de Canon hidráulico.....	90
10.5.4.	Costes de Generación.....	90
10.5.5.	Beneficios anuales	90
10.5.6.	Indicador de Rentabilidad	91
10.6.	Casos de estudio planteados	92
10.6.1.	Caso ejecutado en obra.....	92
10.6.2.	Caso propuesto	98
10.7.	Análisis de Riesgos.....	104
10.7.1.	Introducción.....	104
10.7.2.	Método	105
10.7.3.	Aplicación del Método en el modelo usado en este TFM	106
11.	Análisis ambiental.....	107
11.1.	Introducción	108
11.2.	Ventajas ambientales de la energía hidráulica	108
11.3.	Desventajas ambientales de la energía hidráulica.....	109
11.4.	Estudio de Impacto Ambiental.....	109
11.5.	Metodología del Estudio de Impacto Ambiental.....	110
11.5.1.	Primera Fase.....	110
11.5.2.	Segunda Fase	111
11.6.	Breve Estudio de Impacto Ambiental.....	111
11.6.1.	Descripción del proyecto	111



11.6.2.	Acciones del proyecto.....	112
11.6.3.	Justificación del proyecto.....	113
11.6.4.	Inventario Ambiental e Identificación de Impactos.	114
11.6.5.	Matriz de Impactos	118
11.6.6.	Emisiones a evitar	120
11.6.7.	Medidas Preventivas y Correctoras	123
11.6.8.	Otras medidas de compensación.....	125
12.	Análisis del Ciclo de Vida.....	127
12.1.	Resumen del proceso	128
12.2.	Definición del objetivo y alcance	128
12.3.	Análisis de inventario	128
12.4.	Evaluación del impacto	131
13.	Conclusiones.....	133
14.	Referencias	138
14.1.	Bibliografía.....	139
14.2.	Búsquedas Online.....	139



Resumen

A día de hoy, el sector hidroeléctrico está tomando gran importancia en Portugal, en este TFM se realizará un análisis de impacto ambiental y económico del complejo Hidroeléctrico del Río Tâmega (Oporto).

Para llevar a cabo este trabajo se pondrá en práctica los conocimientos adquiridos en el Master Universitario en Energías Renovables, y más concretamente de la asignatura de Energía Hidráulica.

El trabajo constará de un análisis hidrológico del caudal de la cuenca del Río Tâmega, realizando una serie de cálculos como equipamiento hidráulico necesario, potencia y energía obtenida de las centrales hidroeléctricas, Gouvães, Daivões y Alto Tâmega, que conforman el complejo. Además, se analizará el estado actual del complejo en cada una de las centrales y la solución seleccionada para su implantación.

Una vez realizado todos los cálculos, se demostrará si la aplicación y ejecución del proyecto llevado a cabo es la mejor solución para este complejo hidroeléctrico, analizando diferentes posibilidades de sus turbinas.

La razón principal para realizar este trabajo es la confirmación de la viabilidad técnico-financiera de este complejo hidroeléctrico, debido al elevado coste económico y al impacto medio ambiental que se produce en la zona afectada. En el caso de que el estudio salga negativo, se planteará la solución más rentable que se debió ejecutar en el río Tâmega.

Abstract

Nowadays, the hydroelectric sector is taking great importance in Portugal, in this TFM I will carry out an environmental and economic impact analysis of the hydroelectric complex of the Tâmega River (Porto).

To carry out this work, we will put into practice the knowledge acquired in the Master in Renewable Energies, and more specifically in the subject of Hydraulic Energy.

The work will consist of a hydrological analysis of the flow of the Tâmega River basin, performing a series of calculations such as necessary hydraulic equipment, power and energy obtained from the hydroelectric power plants, Gouvães, Daivões and Alto Tâmega, which make up the complex. In addition, we will analyse the current status of the complex in each of the plants and the solution selected for its implementation including the turbine desing.

Once all the calculations have been made, we will demonstrate whether the implementation and execution of the project carried out is the best solution for this hydroelectric complex.

The main reason for carrying out this work is to confirm the technical-financial feasibility of this hydroelectric complex, due to the high economic cost and the environmental impact on the affected area. In the event that the study is negative, we will propose the most cost-effective solution that should have been implemented on the Tâmega river.



1. Introducción y Condiciones Previas

1.1. Introducción

Históricamente, la producción de energía ha ido cambiando mucho. En la antigüedad, se utilizaba madera o carbón, pero a medida que la sociedad crecía hacía falta cada vez más producción.

Por ello se empezaron a utilizar fuentes de energía más productivas, pero a la vez mucho más perjudiciales para el medio ambiente y para la salud: los combustibles fósiles.

Debido a la degradación medio ambiental que se está llevando a cabo desde que comenzó su uso, sumando al hecho de que estos recursos se están agotando a una velocidad vertiginosa, se comenzaron a buscar fuentes de energías limpias y respetuosas, a la vez que infinitas: las energías renovables.

Actualmente, las energías renovables están en auge, y son cada vez más los inversores que apuestan por ellas en cualquiera de sus formas: hidráulica, solar, marítima, eólica, entre otras.

Las energías renovables se han convertido en una necesidad dentro de conjunto del sistema eléctrico de la mayoría de los países, permitiendo la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles; y contribuyendo a cuidar del medio ambiente al generar energía limpia empleando recursos naturales de manera sostenible.

En nuestro caso, nos centraremos en la energía hidráulica; una de las energías renovables que más contribuye con el entorno cercano a las instalaciones desarrolladas, gracias a las numerosas utilidades que fomenta en sus cercanías.

Se espera que Portugal siga fomentando e incrementando el aporte de las energías renovables para satisfacer la demanda y, de la misma manera, ir reduciendo la dependencia de combustibles fósiles.

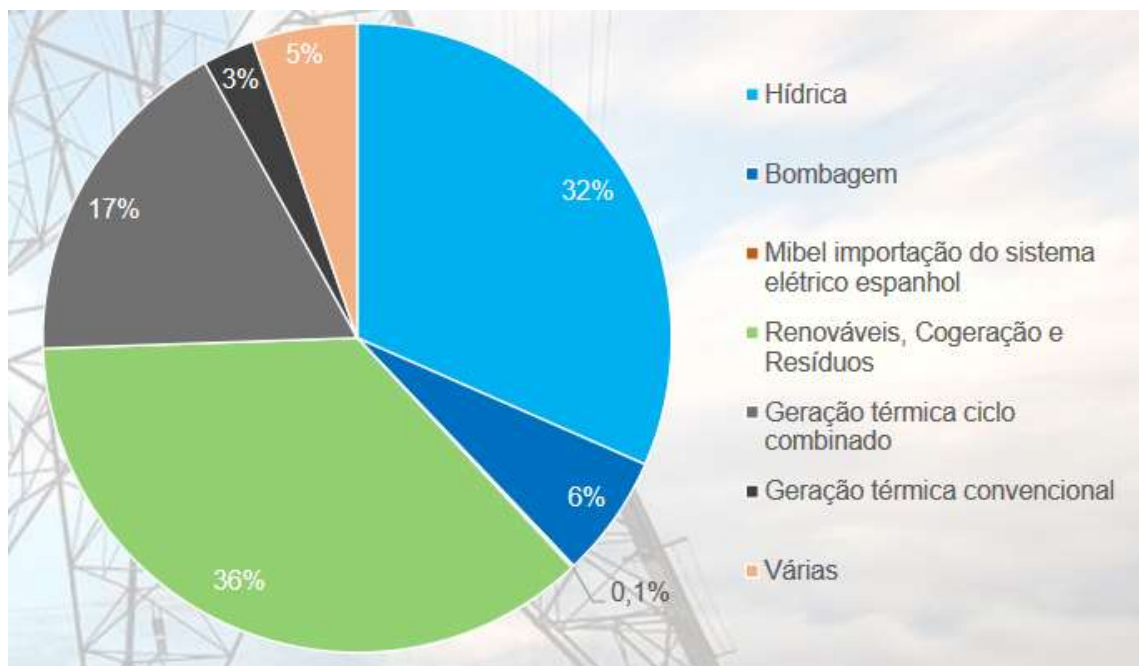


Figura 1. Distribución de la producción energética mediante Energías Renovables en Portugal. Fuente: APREN

La razón para llevar a cabo este trabajo es la realización de un informe detallado del Complejo Hidroeléctrico del Tâmega, con el fin de confirmar que el proyecto planificado y ejecutado plantea la solución más rentable y de menor impacto medioambiental al área afectada. También se proponen otras alternativas de turbinas de acuerdo con los caudales obtenidos en los diferentes años húmedos, medios y secos.

Se prevé que el Complejo Hidroeléctrico del Tâmega se ponga en funcionamiento para la primavera de 2024, por ello la ejecución de este estudio, nos permite conocer mediante una comparación con el anteproyecto y el proyecto de ejecución, si en el pre-diseño de las turbinas se ha escogido la solución óptima para la mayor obtención del recurso eléctrico.

1.2. Metodología: Análisis del Ciclo de Vida

En el presente trabajo se toma en cuenta la metodología basada en la herramienta del Análisis del Ciclo de Vida. Se trata de un método de estudio por el cual se puede evaluar el posible impacto de una central hidroeléctrica hacia el medio ambiente tomando en cuenta diversas actividades relacionadas con ella y en diferentes fases de la vida de la central (construcción, producción y desmantelamiento).

Dicha herramienta se trata de un proceso estandarizado internacionalmente que se usa en la evaluación de aspectos ambientales y potenciales asociados con productos, bienes o servicios (ISO 14040, 2006).

Muchos Análisis de Ciclo de Vida se han desarrollado como prioridad para los sectores energético y productivo de cada país. En dichos estudios se analizaron los impactos que la generación de electricidad produce.

La generación hidroeléctrica se ha cuestionado como energía sustentable, es por ello, que la aplicación del ACV ha permitido estudiar profundamente el comportamiento ambiental de las centrales durante las etapas de construcción, operación y disposición final.

A lo largo de este documento se contestará a la pregunta fundamental mediante la aplicación de la metodología de ACV y se presentarán los resultados de la Evaluación de Impactos y las propuestas de mejora en los sistemas estudiados.

Este proceso se basa principalmente en 4 etapas:

1. Definición de Objetivos y Alcance

Comienza con la declaración del objetivo y el alcance del estudio, que incluye el modo en que los resultados se pretenden comunicar.

El objetivo y el alcance deben ser coherentes con la aplicación prevista del ACV e incluye información técnica. Es necesario definir también otros elementos como los límites del sistema y las hipótesis planteadas.

Según las normas ISO 14040:2006 y 14044:2006, en esta actividad es necesario definir el sistema y etapas a analizar, determinar la unidad funcional, las fronteras del sistema, y establecer las limitaciones del estudio.

Fue necesario mencionar las hipótesis y limitaciones de este ACV con el fin de determinar la calidad de los datos iniciales y los resultados del estudio.



2. Inventario del ciclo de vida

En esta etapa, se recopila y cuantifica las entradas y salidas; así como, los resultados de un sistema del producto durante su ciclo de vida. Los datos se refieren a la unidad funcional ya definida en anterioridad.

La recopilación de los flujos de materiales y energía relevantes en las etapas de construcción y operación de las centrales se plantea mediante visitas de campo y la revisión de auditorías ambientales, análisis de documentación disponible en materia de medio ambiente.

Además, se procede a la identificación y cuantificación de entradas de materia prima, energía, salidas del proceso como emisiones, residuos y subproductos.

3. Evaluación del impacto del ciclo de vida

Durante esta fase, se obtuvieron los resultados del Análisis del Ciclo de Vida. Se determinaron los puntos críticos en términos de impactos ambientales y consumos energéticos, además evaluaremos el potencial de los impactos basados en los resultados del ACV.

Esta fase contiene habitualmente los siguientes elementos obligatorios:

- Selección de las categorías de impacto, los indicadores de categoría y los modelos de caracterización.
- Clasificación: asignación de resultados del Inventario del Ciclo de Vida a las categorías de impacto seleccionadas.
- Medición del impacto (caracterización): cálculo de los resultados de indicadores de categoría.

Además de los elementos adicionales, es posible incluir algunos adicionales como:

- Normalización.
- Agrupación.
- Ponderación.
- Análisis de la calidad de los datos.

Es una clasificación cualitativa o cuantitativa, caracterización y evaluación de impactos a ecosistemas, salud humana y recursos naturales basados en los resultados del análisis de inventarios.

4. Interpretación del ciclo de vida

La interpretación del ciclo de vida es una técnica sistemática para identificar, cuantificar, comprobar y evaluar la información de los resultados del Inventario del Ciclo de Vida y/o de la Evaluación del Impacto del Ciclo de Vida. Esta fase incluye los siguientes elementos

- Identificación de los asuntos significativos basados en los resultados del Inventario del Ciclo de Vida y la Evaluación del Impacto del Ciclo de Vida.
- Evaluación del estudio que considere su integridad, sensibilidad y coherencia;
- Conclusiones, limitaciones y recomendaciones.

Es una identificación y evaluación de oportunidades para alcanzar mejoras en el proceso que resulten en la reducción de impactos ambientales, basándose en los resultados del análisis de inventarios y la evaluación de impactos.



Figura 2. Esquema representativo de las principales fases del Análisis del Ciclo de Vida. Fuente: Elaboración propia



2. Objetivo y Limitaciones

2.1. Objetivo del trabajo

Este proyecto tiene, como objetivo principal, la realización del análisis del ciclo de vida del complejo hidroeléctrico del Río Tâmega, un conjunto de 3 centrales hidroeléctricas (Gouvães, Daivões y Alto Tâmega) que se ejecutaron sobre el río Tâmega, un afluente del río Duero, localizado en el norte de Portugal, cerca de Oporto.

En este informe, llevaremos a cabo los siguientes apartados:

- Conocer los principales datos de partida conseguidos a partir de los datos del promotor del proyecto.
- Evaluar los diferentes escenarios de producción hidroeléctrica.
- Realizar una selección y pre-diseño de la turbina o las turbinas de acuerdo al caudal seleccionado.
- Se estudiarán las soluciones planteadas por el promotor del proyecto, comparándolas con los valores energéticos obtenidos del cálculo teórico.
- Evaluar los impactos ambientales de una central hidroeléctrica.
- Se realizará un estudio técnico-económico de la solución planteada, en función a las conclusiones obtenidas.
- Se valorará el impacto ambiental y la reducción de la huella de carbono que se prevé conseguir con ello.

2.2. Limitaciones del proyecto

En el presente proyecto se dispone de datos finales del estudio hecho para la construcción de las centrales que son objeto del proyecto.

Se dispone de un caudal fijo y en base a este se evaluará el número de turbinas que se deberían instalar en cada una de las centrales.

No se tomarán en cuenta los datos hidrológicos ni rangos de caudales con los que se realizó el proyecto base del complejo, por lo que es necesario destacar que no se hace un estudio de aportaciones hidrológicas. Se parte de uno o varios caudales predeterminados de acuerdo con los años de lluvia..

La Declaración de Impacto Ambiental (DIA) del Complejo Hidroeléctrico del Tâmega estableció diferentes medidas de minimización a tener en cuenta durante la construcción de las centrales.

Además, y teniendo en cuenta que hay afecciones que son inevitables, también se estableció varias medidas de compensación para compensar fundamentalmente desde el punto de vista ecológico, los impactos de este proyecto tan importante para el cumplimiento de los objetivos estratégicos de Portugal en la producción de energía verde.



3. Energía Hidráulica

3.1. Energía hidráulica en Portugal.

La energía hidráulica es el aprovechamiento de la energía cinética y potencial de un curso de agua. Los principales factores a tener en cuenta en este tipo de energía son la altura y el caudal.

Esta energía contenida en el fluido se emplea para mover una turbina y generar energía mecánica. Posteriormente, dicha energía se convierte en electricidad, gracias a un generador eléctrico conectado al conjunto del sistema.

Así, la energía generada mediante este tipo de obtención entra en el grupo de las Energías Renovables. Las Energías Renovables suponen el 55.60 % de toda la energía generada en Portugal, siendo el 11.80 % de ese total, el correspondiente a la energía hidráulica, según informa la Agencia Portuguesa para las Energía Renovables (APREN).

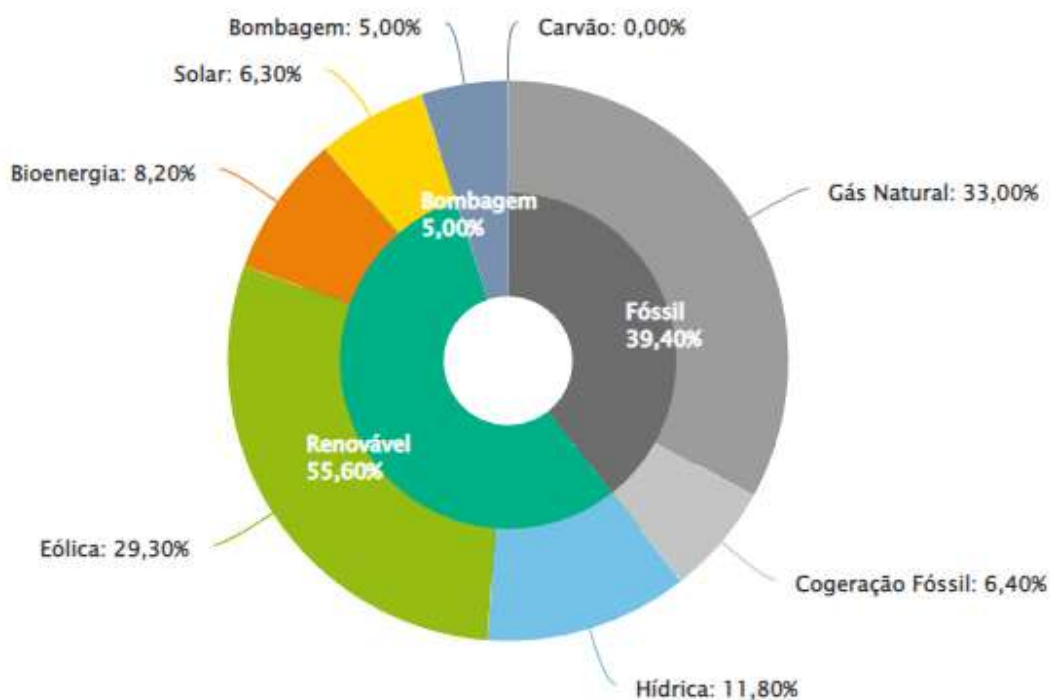


Figura 3. Reparto de producción eléctrica en Portugal. Fuente: Asociación Portuguesa para las Energías Renovables

Además, en muchas ocasiones la incertidumbre que genera su productividad desanima a los inversores a interesarse por este tipo de generación.

Para que una central hidroeléctrica sea rentable, debe llover lo suficiente para que el río en el que está instalado lleve la cantidad suficiente de agua para generar la energía prevista.

Además, las políticas cambiantes de los países en cuanto a energías renovables, que en muchas ocasiones ponen más trabas que facilidades, desanima a los inversores a interesarse por este campo.

Debido a esta incertidumbre que genera y a la inseguridad que existe al invertir en energía hidráulica, este TFM pretende facilitar la comprensión de los diferentes impactos que afectan a la rentabilidad de una central y sus relaciones, de manera que exista una mejor manera de saber si merece la pena invertir en una central hidroeléctrica concreta.

En la siguiente figura, se representa la evolución de la producción eléctrica en Portugal, en función a la fuente de energía de donde se obtiene.

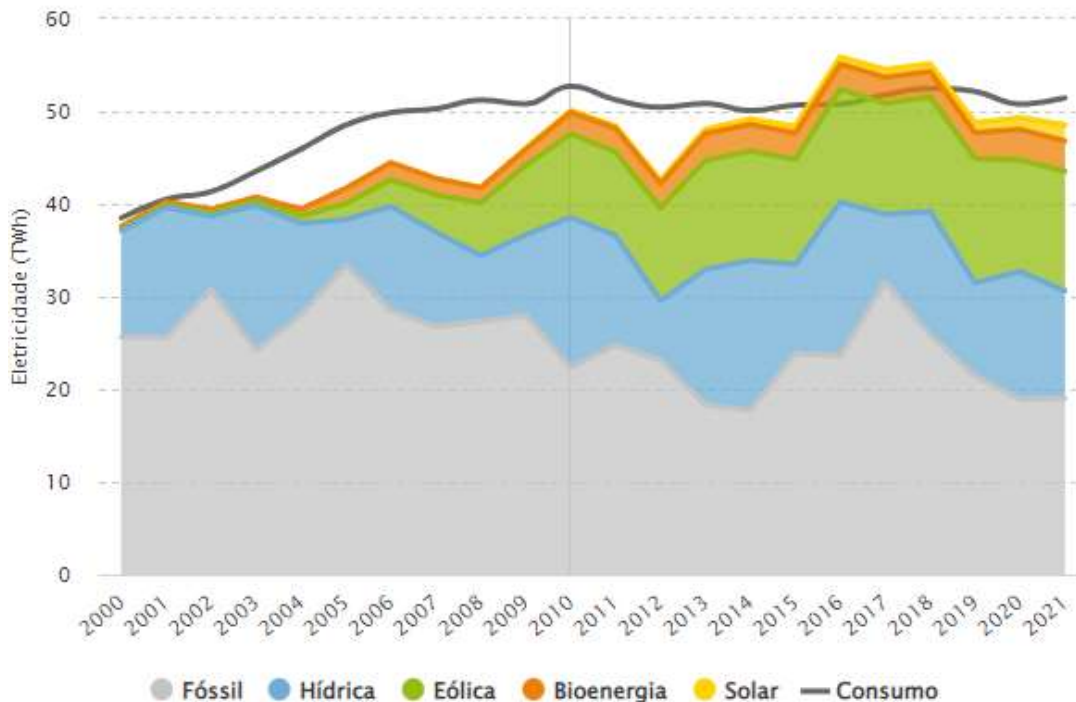


Figura 4. Evolución de la producción eléctrica en Portugal. Fuente: APREN

3.2. Centrales Hidroeléctricas. Definición y Esquema básico.

Una central hidroeléctrica es una estación generadora de energía eléctrica gracias a la transformación de la energía potencial del agua almacenada en un embalse en una cota superior, primero en energía cinética capaz de mover unas turbinas y luego en energía eléctrica al mover estas turbinas el rotor de un generador.

Las centrales hidroeléctricas son instalaciones que aprovechan el agua que transcurre por ríos, lagos o mares y la convierte en energía eléctrica mediante unas turbinas adjuntas a unos alternadores. Las centrales pueden estar situadas en embalses, o directamente en el curso de los ríos.

A continuación, se explicarán las partes más importantes de una central tipo instaladas al pie de un embalse bajo una gran presa, que varían ligeramente cuando la misma se encuentra en el cauce de un río. Este tipo de central es aquel aprovechamiento en el que existe la posibilidad de construir un embalse en el cauce de un río para almacenar las aportaciones de éste, además del agua procedente de las lluvias y del deshielo.

La característica principal de este tipo de instalaciones es que cuentan con la capacidad de regulación de los caudales de la salida del agua, que será turbinada en los momentos que se precise.

Esta capacidad de controlar el volumen de producción se emplea en general para proporcionar energía durante las horas punta de consumo.

La toma de agua de la central se encuentra en la denominada zona útil, que contiene el total de agua que puede ser turbinada. Debajo de la toma se sitúa la denominada zona muerta, que simplemente almacena agua no útil para turbinar.

Según la capacidad de agua que tenga la zona útil, la regulación puede ser horaria, diaria o semanal. En las centrales hidroeléctricas, el volumen de agua suele ser de grandes dimensiones permitiendo producir energía eléctrica en gran volumen, según las necesidades del consumo por parte de la sociedad.

3.3. Centrales Hidroeléctricas. Esquemas y partes.

El esquema básico de una central hidroeléctrica situada a pie de presa es el siguiente:

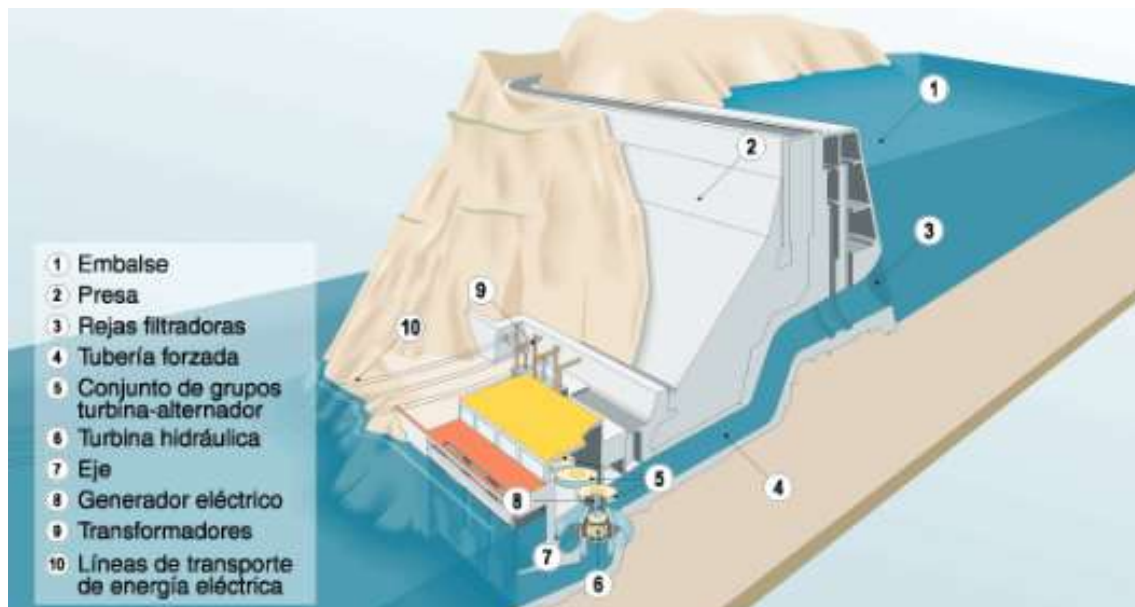


Figura 5. Esquema de una central hidroeléctrica tipo. Fuente: IDAE

Como se puede apreciar, la idea fundamental es la construcción de una presa y embalse que permita mantener un gran volumen de agua a una cota superior, con respecto al curso natural del río. En este embalse, se almacena el agua proveniente del río, acumulando así energía potencial que será la necesaria para generar la energía eléctrica en una fase posterior.

Posteriormente, el agua entra dentro de un circuito formado por una tubería forzada, hasta llegar a las turbinas. El paso del agua por las turbinas provoca el movimiento de éstas; transformándolo en energía mecánica en el generador; y posteriormente en energía eléctrica en el transformador.



Tras el pasaje del agua, ésta se devuelve al río donde se incorpora al curso normal, pudiéndose aprovechar nuevamente para el consumo humano o para volver a obtener más energía, aguas abajo.

Como podemos apreciar en el esquema, diferenciamos las siguientes partes:

- **Embalse**

Área inundada con un gran volumen de agua, denominada zona útil, delimitada por la construcción de una presa. Estos embalses tienen como finalidad regular el caudal de un río o arroyo, almacenando el agua de los períodos húmedos.

Otros fines, y principalmente para el caso que nos atañe, es el de crear una diferencia de nivel o cota para generar energía eléctrica.

- **Presa**

Barrera construida sobre un río o arroyo, cuya finalidad es embalsar el agua en el cauce fluvial. Estas presas también permiten moderar o evitar las inundaciones aguas debajo de su localización.

Hay varios tipos de presas, según la forma de resistir el empuje hidrostático. Algunas, como la presa de contrafuertes o la de bóveda, requieren mayor complejidad en su construcción, y están más enfocadas a las centrales hidráulicas.

- **Tubería forzada**

Es la tubería que se encarga de llevar el agua desde la cámara de carga hasta la turbina. Debe estar preparada para soportar la presión que produce la columna de agua, además de la sobrepresión que provoca el golpe de ariete en caso de parada brusca de la central.

Dependiendo de la orografía y de los factores medioambientales, la colocación de la tubería forzada será enterrada, aérea o interna en la presa.

- **Turbina hidráulica**

Equipamiento necesario en una central hidroeléctrica que aprovecha la energía de un fluido que pasa a través de ella para producir un movimiento de rotación que, transferido mediante un eje, mueve directamente una máquina o bien un generador eléctrico que transforma la energía mecánica en eléctrica.

Son el órgano fundamental de una central hidroeléctrica. Aprovecha la energía cinética y potencial que contiene el agua, transformándola en un movimiento de rotación, que transferido mediante un eje al generador produce energía eléctrica.

Las turbinas hidráulicas se clasifican en dos grupos: turbinas de acción y turbinas de reacción. En una turbina de acción la presión del agua se convierte primero en energía cinética.

En una turbina de reacción la presión del agua actúa como una fuerza sobre la superficie de los álabes y decrece a medida que avanza hacia la salida.

Más adelante, estudiaremos el tipo necesario para cada una de las centrales hidroeléctricas que se plantean dentro del complejo hidroeléctrico.



- **Generador eléctrico**

Dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrica entre dos de sus puntos, transformando la energía mecánica en energía eléctrica.

El principio de su funcionamiento se basa en la ley de Faraday, mediante la cual, cuando un conductor eléctrico se mueve en un campo magnético se produce una corriente eléctrica a través de él.

- **Transformador**

Elemento o equipamiento eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la potencia. El transformador ideal no tiene pérdidas, es decir, la potencia que entra es la que se obtiene a la salida. Las máquinas reales presentan pequeños porcentajes de pérdidas, dependiendo de diversos factores.

- **Líneas de transporte de energía eléctrica**

Elementos necesarios para llevar la energía eléctrica hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias. Por tanto, es básicamente el medio físico mediante el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias.

3.4. Centrales Hidroeléctricas. Tipologías.

Según el emplazamiento de la central hidroeléctrica se realiza la siguiente clasificación general:

Central Hidroeléctrica de Pasada

Como se observa en el siguiente esquema, este tipo de centrales capta el agua del río en función del caudal disponible dependiente de las condiciones ambientales y la turbina.

Dispone como característica básica el no tener una acumulación apreciable de agua "corriente arriba" de sus turbinas, sino que son movidas por la corriente natural del cauce.

Las turbinas deben trabajar con el caudal disponible, con sus variaciones horarias, diarias y estacionales que en caso baja conducen a una baja en la potencia y si hay sobrante de agua, este debe ser desviado a tiempo en el lugar previsto antes de construir la central.

El desnivel entre las aguas es reducido y son centrales que requieren un caudal constante.

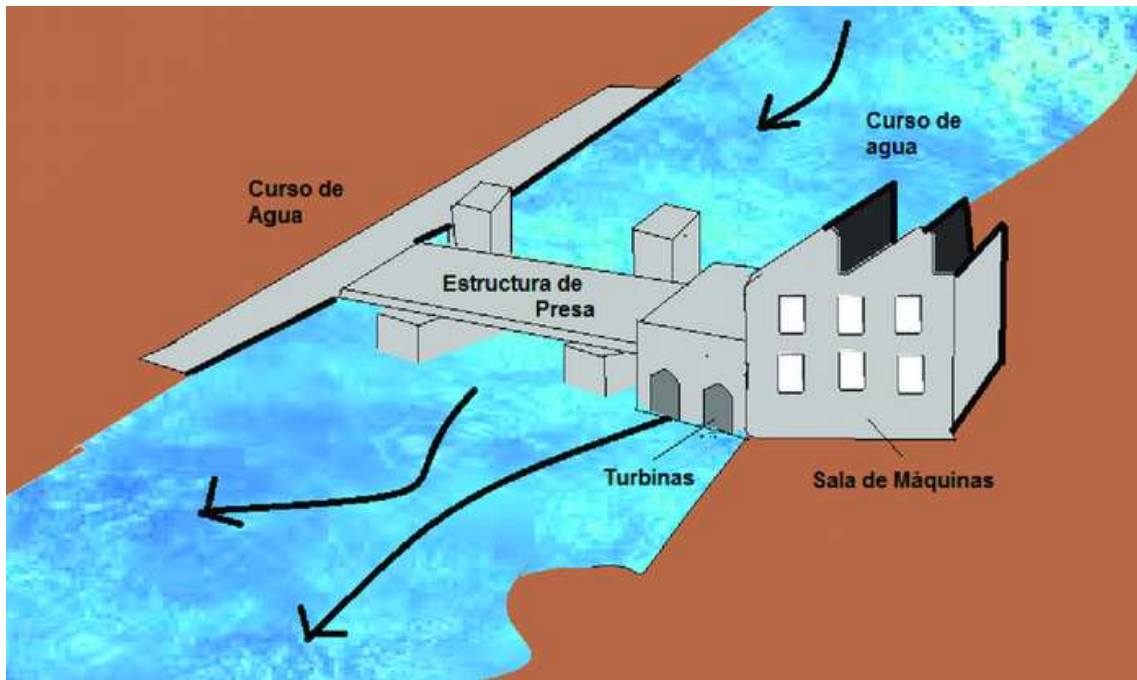


Figura 6. Esquema de Central Hidroeléctrica de pasada. Fuente: UNESA

Central Hidroeléctrica con Embalse de Reserva

Son aquellas centrales que utilizan un embalsamiento de un determinado volumen de aguas “arriba” mediante una presa.

El embalse gradúa la cantidad de agua de las turbinas produciendo energía eléctrica durante todo el año independientemente del caudal del río.

Este tipo de centrales permite usar la mayor energía posible y los kilovatios hora suele ser más baratos.

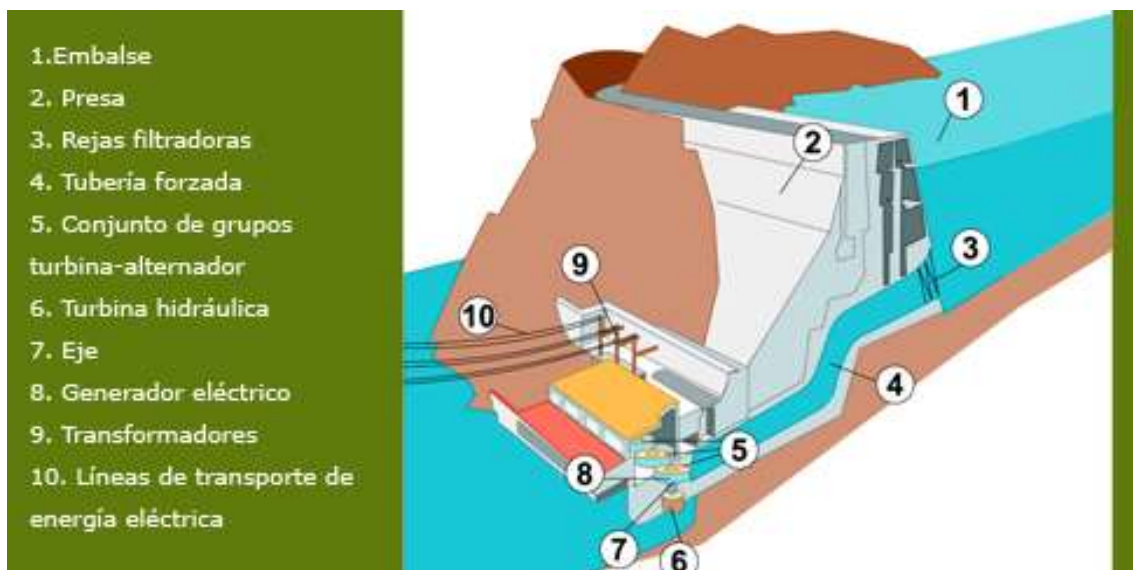


Figura 7. Esquema de una Central Hidroeléctrica con Embalse. Fuente: UNESA



Central Hidroeléctrica de Bombeo o Reversible

Se denominan así, aquellas que emplean dos embalses a distinto nivel y se utiliza cuando se requiere una demanda de energía eléctrica extra.

El agua del embalse superior pasa por la turbina y llega al embalse inferior, que vuelve al embalse superior mediante bombeo y en las horas del día en la que no hay tanta demanda de energía.

Un esquema del funcionamiento de una central de bombeo puro es el siguiente:

Durante las horas en que la demanda de energía eléctrica es mayor, la central de bombeo funciona como cualquier central hidroeléctrica convencional: el agua que previamente es acumulada en el embalse superior cerrado por una presa, llega a través de una galería de conducción a una tubería forzada, que la conduce hasta la sala de máquinas de la central eléctrica.

Para la regulación de las presiones del agua entre las conducciones anteriores se construye en ocasiones una chimenea de equilibrio.

En la tubería forzada, el agua va adquiriendo energía cinética (velocidad) que, al chocar contra los álabes de la turbina hidráulica, se convierte en energía mecánica rotatoria.

Esta energía se transmite al generador para su transformación en electricidad de media tensión y alta intensidad.

Una vez elevada su tensión en los transformadores es enviada a la red general mediante líneas de transporte de alta tensión.

El agua, una vez que ha generado la electricidad, circula por el canal de desagüe hasta el embalse inferior, donde queda almacenada.

Cuando se registra un menor consumo de energía eléctrica —generalmente durante las horas nocturnas de los días laborables y los fines de semana—, se aprovecha el que la electricidad en esas horas tiene en el mercado un coste bajo, y se utiliza para accionar una bomba hidráulica que eleva el agua desde el embalse inferior hasta el embalse superior, a través de la tubería forzada y de la galería de conducción.

El agua es elevada, generalmente por las propias turbinas de la central, funcionando como bombas accionadas por los generadores que actúan como motores.

Una vez efectuada la operación de bombeo, el agua almacenada en el embalse superior está en condiciones de repetir otra vez el ciclo de generación eléctrica.

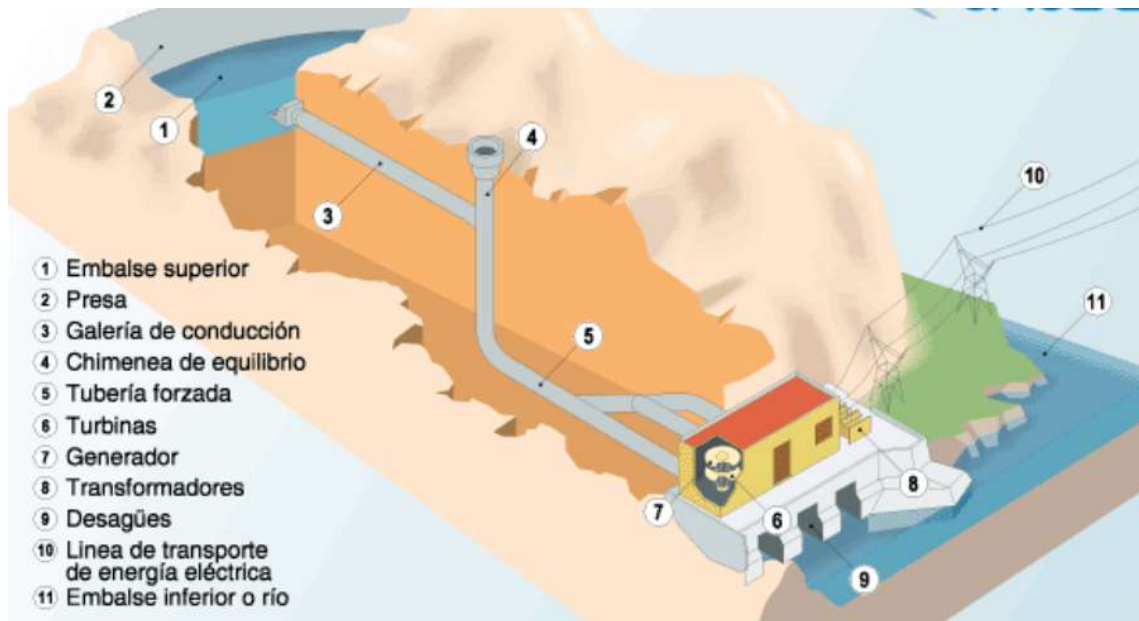


Figura 8. Esquema de una Central Hidroeléctrica de Bombeo. Fuente: UNESA



4. Estado del Arte



4.1. Conceptos generales

El estado del arte es una compilación de resultados de otras investigaciones que, sobre el tema de investigación escogido, se han realizado. Se trata de establecer qué se ha hecho recientemente sobre el tema seleccionado.

Se puede detectar si ya se ha investigado sobre el tema, así determinar cuál es el enfoque que pueda marcar la diferencia entre lo ya investigado y lo próximo a investigar.

Al revisar otras investigaciones se puede establecer de qué forma otros investigadores han estudiado el tema. El estado del arte debe ser conclusivo, debe establecer qué se investigó, metodología utilizada y resultados obtenidos.

Cuando se trata de un proyecto específico, en el estado del arte también se incluyen “proyectos análogos”, para lo cual se requiere establecer: Nombre del proyecto, lugar del proyecto, autores, determinación del proyecto, criterios de investigación y resultados obtenidos

4.2. Limitaciones del Estado del Arte

En este trabajo, el estado del arte se base en el anteproyecto del proyecto para la Giga batería del Tâmega. En él, se recogen los datos previos necesarios para su desarrollo en obra.

Por ello, comparando esto a la definición anterior, se trata de un proyecto específico, donde se abordará el estudio y los resultados obtenidos que serán base para poder realizar el presente trabajo.

4.3. Datos generales del proyecto

El conjunto denominado Giga batería del Tâmega, se trata de uno de los mayores proyectos hidroeléctricos realizados en Europa en los últimos 25 años. Este complejo está formado por 3 presas y 3 centrales hidroeléctricas. Dos de ellas (Daivões y Alto Tâmega) se ubican en el río Tâmega; mientras que la tercera (Gouvães) se ubica en el río Torno.

La inversión total de la obra es de 1.500 millones de euros, obteniendo en total un aumento de la potencia instalada en Portugal de, en torno al 6%, gracias a los 1.158 MW que cuenta el proyecto.

El Complejo Hidroeléctrico del Tâmega tendrá la capacidad de producir 1.766 GWh anuales, equivalentes al suministro de energía de los municipios vecinos del proyecto y las ciudades de Braga y Guimarães.

La dimensión social y económica del proyecto engloba varios puntos a tener en cuenta, como son la creación de 13.500 nuevos empleos directos e indirectos durante la construcción de las presas, favoreciendo la contratación de empresas locales y nacionales.

Gracias a esta inversión, se pretende obtener y promover el desarrollo económico, social y cultural de la cuenca del Tâmega; así como el desarrollo de proyectos integrales orientados a reabastecer y mejorar las principales dimensiones impactadas por el proyecto.

Por otro lado, esta inversión pretende aportar otra dimensión al aspecto ambiental del proyecto. En este aspecto, la diversificación de las fuentes de energía evita la importación de más de 160.000 toneladas de petróleo al año; además, permite combatir el cambio climático, al evitar la emisión de 1,2 millones de toneladas de CO₂ al año.

Por último, esta inversión promueve importantes acciones ambientales para preservar el área circundante; del seguimiento ambiental y patrimonial de las obras de construcción.



Figura 9. Datos generales del proyecto "Complejo Hidroeléctrico del Tâmega". Fuente: Iberdrola

4.4. Ubicación

El Complejo Hidroeléctrico del Tâmega se encuentra ubicado en el norte de Portugal, en los ríos Torno y Tâmega.

El Complejo Hidroeléctrico del Tâmega está compuesto por 3 centrales (Alto Tâmega, Daivões y Gouvães) con una distribución especial debido a las soluciones que se plantean obtener del complejo.

Estas centrales se ubican en distintas localizaciones, como son:

- **Central Hidroeléctrica del Alto Tâmega:**

Ubicado cerca de la población en Vila Pouca de Aguiar, en la parte alta del curso del río Tâmega.

- **Central Hidroeléctrica de Daivões:**

Ubicada cerca de la población en Daivões, en la parte baja del curso del río Tâmega, a unos 12 kilómetros de distancia de la ubicación de la Central del Alto Tâmega.

- **Central Hidroeléctrica de Gouvães:**

Ubicado cerca de la población de Gouvães de Serra, en el curso del río Torno, a unos 7 kilómetros de distancia de la ubicación de la Central del Alto Tâmega.

La construcción de este complejo hidroeléctrico se complementa con la ejecución de 3 embalses en cada una de las presas y centrales, cuyas dimensiones ocupan un gran volumen de terreno inundado.

A continuación, se presenta el esquema gráfico aproximado de la ubicación de las presas y centrales hidroeléctricas que conforman el Complejo Hidroeléctrico del Tâmega:



Figura 10. Ubicación de las centrales hidroeléctricas. Fuentes: Google Maps

Seguidamente, se muestra un esquema aproximado de la ubicación del Complejo Hidroeléctrico de Tâmega, incluyendo las distancias aproximadas entre las centrales; así como, las referencias de los ríos que dan servicio a cada una de ellas.

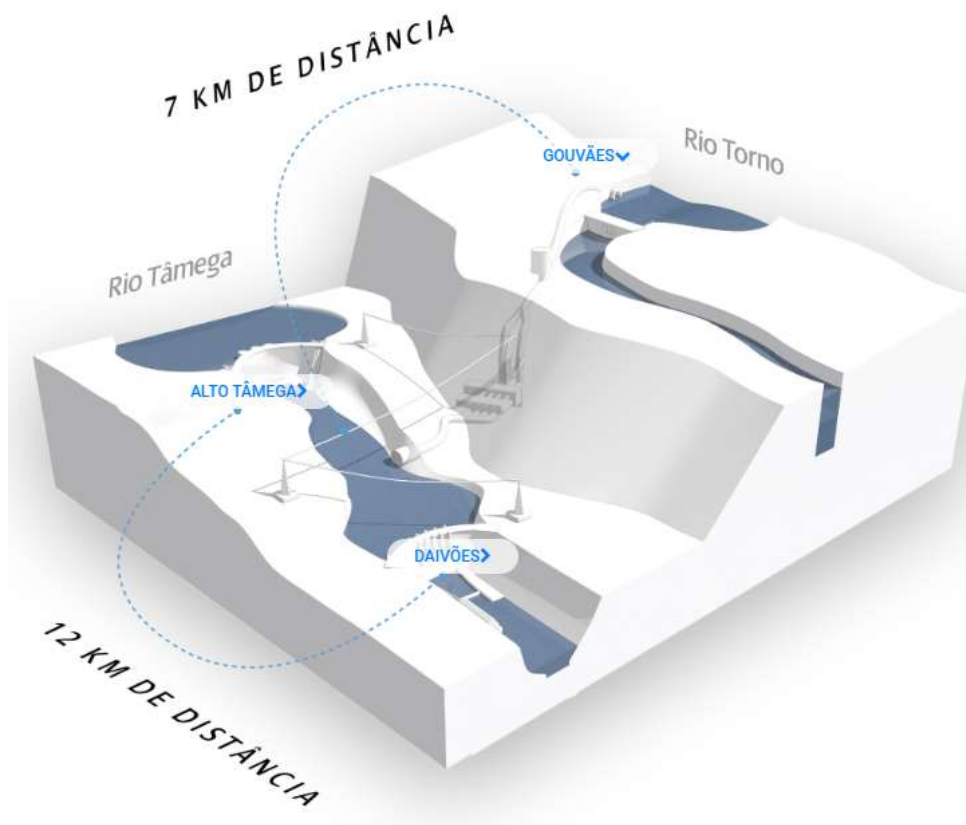


Figura 11. Esquema básico de la ubicación del Complejo Hidroeléctrico del Tâmega. Fuente: Iberdrola

4.5. Características y Uso de cada central

El complejo hidroeléctrico del Tâmega se encuentra ubicado en el norte de Portugal, en los ríos Torno y Tâmega.

El complejo hidroeléctrico está compuesto por 3 centrales, como ya hemos tratado anteriormente, Alto Tâmega, Daivões y Gouvães.

Según el tipo de embalse:

- Alto Tâmega y Daivões son centrales hidroeléctricas con embalse.
- La central de Gouvães se trata de un tipo reversible o bombeo.

Según la potencia:

- Alto Tâmega, Daivões y Gouvães son grandes centrales hidroeléctricas, ya que todas ellas superan los 50 MW de potencia instalada.

Según el salto de agua:

- Alto Tâmega y Daivões son centrales hidroeléctricas con salto de gran altura; siendo superior a 50 metros, concretamente 106,7 m y 76 m, respectivamente.
- Mientras que Gouvães es una central hidroeléctrica con salto de mediana altura, al encontrarse entre los 15 y los 50 metros de altura.

Central Hidroeléctrica de Alto Tâmega:



Figura 12. Presa de Alto Tâmega. Fuente: Iberdrola

Ubicada en Vila Pouca de Aguiar (Portugal), la Presa Alto Tâmega, se trata de una central exterior por turbinación.

La central del Alto Tâmega posee una altura de presa de 106,50m, con un embalse de dimensiones de 468 ha y 132 hm³.

La planta de alto Tâmega tendrá una potencia de 160 MW, divididos en dos grupos de 80MW. La producción estimada de la instalación es de 139 GWh anuales.

Central Hidroeléctrica de Daivões:



Figura 13. Presa de Daivões. Fuente: Iberdrola

Al igual que la Presa de Alto Tâmega, se trata de una presa con central exterior por turbinación, ubicada en el río Tâmega, construida mediante hormigón y con planta del tipo arco-gravedad.

La presa presenta una altura máxima de 77,5 m y un desarrollo de coronamiento de 265 m y un evacuador con compuertas por encima del cuerpo de la presa.

Posee también una serie de tomas de agua y circuitos hidráulicos; así como, un evacuador por encima del cuerpo de la presa, diseñado para una descarga máxima de 3400 m³/s y equipado con cuatro compuertas radiales de 11,50 x 9,00 m² (ancho x alto).

La central hidroeléctrica se encuentra semienterrada con dos grupos, equipada para un caudal máximo de 200 m³/s y una potencia máxima de 118 MW.

Central Hidroeléctrica de Bombeo de Gouvães:



Figura 14. Presa de Gouvães. Fuente: FCC

La planta de Gouvães será reversible, es decir, permitirá el almacenamiento de agua del embalse de Daivões en el embalse de Gouvães, aprovechando la diferencia de altura de más de 650 m. Este bombeo se puede hacer cuando hay un exceso en la producción de energía, permitiendo recuperarla, almacenada en forma de agua, cuando más se necesita.

La presa es una presa de gravedad, en hormigón, con una altura máxima de 30 metros. El plan es recto, 232,7 m de largo en la corona, ubicado a una elevación de 887,50 m.

La sección transversal es triangular, la pendiente a aguas arriba es vertical, mientras que aguas abajo tiene una pendiente de 0,75: 1 (H: V). El embalse de Gouvães tendrá una capacidad de 13,7 Hm³.

Pero para completar la historia del Támeiga, todavía quedaría hablar de la caverna. La central de Gouvães, la mayor de las tres, esconde una inmensa cavidad en la que irán instalados cuatro grupos reversibles de 220 MW.

Dichos equipos serán capaces de bombear agua turbinada del río hacia la presa de Gouvães, como si de una pila natural se tratase, almacenando energía en forma de líquido.

La central hidroeléctrica de Gouvães logra esto conectando con el embalse de Daivões, bombeando y turboalimentando agua de un embalse a otro según sea necesario. Esto equivale a un almacenamiento de energía suficiente para proporcionar el área metropolitana de Oporto durante 24 horas. Este tipo de centrales de bombeo se suelen utilizar para ajustar la curva de oferta a la curva de demanda.

Cuando la demanda es alta y el operador del sistema eléctrico pide la entrada de una central de bombeo, se deja caer agua del depósito superior al inferior, turbinando y produciendo la energía requerida.

Cuando la demanda es más baja (valle), se bombea agua desde el embalse inferior hacia el superior consumiendo la energía requerida y almacenando parte de ella (no toda debido a las pérdidas en el proceso) en forma de energía potencial.



5. Análisis Hidrológico



5.1. Introducción

La potencia eléctrica de una central hidroeléctrica depende básicamente de dos magnitudes: caudal a turbinar y el salto de agua.

Para la instalación de una central hidroeléctrica y generar electricidad, es necesario que exista un salto neto o desnivel y un caudal.

En cuanto a salto neto, se puede describir como, la distancia medida en vertical que recorre la masa de agua a diferencia entre la cota en altura del embalse y la cota en altura donde se encuentran las turbinas, a su paso por las tuberías forzadas de la presa, menos las pérdidas de carga.

Para describir el caudal, la manera más sencilla es establecer 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 central y que energía se va a producir a lo largo de un año, es necesario saber con qué caudal se va a trabajar y donde se va a realizar la toma de agua. Para ello se debe obtener datos de ese caudal de varios años y realizar un estudio en el que va a incluir: años húmedos, años secos y años típicos.

En nuestro caso para obtener todos estos datos, y debido a la falta de información por parte de nuestro país vecino, Portugal, se ha tomado como referencia la estación más cercana dentro del curso del mismo río en territorio español. De esta forma, dentro de la web del Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, en la estación 2818 del Rabal, ubicada en el río Támega, dentro de la Confederación Hidrológica del Duero, se obtuvieron los datos y se comenzaron a realizar el cálculo de caudal en el azud de esta central con el método de Myer. Además y de acuerdo con lo establecido en el proyecto se ha dejado un caudal ecológico en el río del 10%, por lo tanto, el resto del caudal se puede aprovechar para turbinarlo.

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 comenzará a trabajar con el caudal de diseño.

Para la elección de la turbina o turbinas se debe tener en cuenta su rango de funcionamiento de caudal máximo y mínimo ya que por encima o por debajo de esos datos no va a trabajar con un rendimiento óptimo.

A continuación, se muestran los datos de diferentes turbinas con el caudal mínimo en el que pueden trabajar:

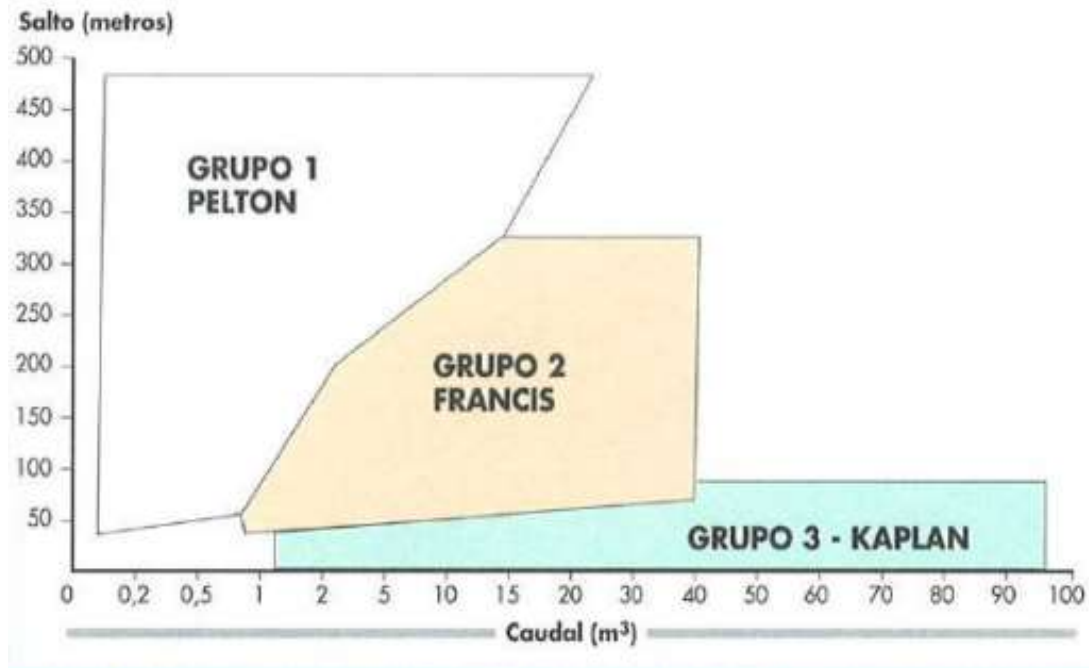


Figura 15. Tipo de turbina según caudal y altura. Fuente: IDAE

5.2. Procedimiento de cálculo

En cada aprovechamiento hidroeléctrico es posible definir las características que debe tener la turbina para hacer máximos los beneficios obtenibles, las que quedan englobadas en su número específico.

En efecto, dadas la altura y potencia de la turbina, existe la posibilidad de adoptar modelos de turbina distintos según los resultados obtenidos. Para ello, se realiza el cálculo del caudal que se puede turbinar en el Complejo Hidroeléctrico del Tâmega.

La medición del caudal, también llamada aforo, se puede desarrollar de diferentes formas y su elección depende del objetivo del monitoreo, la facilidad de acceso o tiempo con que se cuente y por supuesto, de las características de la fuente superficial que se pretenda medir, sus formas y movimientos.

Las características del sitio y las condiciones ambientales al momento de su realización también son fundamentales para definir cómo se hará la medición del caudal en ese momento específico.

Estos se conseguirán gracias al estudio de la estación o aforo del lugar concreto o cercano donde se procederá a instalar la central, en nuestro caso el Complejo Hidroeléctrico del Tâmega.

Se debe aclarar que los datos recogidos tienen en cuenta todo el caudal del río, pero en este TFM sólo se tiene previsto turbinar una pequeña parte de él, para así no modificar los ecosistemas naturales ni alterar el cauce del río y con ello evitar ocasionar problemas en las diferentes poblaciones de seres vivos.

Para obtener el caudal turbinable, previamente deberemos conseguir otros datos de referencia para el estudio, como son:

como Q_{80} y Q_{100} . Otra forma de obtenerlo es hallando el 70% del caudal medio del río.

- Caudal Mínimo Técnico (Q_{mt})

Está relacionado con el caudal de arranque de la turbina, el cual se trata de método orientado al comportamiento del río. Cada turbina tiene un caudal mínimo por debajo del que no arranca. Además, se necesita cierto umbral de caudal, mayor que el de arranque, para que la turbina funcione con buenos niveles de rendimiento y sin discontinuidades.

A partir de este aforamiento del caudal, se procede 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, se establecerá una gráfica en la que se podrá ver el caudal en relación con los días que supera dicho caudal medio.

Para ese cálculo se consideró un caudal que supere los 100 días al año para que sea rentable sabiendo que el río no podrá quedar seco gracias al caudal ecológico previamente establecido en el 10%.

5.3. Cálculos hidrológicos

Situación de la estación 2818

Debido a la falta de información hidrológica del país vecino, Portugal.

Por ello, se toma como referencia la estación más cercana, siendo ésta la 2818 del Rabal, ubicada en Verín, en el municipio de Oímbra (Orense).

Confederación Hidrográfica
Duero 2818 Rabal

Identificación

Estado: Alta	Inicio: 1970	Cota (m): 366
Cód. RDEA: 2818	Cód. SAIH:	Cód. SAICA:
UTM X: 131770	Y: 4642490	Huso: 30 Datum ETRS89

Río: **Támega**

Cuenca receptora (Km2): **719**

Sistema de explotación: **Esla - Valderaduey**

T. municipal: **Oímbra**

Provincia: **Orense**

Hoja 1:50.000: **Verín (303)**

Figura 17. Ficha de datos de la Estación 2818 Rabal. Fuente: CEH – Centro de Estudios Hidrográficos



Todos los datos escogidos para este trabajo se realizarán en base a los datos arrojados por esta estación debido a la cercanía de la estación con el punto de aplicación del proyecto del Complejo Hidroeléctrico del Tâmega.

Casos Prácticos de estudio

Para el desarrollo de los cálculos del caudal de río Tâmega, se plantean varias casuísticas con el fin de estudiar si la elección de las turbinas, componentes y tipologías del proyecto de ejecución son acordes con un caso teórico de análisis.

Por una parte, se analiza el estudio del caudal *para una época de carácter hidrológico medio*, partiendo del análisis del caudal promedio de los años de estudio, así como los resultados que arroje este desarrollo.

Por otro lado, se analiza el caudal máximo y mínimo, tomando como referencia *los años de mayores y menores precipitaciones en la zona*; en función a los resultados se propone otra posible solución para disponer de unas centrales más adaptables a todas las casuísticas posibles que puedan ocurrir en los años venideros.

Para ello, a partir de los datos del Anuario de Aforos de la web del Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, más concretamente en la Confederación Hidrográfica del Duero, se toman los datos desde el año 1971 hasta el año 2018 adjuntados en la siguiente tabla y gráfico:

Año	Caudal en m ³ /s	Año	Caudal en m ³ /s
1971	8,122	1995	0
1972	13,679	1996	13,64
1973	8,971	1997	10,25
1974	12,34	1998	6,27
1975	9,068	1999	5,741
1976	4,524	2000	12,7
1977	17,442	2001	16,167
1978	21,388	2002	9,462
1979	19,088	2003	13,621
1980	0	2004	6,119
1981	6,975	2005	3,431
1982	5,169	2006	8,145
1983	12,71	2007	4,287
1984	14,83	2008	3,45
1985	17,56	2009	7,214
1986	14,18	2010	18,571
1987	10,445	2011	9,156
1988	15,85	2012	3,309
1989	9,118	2013	14,557
1990	6,449	2014	18,67
1991	11,39	2015	5,253
1992	6,504	2016	10,16
1993	8,916	2017	2,542
1994	14,35	2018	9,336

Figura 18. Tabla de caudales medios anuales. Fuente: CEH – Centro de Estudios Hidrográficos

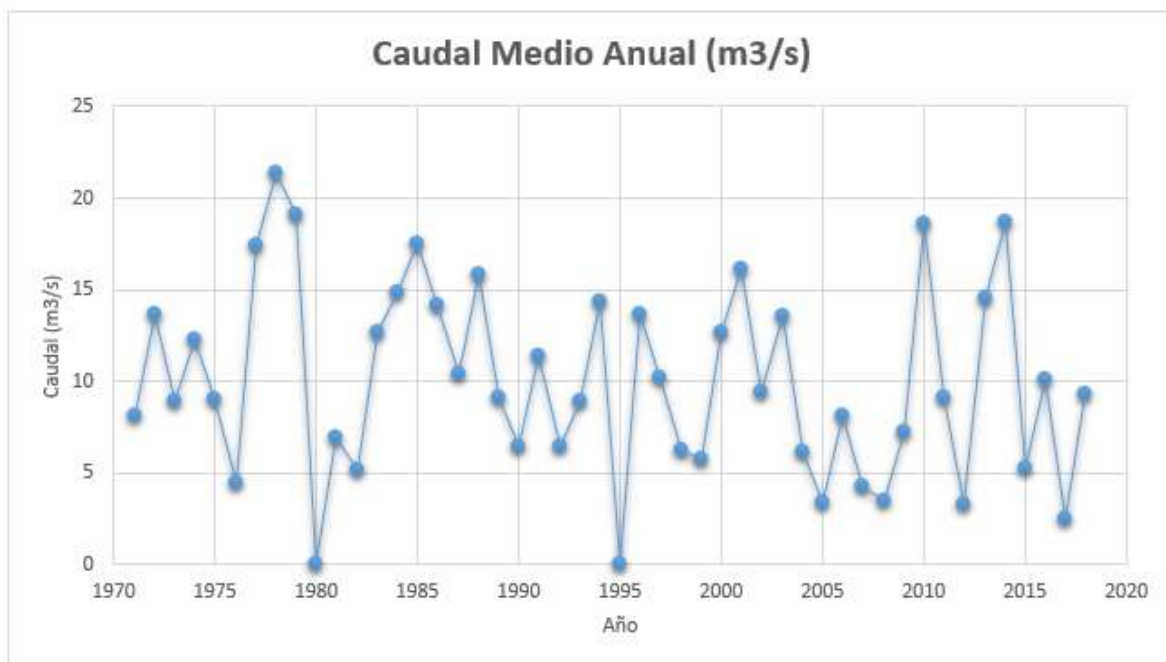


Figura 19. Gráfico de caudales medios anuales. Fuente: CEH – Centro de Estudios Hidrográficos



Con el fin de conocer los puntos de interés y análisis para nuestros distintos casos de estudio, se utiliza la siguiente tabla de datos con los caudales medios anuales ordenados según capacidad, de mayor a menor.

Gracias a esto, se establecen los criterios y puntos de partida para los distintos casos de estudio; ya sea, el caudal medio, caudal mínimo y caudal máximo en el río Tâmega.

Año	Caudal en m ³ /s
1978	21,388
1979	19,088
2014	18,67
2010	18,571
1985	17,56
1977	17,442
2001	16,167
1988	15,85
1984	14,83
2013	14,557
1994	14,35
1986	14,18
1972	13,679
1996	13,64
2003	13,621
1983	12,71
2000	12,7
1974	12,34
1991	11,39
1987	10,445
1997	10,25
2016	10,16
2002	9,462
2018	9,336
2011	9,156
1989	9,118
1975	9,068
1973	8,971
1993	8,916
2006	8,145
1971	8,122
2009	7,214
1981	6,975
1992	6,504
1990	6,449
1998	6,27
2004	6,119
1999	5,741
2015	5,253
1982	5,169
1976	4,524
2007	4,287
2008	3,45
2005	3,431
2012	3,309
2017	2,542
1980	0
1995	0

Figura 20. Listado de caudales promedio anuales ordenados. Fuente: Centro de Estudio Hidrográficos

Caudal Promedio Anual	Caudal Promedio (m ³ /s)	Año
Máximo	21,388	1978
Medio	10,445	1987
Mínimo	2,542	2017

Tabla 1. Datos caudal promedio en varios casos. Fuente: CEH – Centro de Estudios Hidrográficos

Caudal Promedio Anual Máximo

En función a los datos obtenidos en la tabla de caudales promedios anuales, procedemos a estudiar el caso para nuestro año de caudal máximo.

En la tabla, se puede observar que el caudal medio anual es de 23,476 m³/s; siendo el año base el remarcado en amarillo, 1978.

En la siguiente gráfica, se representa la curva de caudal de manera cronológica para el año de estudio base, 1978.

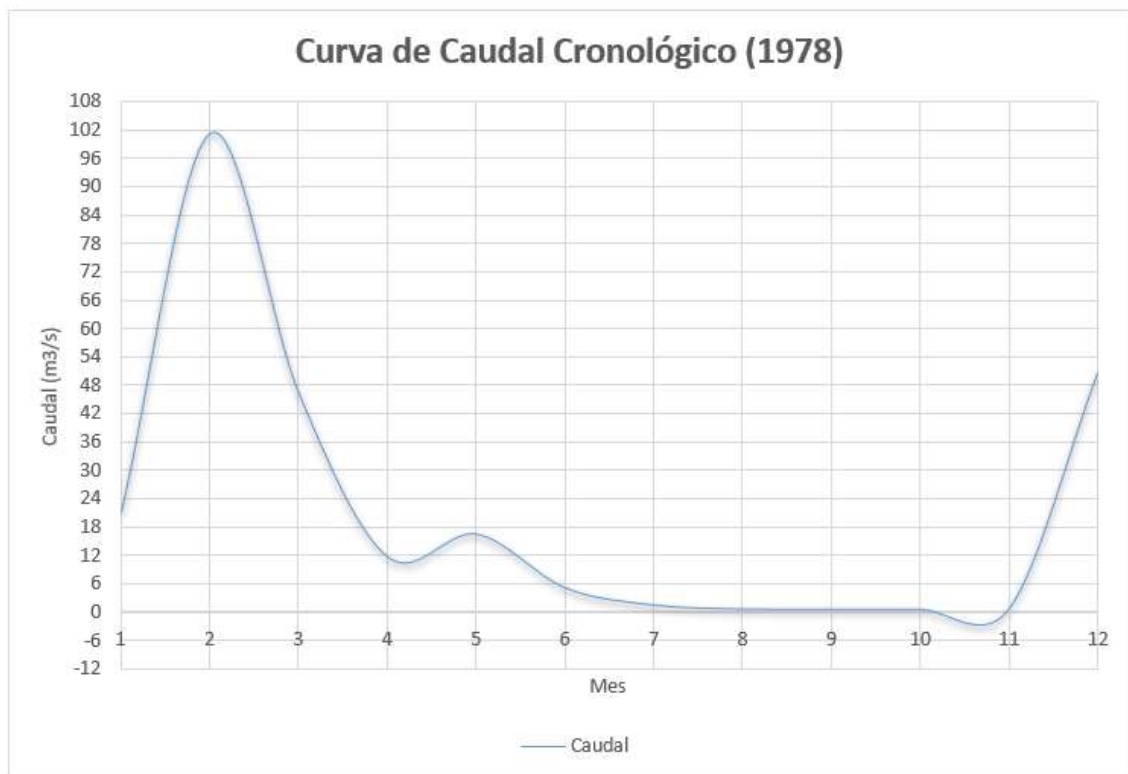


Figura 21. Curva de Caudales Cronológicos con caudal promedio máximo. Fuente: Centro de Estudios Hidrográficos

Se determina que las mayores precipitaciones y avenidas en el río se producen en la época comprendida entre los meses de enero a mayo, con un caudal máximo de $101,157 \text{ m}^3/\text{s}$.

Así como un caso especial durante el mes de diciembre, con un caudal máximo de $50,603 \text{ m}^3/\text{s}$.

Por otro lado, también queda claro que el río presenta su punto de caudal mínimo en la época veraniega, comprendida entre los meses de junio a septiembre, con un caudal medio de $0,6 \text{ m}^3/\text{s}$.

El siguiente paso para la obtención del caudal de diseño o de equipamiento será realizar la gráfica de caudales clasificados.

A continuación, se observa 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. No obstante, para la obtención correcta de la gráfica de caudales clasificados, se debe descontar previamente el caudal ecológico que en este caso corresponde al 10% del caudal medio. Por tanto, $2,377 \text{ m}^3/\text{s}$.

En función a este resultado, se muestra la siguiente tabla de caudales clasificados:

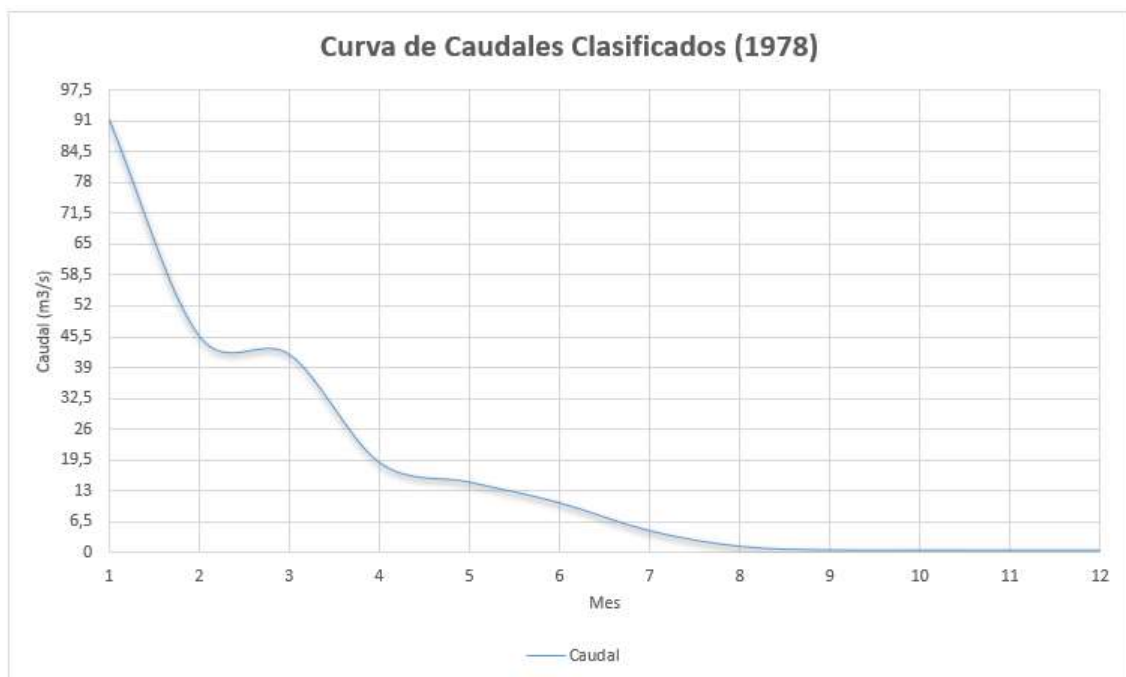


Figura 22. Curva de Caudales Clasificados con caudal promedio máximo. Fuente: Centro de Estudios Hidrográficos

A partir de esta tabla, el caudal de diseño o Q_{100} (m^3/s), para el año con caudal promedio anual máximo, será el establecido en $29,257 \text{ m}^3/\text{s}$.

Caudal Promedio Anual Medio

Partiendo de los datos obtenidos en la tabla anterior se estudia el caso para el año de caudal medio.

En la tabla, se puede observar que el caudal medio anual es de $10,445 \text{ m}^3/\text{s}$; siendo el año base el remarcado en verde, 1987.

En la gráfica siguiente se representa la curva de caudal de manera cronológica para el año de estudio base, 1987.

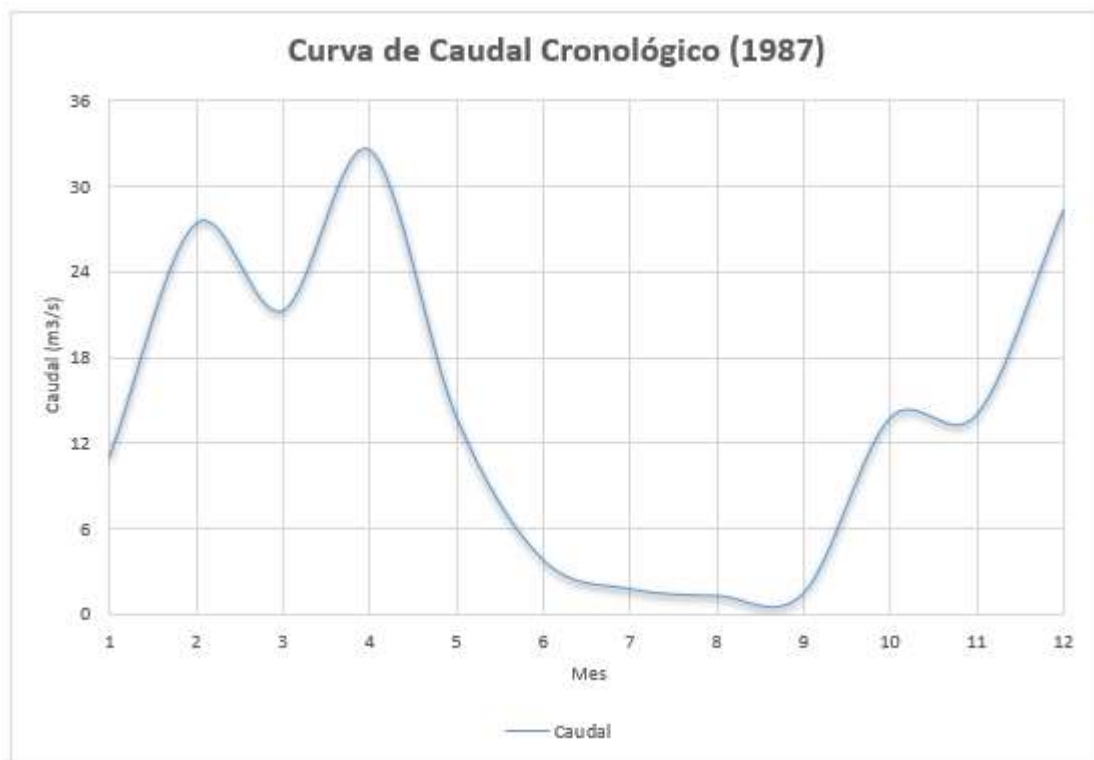


Figura 23. Curva de Caudales cronológicos para caudal medio. Fuente: Centro de Estudios Hidrográficos

En esta tabla, se determina que las mayores precipitaciones y avenidas en el río se producen en la época comprendida entre los meses de enero a mayo, con un caudal máximo de $32,495 \text{ m}^3/\text{s}$.

Por otro lado, también queda claro que el río presenta su punto de caudal mínimo en la época veraniega, comprendida entre los meses de junio a septiembre, con un caudal medio de $1,29 \text{ m}^3/\text{s}$.

A continuación, se observa 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.

De nuevo, para la obtención correcta de la gráfica de caudales clasificados, se debe hallar previamente el caudal ecológico correspondiente al 10% del caudal medio. Es decir, $1,045 \text{ m}^3/\text{s}$.

En función a este resultado, se vuelve a mostrar la siguiente tabla de caudales clasificados:

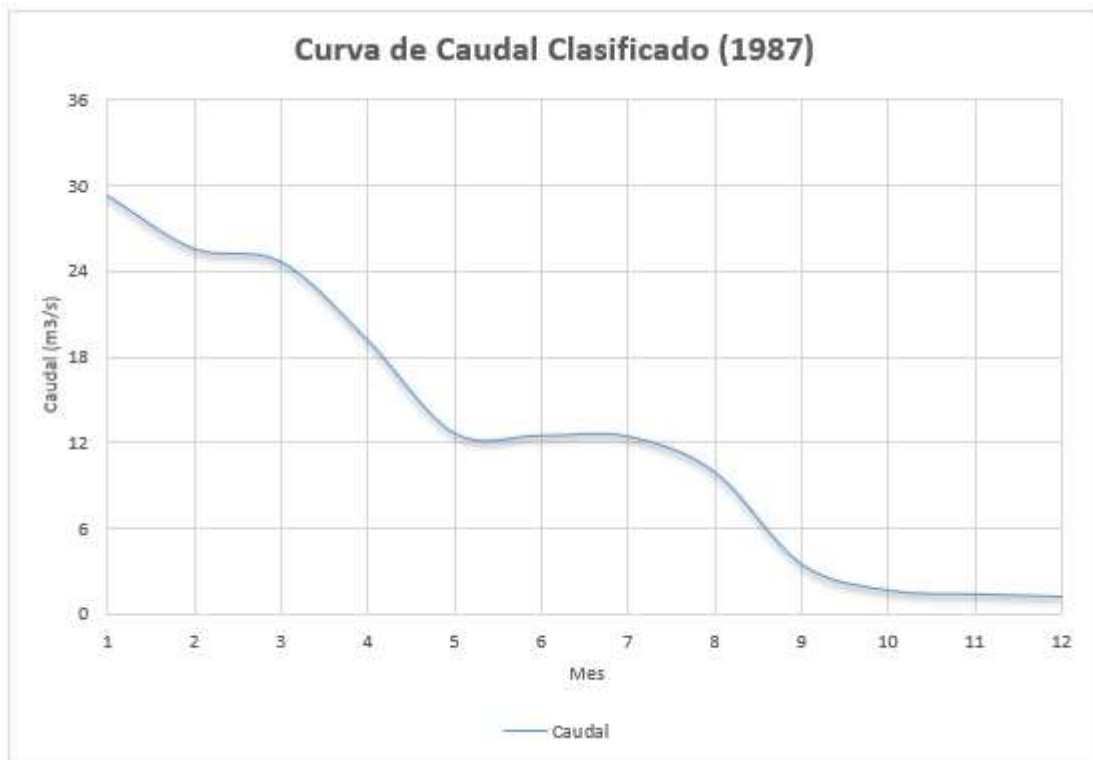


Figura 24. Curva de Caudales Clasificados para un año medio. Fuente: Centro de Estudios Hidrográficos

Donde el caudal de diseño o Q100 (m³/s) queda establecido en, para el año con caudal promedio anual medio, 22,153 m³/s.

Caudal Promedio Anual Mínimo

En función a los datos obtenidos en la tabla de caudales promedios anuales, se estudia el caso para nuestro año de caudal máximo.

En la tabla, se puede observar que el caudal medio anual es de 2,542 m³/s; siendo el año base el remarcado en naranja, 2017.

En la gráfica, se representa la curva de caudal de manera cronológica para el año de estudio base, 2017.

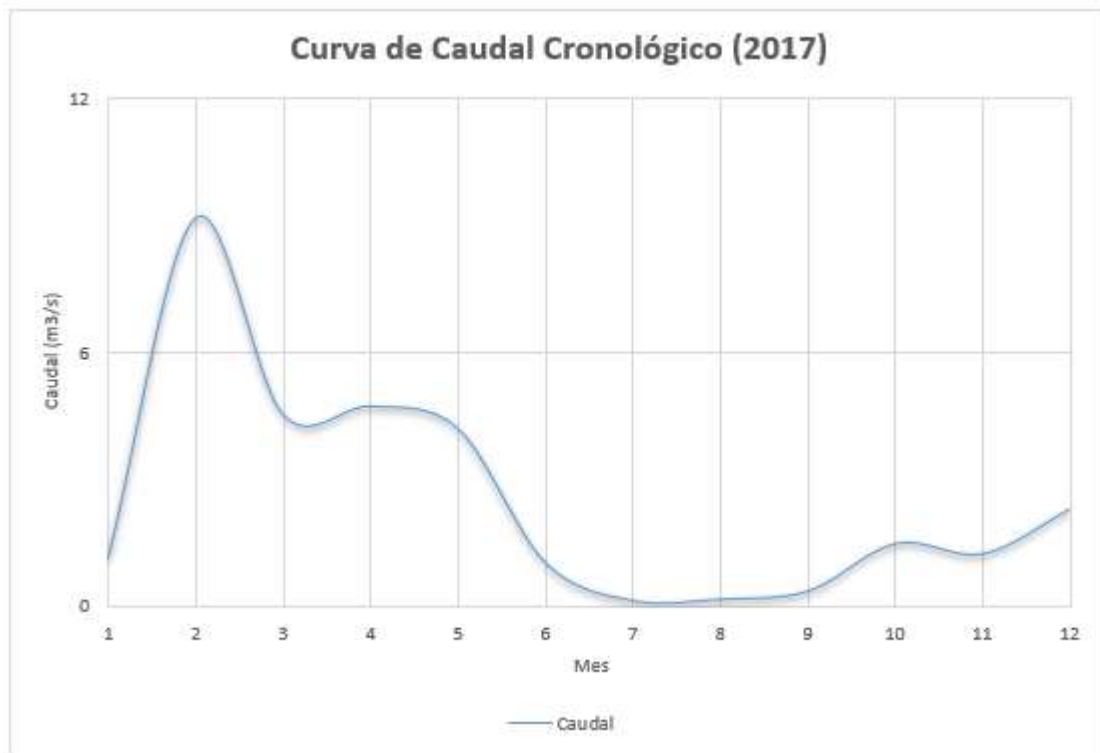


Figura 25. Curva de Caudales Cronológicos con caudal promedio mínimo. Fuente: Centro de Estudios Hidrográficos

Se determina que las mayores precipitaciones y avenidas en el río se producen en la época comprendida entre los meses de enero a mayo, con un caudal máximo de $9,192 \text{ m}^3/\text{s}$.

Por otro lado, también queda claro que el río presenta su punto de caudal mínimo en la época veraniega, comprendida entre los meses de junio a septiembre, con un caudal medio de $0,16 \text{ m}^3/\text{s}$ y un caudal ecológico de $0,254 \text{ m}^3/\text{s}$.

En función a este resultado, se obtiene la siguiente tabla de caudales clasificados:

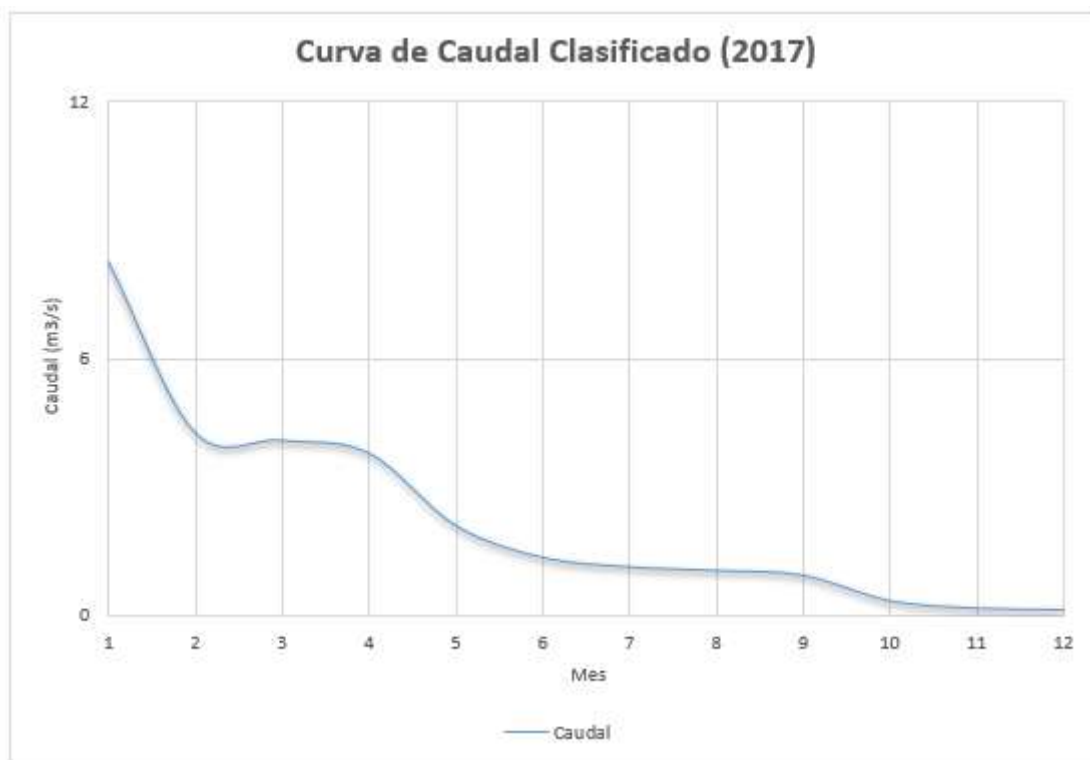


Figura 26. Curva de Caudales Clasificados con caudal promedio mínimo. Fuente: Centro de Estudios Hidrográficos

Mientras tanto, el caudal turbinable por las centrales, corresponderá a la gráfica de la curva de caudal clasificado. A partir de esta tabla, el caudal de diseño o Q100 (m³/s) es, para el año con caudal promedio anual máximo, de 4,378 m³/s

Cálculo del caudal de diseño

El caudal de diseño será el nuestro caso, el caudal turbinable que se supere un mínimo de 100 días al año, Q100 descontando el caudal ecológico. La siguiente tabla presenta los caudales de diseño para las centrales hidroeléctricas del proyecto.

Caudal de diseño (Q100) Río Tâmega	Caudal de diseño (Q100)
Caudal máximo de diseño	29,257 m³/s
Caudal medio de diseño	22,153 m³/s
Caudal mínimo de diseño	4,378 m³/s

Tabla 2. Caudal de Diseño. Fuente: Centro de Estudios Hidrográficos

Gracias a estos resultados, se plantean distintos escenarios de actuación para atender a todas las casuísticas que se puedan plantear en un futuro, durante la fase de producción del Complejo Hidroeléctrico del Tâmega.



6. Elección de Turbina

6.1. Salto Hidráulico. Definición y tipos

El salto hidráulico en presas con embalse es una instalación que permite utilizar la fuerza del agua para producir energía eléctrica, a partir de las centrales hidroeléctricas.

Estas centrales se clasifican atendiendo a distintos aspectos, pero todas ellas, deben poseer ciertas partes como canal de derivación, chimenea de equilibrio y tuberías forzadas.

A través de las tuberías y en función al salto hidráulico, la energía potencial se convierte en energía cinética. En el interior de las centrales, las turbinas convierten la energía cinética en energía mecánica, según las características del salto de agua, su altura y caudal.

Los distintos conceptos dentro del Salto hidráulico son:

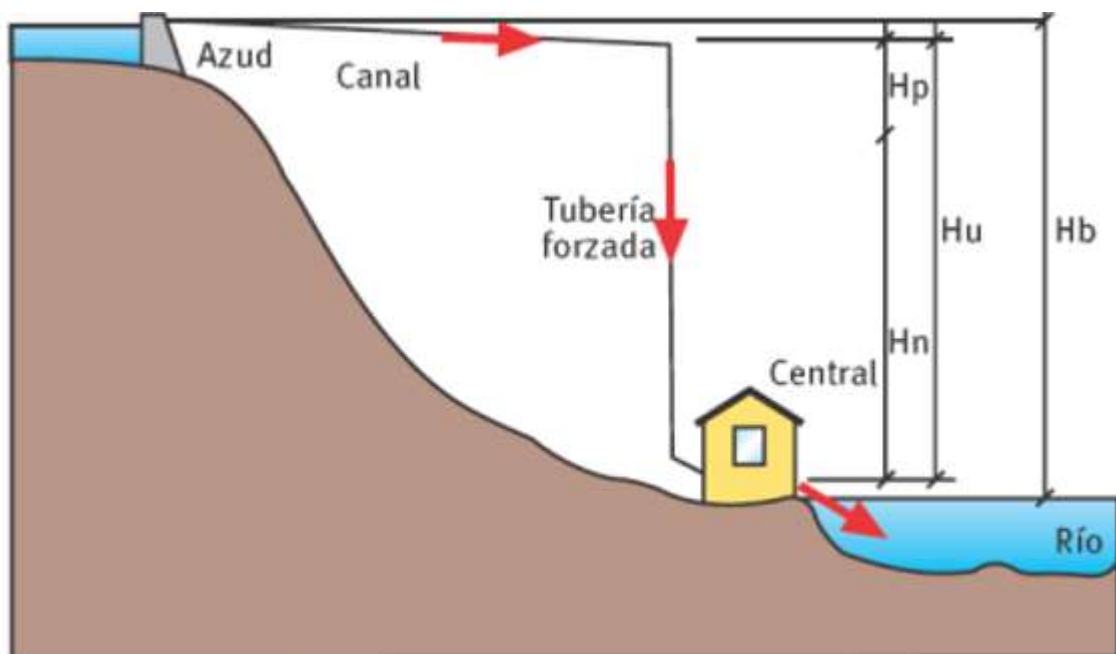


Figura 27. Gráfico distribución Saltos Hidráulicos. Fuente: Blas Ogayar Fernández. Minicentrales Hidroeléctricas.

- **Salto Bruto, H_b**

Se trata de la diferencia de altura entre el nivel de agua en la superficie libre del embalse y el nivel de descarga en el río o canal.

- **Salto Útil, H_u**

Altura entre la toma de agua en la cámara de carga y el nivel de desagüe en la turbina; puede coincidir con el salto bruto.

- **Salto Neto, $H_n = 0,9 H_b$**

Se obtiene restando al Salto Bruto H_b , la altura de pérdidas hidráulicas del sistema de conducciones (Δ_{inst}), esta cifra se establece entre un 5 y un 10 % del salto bruto.

6.2. Pérdidas de carga. Definición y Cálculos.

Definición

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 perdidas correspondientes.

El conjunto de todas estas pérdidas será útil para calcular el salto neto anteriormente mostrado.

Cálculos

Para el cálculo de las pérdidas totales en las conducciones, desde la toma de carga hasta la llegada a la turbina, se toma como dato aproximado entre un 5 y un 10% debido a la falta de información de la instalación completa de las centrales que componen el complejo hidroeléctrico.

Por tanto, se estima que las pérdidas de carga (ΔH_{inst}) de los elementos de la tubería forzada serán el 5,00 % de la altura o Salto bruto, al tratarse de unas instalaciones de nueva construcción.

6.3. Salto Hidráulico. Cálculo en cada central

Central Hidroeléctrica del Alto Tâmega

Salto Bruto (H_b)	106,50 m
Salto útil (H_u)	101,50 m
Pérdidas de carga (ΔH_{inst})	5,00 %
Salto Neto (H_n)	96,425 m

Tabla 3. Datos Salto Central Alto Tâmega. Fuente: Iberdrola

Central Hidroeléctrica de Daivões

Salto Bruto (H_b)	77,50 m
Salto útil (H_u)	72,50 m
Pérdidas de carga (ΔH_{inst})	5,00 %
Salto Neto (H_n)	68,875 m

Tabla 4. Datos Salto Central Daivões. Fuente: Iberdrola

Central Hidroeléctrica de Gouvães

Salto Bruto (H_b)	30 m
Salto útil (H_u)	25 m
Pérdidas de carga (ΔH_{inst})	5,00 %
Salto Neto (H_n)	23,75 m

Tabla 5. Datos Salto Central Gouvães. Fuente: Iberdrola

6.4. Turbinas. Definición, Partes y Modelos.

6.4.1. Definición

La turbina es el elemento esencial para el aprovechamiento del caudal del agua de las centrales hidráulicas. Está compuesto por una parte fija, llamada estator; y por la parte móvil, o rotor.

La parte fija sirve para dirigir y regular el caudal de agua; mientras que la parte móvil transfiere la energía cinética del agua al eje en el que está montado.

Las turbinas hidráulicas pueden llegar a tener un rendimiento muy alto, cercano al 90% - 95%. 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 según su funcionamiento:

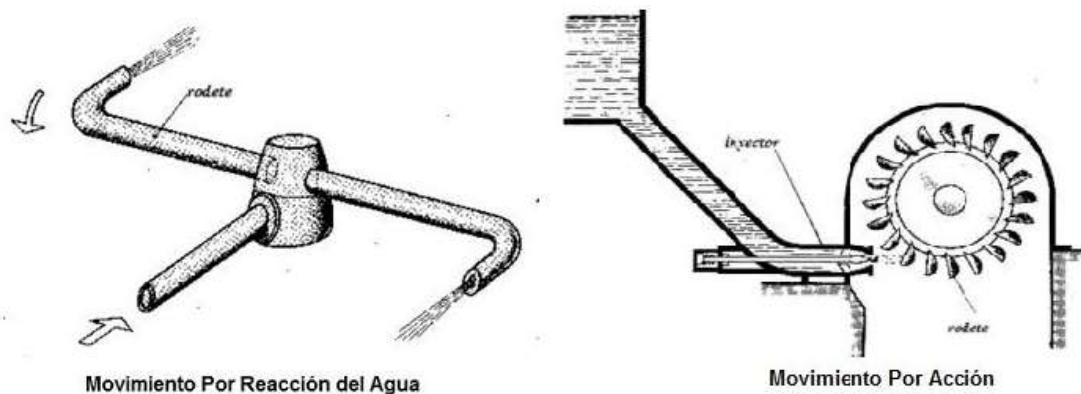


Figura 28. Modelos de turbinas según funcionamiento. Fuente: Energía Hidráulica (UPCT)

- **Turbinas de Acción:** utilizan solamente la altura hasta el eje de estas 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.

- **Turbinas de Reacción:** Estas turbinas utilizan energía cinética y de presión para mover el rodete o rotor.

Antes de llegar el agua al rodete, parte de la energía de presión que trae el agua en su caída se transforma en energía cinética en el distribuidor, girando alrededor de él.

El distribuidor en este caso rodea todo el rodete, llegando el agua por la totalidad de la periferia de éste, siendo por tanto la admisión del agua total.

La presión del agua a la salida es inferior a la de entrada. Los tipos básicos son: Francis, Hélice y Kaplan.

6.4.2. Principales partes de las turbinas

Como se puede ver en la figura siguiente, el agua se recoge por una tubería de entrada y es distribuida por varios puntos de salida mediante el distribuidor.

Los puntos por donde sale el agua se llaman toberas, hacen que el agua golpee los álabes del rodete que hace girar el eje de la turbina también llamado rotor.

El rodete consta esencialmente de un disco provisto de un sistema de álabes, paletas o cucharas (dependiendo tipo de turbina) sobre las que golpea el agua.

El agua sale por la tubería de desagüe o difusor hacia el cauce del río.

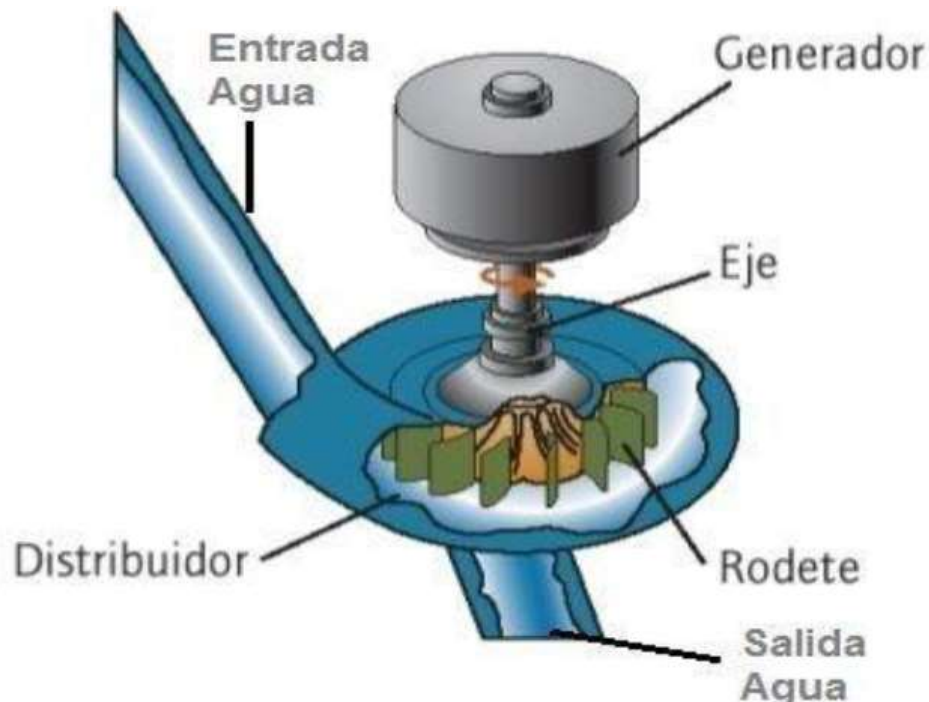


Figura 29. Partes principales de una turbina hidráulica. Fuente: www.areatecnologia.com

6.4.3. Modelos principales de turbinas

Los principales modelos de turbinas empleados en la mayoría de las centrales hidroeléctricas son las siguientes:

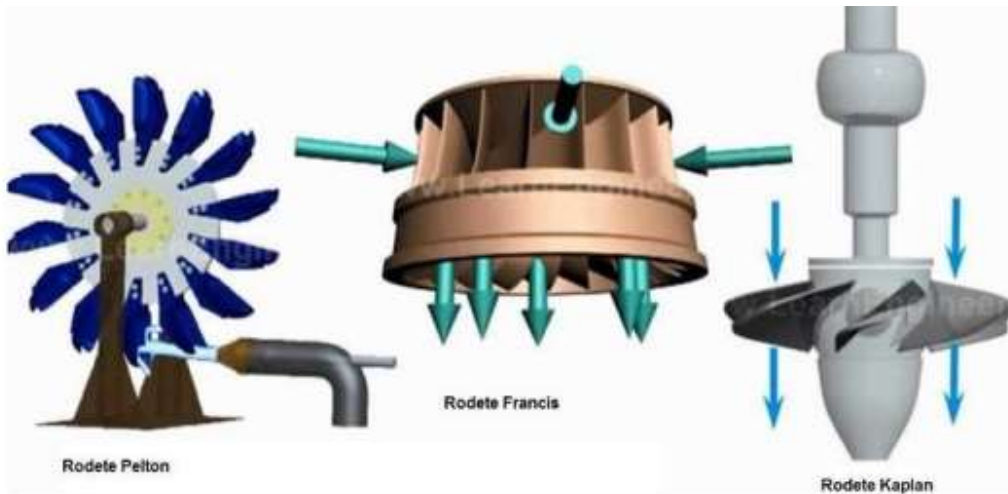


Figura 30. Tipos principales de Turbinas. Fuente: Energía Hidráulica y Mareomotriz (UPCT)

- **Turbina Pelton**

También llamada “Rueda Pelton”, es un tipo de turbina de acción o de chorro. Su instalación es normalmente en eje horizontal. Es uno de los tipos más eficientes de turbina hidráulica.

La turbina Pelton consiste en una rueda (rodete o rotor) dotada de cucharas en su periferia. Estas cucharas están especialmente diseñadas para convertir la energía hidráulica de un chorro de agua que incide sobre las cucharas.

Las turbinas Pelton están diseñadas para explotar grandes saltos hidráulicos de bajo caudal.

- **Turbina Francis**

Se trata de una turbina de reacción de flujo interno que combina conceptos tanto de flujo radial como de flujo axial.

Consta de una parte fija, con unas guías curvadas llamadas deflectores (o distribuidor), y de una parte móvil con álabes, también curvados, llamada rotor.

La inclinación de los deflectores se puede regular para ajustar el caudal aplicado a los álabes, regulando así a velocidad de la turbina.

Es un tipo de turbina para saltos medios-altos con caudales medios, siendo capaz de producir potencias elevadísimas.

- **Turbina Kaplan**

Las turbinas Kaplan son turbinas de agua de reacción de flujo axial, con un rodillo que funciona de manera similar a la hélice de un barco.

Se emplean en centrales hidroeléctricas con saltos de agua pequeños. Las amplias palas o álabes de la turbina son impulsadas por agua a alta presión liberada por una compuerta.

El agua circula en el mismo sentido al eje. Además de poder regular la inclinación de los deflectores, también se puede regular la de los álabes del rotor. De esta forma, la turbina se adapta a las necesidades de potencia de cada momento. Se utiliza en instalaciones con pequeños saltos y grandes caudales de agua, como los de los embalses.

- **Turbina Hélice**

Como todas las turbinas hidráulicas la turbina hélice consiste de una corona directriz con álabes directrices y un rotor. Dependiendo del flujo se puede realizar la turbina hélice con regulación simple (ajuste de álabes directrices) o doble (ajuste de álabes directrices y de velocidad de giro del rotor).

Los álabes directrices ajustan el volumen de flujo de agua que entra al rotor. En el mismo tiempo cambian la dirección del flujo para que entre al rotor con la torsión propia así que el rotor gire.

Desde el punto de vista de la eficiencia, la turbina hélice se puede comparar con una turbina Kaplan. Además, la regulación electrónica de una turbina hélice permite lograr puntos de operación con poca agua que no se pueden lograr con una turbina Kaplan.

6.5. Turbinas. Elección de turbina.

Para elegir la tipología de turbina en cada central, se ha usado dos criterios principales; ábacos y 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.

- **Según Ábacos**

Para seleccionar el tipo de turbina a instalar en cada una de las centrales hidroeléctricas, se utilizaron ábacos facilitados por los fabricantes de las 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".

Las siguientes gráficas, con carácter orientativo, permiten estudiar y seleccionar la tipología de turbina destinada a cada una de las centrales.

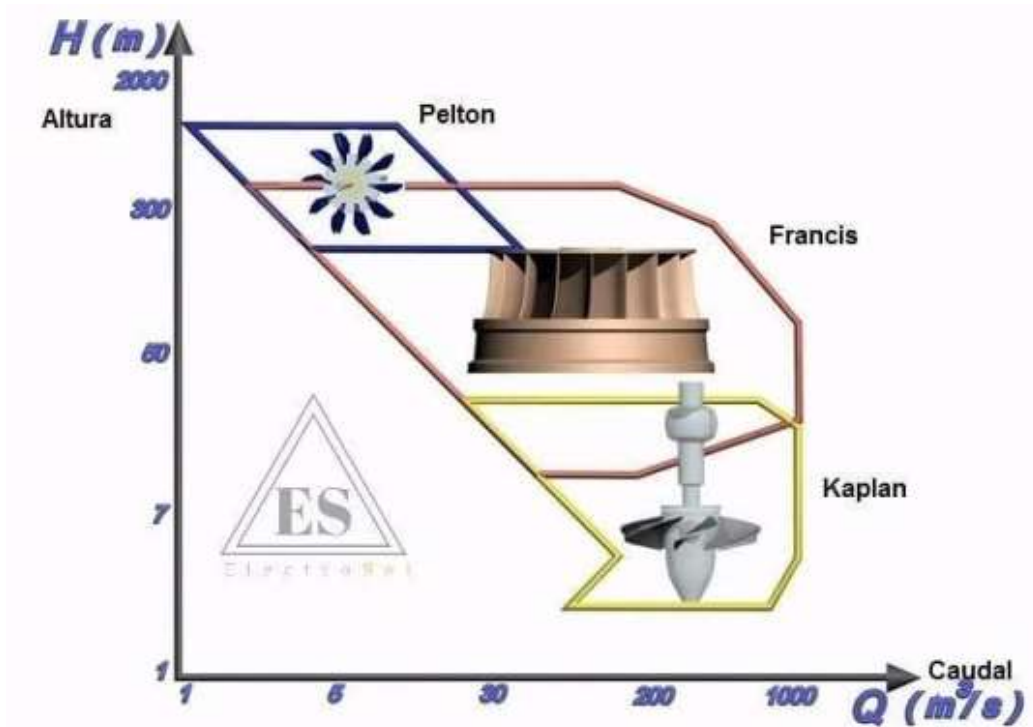


Figura 31. Ábacos para la elección de turbina. Fuente: Blas Ogayar Fernandez. Centrales Hidroeléctricas.

- **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.

Siendo esta clasificación visible en la siguiente tabla, se estima el modelo de turbina a seleccionar en función a la velocidad específica en cada caso.

De nuevo, la siguiente tabla presenta valores orientativos para la elección de la turbina. Valores que se tendrán en cuenta como parte del cálculo teórico para la obtención de los resultados finales.

Velocidad específica en r.p.m.	Tipo de turbina	Altura del salto en m .
Hasta 18	Pelton de un inyector	800
De 18 a 25	Pelton de un inyector	800 a 400
De 26 a 35	Pelton de un inyector	400 a 100
De 26 a 35	Pelton de dos inyectores	800 a 400
De 36 a 50	Pelton de dos inyectores	400 a 100
De 51 a 72	Pelton de cuatro inyectores	400 a 100
De 55 a 70	Francis muy lenta	400 a 200
De 70 a 120	Francis lenta	200 a 100
De 120 a 200	Francis normal	100 a 50
De 200 a 300	Francis rápida	50 a 25
De 300 a 450	Francis extrarrápida	25 a 15
De 400 a 500	Hélice extrarrápida	15
De 270 a 500	Kaplan lenta	50 a 15
De 500 a 800	Kaplan rápida	15 a 5
De 800 a 1100	Kaplan extrarrápida	Menos de 5

Figura 32. Elección de turbina según velocidad específica y salto neto. Fuente: Minicentrales hidroeléctricas

Además de lo anteriormente mencionado existe otra tabla más concreta y específica para seleccionar el modelo de turbina a emplear en nuestras centrales hidroeléctricas:

Tipo de turbina	Características	Ω_s	H_n (m)
Pelton	1 chorro	0,05 a 0,15	250 a 1800
	2,3,4,...chorros	0,15 a 0,35	100 a 800
Francis	Lenta	0,35 a 0,67	150 a 350
	Normal	0,67 a 1,20	80 a 150
	Rápida	1,20 a 2,70	25 a 80
Hélice y Kaplan	Lenta	1,60 a 2,75	18 a 35
	Rápida	2,75 a 3,65	12 a 18
	Ultra rápida	3,65 a 5,50	5 a 12

Figura 33. Elección de turbina según velocidad específica y salto neto. Fuente: Energía Hidráulica. UPCT

6.6. Turbinas. Procedimiento de cálculo para elección de turbina.

El procedimiento de cálculo para obtener la elección de turbina de manera más precisa, se basa en el siguiente modelo de estudio.

El procedimiento de cálculo es el siguiente:

1. Selección de turbina previo

El tipo de turbina, la geometría y dimensiones de la misma están determinados por la altura neta, el caudal y la velocidad específica.

En primer lugar, hay una gráfica que relaciona el salto neto (H_n) y caudal (Q) de nuestra instalación donde se puede hacer una primera aproximación que determine qué turbina se adaptan a nuestras condiciones de funcionamiento.

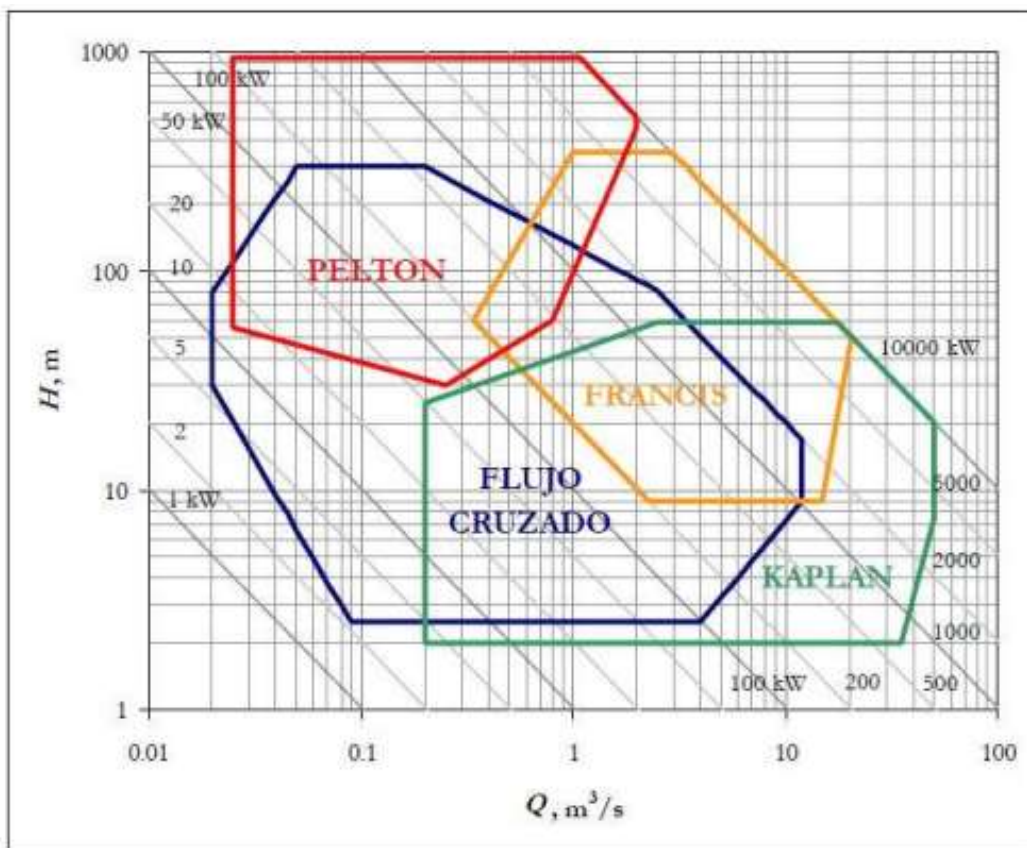


Figura 34. Gráfica orientativa para elección de turbina en función de altura y caudal. Fuente: Energía Hidráulica. UPCT

En general, en aquellos casos en los que la altura se encuentra entre 50 y 100 m, se instalan turbinas Francis y cuando la altura sobrepasa los 100 m, suelen ser pequeños los caudales de trabajo, entonces, son las turbinas Pelton las que se instalan.

Por último, si el salto es más pequeño, se suele encontrar caudales altos, siendo las turbinas de bulbo o Kaplan las utilizadas.

Para definir con más exactitud cuál es la turbina que mejor se adapta a la instalación, se utiliza el parámetro velocidad específica (n_s), ésta es el número de revoluciones que la turbina tendría para obtener el máximo rendimiento de ella.

2. Obtener la velocidad específica (n_s):

Para hallar la velocidad específica, de manera orientativa, la siguiente figura muestra la relación entre la altura neta (H_n) y la velocidad específica.

Por lo tanto, de forma aproximada, la velocidad específica de nuestra instalación.

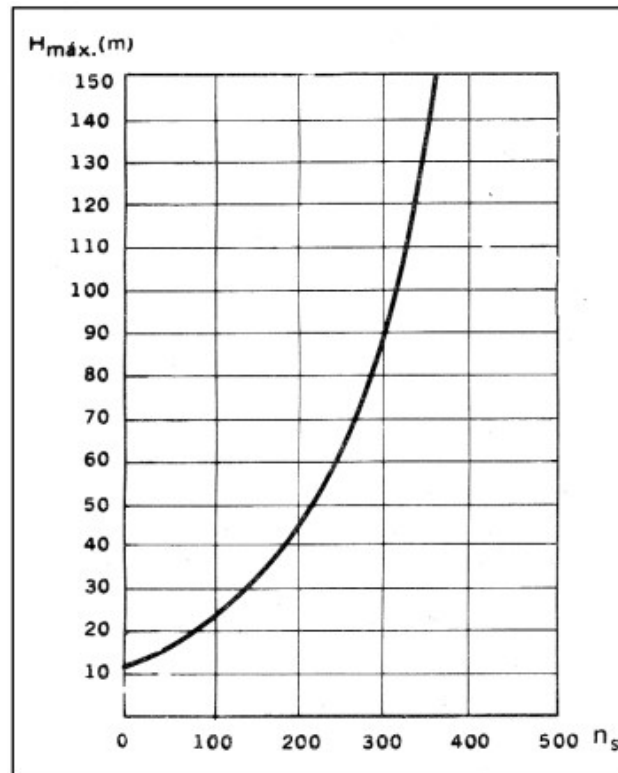


Figura 35. Gráfica orientativa que relaciona altura neta y velocidad específica. Fuente: IDAE

Gracias a lo establecido en la gráfica anterior, se estima la velocidad específica, de forma orientativa, para cada una de las centrales que forman parte del Complejo Hidroeléctrico del Tâmega.

3. Obtener la Potencia y el Rendimiento de las turbinas

La potencia neta, tiene en cuenta las pérdidas que se producen en la tubería forzada, por ello es función de la altura neta y del caudal, pero no tiene en cuenta las pérdidas de la turbina.

$$Wn = \rho \times g \times Q \times Hn$$

Debido a desconocer los datos necesarios para calcular los rendimientos, se hará una estimación de estos según la bibliografía y escogiendo un rendimiento total de 85 %.

La potencia útil es la potencia que se transmitirá finalmente al eje de la turbina teniendo en cuenta todas las pérdidas producidas anteriormente, tanto en la tubería forzada como en la turbina.

$$Wu = Wn \times \eta_{TOTAL}$$

4. Obtener la velocidad de giro (n):

De la definición de velocidad específica, podemos calcular la velocidad de giro (n).

En función de a la velocidad de giro, será necesaria para obtener el número de polos y la velocidad de sincronismo que tendrá la turbina, con la que se escogerá definitivamente la turbina que se instalará.

$$n = \frac{n_s \cdot H^{\frac{5}{4}}}{\sqrt{W_u}}$$

La velocidad de giro se expresa en r.p.m.

5. Obtener la velocidad de sincronismo (n):

En la instalación es necesario que exista un generador síncrono, ya que, en la producción de energía eléctrica, el eje del alternador está conectado al de la turbina. Ambos ejes deben girar a velocidad constante para poder mantener constante la frecuencia de la intensidad de la corriente generada.

Para obtener esta velocidad, se establecerá un criterio común para todos los casos de estudio.

La velocidad de sincronismo (n) depende de:

- La frecuencia (f) (en Europa es de 50 Hz y en América de 60 Hz)
- El número de pares de polos (p)

$$n = \frac{60 \cdot f}{p} ; \text{Donde } \begin{cases} f \rightarrow \text{Europa (50 Hz)} \\ n \rightarrow \text{la más cercana a nuestra} \\ \text{velocidad de giro (750 rpm)} \\ p \rightarrow \text{pares de polos} \end{cases}$$

Entrando en la tabla con la velocidad de rotación de la turbina, se elige la velocidad de sincronismo más cercana, y por lo tanto el número de pares de polos correspondiente. Las velocidades síncronas de motores para algunas frecuencias de servicios se determinan según la siguiente tabla:

p	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
n (rpm)	3000	1500	1000	750	600	500	428,6	375	333,3	300
p	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
n (rpm)	272,7	250	230,8	214,3	200	187,5	176,5	166,7	157,9	150

Figura 36. Relación entre nº de pares de polos y velocidad de rotación. Fuente: Energía Hidráulica. UPCT

A continuación, se efectúa el cálculo de la velocidad específica de sincronismo:

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

Finalmente, se puede seleccionar una turbina con exactitud mediante la tabla extraída del texto de Viedma Robles.

Tipo de turbina	Características	Ω_s
Pelton	1 chorro	0,05-0,15
	Más de 1 chorro	0,15-0,35
Francis	Lenta	0,35-0,67
	Normal	0,67-1,20
	Rápida	1,20-2,70
Hélice y Kaplan	Lenta	1,60-2,75
	Rápida	2,75-3,65
	Ultra rápida	3,65-5,50

Figura 37. Tipos de turbinas según su velocidad específica. Fuente: Energía Hidráulica. UPCT

Otro método de estudio: Potencia específica

Otro método de selección es obteniendo la potencia específica, para nuestra instalación la potencia específica será:

$$\dot{W}_s = \frac{n \cdot \sqrt{\dot{W}_u / \rho}}{(g \cdot H_n)^{5/4}}$$

La tabla siguiente extraída del texto de Claudio Mataix ofrece una clasificación de las turbinas según la potencia específica.

Turbinas	\dot{W}_s
Turbinas Pelton	$0,02 < \dot{W}_s < 0,3$
Turbinas Francis	$0,3 < \dot{W}_s < 2,5$
Turbinas Kaplan	$2,3 < \dot{W}_s < 6,0$

Figura 38. Tipos de turbinas en función de la potencia específica. Fuente: Energía Hidráulica. UPCT



7. Casos de estudio. Elección de turbina

7.1. Caso de estudio 1: Caudal Promedio Anual Máximo

Como punto de partida para el desarrollo de este caso de estudio, se tomarán los siguientes datos previos ya calculados en anteriores apartados:

	UM	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Tipo de caudal seleccionado</i>		Máximo	Máximo	Máximo
<i>Caudal Ecológico</i>	%	10	10	10
<i>Caudal diseño</i>	m ³ /s	29,257	29,257	29,257
<i>Salto Neto</i>	m	96,425	68,875	23,75
<i>Constante de Gravedad</i>	m ² /s	9,81	9,81	9,81
<i>Densidad agua</i>	kg/m ³	1000	1000	1000
<i>Nº Turbinas</i>	ud	2	2	4

Tabla 6. Datos previos establecidos para Caudal Máximo. Fuente: Elaboración propia

Obtención del tipo de turbina según el ábaco de selección.

Según el ábaco, para nuestro salto y caudal, el tipo de turbina a elegir debería ser:

<i>Tipo de turbina</i>	Unidad	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Caudal de diseño</i>	m ³ /s	29,257	29,257	29,257
<i>Salto Neto (H_n)</i>	m	96,425	68,875	23,75
<i>Turbina seleccionada</i>		Francis	Francis	Francis

Tabla 7. Datos Salto Central Alto Tâmega. Fuente: Iberdrola y CEH.

Obtención del tipo de turbina según la velocidad de sincronismo.

En primer lugar, se aplicará el procedimiento de cálculo ya explicado en anteriores apartados, para obtener la elección de la turbina de manera más concreta y específica:

1. Obtención de la velocidad específica orientativa

Para ello, aplicando la tabla de relación entre la altura neta y la velocidad específica se obtiene el siguiente resultado:



	Unidad	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Salto Neto (H_n)</i>	kW	96,425	68,875	23,75
<i>Velocidad específica</i>	rpm	330	260	100

Tabla 8. Velocidad específica según tabla comparativa. Fuente: Elaboración propia

2. Obtener la potencia y el rendimiento de la turbina teórica:

	Unidad	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Potencia específica</i>	kW	27675,05	19767,89	6816,52
<i>Rendimiento teórico</i>	%	85	85	85
<i>Potencia útil</i>	kW	23523,79	16802,71	5794,04

Tabla 9. Potencia útil. Fuente: Elaboración propia

3. Obtener la velocidad de giro:

	Unidad	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Salto Neto (H_n)</i>	m	96,425	68,875	23,75
<i>Velocidad específica</i>	rpm	330	260	100
<i>Potencia útil</i>	kW	23523,79	16802,71	5794,04
<i>Velocidad de giro</i>	Rpm	650,126	397,979	68,879

Tabla 10. Velocidad de giro. Fuente: Elaboración propia

4. Obtener la velocidad de sincronismo

	Unidad	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Salto Neto (H_n)</i>	m	96,425	68,875	23,75
<i>Caudal diseño</i>	m ³ /s	29,257	29,257	29,257
<i>Frecuencia de red</i>	Hz	50	50	50
<i>Velocidad de giro</i>	Rad/s	34,903	28,536	15,708
<i>Pares de polos</i>	ud	9	11	20
<i>Constante Gravedad</i>	m ² /s	9,81	9,81	9,81
<i>Vel. de sincronismo</i>	Rad/s	1,107	1,165	1,425

Tabla 11. Velocidad de sincronismo. Fuente: Elaboración propia

5. Elección de turbina según tabla

	Unidad	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Vel. de sincronismo</i>	Rad/s	1,107	1,165	1,425
<i>Tipo de turbina</i>		Francis Normal	Francis Normal	Francis Rápida

Tabla 12. Tipo de turbina. Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, y a modo comparativo para la comprobación de los resultados; se estimará la potencia específica, en la siguiente tabla.

	Unidad	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Potencia específica</i>		0,38	0,41	0,57
<i>Tipo de turbina</i>		Francis	Francis	Francis

Tabla 13. Elección de turbina según potencia específica. Fuente: Elaboración propia

Por tanto, cabe decir que la elección de la turbina es correcta, gracias a que los dos métodos comparativos establecen el mismo resultado, siendo la elección de la turbina definitiva:

	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Tipo de turbina</i>	Francis Normal	Francis Normal	Francis Rápida

Tabla 14. Elección final de turbina. Fuente: Elaboración propia

7.2. Caso de estudio 2: Caudal Promedio Anual Medio

Como punto de partida para el desarrollo de este caso de estudio, se toman los datos previos ya calculados en anteriores apartados.

	UM	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Tipo de caudal seleccionado</i>		Medio	Medio	Medio
<i>Caudal Ecológico</i>	%	10	10	10
<i>Caudal diseño</i>	m ³ /s	22,153	22,153	22,153
<i>Salto Neto</i>	m	96,425	68,875	23,75
<i>Constante de Gravedad</i>	m ² /s	9,81	9,81	9,81
<i>Densidad agua</i>	kg/m ³	1000	1000	1000
<i>Nº Turbinas</i>	ud	2	2	4

Tabla 15. Datos previos establecidos para Caudal Máximo. Fuente: Elaboración propia

Obtención del tipo de turbina según el ábaco de selección.

<i>Tipo de turbina</i>	Unidad	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Caudal diseño</i>	m ³ /s	22,153	22,153	22,153
<i>Salto Neto (H_n)</i>	m	96,425	68,875	23,75
<i>Turbina seleccionada</i>		Francis	Francis	Francis

Tabla 16. Velocidad específica según tabla comparativa. Fuente: Elaboración propia

Obtención del tipo de turbina según la velocidad de sincronismo.

Se aplica el procedimiento de cálculo usado en anteriores apartados, para obtener la elección de la turbina de manera más concreta y específica.

1. Obtención de la velocidad específica orientativa

La relación entre la altura neta y la velocidad específica tiene el siguiente resultado:



	Unidad	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Salto Neto (H_n)</i>	m	96,425	68,875	23,75
<i>Velocidad específica</i>	Rpm	330	260	100

Tabla 17. Velocidad específica según tabla comparativa. Fuente: Elaboración propia

2. Obtener la potencia y el rendimiento de la turbina teórica:

	Unidad	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Potencia específica</i>	kW	20955,171	14967,979	5161,372
<i>Rendimiento teórico</i>	%	85	85	85
<i>Potencia útil</i>	kW	17811,895	12722,782	4387,166

Tabla 18. Potencia útil. Fuente: Elaboración propia

3. Obtener la velocidad de giro:

	Unidad	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Salto Neto (H_n)</i>	m	96,425	68,875	23,75
<i>Velocidad específica</i>	Rpm	330	260	100
<i>Potencia útil</i>	kW	17811,895	12722,782	4387,166
<i>Velocidad de giro</i>	Rpm	747,129	457,361	79,157

Tabla 19. Velocidad de giro. Fuente: Elaboración propia

4. Obtener la velocidad de sincronismo

	Unidad	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Caudal diseño</i>	m ³ /s	22,153	22,153	22,153
<i>Frecuencia de red</i>	Hz	50	50	50
<i>Velocidad de giro</i>	Rpm	747,129	457,361	79,157
<i>Pares de polos</i>	ud	9	11	20
<i>Constante Gravedad</i>	m ² /s	9,81	9,81	9,81
<i>Vel. de sincronismo</i>	Rad/s	0,963	1,013	1,239

Tabla 20. Velocidad de sincronismo. Fuente: Elaboración propia

5. Elección de turbina según tabla

	Unidad	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Vel. de sincronismo</i>	Rad/s	0,963	1,013	1,239
<i>Tipo de turbina</i>		Francis Normal	Francis Normal	Francis Rápida

Tabla 21. Tipo de turbina. Fuente: Elaboración propia

Por tanto, cabe decir que la elección de la turbina es correcta, gracias a que los dos métodos comparativos establecen el mismo resultado.

	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Tipo de turbina</i>	Francis Normal	Francis Normal	Francis Rápida

Tabla 22. Elección de turbina según potencia específica. Fuente: Elaboración propia

7.3. Caso de estudio 2: Caudal Promedio Anual Mínimo

	UM	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Tipo de caudal seleccionado</i>		Mínimo	Mínimo	Mínimo
<i>Caudal Ecológico</i>	%	10	10	10
<i>Caudal diseño</i>	m ³ /s	4,378	4,378	4,378
<i>Salto Neto</i>	m	96,425	68,875	23,75
<i>Constante de Gravedad</i>	m ² /s	9,81	9,81	9,81
<i>Densidad agua</i>	Kg/m ³	1000	1000	1000
<i>Nº Turbinas</i>	ud	2	2	4

Tabla 23. Datos previos establecidos para Caudal Mínimo. Fuente: Iberdrola

Obtención del tipo de turbina según el ábaco de selección.

<i>Tipo de turbina</i>	Unidad	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Caudal diseño (Q)</i>	m ³ /s	4,378	4,378	4,378
<i>Salto Neto (H_n)</i>	m	96,425	68,875	23,75
<i>Turbina seleccionada</i>		Francis / Pelton	Francis / Pelton	Francis / Pelton

Tabla 24. Velocidad específica según tabla comparativa. Fuente: Elaboración propia

Obtención del tipo de turbina según la velocidad de sincronismo.

1. Obtención de la velocidad específica orientativa

	Unidad	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Salto Neto (H_n)</i>	m	96,425	68,875	23,75
<i>Velocidad específica</i>	Rpm	330	260	100

Tabla 25. Velocidad específica según tabla comparativa. Fuente: Elaboración propia

2. Obtener la potencia y el rendimiento de la turbina teórica:

	Unidad	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Potencia específica</i>	kW	4141,278	2958,06	1020,02
<i>Rendimiento teórico</i>	%	85	85	85
<i>Potencia útil</i>	kW	3520,09	2514,347	867,016

Tabla 256 Potencia útil. Fuente: Elaboración propia

3. Obtener la velocidad de giro:

	Unidad	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Salto Neto (H_n)</i>	kW	96,425	68,875	23,75
<i>Velocidad específica</i>	rpm	330	260	100
<i>Potencia útil</i>	kW	3520,09	2514,347	867,016
<i>Velocidad de giro</i>	rpm	1680,639	1028,816	178,06

Tabla 27. Velocidad de giro. Fuente: Elaboración propia

4. Obtener la velocidad de sincronismo

	Unidad	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Caudal diseño</i>	m ³ /s	4,378	4,378	4,378
<i>Frecuencia de red</i>	Hz	50	50	50
<i>Velocidad de giro</i>	Rpm	1680,639	1028,816	178,06
<i>Pares de polos</i>	ud	9	11	20
<i>Constante Gravedad</i>	m ² /s	9,81	9,81	9,81
<i>Vel. De sincronismo</i>	Rad/s	0,428	0,451	0,551

Tabla 28. Velocidad de sincronismo. Fuente: Elaboración propia

5. Elección de turbina según tabla

	Unidad	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Vel. de sincronismo</i>	Rad/s	0,428	0,451	0,551
<i>Tipo de turbina</i>		Francis Lenta	Francis Lenta	Francis Lenta

Tabla 29. Tipo de turbina. Fuente: Elaboración propia

	Unidad	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Potencia específica</i>		0,30	0,32	0,41
<i>Tipo de turbina</i>		Francis	Francis	Francis

Tabla 30. Tipo de turbina. Fuente: Elaboración propia

Por tanto, cabe decir que la elección de la turbina es correcta, gracias a que los dos métodos comparativos establecen el mismo resultado, siendo la elección de la turbina definitiva:

	Unidad	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Tipo de turbina</i>		Francis Lenta	Francis Lenta	Francis Lenta

Tabla 31. Tipo de turbina. Fuente: Elaboración propia



8. Casos de estudio. Potencia y Energía

8.1. Método de cálculo para potencia y rendimiento de turbina.

Una vez llevado a cabo la elección de la turbina mediante el método para su obtención, se confirmará los valores de potencia y rendimiento de las turbinas con las elecciones ya dadas.

Rendimiento de la turbina

En primer lugar, se estiman y establece el valor de rendimiento de la turbina, según el modelo que se elija.

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. Estas pérdidas influyen en el rendimiento de las turbinas obteniéndose unos valores determinados, y ya calculados previamente, mediante los numerosos casos de estudios que se han analizado en la historia.

Por ello, y en base a las siguientes gráficas, se establecen los siguientes valores como puntos de partida para el rendimiento de las turbinas seleccionadas.

Para establecer el rendimiento de la turbina se emplea la siguiente gráfica:

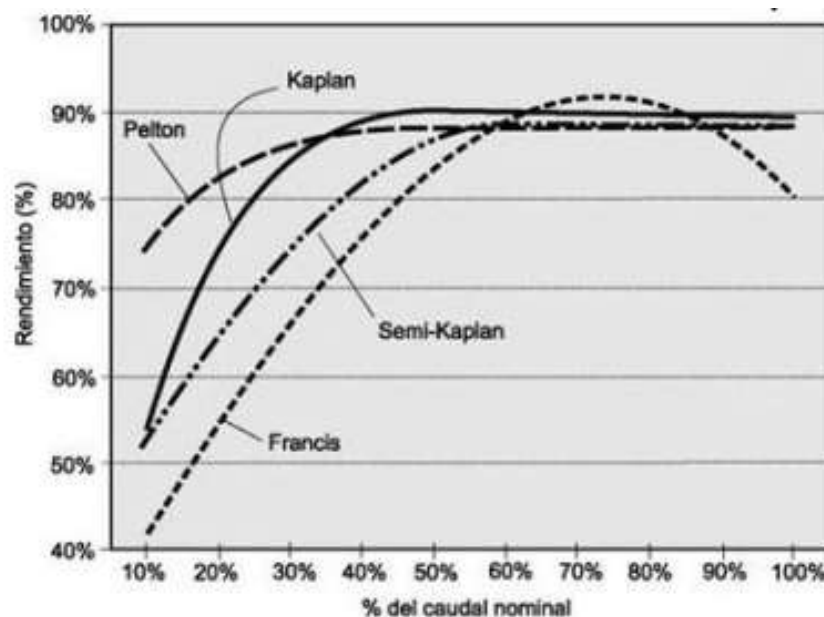


Figura 39. Gráfica de rendimiento aproximado en función al caudal para diferentes tipos de turbinas. Fuente: Blas Ogayar Fernández. Mini centrales hidroeléctricas.

Como el rendimiento de la turbina varía con el caudal turbinado, se debe obtener una expresión que relacione este rendimiento con el caudal.

Potencia neta de la turbina

La turbina suministrará una potencia que es función directa del caudal Q , de la altura neta del salto H y del rendimiento de la turbina.

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

$$P_{\text{turbina}} = \rho * g * H_{\text{neto}} * Q * \eta_{\text{turbina}}$$



Siendo:

η_{turbina} = Rendimiento de la turbina

Q = Caudal de diseño (m^3/s)

H_{neto} = Salto Neto (m)

ρ = Densidad agua

8.2. Potencia nominal

A continuación, se obtiene la potencia nominal de cada central hidroeléctrica, a partir de algunos de los datos estimados en apartados anteriores, como son:

- Potencia nominal de la turbina
- Caudal de diseño
- Rendimiento de la turbina
- Salto neto

La potencia de la central será igual a la de la turbina, teniendo en cuenta el rendimiento del alternador. Éste, según datos del fabricante, es del 95 %.

Se supone que la instalación no necesitará multiplicador y que el alternador tiene un rendimiento del 95 %, por lo que la potencia eléctrica de la central será:

$$P_{\text{central}} = 9,81 * H_{\text{neto}} * Q * \eta_{\text{turbina}} * \eta_{\text{alternador}} * n^{\circ} \text{ turbinas}$$

Siendo:

η_{turbina} = Rendimiento de la turbina

$\eta_{\text{alternador}}$ = Rendimiento del alternador

g = Constante de gravedad

Q = Caudal de diseño (m^3/s)

H_{neto} = Salto Neto (m)

ρ = Densidad agua

8.3. Energía generada en cada central

Ahora, se procede a calcular la energía producida por cada una de las centrales; para ello, hay que hallar varios parámetros previos, como son, el rendimiento de las turbinas del alternador, potencia y energía generada cada día del año base de la central, que previamente hemos establecido.

Los parámetros necesarios para resolver la tabla son:

- Día: Días del año base anteriormente designado
- Q_d (m^3/s): Caudal del río durante el año base



- Q_{deco} (m^3/s): Caudal disponible que es igual al caudal del río menos el caudal ecológico (10% del caudal del río)
- Q_{turb} (m^3/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 más de una turbina.

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 pondrá en marcha la otra turbina, de manera que ambas se encontrarán en funcionamiento.

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 Francis es del 40 %. Es decir que a partir de que por el río circule el 40% del caudal de equipamiento es cuando la turbina se pone en funcionamiento.

Otros parámetros a tener en cuenta son:

- Rendimiento $_{turbina}$ (%): es el rendimiento de la turbina según el caudal que se etnga en ese preciso momento. Ese cálculo se realiza usando el porcentaje del caudal de ese momento y relacionándolo con la tabla de rendimiento de las turbinas Francis.

- Potencia (W): es aquella que se genera en ese momento. Para ello, se debe emplear la fórmula de multiplicar la constante de gravedad, el salto neto, caudal de ese día, rendimiento de la turbina; obteniendo la potencia.

- Energía (kWh): Es aquella que se genera cada día. Para ello, se multiplica la potencia de ese día por 24 horas del día y por el rendimiento del alternador.

- Energía Acumulada (kWh): es la suma de todas las energías para saber que energía se ha generado a lo largo de todos los días.

- Horas (H): son las horas de funcionamiento de la turbina por cada día.

8.4. Horas de funcionamiento y Horas equivalentes

Al dividir la energía anual total entre la potencia de la turbina se tienen las horas equivalentes de funcionamiento. Se debe tener en cuenta que la central tendrá que realizar paradas de mantenimiento, por lo que un coeficiente de no uso en 24 horas del 5% es el adecuado en estos casos.

Gracias a esto, las horas finales de producción al cabo del año son del orden de 8760 horas, y un factor de uso del 30%.

8.5. Resumen de datos previos

A continuación, la siguiente tabla muestra los datos más relevantes para obtener la energía producida en un año base.

	UM	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
Caudal Ecológico	%	10	10	10
Constante Gravedad	m ² /s	9,81	9,81	9,81
Rendimiento Alternador	%	0,95	0,95	0,95
Mínimo Turbinable	%	10	10	10
Factor de no uso	%	5	5	5
Nº Turbinas	ud	2	2	4

Tabla 32. Tabla resumen datos principales por central. Fuente: Elaboración propia

8.6. Caso de estudio 1: Caudal Promedio Anual Máximo

A continuación, se procede a realizar los cálculos necesarios para obtener la potencia de las turbinas y la potencia nominal de la central, bajo la casuística de un caudal promedio anual máximo.

Potencia neta (P)	UM	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
Rendimiento turbina ($\eta_{turbina}$)	%	92	92	92
Rendimiento alternador (η_{alt})	%	95	95	95
Salto Neto (H)	m	96,425	68,875	23,75
Constante de Gravedad (g)	m/s ²	9,81	9,81	9,81
Q diseño (Q)	m ³ /s	29,257	29,257	29,257
Potencia neta (Pn)	MW	25,46	18,18	6,27
Potencia nominal (Pnom)	MW	24,19	17,28	5,96
Nº turbinas	ud	2	2	4
Potencia central (Pcentral)	MW	48,38	34,55	23,83

Tabla 33. Tabla de Potencia de las centrales con una única turbina. Fuente: Elaboración Propia.

Por último, la energía generada en el plazo de un año por cada una de las centrales, según el caso de estudio es:

Energía Generada (GWh)	UM	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
Potencia central (Pcentral)	MW	48,38	34,55	23,83
Energía Generada (E)	GWh	127,13	90,81	31,313

Tabla 34. Energía generada. Fuente: Elaboración Propia.

8.7. Caso de estudio 2: Caudal Promedio Anual Medio

A continuación, los cálculos necesarios para obtener la potencia de las turbinas y la potencia nominal de la central, bajo la casuística de un caudal promedio anual medio son:

Potencia neta (P)	UM	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
Rendimiento turbina ($\eta_{turbina}$)	%	92	92	92
Rendimiento alternador (η_{alt})	%	95	95	95
Salto Neto (H)	m	96,425	68,875	23,75
Constante de Gravedad (g)	m/s ²	9,81	9,81	9,81
Q diseño (Q)	m ³ /s	22,153	22,153	22,153
Potencia neta (Pn)	MW	19,28	13,78	4,75
Potencia nominal (Pnom)	MW	18,31	13,08	4,51
Nº turbinas	ud	2	2	4
Potencia central (Pcentral)	MW	36,63	26,16	18,04

Tabla 35. Tabla de Potencia de las centrales con una única turbina. Fuente: Elaboración Propia.

Por último, la energía generada en el plazo de un año por cada una de las centrales, según el caso de estudio es:

Energía Generada (GWh)	UM	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
Potencia central (Pcentral)	MW	36,63	26,16	18,04
Energía Generada (E)	GWh	96,26	68,76	23,71

Tabla 36. Energía generada. Fuente: Elaboración Propia.

8.8. Caso de estudio 3: Caudal Promedio Anual Mínimo

La potencia de las turbinas y la potencia nominal de la central, bajo la casuística de un caudal promedio anual mínimo son:

Potencia neta (P)	UM	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Rendimiento turbina ($\eta_{turbina}$)</i>	%	92	92	92
<i>Rendimiento alternador (η_{alt})</i>	%	95	95	95
<i>Salto Neto (H)</i>	m	96,425	68,875	23,75
<i>Constante de Gravedad (g)</i>	m/s ²	9,81	9,81	9,81
<i>Q diseño (Q)</i>	m ³ /s	4,378	4,378	4,378
<i>Potencia neta (Pn)</i>	MW	3,81	2,72	0,94
<i>Potencia nominal (Pnom)</i>	MW	3,62	2,58	0,89
<i>Nº turbinas</i>	ud	2	2	4
<i>Potencia central (Pcentral)</i>	MW	7,24	5,17	3,57

Tabla 37. Tabla de Potencia de las centrales con una única turbina. Fuente: Elaboración Propia.

Y la energía generada en el plazo de un año por cada una de las centrales, según el caso de estudio es:

Energía Generada (GWh)	UM	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Potencia central (Pcentral)</i>	MW	7,24	5,17	3,57
<i>Energía Generada (E)</i>	GWh	19,02	13,59	4,69

Tabla 38. Energía generada. Fuente: Elaboración Propia.



9. Comparación de resultados

9.1. Análisis de resultados teóricos y comparación con la práctica

En un principio, los datos obtenidos en la práctica, a partir del proyecto de ejecución, indican ciertos valores a tener en cuenta como son:

	UM	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
Tipo de turbina		Embalse	Embalse	Embalse
Modelo de turbina		Francis	Francis	Francis
Número de turbina	Ud	2	2	4
Potencia nominal de central	MW	160	118	880
Q máximo (Q)	m ³ /s	200	200	200
Energía Generada Anual	GWh	244,01	179,96	1.342,04

Tabla 39. Datos del proyecto de ejecución. Fuente: Elaboración Propia.

Sin embargo, en el modelo teórico, se ha planteado 3 casos de estudio a tener en cuenta:

Caso de estudio 1: Caudal Promedio anual Máximo

Los resultados obtenidos son:

	UM	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
Tipo de turbina		Embalse	Embalse	Bombeo
Modelo de turbina		Francis Normal	Francis Normal	Francis Rápida
Número de turbina	Ud	2	2	4
Potencia nominal de central	MW	48,38	34,55	23,83
Q máximo (Q)	m ³ /s	29,257	29,257	29,257
Energía Generada Anual	GWh	127,13	90,81	31,313

Tabla 40. Resultados Caso de estudio 1. Fuente: Elaboración Propia.

Caso de estudio 2: Caudal Promedio anual Medio

Los resultados obtenidos son:

	UM	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Tipo de turbina</i>		Embalse	Embalse	Bombeo
<i>Modelo de turbina</i>		Francis Normal	Francis Normal	Francis Rápida
<i>Número de turbina</i>	Ud	2	2	4
<i>Potencia nominal de central</i>	MW	36,63	26,16	18,04
<i>Q máximo (Q)</i>	m ³ /s	22,153	22,153	22,153
<i>Energía Generada Anual</i>	GWh	96,26	68,76	23,71

Tabla 41. Resultados Caso de estudio 2. Fuente: Elaboración Propia

Caso de estudio 3: Caudal Promedio anual Mínimo

Los resultados obtenidos son:

	UM	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Tipo de turbina</i>		Embalse	Embalse	Bombeo
<i>Modelo de turbina</i>		Francis Lenta	Francis Lenta	Francis Lenta
<i>Número de turbina</i>	Ud	2	2	4
<i>Potencia nominal de central</i>	MW	7,24	5,17	3,57
<i>Q máximo (Q)</i>	m ³ /s	4,378	4,378	4,378
<i>Energía Generada Anual</i>	GWh	19,02	13,59	4,69

Tabla 42. Resultados Caso de estudio 3. Fuente: Elaboración Propia

Como se puede apreciar a simple vista, los datos prácticos exceden a los modelos teóricos, siendo el modelo de Caudal Promedio Anual Máximo el más cercano a los valores definitivos en proyecto.

Esto se debe a la diferencia de caudal planteado por ambos cálculos, ya que el diseño final del Complejo Hidroeléctrico del Tâmega, se plantea con el fin de almacenar un gran volumen de energía en forma de agua, que permita obtener las cifras necesarias para que el proyecto sea rentable.

Los modelos teóricos plantean el estudio en base a un plazo de tiempo de 47 años previos a la construcción de las centrales.

En ellos, se visualiza que existen años con un caudal promedio alto, pero por el contrario existen también años con un caudal promedio muy bajo. Esto hace que las centrales planteadas no puedan ser lo suficientemente versátiles para adaptarse a estos caudales tan bajos.

Por ello, en este TFM se propone una solución distinta a la planteada en proyecto de ejecución, que permita adaptarse y ser más versátil en todo ámbito de caudales.

Esta solución sería la establecida para un modelo de la siguiente forma:

	UM	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
<i>Tipo de turbina</i>		Embalse	Embalse	Bombeo
<i>Modelo de turbina</i>		Francis Normal / Lenta	Francis Normal / Lenta	Francis Rápida / Lenta
<i>Número de turbina</i>	Ud	1 / 1	1 / 1	3 / 1
<i>Potencia nominal de central</i>	MW	27,81	19,86	6,85
<i>Q máximo (Q_{máx})</i>	m ³ /s	29,257	29,257	29,257
<i>Q mínimo (Q_{mín})</i>	m ³ /s	4,378	4,378	4,378
<i>Energía Generada Anual</i>	GWh	73,07	47,98	18,01

Tabla 43. Resultados Caso propuesto por centrales. Fuente: Elaboración Propia

	UM	Complejo Hidroeléctrico de Tâmega
<i>Potencia nominal del complejo</i>	MW	54,52
<i>Q máximo (Q_{máx})</i>	m ³ /s	29,257
<i>Q mínimo (Q_{mín})</i>	m ³ /s	4,378
<i>Energía Generada Anual</i>	GWh	139,06

Tabla 44. Resultados Caso propuesto para el complejo. Fuente: Elaboración Propia

Mediante esta solución, se consigue dar servicio, durante los años de mayores lluvias o precipitaciones, así como afrontar las avenidas de caudal que puedan surgir en un tiempo concreto; por otro lado, también permite dar servicio durante los años de mayor sequía en el río.

Cabe destacar que la central hidroeléctrica de Gouvães presenta una característica esencial en su modelo, siendo esta una central de bombeo que acumula energía en forma de agua en una ubicación distinta a la normal.

Este tipo de central se sobreentiende que no pertenece al bloque lineal de las centrales de Alto Tâmega y Daivões. Por lo que, los resultados teóricos obtenidos en los casos de estudio no representan en ningún momento un dato comparable con los obtenidos en el proyecto de ejecución.

Por todo ello, la solución final debería ser la establecida mediante el empleo del modelo propuesto anteriormente para las centrales de Alto Tâmega y Daivões, mientras que la solución ejecutada en la obra planteada para la central de Gouvães será que se use.

Los datos finales de esta solución planteada son los siguientes:

	UM	Complejo Hidroeléctrico de Tâmega
<i>Potencia nominal del complejo</i>	MW	927,67
<i>Q máximo (Q_{máx})</i>	m ³ /s	29,257
<i>Q mínimo (Q_{mín})</i>	m ³ /s	4,378
<i>Energía Generada Anual</i>	GWh	1.463,09

Tabla 45. Resultados Solución propuesta para el complejo. Fuente: Elaboración Propia

A continuación, se establecerán los cálculos y resultados desde el punto de vista del análisis económico y ambiental; aportando así un nuevo enfoque en el proyecto, que permite conocer su complejidad global.



10. Análisis Económico



10.1. Introducción

Para realizar un estudio de viabilidad de una central, se debe hacer una estimación sobre los costes o beneficios a obtener de dichas instalaciones. Para ello, hay diversos escenarios posibles para decidir si es viable la puesta en marcha de dicho complejo hidroeléctrico.

En el análisis que se va a realizar, se utiliza como referencia una serie de datos y componentes para tasar sus beneficios y costes. Como parámetros establecidos a analizar, se incluyen los componentes necesarios para la ejecución de una central hidroeléctrica, como son:

- Caudal Turbinable
- Energía estimada
- Obra civil
- Equipamiento eléctrico
- Equipamiento mecánico
- Regulación y control
- Conexión a red

Gracias a esto, se puede conocer la energía a generar y cual se debe vender para obtener beneficios.

Por todo ello, se propone y analiza el enfoque económico para los dos casos de estudio que hemos planteado anteriormente. Es decir: Caso ejecutado en obra y Caso propuesto.

10.2. Ventajas económicas de la energía hidráulica

La hidroeléctrica es una fuente de energía limpia con una larga tradición que hay que redescubrir y renovar. Esta fuente permite conseguir ayuda con la regeneración y el riego; además, se adapta bien a grandes y pequeñas instalaciones. Al mismo tiempo, cuenta con excelentes potencialidades para el uso doméstico.

Las principales características que diferencian a la energía hidráulica del resto de energías son:

Economía y Durabilidad

Aunque la inversión inicial para la construcción de una central es exigente y costosa, en general la energía hidráulica, en términos absolutos, es la más económica a medio y largo plazo.

Una vez realizadas las presas, construidas las instalaciones e instaladas las turbinas, el mantenimiento que se necesita es mínimo con respecto a la inversión inicial.



Aunque, en la era actual, el proceso de automatización y digitalización, supone un gasto adicional, el precio de la innovación se compensa con mejoras en la eficiencia y ventajas al reducir los desperdicios.

Agilidad y Flexibilidad

Teniendo en cuenta que la disponibilidad del agua puede variar con el tiempo, en realidad las centrales son extremadamente flexibles.

Los sistemas de producción necesitan una escasa cantidad de energía para entrar en funcionamiento, tanto que en unos minutos hasta una gran central puede pasar de estar parada a la máxima potencia, y viceversa.

Energía

El potencial energético de los sistemas hidroeléctricos es enorme. De hecho, las gigantescas masas de agua que se encuentran a gran altura tienen una cantidad considerable de energía potencial gravitatoria y aprovechar, aunque sea solo una parte de ella significa contar con energía en abundancia.

Basta pensar que todas las mayores centrales de producción de energía en el mundo son hidroeléctricas, y que una sola central puede ser suficiente para satisfacer las necesidades energéticas de millones de personas.

Adaptación a las necesidades

Uno de los aspectos más críticos de muchas energías renovables es la disponibilidad inconstante de la fuente de energía.

Sin embargo, en el caso de la energía hidroeléctrica, se logra superar parcialmente la variabilidad meteorológica y climática a través de embalses de acumulación de agua a gran altura, como los diques.

Aquello que potencialmente es una desventaja se convierte entonces en un punto fuerte: el flujo de agua puede ser fácilmente controlado de acuerdo a las necesidades de energía. Eso vale tanto a corto plazo, por ejemplo, en el ciclo noche/día, como a plazos más largos, con las variaciones estacionales y los periodos de sequía.

Reducir la dependencia

Ofrece una excelente vía para reducir la dependencia de energía exterior, ya que se puede producir en el propio país.

Seguridad

Se puede decir que las centrales hidroeléctricas utilizan el agua como “combustible” para generar electricidad, y esto las hace bastante seguras en comparación a otro tipo de centrales eléctricas.

10.3. Inversión inicial

En función a los apartados anteriormente citados, se puede obtener de manera aproximada el coste por partida para la inversión inicial del proyecto, según cifras establecidas por el promotor del complejo.

Ingeniería y Dirección de Obra

Esta partida, según los datos obtenidos de los análisis previos, conlleva el 8% del total de la inversión final del proyecto.

Obra Civil

En cuanto a la partida reservada para Obra Civil, el porcentaje destinado es de 40%.

En esta partida, quedan recogidas todas las actuaciones que se pueden considerar trabajos referentes a obra civil como pueden ser los siguientes:

- Movimientos de Tierra
- Cimentaciones
- Estructura
- Albañilería
- Instalaciones a pie de obra
- Revestimientos
- Carpinterías

Equipos eléctricos de regulación y control

Para esta partida, se destina un 22 % de la inversión total. Engloba todos los equipos necesarios para el control y regulación de las compuertas, así como estas mismas.

Grupo Electromecánico

Por último, la partida de Grupo electromecánico o todo aquello que hace referencia a las turbinas, tiene asignado un 30 %.

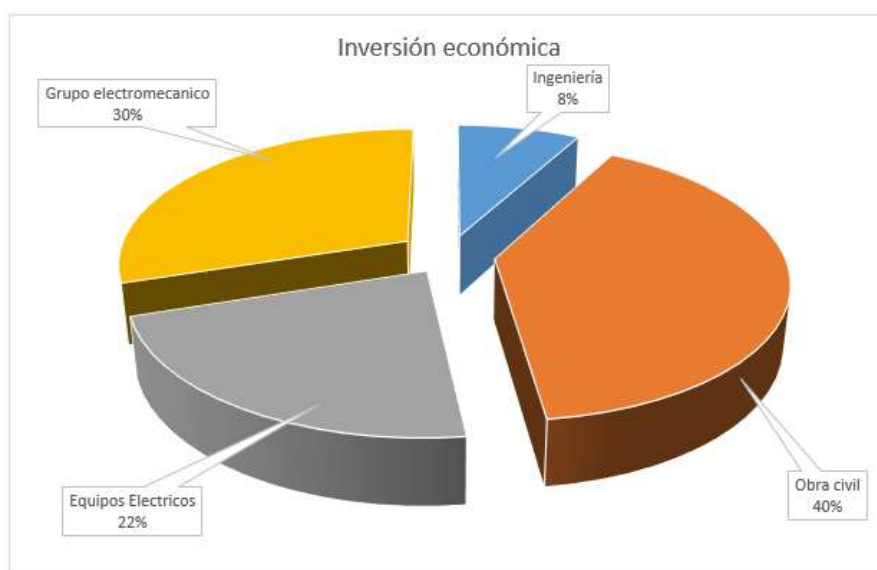


Figura 40. Gráfica de reparto de la inversión total. Fuente: Iberdrola / Apuntes Energía Hidráulica. UPCT

Como ya hemos determinado los porcentajes de los principales parámetros en la inversión de una central hidroeléctrica, profundizaremos en los tipos de costes y en que emplazamiento se deben de realizar.

Posteriormente, se desglosará cada coste para poder hacer un buen estudio de viabilidad.

Inversión inicial

Ingeniería

Proyectos y Dirección de Obra
Legalizaciones, Permisos e informes

Tabla 46. Lista de elementos en la inversión. Fuente: Elaboración Propia

Elementos de la Central

Azud
Embalse
Presa
Conducciones hidráulicas
Cámara de carga
Tubería Forzada
Edificio
Grupo Electromecánico
Conexión a la Red Eléctrica
Línea Eléctrica
Protección, Regulación y Control
Accesos

Tabla 47. Lista de elementos en la inversión. Fuente: Elaboración Propia

Inversión anual

Ingeniería

Canon hidráulico
Operación y Mantenimiento
Seguros

Tabla 48. Lista de elementos en la inversión. Fuente: Elaboración Propia

Inversión periódica

Mantenimiento

Obra Civil
Reglaje de las turbinas
Componentes Eléctricos

Tabla 49. Lista de elementos en la inversión. Fuente: Elaboración Propia

10.4. Costes estimados de una central tipo

Para aportar un poco de visión periférica al trabajo de análisis, se propone hacer una valoración de los costes de ejecución de una central hidroeléctrica tipo que permita establecer una idea del volumen de inversión que se debe llevar a cabo para las propuestas planteadas.

Los costes estimados de una central tipo o modelo se valoran de la siguiente forma:

Central pie de presa

Potencia instalada	20.000 kW
Ratio medio inversión	700 €/kW
Horas equivalentes	2.000
Energía producida	40.000 MWh/año
Vida útil	25 años
Precio venta energía	6,89 c€/kWh (1 ^{os} 15 años) 6,12 c€/kWh (resto)
Coste mantenimiento	280.000 €/año 0,007 €/kW
Canon hidráulico	0,014 €/kW Grupo

	Central hidroeléctrica menor de 10 MW	Central hidroeléctrica entre 10 y 50 MW
Coste de generación (cent €/kWh)	4,5 - 6,1	4,1 - 5,6

Figura 50. Tabla de valores estimados para central tipo. Fuente: Energía Hidráulica. UPCT

Como se observa, hay varios apartados importantes a tener en cuenta:

- Ratio medio de inversión: se estima una cifra de 700 € / kW para una central tipo.
- Vida útil: se estima una cifra de 25 años para una central tipo.
- Coste de mantenimiento: se estima una cifra de 0,007 € / kWh.
- Canon hidráulico: se estima una cifra de 0,007 € / kW.
- Coste de generación: se estima una cifra de 0.005 € / kWh

10.5. Costes en proyecto

Dentro de este apartado, se deberá tener en cuenta una serie de parámetros y elementos que intervienen en la obra civil.

Además, se emplearán una serie de ecuaciones definidas en función a los precios unitarios, de manera que su utilización sea fácilmente adaptable debido a la variación de los precios unitarios.

Esta inversión engloba la actuación en las tres ubicaciones para cada una de las centrales hidroeléctricas que se plantearon desarrollar.

Como hemos comentado con anterioridad, la inversión se divide en cada una de las partes que engloba el proyecto completo. Por tanto el coste total del proyecto se estima de la siguiente forma:

$$C_{\text{TOTAL}} = I_{\text{INICIAL}} + (C_{\text{MANTENIMIENTO ANUAL}} + C_{\text{CANON HIDRÁULICO}} + C_{\text{GENERACIÓN}}) * \text{Años}$$

Siendo:

C_{TOTAL} = Coste Total

I_{INICIAL} = Inversión Inicial

$C_{\text{MANTENIMIENTO ANUAL}}$ = Coste de Mantenimiento Anual

$C_{\text{CANON HIDRÁULICO}}$ = Coste de Canon Hidráulico

$C_{\text{GENERACIÓN}}$ = Coste de Generación

10.5.1. Ratio medio de inversión

Como se ha visto en apartados anteriores, el ratio medio de inversión se estima en una cifra cercana a los 700€ / kW, según estudios previos reflejados en los temas de Energía Hidráulica de la UPCT.

Pero, para ser más prácticos, y adaptarnos a los tiempos actuales en cuanto a la subida de los costes en toda la materia prima durante los últimos años.

A día de hoy, en el año 2022, se considera preciso establecer el valor de inversión en 1.300 € / kw de potencia instalada.

Como se observa, el valor de inversión inicial viene dado mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Inversión Inicial} = 1.300 \frac{\text{€}}{\text{kW}} * \text{Potencia nominal instalada en la central}$$

10.5.2. Costes estimados de mantenimiento anual

Los Costes de mantenimiento anual para todo el complejo hidroeléctrico variarán de un año a otro, debido a que los trabajos a realizar no serán los mismos años tras año.

Es posible que ciertos años se necesiten realizar grandes reparaciones debido al deterioro de los equipos o por causas climáticas, mientras que otras intervenciones serán con un carácter más normativo.

Debido a la complejidad de hallar el importe concreto para cada año, se estima un importe medio de inversión en mantenimiento.

Tras analizar numerosas fuentes, el coste medio anual de mantenimiento es de 0,007 €/kWh. Calculando el coste de mantenimiento anual mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Coste Mantenimiento Anual} = 0,007 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} * \text{Energía generada por la central}$$

En esta cantidad se incluyen las posibles reparaciones que se deban desarrollar, incluyendo los desplazamientos hasta la central, así como revisiones periódicas mensuales y el coste que supone el personal dedicado para esta labor.

10.5.3. Costes de Canon hidráulico

El coste de Canon hidráulico corresponde a una cuota fija establecida por la normativa vigente en cada momento dentro del país en el que se ejecute la instalación.

Dicha cuota queda determinada mediante el cálculo de la energía generada por la central, frente a un valor fijo establecido en 0,014 € / kWh. Todo ello, queda reflejado en la siguiente ecuación:

$$\text{Canon hidráulico} = 0,014 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} * \text{Energía generada por la central}$$

10.5.4. Costes de Generación

El coste de Generación corresponde al importe a pagar por la producción de energía generada anual, que habrá que pagar a la entidad pública que corresponda.

Dicha cuota queda determinada mediante el cálculo de la energía generada por la central, frente a un valor medio estimado en 0,005 € / kWh, según la tabla del apartado anterior, debido a que se trata de una central hidroeléctrica de potencia comprendida entre los 10 MW y los 50 MW. Todo ello, queda reflejado en la siguiente ecuación:

$$\text{Coste de Generación} = 0,005 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} * \text{Energía generada por la central}$$

10.5.5. Beneficios anuales

Para estimar los beneficios anuales será necesario conocer el precio de la energía en cada franja de consumo diaria.

A continuación, se muestra una gráfica en la que se representan las variaciones de consumo frente a generación por Energías Renovables a lo largo de un plazo de tiempo estipulado.

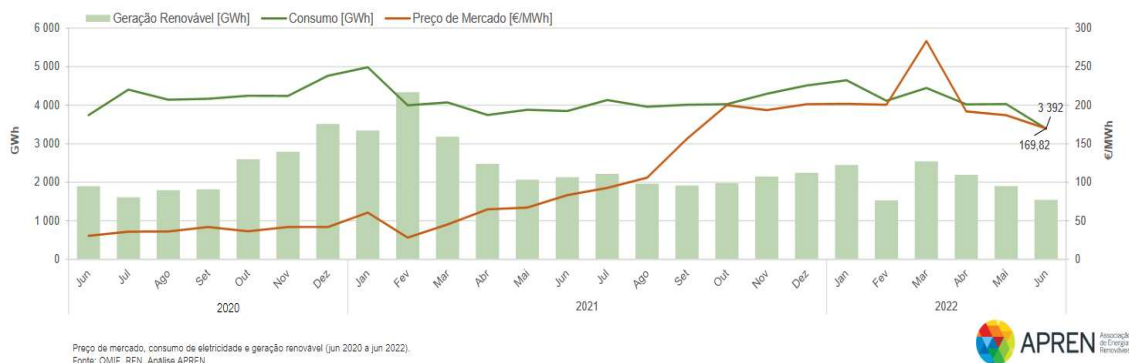


Figura 51. Variación de consumo y producción energética por Energía Renovable en Portugal. Fuente: APREN

En estos momentos, el precio medio al que se puede vender la energía producida es de 206,2 €/MWh, a fecha de junio de 2022.

Para ello, se realiza un estudio de beneficios durante un período estimado de 10 años de uso, ya que la vida útil de la central tipo será de unos 25 años.

10.5.6. Indicador de Rentabilidad

En este apartado se define el VAN y, si es positivo, se calculará además el ratio beneficio/coste, para conocer cuántos euros se ganan por cada euro invertido, todo en dinero actual.

Para calcular el VAN se han aplicado los flujos anteriores (inversión inicial, y mantenimiento y beneficio anuales) a cada uno de los años en los que tiene lugar dentro de los 10 años de horizonte temporal.

Estos flujos se convertirán en dinero actual en base a la siguiente ecuación:

$$\epsilon_{2018} = \frac{\epsilon_t}{(1+r)^t}$$

En función a la siguiente fórmula, obtendremos el Valor Actual Neto o VAN

$$VAN = -I + \sum_{k=1}^n \frac{CF}{(1+i)^k}$$

In = Desembolso inicial (Inversión)
 CF = Flujo de caja
 k = Vida útil de la instalación
 i = Tasa de interés (suele estar entre 5 y 8%)

Mediante el resultado arrojado por esta fórmula se determina si el proyecto es rentable, e incluso si genera ganancias.

Así mismo, se calcula el ratio beneficio/costes, sumando de la tabla anterior todos los beneficios, por un lado, y todos los costes, por el otro. Esto se muestra a continuación. Así, la ratio Beneficio / Coste es:

$$\text{Ratio} = \frac{\text{Beneficio}}{\text{Coste}}$$

Es decir, para cada euro invertido, según los precios de la energía actual, se recuperan o pierden X cantidad de €.

Desde el punto de vista del promotor de la obra, este aspecto es muy importante, ya que si el proyecto es rentable permite la expansión del negocio y fomenta que se sigan realizando inversiones de gran volumen al estilo de este proyecto.

Al mejorar la eficiencia de la central, la producción de energía aumenta; este factor, traducido a euros, significa un mayor ingreso que el planteado en un primer momento.

La inversión inicial supone un primer desembolso importante, el cual se recupera una vez cumplido el tiempo de retorno (payback) estimado en el análisis de rentabilidad del proyecto.

Es a partir de entonces cuando se comienza a obtener beneficios económicos.

10.6. Casos de estudio planteados

10.6.1. Caso ejecutado en obra

Para el caso de estudio ejecutado en obra, llevaremos a cabo el análisis completo según el procedimiento detallado en el anterior apartado.

1. Costes totales

Inversión inicial

	Potencia Instalada (kW)	Ratio (€/kWh)	Coste Mantenimiento (€)
<i>Alto Tâmega</i>	160.000	1.300	208.000.000
<i>Daivões</i>	118.000	1.300	153.400.000
<i>Gouvães</i>	880.000	1.300	1.144.000.000
Total	1.158.000	1.300	1.505.400.000

Tabla 50. Inversión Inicial. Fuente: Energía Hidráulica. UPCT

Coste estimado de Mantenimiento anual

	Energía Generada Anual (GWh)	Cuota (€/kWh)	Coste Mantenimiento (€)
<i>Alto Tâmega</i>	244,01	0,007	1.708.070
<i>Daivões</i>	179,96	0,007	1.259.720
<i>Gouvães</i>	1.342,04	0,007	9.394.280
Total	1.766	0,007	12.362.000

Tabla 51. Coste de Mantenimiento anual. Fuente: Energía Hidráulica. UPCT

Canon hidráulico

	Energía Generada Anual (MWh)	Cuota (€/kWh)	Canon hidráulico (€)
<i>Alto Tâmega</i>	244.010	0,014	3.416.140
<i>Daivões</i>	179.960	0,014	2.519.440
<i>Gouvães</i>	1.342.040	0,014	18.788.560
Total	1.766.000	0,014	24.724.000

Tabla 52. Tabla de Costes de Canon hidráulico. Fuente: Energía Hidráulica. UPCT

Coste de Generación

	Energía Generada Anual (MWh)	Cuota (€/kWh)	Costes de Generación (€)
<i>Alto Tâmega</i>	244.010	0,005	1.220.050
<i>Daivões</i>	179.960	0,005	899.800
<i>Gouvães</i>	1.342.040	0,005	6.710.200
Total	1.766.000	0,005	8.830.000

Tabla 53. Tabla de Costes de Generación. Fuente: Energía Hidráulica. UPCT

Costes Parciales

	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães	Totales
<i>Mant Anual</i>	1.708.070	1.259.720	9.394.280	12.362.000
<i>Canon</i>	3.416.140	2.519.440	18.788.560	24.724.000
<i>Generación</i>	1.220.050	899.800	6.710.200	8.830.000
Total	6.344.260	4.678.960	34.893.040	45.916.000

Tabla 54. Tabla de Costes Totales. Fuente: Energía Hidráulica. UPCT

Costes Totales

	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães	Totales
<i>Inversión Inicial</i>	208.000.000	153.400.000	1.144.000.000	1.505.400.000
<i>Costes Anuales</i>	6.344.260	4.678.960	34.893.040	45.916.000

Tabla 55. Costes Totales. Fuente: Energía Hidráulica. UPCT

Beneficios Anuales

	Energía Generada Anual (MWh)	Precio/kWh (€/MWh)	Beneficios anuales (€)
<i>Alto Tâmega</i>	244.010	206,20	50.314.862
<i>Daivões</i>	179.960	206,20	37.107.752
<i>Gouvães</i>	1.342.040	206,20	276.728.648
Total	1.766.000	206,20	364.149.200

Tabla 56. Beneficios Anuales. Fuente: Energía Hidráulica. UPCT

Gracias a esto, los resultados finales son:

**Flujo de caja**

Año	Concepto	Importe	Interés (%)	Flujo de Caja (€)
2024	Inversión inicial	- 1.505.400.000	5	- 1.505.400.000,00 €
	Beneficio anual	+ 364.149.200	5	- 1.397.865.731,93 €
2025	Costes Anuales	- 45.916.000	5	- 1.411.424.853,99 €
	Beneficio anual	+ 364.149.200	5	- 1.303.890.585,92 €
2026	Costes Anuales	- 45.916.000	5	- 1.317.449.707,99 €
	Beneficio anual	+ 364.149.200	5	- 1.209.915.439,92 €
2027	Costes Anuales	- 45.916.000	5	- 1.223.474.561,98 €
	Beneficio anual	+ 364.149.200	5	- 1.115.940.293,91 €
2028	Costes Anuales	- 45.916.000	5	- 1.129.499.415,98 €
	Beneficio anual	+ 364.149.200	5	- 1.021.965.147,90 €
2029	Costes Anuales	- 45.916.000	5	- 1.035.524.269,97 €
	Beneficio anual	+ 364.149.200	5	- 927.990.001,90 €
2030	Costes Anuales	- 45.916.000	5	- 941.549.123,96 €
	Beneficio anual	+ 364.149.200	5	- 834.014.855,89 €
2031	Costes Anuales	- 45.916.000	5	- 847.573.977,96 €
	Beneficio anual	+ 364.149.200	5	- 740.039.709,88 €
2032	Costes Anuales	- 45.916.000	5	- 753.598.831,95 €
	Beneficio anual	+ 364.149.200	5	- 646.064.563,88 €
2033	Costes Anuales	- 45.916.000	5	- 659.623.685,94 €
	Beneficio anual	+ 364.149.200	5	- 552.089.417,87 €
2034	Costes Anuales	- 45.916.000	5	- 565.648.539,94 €
	Beneficio anual	+ 364.149.200	5	- 458.114.271,87 €
2035	Costes Anuales	- 45.916.000	5	- 471.673.393,93 €
	Beneficio anual	+ 364.149.200	5	- 364.139.125,86 €
2036	Costes Anuales	- 45.916.000	5	- 377.698.247,93 €
	Beneficio anual	+ 364.149.200	5	- 270.163.979,85 €
2037	Costes Anuales	- 45.916.000	5	- 283.723.101,92 €

2038	Beneficio anual	+ 364.149.200	5	- 176.188.833,85 €
	Costes Anuales	- 45.916.000	5	- 189.747.955,91 €
2039	Beneficio anual	+ 364.149.200	5	- 82.213.687,84 €
	Costes Anuales	- 45.916.000	5	- 95.772.809,91 €
2040	Beneficio anual	+ 364.149.200	5	11.761.458,17 €
	Costes Anuales	- 45.916.000	5	- 1.797.663,90 €
2041	Beneficio anual	+ 364.149.200	5	105.736.604,17 €
	Costes Anuales	- 45.916.000	5	92.177.482,11 €
2042	Beneficio anual	+ 364.149.200	5	199.711.750,18 €
	Costes Anuales	- 45.916.000	5	186.152.628,11 €
2043	Beneficio anual	+ 364.149.200	5	293.686.896,18 €
	Costes Anuales	- 45.916.000	5	280.127.774,12 €
2044	Beneficio anual	+ 364.149.200	5	387.662.042,19 €
	Costes Anuales	- 45.916.000	5	374.102.920,12 €
2045	Beneficio anual	+ 364.149.200	5	481.637.188,20 €
	Costes Anuales	- 45.916.000	5	468.078.066,13 €
2046	Beneficio anual	+ 364.149.200	5	575.612.334,20 €
	Costes Anuales	- 45.916.000	5	562.053.212,14 €
2047	Beneficio anual	+ 364.149.200	5	669.587.480,21 €
	Costes Anuales	- 45.916.000	5	656.028.358,14 €
2048	Beneficio anual	+ 364.149.200	5	763.562.626,22 €
	Costes Anuales	- 45.916.000	5	750.003.504,15 €
2049	Beneficio anual	+ 364.149.200	5	857.537.772,22 €
	Costes Anuales	- 45.916.000	5	843.978.650,16 €
	Beneficio anual	+ 364.149.200	5	951.512.918,23 €

Tabla 57. VAN. Fuente: Elaboración propia

Finalmente, el valor obtenido al sumar estos flujos será de + 951.512.918,23 €

Por tanto, con el resultado del VAN para este caso de estudio, siendo un interés del 5%, se recupera la inversión en un plazo de 14 años; esto indica que el proyecto es rentable dentro de la vida útil planteada para el Complejo Hidroeléctrico del Tâmega.

Así mismo, se puede calcular la ratio beneficio/costes, sumando de la tabla anterior todos los beneficios por un lado, y todos los costes por el otro.

Ratio beneficio - coste

Año	Beneficio neto (millones €)	Coste
2024	+ 364.149.200	- 1.505.400.000
2025	+ 364.149.200	- 45.916.000
2026	+ 364.149.200	- 45.916.000
2027	+ 364.149.200	- 45.916.000
2028	+ 364.149.200	- 45.916.000
2029	+ 364.149.200	- 45.916.000
2030	+ 364.149.200	- 45.916.000
2031	+ 364.149.200	- 45.916.000
2032	+ 364.149.200	- 45.916.000
2033	+ 364.149.200	- 45.916.000
2034	+ 364.149.200	- 45.916.000
2035	+ 364.149.200	- 45.916.000
2036	+ 364.149.200	- 45.916.000
2037	+ 364.149.200	- 45.916.000
2038	+ 364.149.200	- 45.916.000
2039	+ 364.149.200	- 45.916.000
2040	+ 364.149.200	- 45.916.000
2041	+ 364.149.200	- 45.916.000
2042	+ 364.149.200	- 45.916.000
2043	+ 364.149.200	- 45.916.000
2044	+ 364.149.200	- 45.916.000
2045	+ 364.149.200	- 45.916.000
2046	+ 364.149.200	- 45.916.000

2047	+ 364.149.200	- 45.916.000
2048	+ 364.149.200	- 45.916.000
2049	+ 364.149.200	- 45.916.000
Totales	+ 9.467.879.200	- 2.653.300.000

Tabla 58. Ratio Beneficio-Coste. Fuente: Elaboración propia

Así, el ratio Beneficio / Coste es:

$$\frac{\text{Beneficio}}{\text{Coste}} = \frac{9.467.879.200}{2.653.300.000} = 3,568 \text{ €}$$

Lo que indica que, según los precios de la energía actual, se recuperan 3,568 € por cada euro invertido en un plazo de 10 años.

10.6.2. Caso propuesto

Para el caso de estudio propuesto en teoría, se llevará a cabo el análisis completo según el procedimiento detallado en el anterior apartado.

2. Costes totales

Inversión inicial

	Potencia Instalada (kW)	Ratio (€/kWh)	Coste Mantenimiento (€)
<i>Alto Tâmega</i>	27.810	1.300	36.153.000
<i>Daivões</i>	19.860	1.300	25.818.000
<i>Gouvães</i>	880.000	1.300	1.144.000.000
Total	927.670	1.300	1.205.971.000

Tabla 59. Inversión Inicial. Fuente: Energía Hidráulica. UPCT

Coste estimado de Mantenimiento anual

	Energía Generada Anual (GWh)	Cuota (€/kWh)	Coste Mantenimiento (€)
<i>Alto Tâmega</i>	73,07	0,007	511.490
<i>Daivões</i>	47,98	0,007	335.860
<i>Gouvães</i>	1.342,04	0,007	9.394.280
Total	1.463,09	0,007	10.241.630

Tabla 60. Coste de Mantenimiento anual. Fuente: Energía Hidráulica. UPCT

Canon hidráulico

	Energía Generada Anual (MWh)	Cuota (€/kWh)	Canon hidráulico (€)
<i>Alto Tâmega</i>	73,07	0,014	1.022.980
<i>Daivões</i>	47,98	0,014	671.720
<i>Gouvães</i>	1.342,04	0,014	18.788.560
Total	1.463,09	0,014	20.483.260

Tabla 61. Tabla de Costes de Canon hidráulico. Fuente: Energía Hidráulica. UPCT

Coste de Generación

	Energía Generada Anual (MWh)	Cuota (€/kWh)	Costes de Generación (€)
<i>Alto Tâmega</i>	73,07	0,005	365.350
<i>Daivões</i>	47,98	0,005	239.900
<i>Gouvães</i>	1.342,04	0,005	6.710.200
Total	1.463,09	0,005	7.315.450

Tabla 62. Costes de Generación. Fuente: Energía Hidráulica. UPCT

Costes Parciales

	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães	Totales
<i>Mant Anual</i>	511.490	1.022.980	365.350	1.899.820
<i>Canon</i>	335.860	671.720	239.900	1.247.480
<i>Generación</i>	9.394.280	18.788.560	6.710.200	34.893.040
Total	10.241.630	20.483.260	7.315.450	38.040.340

Tabla 63. Costes Parciales. Fuente: Energía Hidráulica. UPCT

Costes Totales

	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães	Totales
<i>Inversión Inicial</i>	36.153.000	25.818.000	1.144.000.000	1.205.971.000
<i>Costes Anuales</i>	1.899.820	1.247.480	34.893.040	38.040.340

Tabla 64. Costes Totales. Fuente: Energía Hidráulica. UPCT

Beneficios estimados Anuales

Beneficios Anuales

	Energía Generada Anual (MWh)	Precio/kWh (€/MWh)	Beneficios anuales (€)
<i>Alto Tâmega</i>	73,07	206,20	15.067.034
<i>Daivões</i>	47,98	206,20	9.893.476
<i>Gouvães</i>	1.342,04	206,20	276.728.648
Total	1.463,09	206,20	301.689.158

Tabla 65. Beneficios Anuales. Fuente: Energía Hidráulica. UPCT

Flujo de caja

Año	Concepto	Importe	Interés (%)	Flujo de Caja (€)
2024	Inversión inicial	- 1.205.971.000	5	-1.205.971.000,00 €
	Beneficio anual	301.689.158	5	-1.116.881.355,45 €
2025	Costes Anuales	- 38.040.340	5	-1.128.114.773,29 €
	Beneficio anual	301.689.158	5	-1.039.025.128,74 €
2026	Costes Anuales	- 38.040.340	5	-1.050.258.546,58 €
	Beneficio anual	301.689.158	5	-961.168.902,03 €
2027	Costes Anuales	- 38.040.340	5	-972.402.319,87 €
	Beneficio anual	301.689.158	5	-883.312.675,32 €
2028	Costes Anuales	- 38.040.340	5	-894.546.093,16 €
	Beneficio anual	301.689.158	5	-805.456.448,61 €
2029	Costes Anuales	- 38.040.340	5	-816.689.866,45 €
	Beneficio anual	301.689.158	5	-727.600.221,90 €
2030	Costes Anuales	- 38.040.340	5	-738.833.639,74 €
	Beneficio anual	301.689.158	5	-649.743.995,19 €
2031	Costes Anuales	- 38.040.340	5	-660.977.413,03 €
	Beneficio anual	301.689.158	5	-571.887.768,48 €
2032	Costes Anuales	- 38.040.340	5	-583.121.186,32 €
	Beneficio anual	301.689.158	5	-494.031.541,77 €
2033	Costes Anuales	- 38.040.340	5	-505.264.959,61 €
	Beneficio anual	301.689.158	5	-416.175.315,06 €
2034	Costes Anuales	- 38.040.340	5	-427.408.732,90 €
	Beneficio anual	301.689.158	5	-338.319.088,35 €
2035	Costes Anuales	- 38.040.340	5	-349.552.506,19 €
	Beneficio anual	301.689.158	5	-260.462.861,64 €
2036	Costes Anuales	- 38.040.340	5	-271.696.279,48 €
	Beneficio anual	301.689.158	5	-182.606.634,93 €
2037	Costes Anuales	- 38.040.340	5	-193.840.052,77 €
	Beneficio anual	301.689.158	5	-104.750.408,22 €

2038	Costes Anuales	- 38.040.340	5	-115.983.826,06 €
	Beneficio anual	301.689.158	5	-26.894.181,51 €
2039	Costes Anuales	- 38.040.340	5	-38.127.599,35 €
	Beneficio anual	301.689.158	5	50.962.045,20 €
2040	Costes Anuales	- 38.040.340	5	39.728.627,36 €
	Beneficio anual	301.689.158	5	128.818.271,91 €
2041	Costes Anuales	- 38.040.340	5	117.584.854,07 €
	Beneficio anual	301.689.158	5	206.674.498,62 €
2042	Costes Anuales	- 38.040.340	5	195.441.080,78 €
	Beneficio anual	301.689.158	5	284.530.725,33 €
2043	Costes Anuales	- 38.040.340	5	273.297.307,49 €
	Beneficio anual	301.689.158	5	362.386.952,04 €
2044	Costes Anuales	- 38.040.340	5	351.153.534,20 €
	Beneficio anual	301.689.158	5	440.243.178,75 €
2045	Costes Anuales	- 38.040.340	5	429.009.760,92 €
	Beneficio anual	301.689.158	5	518.099.405,46 €
2046	Costes Anuales	- 38.040.340	5	506.865.987,63 €
	Beneficio anual	301.689.158	5	595.955.632,17 €
2047	Costes Anuales	- 38.040.340	5	584.722.214,34 €
	Beneficio anual	301.689.158	5	673.811.858,88 €
2048	Costes Anuales	- 38.040.340	5	662.578.441,05 €
	Beneficio anual	301.689.158	5	751.668.085,59 €
2049	Costes Anuales	- 38.040.340	5	740.434.667,76 €
	Beneficio anual	301.689.158	5	829.524.312,30 €

Tabla 66. Flujo de caja. Fuente: Elaboración propia

Finalmente, el valor obtenido al sumar estos flujos será de + 829.524.312,30 €

Por tanto, el resultado del VAN para este caso de estudio, siendo un interés del 5%, indica que se recupera la inversión en un plazo de 13 años (2039); esto indica que el proyecto es rentable dentro de la vida útil planteada para el Complejo Hidroeléctrico del Tâmega.

Así mismo, se puede calcular el ratio beneficio/costes, sumando de la tabla anterior todos los beneficios por un lado, y todos los costes por el otro. Es decir:

Beneficio - Coste

Año	Beneficio neto (millones €)	Coste
2024	+ 301.689.158	- 1.205.971.000
2025	+ 301.689.158	- 38.040.340
2026	+ 301.689.158	- 38.040.340
2027	+ 301.689.158	- 38.040.340
2028	+ 301.689.158	- 38.040.340
2029	+ 301.689.158	- 38.040.340
2030	+ 301.689.158	- 38.040.340
2031	+ 301.689.158	- 38.040.340
2032	+ 301.689.158	- 38.040.340
2033	+ 301.689.158	- 38.040.340
2034	+ 301.689.158	- 38.040.340
2039	+ 301.689.158	- 38.040.340
2040	+ 301.689.158	- 38.040.340
2041	+ 301.689.158	- 38.040.340
2042	+ 301.689.158	- 38.040.340
2043	+ 301.689.158	- 38.040.340
2044	+ 301.689.158	- 38.040.340
2045	+ 301.689.158	- 38.040.340
2046	+ 301.689.158	- 38.040.340
2047	+ 301.689.158	- 38.040.340
2048	+ 301.689.158	- 38.040.340
2049	+ 301.689.158	- 38.040.340
Totales	+ 7.843.918.108	- 2.156.979.500

Tabla 67. Ratio Beneficio-Coste. Fuente: Elaboración propia

Así, la ratio Beneficio / Coste es:

$$\frac{\text{Beneficio}}{\text{Coste}} = \frac{7.843.918.108}{2.156.979.500} = 3,637 \text{ €}$$

Lo que no indica que, para cada euro invertido, según los precios de la energía actual, se recuperan 3,637 €.

10.7. Análisis de Riesgos

10.7.1. Introducción

El análisis de riesgos es un proceso de varios pasos destinado a mitigar el impacto de los riesgos en las operaciones empresariales. Los dirigentes de diferentes sectores utilizan el análisis de riesgos para asegurarse de que todos los aspectos de la empresa están protegidos de posibles amenazas.

La realización de análisis de riesgos periódicos también minimiza la vulnerabilidad de la empresa ante acontecimientos inesperados.

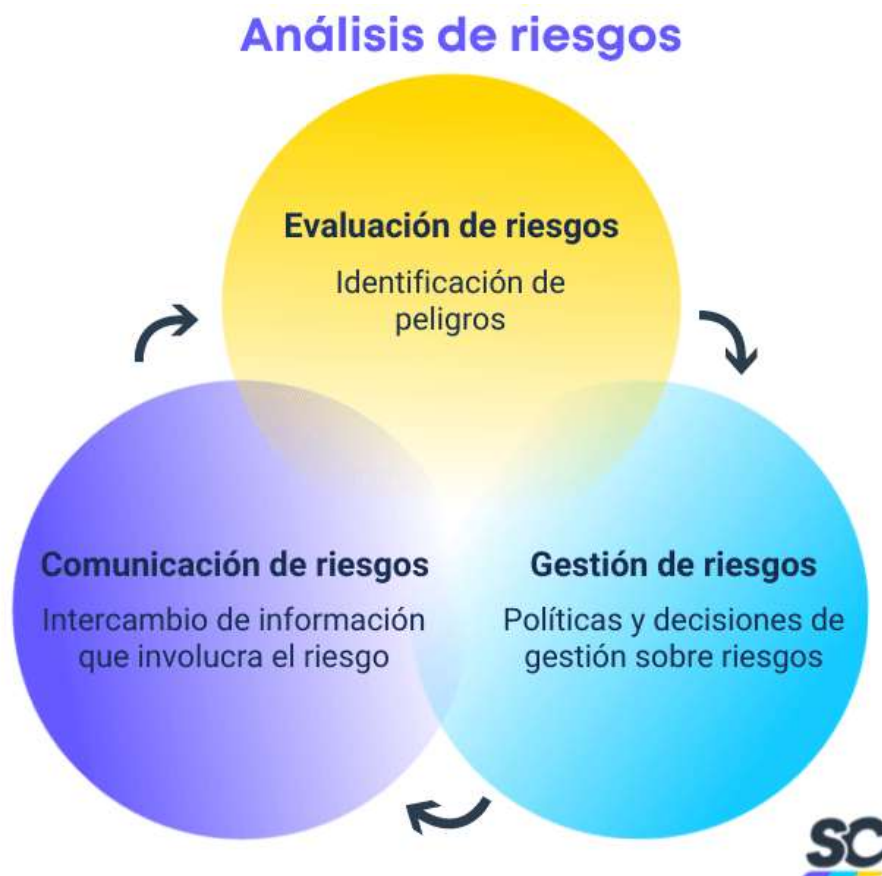


Figura 52. Esquema del Análisis de Riesgos. Fuente: SafetyCulture



Como el análisis de riesgos abarca una amplia gama de temas, existen muchos enfoques para analizar los riesgos o tipos de análisis de riesgos. Entre ellas se encuentran, entre otras, las siguientes:

- **Análisis de Riesgos – Beneficios**

El análisis riesgo-beneficio consiste en sopesar los pros y los contras (beneficios y riesgos) de una acción. Ayuda a los líderes a decidir si deben o no llevar a cabo esa acción. Optar por una acción de riesgo puede suponer tener que pagar más por el seguro o una mayor prima de seguro.

- **Evaluación de las necesidades**

Análisis de necesidades es un proceso sistemático de identificación y evaluación de las necesidades y carencias de la organización. Da a los dirigentes una idea de las carencias de la empresa y les ayuda a re orientar los recursos hacia la consecución de los objetivos de forma más eficaz.

- **Análisis de impacto empresarial**

El análisis del impacto empresarial implica la planificación de las interrupciones operativas causadas por las catástrofes naturales y otros factores externos. Es la base para invertir en estrategias de recuperación, prevención y mitigación.

- **Análisis modal de fallos y efectos**

El Análisis del modo de fallo y sus efectos es un método sistemático para anticipar posibles fallos en los procesos empresariales y mitigar su impacto en los clientes. Mejora la fiabilidad de los productos y servicios y reduce el coste de los fallos.

- **Análisis de la causa raíz**

El análisis de la causa raíz se centra en la identificación y eliminación de las causas profundas para resolver los problemas. Ayuda a la prevención de problemas recurrentes al dirigirse a los sistemas ineficaces que los originan. Además del análisis del modo de fallo y sus efectos, otras herramientas de análisis de la causa raíz son 5 razones, 8D y DMAIC (parte de Six Sigma).

10.7.2. Método

Existen dos métodos principales de análisis de riesgos: el cualitativo y el cuantitativo, aunque el más fácil y conveniente para este caso es el cualitativo.

El análisis de riesgos cualitativo califica o puntúa el riesgo en función de la percepción de la gravedad y la probabilidad de sus consecuencias. El análisis de riesgo cuantitativo, en cambio, calcula el riesgo a partir de los datos disponibles.

Los tipos de análisis de riesgos asociados al análisis cualitativo de riesgos son todas las herramientas de análisis de causa raíz (ACR), excepto el análisis de modo de fallo y efectos, la evaluación de necesidades y la matriz de riesgos.

Los tipos de análisis de riesgos incluidos en el análisis cuantitativo de riesgos son el análisis de impacto en el negocio (BIA), el análisis de modos de fallo y efectos (FMEA) y el análisis de riesgos y beneficios.



Una diferencia clave entre análisis de riesgo cualitativo y cuantitativo es el tipo de riesgo que produce cada método. En el caso del análisis de riesgos cualitativo, se trata del riesgo proyectado, que es una estimación o conjetura de cómo se manifestará el riesgo.

Por su parte, el análisis de riesgo cuantitativo se ocupa del riesgo estadístico. A diferencia del riesgo proyectado, el riesgo estadístico es específico y está verificado.

10.7.3. Aplicación del Método en el modelo usado en este TFM

El siguiente análisis de riesgos plantea, dentro de las múltiples existentes, las principales y más probables causas que pueden provocar la no rentabilización de la central:

En ocasiones, las centrales sufren averías que tienen que ser reparadas forzosamente para continuar con la producción de energía. En estos casos, es necesario analizar si la reparación merece la pena, ya que es posible que la reparación suponga más gastos que beneficios.

Un riesgo importante es que, en el caso de que no merezca la pena y haya que cerrar la central, ésta no se haya amortizado todavía, pues entonces habrá pérdidas económicas.

Por otro lado, el incremento de producción proporcionará beneficios económicos. Pues bien, dichos beneficios están íntimamente ligados a la relación GWh/€ que exista en cada momento, así que otro de los riesgos es la correcta estimación a la larga de dicha relación. Una incorrecta suposición afectaría directamente a la rentabilización de la central.

Otro de los riesgos más evidentes y que no dependen de la propia central son las condiciones del caudal de agua que utiliza. El río y la cuenca en la que está situada la central pueden sufrir modificaciones debido a obras civiles u otro tipo de modificaciones.

Esto puede afectar al caudal final que llegue a la central y por tanto puede producir una menor producción de energía, como es el caso planteado en el caso de estudio de caudal promedio mínimo.

Por ello, la solución propuesta pretende conseguir que la central disponga de una versatilidad mayor a la disponible en proyecto ejecutado, permitiendo que las horas de funcionamiento sean las máximas posibles.

Por supuesto, existe otro factor independiente a la central que condiciona su rentabilidad: la empresa encargada de la construcción y la obra civil.

Necesariamente, dicha empresa es la encargada de conseguir que la central pueda ponerse en funcionamiento antes o después, lo cual se traduce en un menor o mayor tiempo de recuperación de la inversión.

Tomando como referencia casos reales, grupos ecologistas pueden denunciar la central por el hallazgo de especies protegidas en el cauce donde la central opera y por tanto esto puede llevar a la central a su cierre antes que ésta haya recuperado la inversión realizada.

También puede pasar que la inversión este ya rentabilizada. En dicho caso, no habrá pérdidas pero sí un término de la producción.



11. Análisis ambiental



11.1. Introducción

A continuación, se lleva a cabo un breve estudio de Impacto Ambiental, a partir del conocimiento de las ventajas y desventajas que nos proporciona la energía hidráulica.

11.2. Ventajas ambientales de la energía hidráulica

Las principales ventajas ambientales que fomenta la energía hidráulica se pueden englobar en los siguientes apartados:

Emisiones

Los residuos orgánicos que se descomponen en los embalses de acumulación de agua pueden ser una fuente de metano –uno de los principales gases de efecto invernadero– y esto en el pasado despertó polémicas sobre el hecho de que la energía hidroeléctrica no pudiera considerarse como una energía 100% verde.

Pero esa opinión fue desmentida por una serie de análisis técnico-científicos que demostraron que estas emisiones son casi insignificantes si las comparamos con las de los combustibles fósiles y totalmente irrisorias en las centrales más modernas.

Saneamiento

Con cursos de agua contenidos en cuencas ya establecidas, las centrales hidroeléctricas representan una manera de evitar las inundaciones y sanear zonas pantanosas donde a menudo se acumulan las aguas estancadas.

La cantidad de agua que se emite puede ser controlada con precisión, tanto desde el punto de vista de los flujos como del volumen total, por lo cual el agua puede fluir de forma progresiva, incluso en sitios donde las lluvias son intensas y concentradas en poco tiempo.

Como sistema de riego

En el extremo opuesto con respecto al beneficio anterior, las centrales hidroeléctricas pueden ser muy valiosas también donde hay poca disponibilidad de agua.

Los embalses de acumulación pueden servir de reserva hídrica en las épocas de sequía, también porque el agua que sale de la central está perfectamente limpia y utilizable.

Además, la apertura de las presas puede programarse y calibrarse según los ciclos de los cultivos y los ecosistemas. Luego, en algunos periodos se puede permitir que el agua fluya para dejar pasar los peces.

Medioambiente

A menudo, cuando se habla de hidroelectricidad, nos centramos en el impacto que las centrales pueden tener en el medioambiente, pero la energía hidroeléctrica puede brindar ventajas al medioambiente en sí.

Por ejemplo, tener más agua disponible en los embalses de acumulación lleva a enriquecer la vegetación que, a su vez, atrae más animales determinando un aumento de la fauna.



Además, las centrales hidroeléctricas retienen ramas y árboles, asegurando la limpieza de los cursos de agua y, por consiguiente, una mejor navegabilidad de estos.

11.3. Desventajas ambientales de la energía hidráulica

Dentro de este tipo de energía renovable, cabe destacar que también tiene sus desventajas propias a la construcción de las instalaciones. Las principales características negativas que afectan a este tipo de energía son:

Pérdidas de tierras fértiles

La construcción de grandes embalses puede inundar importantes extensiones de terreno, obviamente en función de la topografía del terreno aguas arriba de la presa.

Esto podría significar pérdida de tierras fértiles y daño al ecosistema, dependiendo del lugar donde se construyan.

Abandono de pueblos

En el pasado se han construido embalses que han inundado pueblos enteros. Con el crecimiento de la conciencia ambiental, estos hechos son actualmente menos frecuentes, pero aún persisten.

Destrucción de la naturaleza

Presas y embalses pueden ser destructivas a los ecosistemas acuáticos. Por ejemplo, estudios han mostrado que las presas en las costas de Norteamérica han reducido las poblaciones de trucha septentrional común que necesitan migrar a ciertos lugares para reproducirse.

Hay estudios buscando soluciones a este tipo de problema. Un ejemplo es la invención de un tipo de escalera para los peces.

Cambio en los ecosistemas en el río aguas abajo

El agua que sale de las turbinas no tiene prácticamente sedimento. Esto puede dar como resultado la erosión de los márgenes de los ríos.

Sequías

Las temporadas de mucha sequía pueden suponer un problema para la producción en las centrales hidráulicas, pero además pueden afectar, en exceso, a todo el medioambiente que rodea y depende de los embalses construidos para dar servicios a las centrales.

Elección del lugar

Existe una gran problemática para encontrar la mejor localización para el desarrollo de este tipo de energía, además de poder sacar el mayor partido a este tipo de fuente de energía.

11.4. Estudio de Impacto Ambiental

El Estudio de Impacto Ambiental constituye una herramienta fundamental para la detección de aquellas acciones de las actividades propuestas que puedan interferir en el medio ambiente.

El objetivo prioritario del presente Estudio de Impacto Ambiental es identificar y valorar los efectos que previsiblemente puede generar el proyecto del Complejo Hidroeléctrico del Tâmega y proponer las medidas protectoras y correctoras que se han de considerar para evitar o reducir dichos efectos.

Entre los objetivos concretos del Estudio cabe destacar los siguientes:

- Cumplir la normativa ambiental vigente.
- Definir, analizar y valorar, desde el punto de vista ambiental, el entorno del proyecto, entendiéndose el mismo como el espacio físico, biológico y socioeconómico en el que se ubica la obra proyectada y que es susceptible de sufrir alguna alteración.
- Identificar la naturaleza y magnitud de los efectos originados por la instalación de la central hidroeléctrica y su puesta en funcionamiento.
- Establecer las medidas cautelares y correctoras que permitan evitar o reducir los impactos ambientales negativos generados.
- Diseñar un Programa de Vigilancia Ambiental que permita realizar un seguimiento y control de la componente ambiental.



Figura 53. Esquema de un Estudio de Impacto Ambiental. Fuente: Energía Hidráulica. UPCT

11.5. Metodología del Estudio de Impacto Ambiental

11.5.1. Primera Fase

En la primera fase se procede al estudio de los diferentes elementos de los medios físico, biológico y socioeconómico, así como del paisaje y tiene como resultado la elaboración del Inventario Ambiental.



Esta primera fase incluye, además del Inventario Ambiental, la descripción general del área de estudio, la legislación aplicable al proyecto y la descripción del mismo.

Se realiza una descripción detallada del proyecto, tanto en lo que respecta a las características de este como a las principales acciones que conlleva y a la forma de efectuar los trabajos.

El análisis del proyecto permite la identificación de los elementos o actividades que son potencialmente impactantes o de aquéllos que puedan suponer un deterioro del entorno.

Por último, se realiza un análisis de alternativas, así como la justificación del proyecto y del emplazamiento seleccionado para la implantación del aprovechamiento hidroeléctrico.

11.5.2. Segunda Fase

Una vez realizada la descripción del proyecto y el estudio detallado del medio, se procede al análisis de los impactos que la realización del proyecto puede generar sobre los diferentes elementos del medio, considerándose tanto la fase de construcción como la de operación.

Para ello se procede, en primer lugar, a la identificación de impactos, para luego realizar la caracterización y valoración de los mismos.

Para identificar los impactos de forma objetiva se ha optado por una metodología bien definida, que relaciona de forma clara cada elemento o actividad del proyecto con el medio físico, biológico, socioeconómico y visual afectado.

La evaluación de impactos se ha realizado por elementos del medio y, dentro de éstos, por fases del Proyecto. La valoración se establece, siempre que es posible, de forma cuantitativa.

Una vez descritos, analizados y evaluados los posibles impactos generados, se definen las medidas preventivas y correctoras de proyecto, construcción y operación.

Finalmente, se realiza el Resumen del Estudio, que consta de una serie de conclusiones relativas a la viabilidad de la actuación propuesta, a la definición de medidas preventivas y correctoras y al programa de vigilancia ambiental.

11.6. Breve Estudio de Impacto Ambiental

A continuación, llevaremos a cabo un breve estudio de impacto ambiental del Complejo Hidroeléctrico del Tâmega. Debido a que nos falta cierta información ambiental de la zona, llevaremos a cabo un breve estudio, con un grado de detalle reducido.

11.6.1. Descripción del proyecto

El Complejo Hidroeléctrico del Tâmega, objeto de este trabajo, se ubica en la zona norte de Portugal, cerca de la ciudad de Oporto.

La disposición de las centrales se ubica de la siguiente forma, las centrales de Alto Tâmega y Daivões se encuentran ubicados sobre el curso del río Tâmega; mientras que

la central de Gouvães se ubica sobre el río Tormo. Ambos ríos son afluentes del río Duero, en el término medio del curso del río Duero.

Las centrales de Alto Tâmega y Daivões están diseñadas mediante una central a pie de embalse, mientras tanto, la central de Gouvães se trata de una central de bombeo que une el curso del río Tâmega, cerca del embalse de la central de Daivões con el embalse de acumulación de la central de Gouvães.

Según la planificación de las obras en ejecución, el Complejo Hidroeléctrico del Tâmega entrará en uso en la primavera de 2024. El complejo dispone de una potencia instalada de 1.158 MW, repartida entre las 3 centrales.

11.6.2. Acciones del proyecto

A continuación se enumeran las diferentes acciones del proyecto de instalación y posterior puesta en marcha del Complejo Hidroeléctrico del Tâmega que pueden tener alguna incidencia en el medio.

FASE PROYECTO

- Autorizaciones administrativas.
- Dinamización económica. Pago de tasas e impuestos.

FASE DE CONSTRUCCIÓN:

- Preparación del terreno: desbroces y tala en las zonas de actuación de las obras.
- Retirada de cualquier elemento que pudiera afectar a las obras.
- Adecuación de vías de acceso a las zonas de obras de la central hidroeléctrica.
- Construcción de ataguías para dejar en seco las zonas de trabajo de la toma y de la central y el desagüe.
- Movimientos de tierra, explanaciones, excavaciones y rellenos para la construcción de la obra de toma, conducción forzada, central, canal de descarga y parque de transformación.
- Zonas auxiliares: parque de maquinaria y almacenamiento y acopio de materiales de construcción y maquinaria para las obras de construcción de la central.
- Obra civil: construcción de la obra de toma, conducción forzada, central, canal de descarga y parque de transformación.
- Transporte de materiales, maquinaria y equipos a la obra o fuera de ella.
- Montaje de la central.
- Montaje de equipos electromecánicos de la central y del transformador.
- Gestión adecuada de residuos.



- Generación de empleo: necesidad de mano de obra: actividad económica y dinámica general de las obras.
- Ocupación del suelo.
- Restauración de superficies afectadas.

FASE DE FUNCIONAMIENTO (F):

- Presencia de la central hidroeléctrica.
- Generación de energía. Funcionamiento de la turbina.
- Producción de ruidos y vibraciones.
- Visitas y mantenimiento.
- Generación de empleo: necesidad de mano de obra en labores de mantenimiento.
- Dinamización económica. Pago de tasas e impuestos.

11.6.3. Justificación del proyecto

La incorporación de las energías renovables como una fuente más de abastecimiento energético en la planificación energética general, se fundamenta en:

- El grado de madurez tecnológica alcanzado.
- La competitividad económica de determinadas áreas de tecnología.
- Aportación energética de las energías renovables (principalmente hidráulica, solar fotovoltaica, eólica y biomasa) al balance energético nacional en los últimos años.

Por otro lado, dispone de una serie de ventajas, entre las que cabe mencionar:

- El empleo de recursos autóctonos incrementa el nivel de autoabastecimiento y permite reducir las importaciones de combustibles.
- Contribuyen a la diversificación energética, disminuyendo el grado de dependencia de las fuentes de abastecimiento tradicionales no renovables.
- Suponen el desarrollo de actividades económicas e industriales, con efectos positivos sobre la economía y el empleo.
- Son la mejor apuesta desde un punto de vista ambiental debido a su reducido impacto desde el punto de vista de emisiones a la atmósfera.

11.6.4. Inventario Ambiental e Identificación de Impactos.

Como un breve análisis del Inventario Ambiental, podríamos reducirlo en el siguiente listado:

- Calidad del Agua

La construcción de presas y el estancamiento del agua pueden alterar la calidad del agua desde el punto de embalse hasta la desembocadura del río.

Los principales riesgos son la reducción del oxígeno en agua, cambios en la temperatura, estratificación de los sedimentos y mayor proliferación de enfermedades.

Las principales soluciones dependen de la identificación previa de los problemas antes de construir la presa, así como la puesta en marcha de sistemas de prevención, tales como: salidas de agua a diferentes niveles, mecanismos de inyección de aire y sistemas para evitar la estratificación.

Además, la IHA recomienda encarecidamente trabajar de manera estrecha con las comunidades y autoridades locales.

- Erosión y transporte de sedimentos

La creación de un embalse provoca cambios en el transporte de sedimentos del río, ya que la sedimentación se produce de manera más acusada en el agua estancada.

De esa forma, el curso del mismo, a partir del embalse, se ve privado de parte de la materia en suspensión que arrastra la corriente. A largo plazo, este fenómeno puede derivar en cambios geomorfológicos, asociados con el proceso de erosión, que puede llegar a cambiar la forma del río.

Una medida correctiva es la inyección de sedimentos en la corriente. No obstante, se recomiendan actividades de reforestación y trabajos sobre las riveras, que pueden llevarse a cabo mediante políticas locales. Estas medidas evitan la erosión y mitigan los efectos de la escasez de sedimentos.

- Hidrología y flujos medioambientales del río

De manera global, las represas provocan cambios en la hidrología y el entorno del río, afectando de manera global a la biodiversidad. Este hecho afecta no solo a la fauna, sino también a las actividades humanas que se desarrollan en el río.

Las operaciones de la central deben incluir aportaciones de agua al curso del río para mitigar el impacto global sobre la cuenca. Estas aportaciones deben ser calculadas teniendo en cuenta cada uno de los problemas que se pretenden evitar, contando, además, con la opinión de las comunidades locales que se benefician del curso del río.

- Especies endémicas y en peligro de extinción

La construcción de una presa puede poner en serio riesgo a especies amenazadas o únicas, debido a los cambios del hábitat natural, ya sea durante los trabajos de construcción o debido al estancamiento del agua. Río abajo, como ya hemos comentado, también se producen alteraciones que pueden provocar daños.

Además, pueden producirse mezclas bruscas de especies en caso de que se lleven a cabo trasvases entre diferentes cuencas, alterando el equilibrio de la fauna.



Más que en ningún otro caso, los riegos sobre especies amenazadas deben ser estudiados y planificados antes de la construcción. Las soluciones más habituales pasan por la rehabilitación del hábitat y la creación de zonas de reserva especialmente protegidas.

- Paso de especies

Muchas especies recorren el río a lo largo de su ciclo de vida en uno o ambos sentidos. En muchos lugares, la migración de peces (como el salmón) es un acontecimiento anual, que se ve seriamente dificultado por las presas.

Esta migración resulta de importancia vital para mantener las poblaciones de varias especies, y suponen, a menudo, suculentos recursos económicos para las poblaciones locales.

El paso de las especies debe ser estudiado antes de la construcción de la presa, para determinar su localización de manera que afecte en la menor medida posible a especies migratorias.

Además, existen mecanismos para ayudar a esta fauna a superar los obstáculos de una presa: "escaleras" para peces, elevadores mecánicos, dispositivos de guía y programas de transporte de fauna. La migración a gran escala de algunas especies exige medidas complementarias para evitar la mortandad.

- Plagas animales y vegetales en los embalses

En algunos casos, los embalses, a largo plazo, provocan problemas medioambientales debido a la introducción de especies exóticas o no adaptadas al hábitat. Los cambios en las condiciones del agua pueden facilitar la colonización de especies ajenas al entorno, creando plagas.

Estos cambios pueden afectar incluso a la generación de electricidad (cegando conducciones, por ejemplo) y al uso del agua corriente abajo, debido a la alteración de la calidad.

La solución más eficaz para evitar plagas es reducir al máximo el tiempo que permanece estancada el agua, aunque eso no sea siempre posible.

- Aspectos sanitarios

Los cambios producidos en el entorno por la construcción de presas pueden afectar a la salud pública, influyendo en la transmisión de enfermedades o el consumo de alimentos contaminados (por ejemplo, pescado con altos niveles de mercurio).

Los planes de salud pública deben ser consensuados con las autoridades locales, y deben incluir actividades de seguimiento de los niveles de contaminación del río.

No obstante, también existen beneficios para la salud: en áreas afectadas por la malaria, una adecuada gestión del caudal del río puede reducir las fuentes de la enfermedad.

- Actividades de construcción

Las actividades de construcción provocan alteraciones en el medio acuático y terrestre. Además, y cuando la construcción se realiza cerca de asentamientos de

población, se deberá tener en cuenta la contaminación acústica y los problemas derivados de la generación de polvo.

Deben especificarse planes para gestionar todos los riesgos derivados de la construcción, rehabilitando las zonas de excavación y gestionando el almacenamiento y manipulación de materiales químicos.

- Sistemas de gestión medioambiental

Es muy recomendable que cada actuación hidroeléctrica incorpore un sistema de auditoría medioambiental específicamente diseñado y adaptado a su entorno.

Un sistema de gestión ambiental debería permitir la gestión integral y efectiva de todas las actividades de la central, desde su construcción hasta el final de su vida útil.

Los programas de control integrados en el sistema deberán asegurar la continua mejora de la gestión medioambiental a lo largo de todo el proyecto.

Impactos generados para cada elemento del medio

En primer lugar, mostraremos los impactos generados en fase de construcción para cada uno de los aspectos que se engloban en cada espacio definido del Inventario Ambiental.

Elemento del medio		Impacto generado
Espacio físico	Geología	<ul style="list-style-type: none"> - Cambios de relieve - Riesgos geológicos - Eliminación de suelo - Cambios en la erosión y sedimentación - Contaminación del suelo
	Hidrología	<ul style="list-style-type: none"> - Cambio en la calidad del agua
	Atmósfera	<ul style="list-style-type: none"> - Cambio en la calidad del aire - Aumento de niveles sonoros
Espacio biológico	Vegetación y hábitats naturales	<ul style="list-style-type: none"> - Eliminación de la vegetación - Degradación de la vegetación - Impacto importante sobre el paisaje
	Fauna	<ul style="list-style-type: none"> - Alteración o disminución de la superficie del hábitat - Impactos sobre fauna acuática - Impactos sobre fauna terrestre
Espacio socioeconómico		<ul style="list-style-type: none"> - Molestias a la población por incremento del tráfico y construcción en general - Afecciones a las propiedades por expropiaciones - Afección al turismo

Figura 54. Impactos generados en fase de construcción. Fuente: Energía Hidráulica. UPCT

Por otro lado, los impactos generados en fase de producción para cada uno de los aspectos que se engloban son los siguientes:

Elemento del medio		Impacto generado
Espacio físico	Geología	- Contaminación y/o alteración del suelo
	Hidrología	- Contaminación y/o alteración en la calidad de las aguas
	Atmósfera	- Posible afección por ruido
Espacio biológico	Vegetación y hábitats naturales	- Pérdida de hábitat
	Fauna	- Alteración en el comportamiento - Molestias a las aves - Impactos sobre fauna acuática - Paso de fauna acuática por la turbina - Impactos sobre fauna terrestre
Espacio socioeconómico		- Molestias a la población por funcionamiento - Afección al turismo - Riesgo por situaciones accidentales

Figura 55. Impactos generados en fase de producción. Fuente: Energía Hidráulica. UPCT

Los impactos generados en fase de desmantelamiento para cada uno de los aspectos que se engloban son:

Elementos del medio		Impacto generado
Espacio físico	Geología	- Contaminación y/o alteración del suelo
	Hidrología	- Contaminación y/o alteración de las aguas
	Atmósfera	- Posible afección por ruido
Espacio biológico	Vegetación y Hábitats naturales	- Pérdida de hábitat
	Fauna	- Alteración en el comportamiento - Molestias a las aves - Impactos sobre fauna acuática - Impactos sobre fauna terrestre
Espacio socioeconómico		- Molestias a la población - Afección al turismo - Riesgo de accidentes

Figura 56. Impactos en fase de desmantelamiento. Fuente: Energía Hidráulica. UPCT

11.6.5. Matriz de Impactos

Según lo establecido en apartados anteriores, se establece la siguiente matriz los impactos generados durante la fase de construcción, así como una clasificación preestablecida para cada uno de estos impactos.

Matriz de Impactos - Fase de Construcción		Caracterización de Impactos			Dictamen		Nivel de Impacto		
Espacio	Elemento	Impacto	Caracterización de Impactos	Dictamen	Nivel de Impacto				
Espacio Físico	Geología	Cambio de relieve	Adverso / Directo / Permanente	Precisa acciones correctoras	Severo				
		Riesgos geológicos	Adverso / Directo / Permanente	Precisa acciones correctoras	Moderado				
		Erosión y Sedimentación	Adverso / Indirecto / Permanente	Precisa acciones correctoras	Moderado				
		Contaminación del suelo	Adverso / Indirecto / Permanente	Precisa acciones correctoras	Severo				
		Calidad del Agua	Adverso / Indirecto / Permanente	Precisa acciones correctoras	Severo				
	Atmósfera	Calidad del aire	Adverso / Indirecto / Permanente	Precisa acciones correctoras	Moderado				
		Aumento del nivel sonoro	Adverso / Directo / Permanente	Precisa acciones correctoras	Severo				
		Espacio Biológico	Hábitat Natural	Eliminación de vegetación	Adverso / Indirecto / Temporal	Previstas acciones correctoras	Moderado		
			Degradación de vegetación	Adverso / Indirecto / Temporal	Previstas acciones correctoras	Moderado			
		Fauna	Impacto sobre el paisaje	Adverso / Indirecto / Permanente	Previstas acciones correctoras	Moderado			
Disminución de habitat	Adverso / Directo / Permanente		Previstas acciones correctoras	Moderado					
Impacto en fauna acuática	Adverso / Directo / Temporal		Previstas acciones correctoras	Moderado					
Espacio Socioeconómico	Impacto en fauna terrestre	Impacto en fauna acuática	Adverso / Directo / Temporal	Previstas acciones correctoras	Moderado				
		Molestias a la población	Adverso / Indirecto / Temporal	Previstas acciones correctoras	Moderado				
	Expropiaciones	Expropiaciones	Adverso / Indirecto / Permanente	Previstas acciones correctoras	Severo				
		Afección al turismo	Adverso / Indirecto / Temporal	Previstas acciones correctoras	Moderado				

Figura 57. Matriz de Impactos en Fase de Construcción. Fuente: Energía Hidráulica. UPCT

Matriz de Impactos - Fase de Producción

Espacio	Elemento	Impacto	Caracterización de Impactos	Dictamen	Nivel de Impacto
Espacio Físico	Geología	Alteración del suelo	Adverso / Directo / Permanente	Precisa acciones correctoras	Severo
	Hidrología	Contaminación del agua	Adverso / Indirecto / Permanente	Precisa acciones correctoras	Severo
	Atmósfera	Afección del ruido	Adverso / Indirecto / Permanente	Precisa acciones correctoras	Moderado
Espacio Biológico	Hábitat Natural	Disminución de hábitat	Adverso / Indirecto / Temporal	Previstas acciones correctoras	Moderado
		Alteración en Comportamiento	Adverso / Indirecto / Temporal	Previstas acciones correctoras	Moderado
	Fauna	Molestias a las aves	Adverso / Indirecto / Permanente	Previstas acciones correctoras	Moderado
		Paso de fauna por turbina	Adverso / Directo / Permanente	Previstas acciones correctoras	Moderado
		Impacto en fauna acuática	Adverso / Directo / Permanente	Previstas acciones correctoras	Moderado
		Impacto en fauna terrestre	Adverso / Directo / Permanente	Previstas acciones correctoras	Moderado
Espacio Socioeconómico		Molestias a la población	Adverso / Indirecto / Temporal	Precisa acciones correctoras	Moderado
		Accidentes	Adverso / Indirecto / Permanente	Previstas acciones correctoras	Severo
		Afección al turismo	Adverso / Indirecto / Temporal	Previstas acciones correctoras	Moderado

Figura 58. Matriz de Impactos en Fase de Producción. Fuente: Energía Hidráulica. UPCT

11.6.6. Emisiones a evitar

Con el fin de conocer las emisiones que se podrían evitar con el empleo de la central hidroeléctrica, al contrario que con el empleo de combustibles fósiles; procederemos a realizar un breve análisis y comparación con los resultados emitidos por el proyecto del “Complejo Hidroeléctrico del Tâmega”.

Con el fin de establecer una serie de parámetros base, estableceremos que la comparativa se realice con el Gas Natural, ya que es el que menos gases contaminantes emite, así que las emisiones calculadas, serían las mínimas que se evitarían.

- Gas Natural

El Gas Natural constituye una importante fuente de energía fósil liberada por su combustión. Es una mezcla de hidrocarburos gaseosos ligeros que se extrae, bien sea de yacimientos independientes (gas no asociado), o junto a yacimientos petrolíferos o de carbón (gas asociado a otros hidrocarburos y gases).

El gas natural implica una combustión más limpia que otros combustibles fósiles, ya que produce unas mínimas cantidades de azufre, mercurio y otras partículas.

Por ejemplo, 10.000 viviendas americanas que funcionan con gas natural en vez del carbón evitan unas emisiones anuales de 1.900 toneladas de óxido de nitrógeno, 3.900 toneladas de SO₂ y 5.200 toneladas de partículas.

Reducir esas emisiones se convierte en beneficios para la salud pública, ya que esos contaminantes se han relacionado con problemas como el asma, bronquitis, cáncer de pulmón y más.

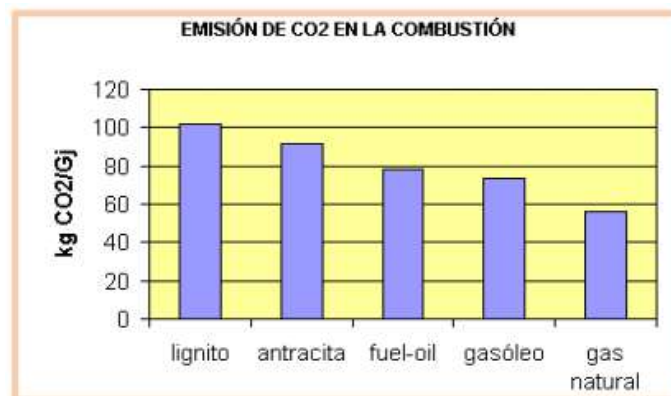


Figura 59. Gráfica de emisiones de CO₂ de diferentes combustibles. Fuente: Minetad.Gob.es

El resto de emisiones principales que se pueden producir y que debemos analizar son:

- Emisiones de Óxido de Nitrógeno (NO_x)

La propia composición del gas natural genera dos veces menos emisiones de NO_x que el carbón y 2,5 veces menos que el fuel-oil.

Las modernas instalaciones tienden a reducir las emisiones actuando sobre la temperatura, concentración de nitrógeno y tiempos de residencia o eliminándolo una vez formado mediante dispositivos de reducción catalítica.

- Emisiones de Metano (CH_4)

El metano, que constituye el principal componente del gas natural es un causante del efecto invernadero más potente que el CO_2 , aunque las moléculas de metano tienen un tiempo de vida en la atmósfera más corto que el del CO_2 .

De acuerdo con estudios independientes, las pérdidas directas de gas natural durante la extracción, transporte y distribución a nivel mundial, se han estimado en 1% del total del gas transportado.

- Partículas sólidas

El gas natural se caracteriza por la ausencia de cualquier tipo de impurezas y residuos, lo que descarta cualquier emisión de partículas sólidas, hollines, humos, etc. y además permite, en muchos casos el uso de los gases de combustión de forma directa (cogeneración) o el empleo en motores de combustión interna.

- Cálculos de emisiones de CO_2 a evitar

Considerando un factor de utilización de 30%, obtenemos unas 2628 horas de funcionamiento al año. Se descontaron los días no laborales y de esta manera, se trabajarían 353 días al año, por lo que se tienen 7,44 horas al día.

Con un poder calorífico inferior (PCI) o calor realmente aprovechable ($\text{PCI} = 10.56 \text{ kWh/Nm}^3$), la potencia instalada en kW en el proyecto de ejecución ($W_e = 1.158.000 \text{ kW}$), y un rendimiento estimado para un sistema convencional de $\eta_{\text{sistema convencional}} = 45\%$.

Se calcula el caudal de GN en Nm^3/h que debería suministrarse para generar la potencia instalada:

$$\dot{v} = \frac{P}{\eta_{\text{sist}_{\text{conv}}} * \text{PCI}}$$

Siendo el caudal de Gas Natural igual a **243.686,869 Nm^3/h** .

Conociendo el flujo volumétrico, se calcula el volumen de Gas Natural en Nm^3 que es una medida de volumen de un gas no condensable a 0°C y nivel de mar:

$$v_{GN} = \dot{v} * t$$

Obtenemos que el resultado es **640.409.091 Nm^3** .

Gracias al factor de emisión (f_e) del Gas Natural ($2,15 \text{ kgCO}_2/\text{Nm}^3$), se emiten:

$$Em = f_e * v_{GN}$$

Obteniendo como resultado, un total de **1.376.879.545 $\text{kgCO}_2/\text{año}$** .

Gracias a esto podemos determinar que el Complejo Hidroeléctrico de Tâmega le ahorraría casi 1.400 millones de kg de CO₂ al no utilizar combustibles fósiles.

Por esta razón, se obtienen los siguientes resultados:

Emisiones con Gas Natural

	Horas laborables	Volumen Gas Natural (Nm ³)	Caudal GN (Nm ³ /h)	Emisiones (kg CO ₂)
<i>Enero</i>	201,01	48.983.497,54	243.686,869	105.314.519,70
<i>Febrero</i>	201,01	48.983.497,54	243.686,869	105.314.519,70
<i>Marzo</i>	230,79	56.240.492,50	243.686,869	120.917.058,90
<i>Abril</i>	215,90	52.611.955,02	243.686,869	113.115.789,30
<i>Mayo</i>	223,34	54.425.025,32	243.686,869	117.013.804,40
<i>Junio</i>	215,90	52.611.955,02	243.686,869	113.115.789,30
<i>Julio</i>	230,79	56.240.492,50	243.686,869	120.917.058,90
<i>Agosto</i>	223,34	54.425.025,32	243.686,869	117.013.804,40
<i>Septiembre</i>	215,90	52.611.955,02	243.686,869	113.115.789,30
<i>Octubre</i>	230,79	56.240.492,50	243.686,869	120.917.058,90
<i>Noviembre</i>	215,90	52.611.955,02	243.686,869	113.115.789,30
<i>Diciembre</i>	223,34	54.425.025,32	243.686,869	117.013.804,40
TOTAL	2.628,00	640.411.528,60	243.686,869	1.376.879.545

Tabla 68. Cálculos de emisiones con Gas Natural. Fuente: Elaboración propia

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

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 energía 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.

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

11.6.7. Medidas Preventivas y Correctoras

Plan de Compensación de Sistemas Ecológicos

El Plan de Compensación de Sistemas Ecológicos, que forma parte del proyecto para la construcción del “Complejo Hidroeléctrico del Tâmega”, se compone de 28 medidas de compensación, que se pueden definir por áreas diferenciadas como:

- Plantación de especies autóctonas y flora protegida
- Aumento de la capacidad de acogida y disponibilidad trófica para la fauna
- Aumento de la conectividad transversal entre la galería ribereña y otras zonas forestales
- Mejora de las poblaciones de fauna protegida
- Mejora de los ecosistemas acuáticos
- Creación de micro hábitats para determinadas especies, entre otras.
- Instalación de refugios
- Creación de un Centro de Sensibilización e Interpretación Ambiental (CISA) centrado en las especies de la zona

En total, la superficie a reforestar y mejorar, desde el punto de vista de la biodiversidad, es de aproximadamente 1.000 ha, con una previsión de plantación de más de 250.000 árboles y plantas.

Iberdrola ha trabajado intensamente, en colaboración con el Instituto para la Conservación de la Naturaleza y los Bosques, en la elaboración de actuaciones que favorezcan el ecosistema natural de estos municipios. También está trabajando con los ayuntamientos de los alrededores para incluir a las comunidades en estas acciones y promover la contratación de empresas y asociaciones locales.

Las medidas de compensación de los sistemas ecológicos proyectarán el diseño de un bosque más variado y funcional, con la creación de corredores ecológicos, que permitirán una mejora de la conectividad biológica en todas las zonas forestales del entorno.

Estos corredores permitirán el desplazamiento de animales de zonas aisladas, garantizando una mayor interacción entre las poblaciones de las distintas especies y contribuyendo a su supervivencia al aumentar la diversidad genética y la disponibilidad de alimentos.

Al mismo tiempo, la reforestación de alcornoques fue una medida compensatoria adicional emprendida con gran empeño, con la plantación de esta especie en una superficie aproximadamente un 50% mayor que la del rodal afectado, con un total de 18.000 alcornoques.

Las acciones compensatorias son también una gran oportunidad en estos municipios, afectados al proyecto Tâmega, para la recuperación de las áreas quemadas o degradadas.

El preocupante tema de los incendios fue una gran prioridad en el diseño de la recuperación de la flora regional en estas zonas, con la plantación de especies arbóreas autóctonas de reducida inflamabilidad, en lugares estratégicos, con el objetivo de evitar la propagación de los incendios forestales.

La restauración de las galerías ribereñas, es decir, los terrenos adyacentes a las líneas de agua, también ha sido un punto importante de este trabajo, con el objetivo de crear condiciones para una mayor supervivencia de las diversas especies de este valioso ecosistema.

Como ejemplo, el topo de agua (*Galemys pyrenaicus*), un animal que necesita un hábitat favorable y unos requisitos particulares para prosperar, lo que lo convierte en un bioindicador, se beneficiará de este proceso de intervención.

La mejora de las poblaciones de otras especies de fauna protegidas se está consiguiendo gracias a estas medidas de compensación. Como ejemplo, se están llevando a cabo acciones con la mariposa *Phengaris Alcon* y con el mejillón de río *Margaritifera margaritifera*.

Lo mismo ocurre con varias especies de flora protegida características de la zona, que se están produciendo mediante técnicas de laboratorio o en viveros y que posteriormente se plantarán en lugares adecuados para potenciar las poblaciones locales.

Estas medidas se aplicarán antes, durante y después de las obras del Complejo Hidroeléctrico del Tâmega y continuarán durante la exploración del proyecto.

Su aplicación garantiza el mantenimiento del ecosistema natural de estas localidades y la mejora de la reactivación de toda la fauna y flora autóctonas.

Mediante un rediseño de la flora local, toda la región ganará un nuevo atractivo, ya que el aspecto medioambiental será más valorado y atraerá la atención de los amantes de la naturaleza a estas localidades.

Proyecto Tâmega

Este Plan, desarrollado en el contexto del proyecto Tâmega y firmado con las diferentes Cámaras Municipales involucradas, incluye una cifra récord de más de 50 millones de euros para el desarrollo económico, social y cultural de la región del Alto Tâmega.

El objetivo de este programa de ayudas es contribuir al desarrollo de la región y a la mejora de las condiciones de vida de la población —se han generado 3.500 empleos directos y 10.000 indirectos—, así como preservar el entorno del proyecto desde el punto de vista medioambiental.

Las acciones planificadas se llevan a cabo en los municipios de Ribeira de Pena, Vila Pouca de Aguiar, Cabeceiras de Basto, Boticas, Chaves, Valpaços y Montalegre.

Un ejemplo lo encontramos en la región de Boticas, donde Iberdrola ha participado en el desarrollo del parque Boticas, Naturaleza y Biodiversidad con la construcción de

alojamientos para los visitantes y la promoción de acciones de compensación para la flora y fauna del entorno.

El promotor va a llevar a cabo este tipo de acciones de compensación de la flora y fauna locales tanto en Boticas como en Cabeceiras de Basto, Ribeira de Pena, Vila Pouca de Aguiar y Chaves, a través de la firma de sendos protocolos de colaboración.

Entre las acciones previstas, destacan la gestión, recuperación y conservación de poblaciones forestales de especies autóctonas, la recuperación de bosques de ribera y mejora de la conectividad de los cursos fluviales, la plantación de alcornoques y la mejora de los ecosistemas acuáticos.

Además de estos proyectos, el promotor financia otras actividades como la mejora de las redes de saneamiento y abastecimiento público, optimización de instalaciones deportivas, refuerzo de los equipos de los bomberos, nuevas zonas recreativas, etc.; y también ha cofinanciado la construcción de nuevas y emblemáticas instalaciones en la zona, como el Camping Alvão Village, el Centro Hípico de Pedras Salgadas o el Balneario Pedagógico en Vidago.

Con este tipo de ayudas, Iberdrola consolida su compromiso con la sostenibilidad y la responsabilidad social.

11.6.8. Otras medidas de compensación

Proyecto Tresminas

En el marco de la construcción del gran Complejo Hidroeléctrico del Tâmega, Iberdrola ha promovido una visita al Yacimiento minero de oro romano de Tresminas, proyecto que se enmarca en las acciones de compensación llevadas a cabo por la compañía de acuerdo a lo establecido en la Declaración de Impacto Ambiental.

A través de una inversión de 1,84 millones de euros en el Complejo minero de Tresminas, Iberdrola demuestra su compromiso para el desarrollo económico, social, cultural y ambiental de las comunidades donde está presente.

El promotor colabora con el Ayuntamiento de Vila Pouca de Aguiar y la Dirección Regional de Cultura del Norte de Portugal, en la puesta en valor histórica, patrimonial y arqueológica de la región. Esta inversión se inició en 2016 y está prevista hasta 2023.

La empresa ha destinado, entre 2016 y finales de 2018, unos 850.000 euros que, a lo largo de este año, se traducirán en acciones entre las que se incluyen:

- La financiación del equipo técnico.
- La continuación de los estudios históricos, geológicos y de fauna y flora de Tresminas.
- La adquisición de equipo para visitas a las cortas y galerías mineras, su limpieza y / o desobstrucción.
- La construcción del edificio de apoyo y estructuras y equipos de apoyo a la circulación en las cortas y galerías mineras.



El Complejo Minero Romano de Tresminas fue, durante la época romana, una de las mayores exploraciones auríferas en yacimiento primario del conventus bracaraugustanus y uno de los más significativos del Noroeste Peninsular:

Se estima que entre los siglos I y III d.C. se aprovecharon en Tresminas alrededor de 25 toneladas de oro puro, lo que implicó la expulsión de millones de toneladas de roca mediante la excavación de cortas a cielo abierto.

El promotor se compromete con esta iniciativa a preservar el patrimonio local y nacional de la región de Tresminas, así como a divulgar la importancia arqueológica e histórica de este complejo minero e impulsar el turismo de la zona.

La inversión realizada por la compañía permite la realización de un conjunto de acciones que benefician al Complejo Minero de Tresminas, posibilitando su futura declaración como Parque Arqueológico, lo que salvaguardará los materiales asociados a la explotación minera romana y el paisaje de la zona.

Tresminas forma parte de uno de los pilares estratégicos en términos de turismo cultural del Municipio de Vila Pouca de Aguiar.

Y ya se han visto los resultados de los esfuerzos realizados durante los últimos meses, tanto a nivel local como regional, tras la puesta en valor patrimonial y turística de Tresminas, incrementándose el número de visitantes a la región.

De hecho, estos resultados han sido apoyados por la actividad en asociación transfronteriza con Las Médulas, desde 1997 Patrimonio Mundial de la UNESCO y una de las más importantes y reconocidas minas romanas, en la región de El Bierzo, España.

La candidatura se realiza de forma conjunta, en un proyecto cultural común, que tiene como objetivo la puesta en valor del legado minero romano en la Península Ibérica.

En el año 2017, este protocolo de cooperación entre el Municipio de Vila Pouca de Aguiar y la Fundación Las Médulas, es apoyado por entidades como la Direção Regional de Cultura do Norte y la Dirección General de Patrimonio Cultural de la Junta de Castilla y León.

Esta alianza tiene como objetivo fortalecer aún más la candidatura de esta zona de Portugal como Patrimonio de la Humanidad de la UNESCO.



12. Análisis del Ciclo de Vida

12.1. Resumen del proceso

Como ya se ha visto en anteriores fases del trabajo, el análisis del ciclo de vida consiste en conocer el impacto ambiental, social y económico de un producto, servicio y/o instalación; además de sus distintas etapas a lo largo de su vida útil.

Se recomienda evaluar y cuantificar de forma sistemática las entradas y salidas del proceso, además de dividir el estudio en 4 etapas: Definición del objetivo y alcance, análisis de inventario, evaluación de impacto e interpretación de resultados.



Figura 60. Etapas de análisis LCA. Fuente: Análisis de Ciclo de Vida. UPCT

Una vez realizado el análisis de ciclo de vida, podremos comparar distintas tecnologías en función de los índices y parámetros establecidos, localizar los procesos con más emisiones o más consumo energético, los cuales serían los principales candidatos a mejorar para reducir el impacto.

12.2. Definición del objetivo y alcance

Como ya hemos establecido en el apartado 2 del trabajo, el objetivo que hace referencia al Ciclo de Vida es el estudio del impacto económico, ambiental y social del Complejo Hidroeléctrico del Tâmega.

En cuanto al alcance y limitaciones del proyecto, ya quedaron definidos previamente en este mismo proyecto.

12.3. Análisis de inventario

Dentro de esta fase, nos limitaremos al inventario de los materiales y energía más relevante utilizados durante la construcción del Complejo Hidroeléctrico del Tâmega.

Como ya hemos visto en el apartado 4, 5 y 6; el proyecto de ejecución del complejo se corresponde a los valores teóricos estudiados en este trabajo. No corresponde al completo debido a que se estudia en base a los valores de caudal medio de un año típico base.

Sin embargo, el proyecto de ejecución plantea una situación de capacidad máxima, ante posibles avenidas de agua; así como por necesidades de producción.

Para ello, en esta base hemos obtenido y recopilado datos y establecer los procedimientos de cálculos para identificar y cuantificar todos los efectos ambientales adversos asociados a la instalación.



Por ello, para este trabajo, hemos diferenciado 3 etapas durante el análisis del ciclo de vida útil de la instalación:

- **Construcción**

Esta etapa es la más relevante, en ella se engloban gran parte de los apartados estudiados anteriormente; desde la fase de ingeniería, durante todo el proceso constructivo, hasta la puesta en marcha de la central.

Esta etapa supone la principal en cuanto a coste se refiere. Esto se debe a la fuerte inversión que se debe realizar en un primer momento para conseguir el resultado final.

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.

Todos los riesgos posibles quedan clasificados en la siguiente tabla, según el espacio al que afecte.

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.

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.

- **Producción**

Como ya se ha explicado previamente, en este ACV no habrá una fase de transporte como tal, por lo que se pasará directamente a la etapa de operación de la central hidráulica.

Al igual que en otros ACV de la tecnología eólica por ejemplo, la única entrada que habrá desde la tecnosfera a lo largo de la vida útil de la central (estimado en 150 años para la presa y 80 años para los equipos), será el recambio del aceite lubricante que se realiza una vez al año, con el fin de asegurar el buen funcionamiento de los distintos componentes mecánicos.



Sin embargo, cabe destacar que, a pesar de que el residuo de aceite mineral proveniente del lubricante es el único que habrá que tratar durante el tiempo de operación de la central, mientras éste esté en funcionamiento, también se producirán una serie de emisiones al aire de metano biogénico y dióxido de carbono.

Por otro lado, 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.

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.

Todos los riesgos posibles quedan clasificados en la siguiente tabla, según el espacio al que afecte.

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.

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.

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 centrales 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.

- **Desmantelamiento**

Consiste principalmente en el desmantelamiento de la central, desde el transporte necesario para la eliminación de los residuos hasta el posible reciclaje de los componentes aprovechables, así como los consiguientes transportes que esta actividad conllevan.

Por todo, podemos establecer que esta fase puede ser de gran impacto ambiental debido al número de transportes que se deben llevar a cabo para la eliminación de los residuos de las centrales así como de todos aquellos componentes que se generen durante el desmantelamiento.

Todos los riesgos posibles quedan clasificados en la siguiente tabla, según el espacio al que afecte.

12.4. Evaluación del impacto

En función a estas fases ya establecidas, se plantea una representación ilustrada del efecto que tiene cada proceso respecto al consumo/producción energética.



Figura 61. Etapas de análisis ACV referidas a Energía. Fuente: Elaboración propia

Se observa que en las etapas de Construcción y Desmantelamiento, el aporte de energía es negativo, ya que se produce un consumo. Por el contrario, en la fase de Producción, el aporte de energía es positivo ya que las centrales están generando electricidad.

La cantidad de energía consumida solo dependerá del tipo de tecnología que estemos tratando, teniendo en cuenta:

- La tipología de la central
- La tipología de los elementos constructivos que conforman las centrales
- El tipo de turbina y componentes eléctricos que forman parte de cada una de las centrales.

No habrá diferencia en esta cantidad de energía en función a la ubicación en la que se construya o en el desmantelamiento de la central.

Si encontraremos una diferencia en la energía producida que dependerá de cada una de las tecnologías, así como de la ubicación de la instalación ya que será un valor en función a las precipitaciones o sequías de la zona.

Si atendemos a la cuestión de las emisiones, se nos plantearía una representación distinta que al anterior caso.



Figura 62. Etapas de análisis ACV referidas a emisiones. Fuente: Elaboración propia

Se observa como en este caso, los valores positivos de emisiones se encuentran en las etapas de construcción y desmantelamiento, cabe remarcar su efecto nocivo ya que nuestro interés será el de reducir las emisiones.



La etapa de producción aparezca con valor negativo, ya que hace referencia a las emisiones que se evitan gracias a la producción energética de las centrales hidráulicas.

En este apartado, la ubicación será fundamental, ya que las emisiones producidas y/o evitadas dependerán directamente de la capacidad energética del país en el que nos encontremos para cada parte del proceso.

Para aclarar un poco más esta comparación, en cada una de las fases se deberían cuantificar las entradas de energía y recursos y las posibles salidas en forma de emisiones, vertidos y residuos asociados con el sistema que se está evaluando.



13. Conclusiones



En el presente trabajo, se pretendía analizar el proyecto de ejecución del Complejo Hidroeléctrico del Tâmega; además, de plantear una o varias soluciones de mayor versatilidad, según el caudal, para dar servicio en épocas de menor a mayor precipitación.

Con este Complejo, Portugal pretende avanzar en el desarrollo de Energías Renovables en su territorio, con el fin de obtener la independencia energética actual que disponen sobre las fuentes de energía no renovables.

A día de hoy, Portugal cuenta con una importante fuente de energía referente a las Energías Renovables, siendo un 32% correspondiente a la energía hidráulica.

Según el proyecto de ejecución del Complejo Hidroeléctrico del Tâmega, la construcción se compone de 3 centrales hidroeléctricas (Alto Tâmega, Daivões y Gouvães); con una potencia instalada de 1.158 MW, y con una capacidad de generación de energía anual de 1.766 GWh.

Como característica principal, cabe destacar que el proyecto cuenta con una central hidroeléctrica de bombeo (Gouvães), que nos permite almacenar energía para los momentos de mayor necesidad de forma puntual.

Tras los resultados obtenidos durante el presente TFM, se procede a realizar una comparación entre los cálculos teóricos y los datos prácticos obtenidos del proyecto de ejecución del Complejo Hidroeléctrico del Tâmega.

Como puntos a tener en cuenta, deberemos establecer que:

- Se plantean 3 casos teóricos, según en volumen de caudal del río en años anteriores, que nos permite conocer si el dimensionado y planificado del proyecto de ejecución cubre todas las necesidades de producción.
- Se puede determinar que los cálculos del proyecto de ejecución, excede los cálculos teóricos en comparación con el caso de estudio de mayor volumen de caudal del río. Esto indica que la planificación y estudio del proyecto de ejecución pretende plantear una situación de trabajo con un rango de rendimiento por encima del 70%.
- En función a la solución propuesta, permite disponer de un rango de producción superior que lo establecido en el proyecto de ejecución.

Esto se debe a que se plantea una instalación combinada entre un caudal de bajo volumen de agua y un caudal de volumen de agua medio – alto; empleando dos modelos de turbinas distintas para dar servicio en cada rango de uso.

A partir de los 3 casos de estudio teóricos, se establece una comparación entre el proyecto de ejecución y una propuesta teórica final, que da servicio en un amplio rango de caudales.

A continuación, se adjuntan los datos definitivos de ambas propuestas, para que se puedan comparar, en diversos aspectos que se abordan en el TFM.

Proyecto de Ejecución	UM	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães
Tipo de turbina		Embalse	Embalse	Embalse
Modelo de turbina		Francis	Francis	Francis
Número de turbina	Ud	2	2	4
Potencia nominal de central	MW	160	118	880
Q máximo (Q)	m ³ /s	200	200	200
Energía Generada Anual	GWh	244,01	179,96	1.342,04

Tabla 69. Datos del Proyecto de Ejecución. Fuente: Elaboración Propia.

Propuesta de estudio	UM	Alto Tâmega	Daivões	Gouvães	Total
Tipo de turbina		Embalse	Embalse	Bombeo	Variable
Modelo de turbina		Francis Normal / Lenta	Francis Normal / Lenta	Francis Rápida / Lenta	Variable
Número de turbina	Ud	1 / 1	1 / 1	3 / 1	Variable
Potencia nominal	MW	27,81	19,86	6,85	927,67
Q máximo (Q _{máx})	m ³ /s	29,257	29,257	29,257	29,257
Q mínimo (Q _{mín})	m ³ /s	4,378	4,378	4,378	4,378
Energía Generada Anual	GWh	73,07	47,98	18,01	1.463,09

Tabla 70. Datos del Propuesta de estudio. Fuente: Elaboración Propia.

Desde el punto de vista económico, y en función al precio actual de la energía, ambas propuestas son rentables.

En ambas soluciones, se rentabiliza el proyecto en un plazo inferior a la vida útil planificada de las centrales, establecida en 25 años.

A continuación, se establecen los parámetros definitivos obtenidos en el cálculo económico para ambas propuestas para la comparativa. En ella, podemos observar como ambas soluciones son rentables.

Análisis económico	UM	Proyecto de Ejecución	Propuesta de Estudio
<i>Vida útil</i>	años	25	25
<i>Potencia nominal</i>	MW	1.158	927,67
<i>Energía Generada Anual</i>	GWh	1.766	1.463,09
<i>Inversión Inicial</i>	€	1.505.400.000	1.205.971.000
<i>Costes Anuales</i>	€	45.916.000	38.040.340
<i>Tasa de Interés</i>	%	5	5
<i>Beneficios Anuales</i>	€	364.149.200	301.689.158
<i>Rentabilidad</i>	años	14	13
<i>Valor Anual Neto</i>	€	951.512.918,23	829.524.312,30
<i>Ratio Beneficio - Coste</i>	€	3,568	3,637

Tabla 71. Análisis económico de las propuestas. Fuente: Elaboración Propia.

Por otro lado, desde el punto de vista del impacto ambiental, se establece que ambas soluciones presentan actuaciones, fases e impactos similares, por lo que sólo se plantea un análisis común a ambas.

Con el fin de determinar el impacto ambiental de esta instalación, se desarrolla el Estudio de Impacto Ambiental, con carácter básico, donde se establecen las siguientes características principales:

- Fases de análisis: se analizan 3 fases principalmente, Construcción, Producción y Desmantelamiento.
- Se plantea un Inventario Ambiental y Evaluación de Impactos, según el espacio o medio concreto, en el caso de este TFM, serán físico, biológico y socioeconómico. En él, se establecen todos aquellos impactos referentes a cada uno de los aspectos que se plantean para cada medio, como por ejemplo, el impacto del ruido sobre la fauna existente.
- Se genera una matriz de impactos, en la que se recogen todos los impactos anteriormente establecidos, y todas aquellas medidas a desarrollar para corregir, o compensar las acciones que se deben llevar a cabo durante cada fase del proyecto.
- Por otro lado, se han detallado las 3 medidas compensatorias diseñadas dentro del Estudio Ambiental del proyecto de ejecución, que se han planteado para su desarrollo e inversión dedicada a cada una de ellas.

Así mismo, considerando que la energía hidráulica aporta en la reducción de emisiones de CO₂ se hizo una comparación utilizando como referencia el gas natural (GN), que, de los combustibles fósiles, es el que menos gases contaminantes emite. En



caso de producir esta energía con GN a un rendimiento convencional de 45%, se podrían emitir cerca de 3 millones de kg de CO₂.

Esto sería las mínimas emisiones que se podría evitar generando esta energía en la central hidroeléctrica. es preciso remarcar las emisiones de CO₂ y la cantidad de agua que conlleva la elaboración del cemento necesario para el levantamiento de la presa en el caso de la energía hidroeléctrica.

Gracias a todo lo definido anteriormente en el TFM, se extrae que el empleo de este tipo de energía renovable es rentable, con un impacto ambiental medio en la zona; además, se trata de una instalación de difícil instalación, debido a que depende de varios conceptos y características previas necesarias para su implantación. Éstas son principalmente: ubicación del emplazamiento, condiciones de caudal del río, condiciones climatológicas, espacio disponible para la instalación.

Para terminar, se concluye este TFM con los objetivos planteados resueltos, lo que permite conocer otras soluciones para su posible implementación en el Complejo Hidroeléctrico del Tâmega; además, de impulsar estudios para futuros proyectos basados en energía hidráulica, con el fin de seguir desarrollando las energías renovables en Portugal.



14. Referencias



14.1. Bibliografía

- Ogayar Fernandez, Blas; Minicentrales hidroeléctricas (2012), IDEA
- Agüera Soriano, J, Mecánica de Fluidos Incompresibles y Turbomáquinas Hidráulicas, 5ª ed., Editorial Ciencia 3, Madrid, 2002.
- Cuesta Diego, L., Vallarino, E., Aprovechamientos Hidroeléctricos (Tomos I y II), Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos, Madrid, 2000.
- Mataix, C., Turbomáquinas Hidráulicas, 2º ed., Univ. Pontificia Comillas, ICAICADE, 2009.
- Mott, R.L., Mecánica de Fluidos Aplicada, 6º ed., Pearson-Prentice Hall, 1996
- Roberson, J.A., Cassidy, J.J., Chaudhry, M.H., Hydraulic Engineering, 2º ed., Wiley, 1997.
- Fernandez Perles, Joaquín. Apuntes de Energía Hidráulica y Mareomotriz (Servicio de Reprografía UPCT), 2021.
-
- Zamora, B., Viedma, A., Máquinas Hidráulicas. Teoría y Problemas, Edición Digital, CRAI UPCT, 2021, <http://hdl.handle.net/10317/5476>.
-
- Zoppetti, G., Centrales Hidroeléctricas: su Estudio, Montaje y Ensayo, Gustavo Gili, 1979.
-

14.2. Búsquedas Online

IRENA

. → Estadísticas presa

<https://www.miteco.gob.es/es/agua/estadisticas/> → Estadísticas embalse

<https://tamega.iberdrola.pt/projeto/>

<https://www.apren.pt/en/>

https://hispaqua.cedex.es/sites/default/files/especiales/energia_hidr/4_impacto.htm

