



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Estudio de viabilidad de una central hidroeléctrica
reversible en el Embalse de Tous (Valencia)

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería Mecánica

AUTOR/A: Comas Segura, Martí

Tutor/a: Bayón Barrachina, Arnau

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño



Índice de contenidos

1.	Memoria	16
1.1.	Objeto	16
1.2.	Marco histórico de la generación hidroeléctrica	16
1.3.	Estudio de necesidades	18
1.4.	Estudio de mercado	20
1.5.	Propuesta	24
1.5.1.	Localización	24
1.5.2.	Características de la presa de Tous	25
1.5.3.	Geología y topografía	26
1.5.4.	Hidrología del embalse de Tous	27
1.5.5.	Antecedentes	30
1.5.6.	Central Hidroeléctrica	31
1.5.7.	Alternativas	35
1.6.	Primer dimensionado de los parámetros básicos	39
1.6.1.	Volumen de la charca	39
1.6.2.	Franjas de funcionamiento de la central	41
1.6.3.	Caudal de turbinado	44
1.6.4.	Salto bruto disponible	46
1.7.	Soluciones	48
1.7.1.	Charca superior	48
1.7.2.	Tuberías	49
1.7.3.	Máquinas hidráulicas	51
1.7.4.	Horarios de trabajo y cálculos energéticos	52
1.7.5.	Instalaciones eléctricas	53
1.7.6.	Galerías y excavaciones de cavernas	54
1.8.	Estudio Ambiental	55
1.8.1.	Geología, Geomorfología y suelos	56
1.8.2.	Aguas	57
1.8.3.	Atmósfera	57
1.8.4.	Flora y fauna	58
1.8.5.	Paisaje	59
1.8.6.	Impactos socio-económicos	59
1.9.	Estudio de viabilidad económica	60
1.10.	Conclusiones	64
2.	Planos	67



2.1.	Plano de emplazamiento.....	67
2.2.	Islíneas del terreno	68
2.3.	Perfil de la charca superior.....	69
2.4.	Perfil de los muros de la charca	70
2.5.	Charca superior sobre islíneas del terreno.....	71
2.6.	Esquema cotas de los desagües	72
2.7.	Perfil de la tubería	73
2.8.	Tubería Alternativa 1	74
2.9.	Tubería Alternativa 2	75
2.10.	Tubería Alternativa 3	76
2.11.	Cavernas de turbinas y transformadores	77
2.12.	Perfil de la instalación en conjunto	78
3.	Pliego de condiciones.....	80
3.1.	Objeto.....	80
3.2.	Materiales y maquinaria.....	80
A)	Obra civil.....	80
B)	Elementos hidráulicos	81
C)	Componentes eléctricos.....	82
3.3.	Condiciones de ejecución.....	82
A)	Obra civil.....	82
B)	Elementos hidráulicos	83
C)	Componentes eléctricos.....	83
3.4.	Pruebas de servicio.....	84
4.	Presupuesto	86
5.	Bibliografía de contenidos	104
6.	Bibliografía de contenidos gráficos.....	108
-	Anexo 1: Cálculos	112
1.	Dimensionado de la charca superior	112
1.1.	Localización y descripción inicial.....	112
1.2.	Cálculo del volumen.....	114
1.3.	Cálculos estructurales: resguardo y cota de coronación.....	116
1.4.	Volumen excavado y de terraplenado	118
2.	Dimensionado de las tuberías.....	122
2.1.	Descripción.....	122
2.2.	Trazado de la tubería	124
2.3.	Parámetros característicos del tramo final.....	126
2.4.	Parámetros característicos de tramos de conexión y salida de la turbina.....	128



2.5.	Parámetros característicos del tramo inicial	128
2.6.	Descripción de las pérdidas de carga	129
2.7.	Cálculo de las pérdidas de carga	135
2.8.	Cálculo del espesor de las tuberías	144
2.9.	Estudio económico de las distintas alternativas	154
2.10.	Selección de la mejor alternativa.....	156
3.	Dimensionado de la maquinaria hidráulica	157
3.1.	Descripción grupo turbina reversible	157
3.2.	Descripción equipo de alternadores	159
3.3.	Potencia total del sistema	160
3.4.	Caudal de bombeo.....	161
3.5.	Cálculo del diámetro	163
4.	Cálculos energéticos.....	166
4.1.	Horarios de trabajo	166
4.2.	Balance energético anual.....	171
4.3.	Rendimiento energético.....	173
5.	Componentes eléctricos.....	173
5.1.	Transformadores.....	173
5.2.	Sistemas secundarios.....	175
5.3.	Línea de conexión a la red.....	176
6.	Dimensionado de las cavernas y galerías	178
6.1.	Marco geológico.....	178
6.2.	Estratigrafía	179
6.3.	Caverna principal	180
6.4.	Caverna de transformadores	183
6.5.	Otras conducciones y galerías	184
-	Anexo II: Estudio económico.....	186
1.	Estudio del precio de la electricidad y balance compra-venta	186
2.	Datos económicos estándar en una central hidroeléctrica	192



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Índice de Tablas

<i>Tabla 1: Capacidad de Producción y Producción de Electricidad 1880 - 1994</i>	17
<i>Tabla 2: Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica MW</i>	19
<i>Tabla 3: Estudios sobre la hidrología en el embalse de Tous</i>	29
<i>Tabla 4: Características de las dos líneas de tubería del tramo final</i>	50
<i>Tabla 5: Características del tramo inicial de tubería de la Alternativa 2</i>	51
<i>Tabla 6: Características de los alternadores de la Muela II</i>	51
<i>Tabla 7: Características de los transformadores de la Muela II</i>	53
<i>Tabla 8: Valores promedio del coste de la energía eléctrica</i>	61
<i>Tabla 9: Valores del beneficio anual</i>	62
<i>Tabla 10: Valores del beneficio anual acumulado</i>	63
<i>Tabla 11: Cálculo del área total de solera</i>	113
<i>Tabla 12: Cálculo del volumen embalsado</i>	115
<i>Tabla 13: Cálculo de los volúmenes a excavar i terraplenar</i>	121
<i>Tabla 14: Características de los dos tramos de tubería final</i>	127
<i>Tabla 15: Valores de K para varios accesorios</i>	131
<i>Tabla 16: Valores del coeficiente de rugosidad según el material</i>	132
<i>Tabla 17: Valores de la viscosidad cinemática según la temperatura</i>	133
<i>Tabla 18: Pérdidas por fricción en la central de la Muela II</i>	134
<i>Tabla 19: Pérdidas puntuales en el último tramo de tubería</i>	136
<i>Tabla 20: Accesorios del tramo inicial en la alternativa 1</i>	136
<i>Tabla 21: Selección del diámetro de tubería necesario en la Alternativa 1</i>	137
<i>Tabla 22: Accesorios del tramo inicial en la alternativa 2</i>	139
<i>Tabla 23: Pérdidas de carga en el tramo recto de la Alternativa 2</i>	139
<i>Tabla 24: Pérdidas de carga en el tramo bifurcado de la Alternativa 2</i>	140
<i>Tabla 25: Selección del diámetro de tubería necesario en la Alternativa 2</i>	141
<i>Tabla 26: Pérdidas de carga en el tramo bifurcado de la Alternativa 3</i>	143
<i>Tabla 27: Selección del diámetro de tubería necesario en la Alternativa 3</i>	143
<i>Tabla 28: Valores de fluencia y resistencia para diferentes aceros</i>	146
<i>Tabla 29: Valores del coeficiente de unión</i>	147
<i>Tabla 30: Valores del coeficiente C</i>	149
<i>Tabla 31: Valores del coeficiente K</i>	150
<i>Tabla 32: Altura manométrica</i>	151
<i>Tabla 33: Tiempo de parada</i>	151
<i>Tabla 34: Celeridad de onda y tiempo crítico</i>	153
<i>Tabla 35: Sobrepresión de golpe de ariete</i>	153
<i>Tabla 36: Espesor de las tuberías</i>	154
<i>Tabla 37: Costes del tramo de tubería CYPE</i>	155
<i>Tabla 38: Costes de las tuberías</i>	155
<i>Tabla 39: Características de la tubería de la alternativa 2</i>	157
<i>Tabla 40: Características de las turbinas de la Muela II</i>	159
<i>Tabla 41: Características de los alternadores de la Muela II</i>	160
<i>Tabla 42: Parámetros adimensionales para distintos tipos de bombas</i>	164
<i>Tabla 43: Cálculos de la velocidad específica y característica</i>	165
<i>Tabla 44: Cálculos del diámetro específico</i>	165
<i>Tabla 45: Horario con un bombeo diario de 8 horas</i>	167
<i>Tabla 46: Horario con un bombeo diario de 9 horas</i>	168



Tabla 47: Horario con un bombeo diario de 10 horas.....	168
Tabla 48: Horario definitivo con los periodos de bombeo y turbinado.....	170
Tabla 49: Características de los transformadores de la Muela II.....	174
Tabla 50: Variación del precio de la energía eléctrica durante el mes de julio de 2021.....	187
Tabla 51: Valores máximos y mínimos del precio de la energía eléctrica durante el mes de julio de 2021.....	188
Tabla 52: Valores máximos y mínimos promedio del precio de la energía eléctrica durante 2021.....	188
Tabla 53: Ingresos generados por la producción de energía eléctrica durante 2021.....	189
Tabla 54: Gastos generados por el consumo de energía eléctrica durante 2021.....	190
Tabla 55: Beneficios anuales exclusivos de la compra-venta energética entre 2022 y 2114...	191
Tabla 56: Beneficios anuales tras restar los gastos de O&M entre 2022 y 2114.....	196

Índice de Figuras

Figura 1: Descripción de las tarifas eléctricas para instalaciones de alta tensión.....	23
Figura 2: Mapa de la comunidad valenciana resaltada en la península Ibérica y Mapa de la comunidad valenciana con el municipio de Tous resaltado	25
Figura 3: Hoja cartográfica número 769 del mapa geológico de España MAGNA 50.....	27
Figura 4: División en subcuencas del río Júcar en su tramo por la Comunidad Valenciana ...	28
Figura 5: Cómo funciona una central hidroeléctrica de bombeo	33
Figura 6: Disposición Geográfica de la Alternativa 1.....	36
Figura 7: Disposición Geográfica de la Alternativa 2.....	37
Figura 8: Disposición Geográfica de la Alternativa 3.....	37
Figura 9: Disposición Geográfica de todas las Alternativas	38
Figura 10: Mapa Geográfico de la zona donde se va a ubicar el desagüe inferior.....	47
Figura 11: Dibujo del contorno del perímetro de solera de la charca superior.....	48
Figura 12: Mapa Interactivo Red Natura 2000 con la zona del embalse	55
Figura 13: Dibujo del contorno del perímetro de solera de la charca superior.....	113
Figura 14: Dibujo del de la línea de mayor longitud disponible en la charca	117
Figura 15: Dibujo del contorno de la charca sobre el terreno	119
Figura 16: Dibujo con las secciones del alzado del terreno	120
Figura 17: Trazado en caso de ir por la superficie.....	123
Figura 18: Perfil de la tubería forzada de la Muela II.....	125
Figura 19: Comparativa entre los tipos de turbina.....	158
Figura 20: Mapa de líneas de alta tensión de la zona	177
Figura 21: Mapa con la longitud de la línea de alta tensión	177
Figura 22: Mapa cartográfico de la región estudiada.....	179



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño



Índice de Gráficos

Gráfico 1: Evolución del volumen del embalse de Tous según la cota de la lámina de agua....	40
Gráfico 2: Evolución de la demanda de energía eléctrica a lo largo del 25 de mayo de 2022..	42
Gráfico 3: Evolución de la producción de energía eléctrica en la Península a lo largo del día por generación con energías hidráulicas	42
Gráfico 4: Curva comparativa del Beneficio frente la Inversión	64
Gráfico 5: Gráfico con la evolución del volumen embalsado en la charca superior.....	116
Gráfico 6: Gráfico con la evolución de las pérdidas de carga según el diámetro Alternativa 1	137
Gráfico 7: Gráfico con la evolución de las pérdidas de carga según el diámetro Alternativa 2	141
Gráfico 8: Evolución de la demanda de energía eléctrica a lo largo del 02 y el 04 de junio de 2022.....	169
Gráfico 9: Parámetro de cavitación σ	182
Gráfico 10: Distribución porcentual de la inversión en una central hidroeléctrica	192
Gráfico 11: Costes de operación y mantenimiento para centrales hidroeléctricas.....	193
Gráfico 12: Distribución porcentual de la inversión en la central hidroeléctrica de Tous	194



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño



RESUMEN:

El objeto del presente trabajo consiste en la realización de un estudio de viabilidad de la ejecución de una central hidroeléctrica reversible en el embalse de Tous (Valencia) mediante el uso de bombas como turbinas (PAT). El principal objetivo es estudiar la posibilidad de construir una balsa a una cota diferente a la de la lámina de agua del embalse, para aprovechar el salto disponible entre ambos volúmenes de agua.

El proyecto se va a centrar en el diseño hidráulico. Se van a calcular y dimensionar tanto bombas/turbinas como tuberías y accesorios necesarios para el funcionamiento de la instalación. La finalidad de utilizar bombas reversibles es la posibilidad de trabajar tanto en bombeo mediante un consumo eléctrico, como en turbinado, aprovechando la energía potencial del agua originada por la diferencia de alturas para accionar mecánicamente un generador eléctrico. El objetivo es trabajar en bombeo durante las horas de superávit de producción energética, cuando la energía eléctrica es más barata, es decir, aprovechando las horas valle. Por su parte, se buscará que funcione en turbinado durante las horas punta, cuando la energía es más cara.

También se van a analizar las distintas alternativas que presenta la parte constructiva y se van a describir todos los componentes principales que conforman una instalación de estas características, seleccionando en todo caso los más adecuados para cubrir las necesidades de la central proyectada.

Para el desarrollo del proyecto se van a utilizar herramientas de cálculo (Excel), de diseño (AutoCAD). Todos estos instrumentos ayudarán a obtener resultados y conclusiones de los apartados estudiados

Finalmente, se plantearán las soluciones del dimensionado y se realizarán estudios económicos de potencia, consumo eléctrico, inversión inicial, amortización y demás parámetros económicos que ayuden a determinar la viabilidad o no de la inversión.

Palabras clave: central hidroeléctrica; bomba; turbina; PAT



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño



RESUM:

L'objecte del treball que es pretèn desenvolupar al llarg d'aquest treball és realitzar un estudi de viabilitat de l'execució d'una central hidroelèctrica reversible a l'embassament de Tous (València) mitjançant l'ús de bombes com a turbines (PAT). El principal objectiu és estudiar la possibilitat de construir una bassa a distinta cota de la del nivell de l'aigua del embassament, per així poder aprofitar el salt disponible entre els dos volums d'aigua.

El projecte estarà enfocat al disseny hidràulic de la instal·lació. Es pretèn calcular i dimensionar tant les bombes/turbines, com les tuberies i accessoris necessaris per el correcte funcionament del sistema. La finalitat principal d'utilitzar bombes reversibles és la possibilitat de funcionar primer en bombeig, mitjançant un consum d'electricitat, per a posteriorment funcionar turbinant, aprofitant l'energia potencial de l'aigua causada per la diferència d'altura per accionar mecànicament un generador elèctric. L'objectiu és que es treballi en bombeig durant les hores de superàvit de producció energètica, que és quan l'energia és més barata, és a dir, aprofitant les hores vall. De forma contrària, es preten funcionar en turbinat durant les hores punta, quan l'energia és més cara.

També s'alanitzaran les diferents alternatives que es presenten a la part constructiva del projecte i es descriuran tots els components principals que conformen una instal·lació d'aquestes característiques, seleccionant en tot cas els més adequats per cobrir a les necessitats de la central projectada.

Per al desenvolupament del projecte s'utilitzaran eines de càlcul (Excel) i de disseny (AutoCAD). Tots aquests instruments permetran obtenir resultats i conclusions dels apartats estudiats.

Finalment, es plantejaran les solucions del dimensionat i es realitzaran estudis econòmics de potència, consum elèctric, inversió inicial, amortització i altres paràmetres econòmics que permetin establir la viabilitat o no de la inversió.

Paraules clau: central hidroelèctrica; bomba; turbina; PAT



1. Memoria

1.1. Objeto

En el presente proyecto se va a proponer la idea de realizar una obra en el embalse de Tous con la finalidad de construir una charca o embalse de pequeño tamaño a una cota distinta de la lámina de agua habitual del embalse. El motivo que conduce a llevar a cabo esta construcción es la implementación de las conducciones y máquinas hidráulicas necesarias para que se aproveche el salto disponible entre ambos volúmenes de agua con la finalidad de generar electricidad.

Se va a estudiar la posibilidad de desarrollar una central hidroeléctrica en el embalse de Tous. Para ello se propone el uso de turbinas reversibles que puedan funcionar en turbinado durante las horas donde el coste de la electricidad es más alto, mientras que en las horas valle funcionarán en bombeo devolviendo el agua de la cota inferior de vuelta al embalse superior.

El desarrollo del proyecto incluirá varias fases con el objetivo final de llevar a cabo un estudio de viabilidad económica que permita concluir si la realización de la obra es factible o si se trate de un proyecto cuya puesta en práctica es arriesgada. Los apartados descritos se centrarán en el cálculo hidráulico de las conducciones de la central y la selección de la maquinaria necesaria para hacer la instalación lo más factible posible. La obra y el proceso constructivo va a abarcar el desarrollo de la charca y todos los acondicionamientos del terreno que sean necesario para tener una aproximación de las dimensiones generales y los costes. El objetivo final del dimensionado es poder realizar el estudio de viabilidad económica desde un prisma general.

1.2. Marco histórico de la generación hidroeléctrica

El agua ha sido un recurso de vital importancia desde la antigüedad. Su aprovechamiento como recurso energético data muchos años atrás, con máquinas como la “saqiyah” o el tornillo de Arquímedes. Pero el mayor desarrollo en el aprovechamiento energético del agua fue con la aparición de la rueda hidráulica. La rueda hidráulica es una máquina formada por una rueda con un determinado número de álabes o palas cuya función es permitir la rotación del eje de la rueda gracias a la energía cinética del fluido. Su finalidad principal es transformar la energía aportada por el flujo de trabajo en forma de movimiento, en otro tipo de energía, principalmente la mecánica. Este principio de transformación de energía ha perdurado hasta día de hoy, siendo el principio de funcionamiento de las actuales centrales hidroeléctricas. (*Viollet, 2017*)

La generación hidroeléctrica aparece durante la Revolución Industrial en el norte de Europa donde, debido a la escasez de carbón, se tuvo que buscar una alternativa para la generación eléctrica. Gracias a los avances y mejoras obtenidas en el diseño y fabricación durante el siglo XVIII por las aportaciones de científicos como Fourneyron, Francis o Pelton, se pudo llegar a la construcción de la que es considerada como la primera central hidroeléctrica. Su construcción fue en Northumberland, Reino Unido, y su funcionamiento comenzó en el año 1880. (*Viollet, 2017*)

A raíz de los buenos resultados obtenidos con esa central y, gracias al desarrollo del generador eléctrico y las mejoras en el transporte de electricidad a largas distancias, se popularizó la utilización de la energía hidráulica como fuente de generación eléctrica. Esto resultó en la construcción masiva de centrales en una gran cantidad de países como Estados Unidos, empezando con el aprovechamiento en las cataratas del Niagara, Canadá y muchos países de Europa. (*Viollet, 2017*)

En España, al igual que en el resto de Europa, el auge en la construcción de centrales hidroeléctricas empezó a principios del siglo XX. El principal descubrimiento que impulsó la construcción de este tipo de centrales fue el descubrimiento de la corriente alterna, una forma de la electricidad que es fácilmente transportable a largas distancias. (*Espejo Marín & García Marín, 2010, pg. 109*)

Fue durante las primeras décadas del siglo que esta energía llegó a ser la principal fuente de producción eléctrica, superando con creces al carbón y llegando a suponer un 90% del total generado en la década de los 30s. Su evolución en este periodo se observa perfectamente en la *tabla 1*. (*Costa Campí & Ramírez-Pisco, 2013*)

Tabla 1: Capacidad de Producción y Producción de Electricidad 1880 - 1994

	Potencia (%)		Producción (%)	
	Hidráulica	Térmica	Hidráulica	Térmica
1880-84	10.5	89.5	10.5	89.5
1890-94	25.6	74.4	25.6	74.4
1900-04	48.4	51.6	51.4	48.6
1910-14	69.5	30.5	82.0	18.0
1920-24	75.1	24.9	87.0	13.0
1930-34	75.6	24.4	91.5	8.5

Nota. Evolución de la energía hidráulica vs la energía térmica en las primeras décadas del siglo XX en España. Tomado de *La energía hidroeléctrica ayer y hoy*, por Costa Campí & Ramírez-Pisco, 2013, Diapositivas Universitat de Lleida,

(<https://www.tremp.cat/public/153/file/Laenergiahidroelectricaaayeryhoy.pdf>)

Tras la guerra Civil, la construcción de más centrales quedó paralizada debido a la pobreza en la que se encontraba el país. El motivo de la decaída económica fue en gran medida por el bloqueo internacional sufrido, que afectó negativamente al desarrollo del país. Acompañando la mala situación económica y social, surgió la aparición de otros combustibles de mayor eficacia, como los derivados del petróleo y el gas natural. Esto supuso un pequeño bajón en el porcentaje de producción mediante la energía hidráulica, aunque en España siguió siendo una de las principales fuentes debido al alto precio de los otros recursos y gracias a la política de construcción de embalses, el denominado Plan Nacional de Obras Hidráulicas impulsado el 1940. (*Espejo Marín & García Marín, 2010, pg. 111-112*)

Entre los años 50 y 70 se produce una gran inversión en el sector de la generación de energía eléctrica. Esto resulta en la construcción constante de grandes centrales hidroeléctricas en todo el territorio español. Posteriormente, a finales de siglo, la construcción de este tipo de centrales empieza a decaer ante el surgimiento de avances en las centrales térmicas y otras energías alternativas, además de la escasez de nuevos emplazamientos donde realizar dichas instalaciones. (*Espejo Marín & García Marín, 2010, pg. 114-116*)

Finalmente, durante la última década de siglo y el principio del siglo XXI se empiezan a desarrollar políticas que buscan implementar el uso de fuentes de energías renovables, impulsando de nuevo su construcción. La energía hidráulica entra dentro de las catalogadas como energías renovables ya que, a pesar de sus consecuencias negativas, su combustible o recurso de trabajo es

el agua, que genera cero contaminantes. Por ello, el desarrollo de la energía hidroeléctrica se vio respaldado por varias normativas. Empezando por el Plan Energético Nacional de 1978, con el que se pretende potenciar al máximo la producción hidroeléctrica en España. Este Plan Energético Nacional se actualiza en 1991 – 2000, incentivando el crecimiento de las energías renovables e incidiendo, en el caso de la hidráulica, en el aprovechamiento para centrales de menor tamaño a las construidas durante las décadas anteriores. (*Espejo Marín & García Marín*, 2010, pg. 116-117)

1.3. Estudio de necesidades

La principal necesidad que se va a cubrir con la realización de este proyecto es la gran demanda energética del país. Con el avance de la tecnología y el incremento de la población, se requiere de una gran generación de energía eléctrica para cubrir las necesidades de todos los habitantes. Por ello, y para cumplir con las nuevas normativas que impulsan el uso de las energías renovables y libres de emisiones, se procede a la propuesta de la construcción de esta nueva central hidroeléctrica con emplazamiento en el embalse de Tous que aprovecha una rama fluvial del río Júcar.

Cómo ya se ha mencionado, uno de los principales objetivos es contribuir al cumplimiento de las metas que se han impuesto en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. Esto es un documento propuesto por el Gobierno de España en 2019, cuya finalidad es cumplir con los requisitos climáticos y energéticos que se impusieron en el Acuerdo de París de 2015. El borrador fue aprobado en 2021 y su plan de ruta se va a ir ejecutando durante los próximos años con el objetivo de ir reduciendo la dependencia energética de los combustibles fósiles. Con las medidas tomadas en este documento se pretende progresar en el cumplimiento del ambicioso objetivo que se planteó por la Comisión Europea en 2018 de llegar a una “economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra en 2050”. (*Estudio Ambiental Estratégico del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021–2030*, s. f.)

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) surge de la obligación por parte de la Unión Europea a cada miembro de realizar dicho documento. Este documento debe ser aprobado y debe tratar de cumplir al máximo los requerimientos establecidos para llegar a una determinada meta de reducción de emisiones y aumento del uso de renovables para el año 2030. (*Estudio Ambiental Estratégico del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021–2030*, s.f.)

Atendiendo al documento del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 redactado por el gobierno, los cuatro objetivos a cumplir son:

- “40% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990”
- “32% de renovables sobre el consumo total de energía final bruta”
- “32,5% de mejor de la eficiencia energética”
- “15% de interconexión eléctrica entre los Estados miembro”

(*Estudio Ambiental Estratégico del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021–2030*, s.f.)

En base a estos objetivos, en el plan propuesto por el gobierno se presentan las acciones a realizar para impulsar el uso de las energías renovables y reducir la influencia de los combustibles fósiles con el fin de reducir todas las emisiones. Dentro de este documento se hace referencia a la implantación de nuevas centrales tanto hidráulicas como de bombeo con el fin de alcanzar los objetivos previamente mencionados. La construcción de una nueva central hidroeléctrica en el embalse de Tous sería un proyecto que sumaría dentro de este plan y que se podría considerar dentro del marco de la instalación de más potencia mediante energía hidráulica.

Otro objetivo de la implementación de estas leyes y proyectos es mejorar la economía y conseguir un mayor nivel de autonomía energética. Esto se consigue realizando instalaciones que generen energía eléctrica dentro del propio país mediante el uso de energías renovables y otros tipos de centrales que requieran un menor consumo de combustibles fósiles. Así, al depender menos del extranjero y al aumentar el porcentaje de producción con recursos que se pueden considerar inagotables y “gratuitos”, se consigue un impulso en la economía. (*Estudio Ambiental Estratégico del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021–2030*, s.f.)

La propuesta realizada pasa por alcanzar un total de 161 GW de potencia instalada de forma conjunta con todas las energías renovables. De estos 161 GW, el proyecto de desarrollar una central hidroeléctrica se incluye dentro de la prevista instalación requerida para alcanzar los 15 GW de hidráulica y 9 GW de bombeo. Atendiendo al PNIEC “... se promoverán, en particular, las centrales hidroeléctricas reversibles que permitan gestionar la producción renovable”. A pesar de promoverse el uso y la construcción de este tipo de centrales, se requiere el cumplimiento del Plan Hidrológico Nacional, entre otros planes ambientales de cuidado de las cuencas y las masas fluviales. Siempre se deberán desarrollar este tipo de proyectos teniendo en cuenta sus impactos sobre el medio. (*Estudio Ambiental Estratégico del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021–2030*, s.f.)

Tabla 2: Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica MW

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020*	2025*	2030*
Eólica (terrestre y marítima)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoelectrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
Total	107.173	111.829	133.802	160.837

Nota. Marcado en rojo para enfatizar la evolución de la potencia hidráulica y de bombeo instalada, prevista para los próximos lustros. Tomado de *Borrador actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021 – 2030*, por Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020 (<https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=236>)

En la *tabla 2* se puede observar la evolución de la potencia instalada prevista para los próximos años. De la tabla se deduce que se prevé la instalación de 500 MW de potencia hidráulica, así como 3.500 MW de potencia en instalaciones de bombeo puro. Las centrales de bombeo puro son aquellas puramente reversibles en las que se requiere de un bombeo de la cota inferior a la superior de manera previa a la producción energética posterior durante la etapa de turbinado. La construcción de una nueva central reversible en el embalse de Tous se incluye dentro del marco del bombeo puro, al buscar la construcción de una charca de cota distinta al embalse actual para aprovechar el salto de altura mediante turbinas reversibles que inicialmente actúen en bombeo para posteriormente aprovechar el salto disponible en la generación energética.

Otra necesidad que cubrir es la reacción de producción ante la demanda energética. Las horas de mayor demanda durante el día son conocidas por las distribuidoras eléctricas gracias a los datos que se pueden recoger, pero hay muchos periodos a lo largo del año en los que, por motivos externos, pueden sufrirse variaciones en la demanda. Las energías consideradas puramente renovables como son la eólica y la solar no tienen la capacidad de respuesta inmediata ante un aumento de la demanda. Esto se debe a que los recursos que las impulsan y las hacen funcionar son recursos volátiles que varían a lo largo del momento del día y del momento del año. Tanto el viento como el Sol son recursos que no garantizan una producción cuando se requiere de ella y que, por lo tanto, son muy dependientes de contar con sistemas de almacenamiento para poder cubrir los mencionados picos de demanda. Es por ello por lo que las centrales hidroeléctricas reversibles plantean una solución perfecta. La capacidad de poder desplazar el agua en los momentos del día que sea conveniente para poder atender a la demanda es una característica que hace de este tipo de generación un método fiable. Además, cumple con el requisito de que su “combustible” es limpio, ya que funciona gracias al desplazamiento de masas de agua.

1.4. Estudio de mercado

Para realizar un estudio de viabilidad de una central hidroeléctrica es importante entender la fluctuación del precio de la luz y el funcionamiento del mercado energético. Conocer las franjas horarias en las que es mejor trabajar en turbinado, generando energía eléctrica, y en las que se debe trabajar en bombeo, consumiendo energía eléctrica, es de vital importancia para ayudar a determinar los beneficios generados por la instalación. Por ello, se debe estudiar cómo se regulan los precios y en que marco del mercado interviene una central que se encarga de generación y es el punto de partida de la energía eléctrica.

En España el mercado energético se divide en cuatro etapas claramente diferenciadas: generación, transporte, distribución y comercialización. El mercado eléctrico en España pasó por una liberalización en el año 1998, mediante una regulación que pretendía que una misma empresa no pudiera formar parte en las distintas etapas del mercado, para evitar así un posible oligopolio. A pesar de esto, hoy en día son cinco las grandes empresas que participan en el mayor porcentaje de aquellas etapas que no son de libre actividad, y que no están altamente controladas y reguladas. (Martín Castillo, 2019)

Las fases mencionadas cumplen las funciones siguientes:

- Generación: es la fase inicial del ciclo, consiste en la producción de energía eléctrica. Esta etapa contempla la producción mediante un amplio rango de métodos, desde la generación convencional mediante la quema de combustibles hasta el uso de energías renovables. (Garrido Olóndriz, 2016)
- Transporte: el objetivo es desplazar la energía producida en el emplazamiento donde se produce la generación, que normalmente se suele ubicar en localizaciones alejadas de los puntos de consumo, hacia los puntos de distribución. Esta etapa se realiza por medio de líneas de alta tensión. (Garrido Olóndriz, 2016)
- Distribución: es el paso intermedio entre las líneas de alta tensión y los puntos de consumo. Esta red reduce los parámetros de voltaje e intensidad de la electricidad circulante para poder distribuir adecuadamente hacia la red que posteriormente se destinará a los puntos de consumo. (Garrido Olóndriz, 2016)

- Comercialización: fase de venta de la energía eléctrica y de suministro a los puntos demandantes. En esta etapa se distribuye la energía al consumidor final. (*Garrido Olóndriz, 2016*)

Una central hidroeléctrica se incluye dentro de la etapa de generación, ya que su principal objetivo es el aprovechamiento del recurso hidráulico para la producción de energía eléctrica. Es por ello que las demás etapas no afectan del todo al desarrollo del proyecto, a excepción del transporte, que es el paso inmediatamente posterior a la generación eléctrica.

Del transporte cabe mencionar que es un proceso regulado y controlado íntegramente por el gobierno, al igual que la etapa de distribución. En el caso del transporte, el único operador y encargado de realizar dicha función es la Red Eléctrica de España, que forma parte del estado y lo regula y controla el marco público. La gestión del transporte es de carácter público desde la ley del año 1997, con la que se perseguía una liberalización del sector. Como consecuencia, todas las competencias en redes de alta tensión del país, desde la propuesta de proyectos hasta su aprobación, pasa por las entidades públicas del estado y no cabe la posibilidad de que entren a competir empresas del sector privado. (*Garrido Olóndriz, 2016*)

Tanto la generación como el transporte se incluyen en el conocido como mercado mayorista. El mercado mayorista es aquel en el que las interacciones de compra-venta de energía eléctrica se produce entre los puntos de generación y las empresas comercializadoras que pretenden vender en el mercado minorista la energía ya procesada a los consumidores finales. Este mercado en el marco español lo regula un único organismo, el Operador del Mercado Ibérico Español (OMIE). El funcionamiento de este mercado se corresponde a un sistema de subasta a corto plazo, cuyo sistema es realmente complejo y en la fijación de los precios intervienen tres mercados: el diario, el intradiario de subastas y el intradiario continuo. Lo que diferencia a ambos mercados es la anticipación con la que se desempeñan las operaciones de compra-venta. (*Martín Castillo, 2019*)

El mercado diario sigue en España la tendencia marginalista que se lleva a cabo en todos los mercados europeo. Esto significa que la negociación de los precios de la electricidad se realiza el día previo a la venta. Los agentes que intervienen son los generadores, actuando de vendedores, y los comercializadores, que actúan de compradores. El sistema de funcionamiento es sencillo. Los vendedores, cumpliendo las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica, deben ofertar la cantidad de energía que prevén que podrán generar y el precio al que están dispuestos a venderla. Por su parte, los compradores, adhiriéndose a las Reglas de Funcionamiento del Mercado, deben comunicar la cantidad de energía que quieren comprar, atendiendo a la demanda prevista, y el precio al que aceptan una posible compra. Con la regulación de la oferta y la demanda se estipulan los precios durante las franjas horarias del día próximo, diferenciando entre el precio de generación y el de consumo. (*Martín Castillo, 2019*)

El precio de venta lo marcan las energías más caras, como son la generación por medio de fuel o gas natural. Por ello, las fuentes más baratas, como son las renovables, se benefician de este mercado, ya que su coste de generación es bajo, pero el precio de venta está fijado por esas energías que son más costosas. La energía hidráulica se incluye en este marco, situándose en el grupo de energías de alto coste en la curva de oferta y en el de bajo coste en la curva de demanda. Esto es así porque al poder regular su producción se oferta a un elevado precio, que es el precio más alto establecido en el mercado y que se aprovecha para funcionar en turbinado y generar electricidad. De forma contraria, se buscan las franjas de bajo consumo para actuar en bombeo y, por consiguiente, trabajar como punto de demanda eléctrica comprando al menor coste posible.

En relación con esto se deduce que, cuanto mayor sea la diferencia entre el precio de la electricidad generada en el turbinado y la consumida en el bombeo, mayores serán los beneficios obtenidos.

El mercado intradiario se ejecuta durante el mismo día en el que se quiere realizar la compra-venta de energía. Este se lleva a cabo para que se pueda ajustar el mercado en caso de que las previsiones realizadas durante el mercado diario no terminen por cumplirse. Operaciones que se realizan en estas sesiones de regulación pueden incluir la venta de una posible sobre generación producida por eventos climáticos inesperados, o la compra por parte de los comercializadores en caso de que la demanda haya sido mayor a la esperada. En el marco del mercado intradiario es importante distinguir entre dos tipos: el de subasta y el continuo. (*OMIE*, s.f.)

El mercado intradiario de subasta opera de forma similar al diario y se divide en seis sesiones realizadas a lo largo del día. A estas sesiones pueden acudir todos los agentes involucrados, tanto generadores como comercializadores. Su funcionamiento se realiza mediante ofertas por parte de la parte interesada en vender, que en este caso podrían ser también los comercializadores en caso de que la demanda haya sido menor a la prevista y tengan un excedente, y la aceptación de dichas ofertas por parte de los compradores interesados. En estos lo que se busca es realizar una corrección de precios o empezar nuevas negociaciones en caso de que las predicciones realizadas el día previo no hayan terminado por ser adecuadas. Entonces es con estas sesiones que se consigue realizar una regulación del mercado. (*OMIE*, s.f.)

El mercado intradiario continuo tiene un ámbito europeo. Permite una negociación de los agentes propios del país con otros mercados dentro de la región europea que planteen unos rangos de precios similares a los nacionales. Es un mercado más flexible que permite la interacción de compra-venta hasta una hora antes del momento en el que se necesita dicha energía. Este mercado, al igual que el de subasta, permite regular los posibles desajustes que se hayan producido por una mala previsión de los agentes, pero eleva las negociaciones a nivel internacional y con la posibilidad de aprovechar ofertas de otros mercados, además de permitir una mayor flexibilidad de operación. (*OMIE*, s.f.)

Conocida la regulación y el funcionamiento del mercado, cabe destacar que el mercado se rige principalmente por las curvas de demanda esperadas a lo largo del día. Es importante entender cómo se rige la demanda en este país y como analizar los datos disponibles. La Red Eléctrica de España permite comprobar a tiempo real la curva de la demanda a lo largo del día, en la que se incluyen varios parámetros de demanda como son la real, la prevista y la programada. Dentro de estas tres curvas diferenciadas se sabe que la prevista es la que supone la REE que se va a poder generar en función de varios parámetros tanto históricos como climatológicos y económicos; mientras que la programada hace referencia a la producción que ya se ha programado para realizarse en los lugares de generación asignados durante los mercados tanto diarios como intradiarios. Las curvas de demanda tienen que mantener un equilibrio para evitar sobrecargar la red o que baje la tensión por debajo de lo deseado, por ello la REE actuará como operador para realizar los ajustes pertinentes interviniendo en los mercados. (*REE*, s.f.)

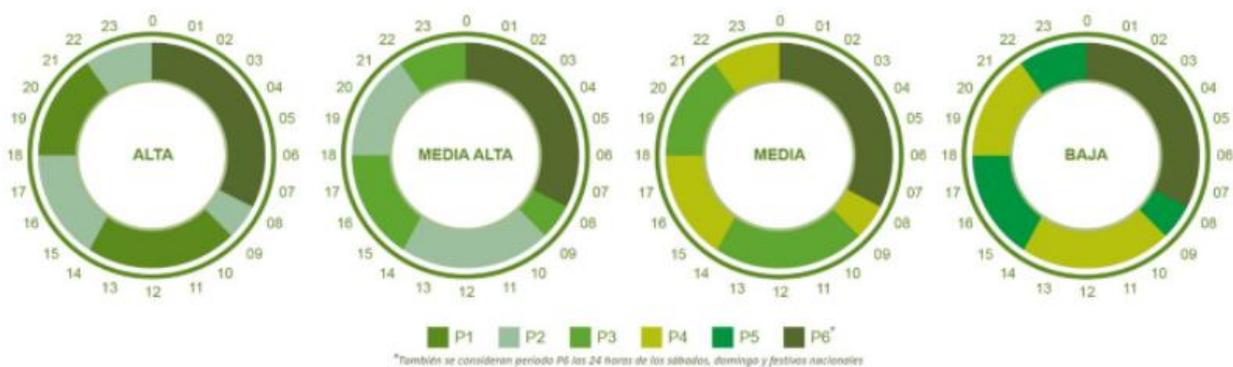
En las curvas de demanda es fácil detectar los picos en los que se produce un mayor consumo energético, situándose sobre todo en los periodos de la mañana (08.00-12.00 h) y de la noche (20.00-22.00 h). La fluctuación de la demanda es un parámetro que se considera en los mercados eléctricos y que ayuda a definir los precios finales de la venta de electricidad.

En base a esto, los comercializadores establecen franjas horarias con diferentes precios de venta de la energía, teniendo así un precio fluctuante que se aprovecha de la variación de la demanda. Conocer estas franjas y considerar la fluctuación de los precios es imprescindible para poder lograr el mayor beneficio en una central hidroeléctrica, consiguiendo la producción y venta de electricidad en las franjas de mayor coste y comprando electricidad para el bombeo cuando la electricidad tenga el menor coste posible.

De la curva de la demanda hay que considerar su pendiente, ya que cambios bruscos de la misma pueden conllevar problemas para poder cubrir picos de demanda muy altos. Es en estas situaciones inesperadas que las centrales con un tiempo de actuación más inmediato incrementan su porcentaje de funcionamiento para poder ayudar a generar toda la energía necesaria. Dentro de este tipo de situaciones es cuando más se activa la generación hidroeléctrica, ya que como se ha comentado con anterioridad tienen una gran capacidad de puesta en marcha.

Además, es importante entender como son las tarifas actuales aplicadas a mayoristas, o instalaciones de alta tensión. En principio, todas las comercializadoras siguen las mismas bases, aunque se va a realizar un análisis de los periodos tarifarios establecidos por Iberdrola, que es el operador de la Comunitat Valenciana. En el caso de los puntos demandantes de alta tensión los periodos tarifarios se regulan, no solo por franjas horarias, sino que en función de los meses se distingue entre cuatro temporadas distintas a las que se aplican diferentes tarifas. De menor a mayor coste tenemos temporada baja, media, media alta y alta. Dentro de cada temporada se aplican diferentes tarifas en función de la franja horaria de trabajo, distinguiendo siempre dentro de cada temporada tan solo tres tarifas distintas. En total se cuenta con un total de seis tarifas que varían en función de la temporada y la franja del día, siendo de más cara a más barata P1, P2, P3, P4, P5 y P6. La distribución y regulación de las tarifas de alta tensión se puede apreciar con mayor precisión en la *figura 1*. (Iberdrola, 2021)

Figura 1: Descripción de las tarifas eléctricas para instalaciones de alta tensión



Nota. Descripción detallada de las franjas horarias a las que se aplican los distintos periodos tarifarios para las diferentes temporadas. Tomado de *Nueva estructura de peajes eléctricos de transporte y distribución*, por Iberdrola, 2021,

(<https://www.tremp.cat/public/153/file/Laenergiahidroelectricaayeryhoy.pdf>)

1.5. Propuesta

Lo que se propone en el presente proyecto es el aprovechamiento de la masa de agua encerrada en el embalse de Tous para la generación hidroeléctrica. Para ello se va a plantear la construcción de una pequeña charca a distinta cota que el embalse para aprovechar un salto de altura disponible. El proceso constructivo de la charca, así como de todos los edificios o estructuras que se requieran para albergar tanto los dispositivos eléctricos como hidráulicos, puede alcanzar un nivel de detalle de tal magnitud que se requeriría realizar un proyecto único y específico en el que se contemplaran todas las posibilidades y estudios pertinentes. En este proyecto lo que se pretende es tener una idea general de las dimensiones y materiales óptimos a utilizar, para así poder alcanzar conclusiones desde el punto de vista económico.

El principal enfoque del proyecto será el cálculo de las instalaciones hidráulicas, tuberías y turbinas, para poder establecer las dimensiones necesarias de los elementos de la construcción y poder delimitar la generación eléctrica posible. Además, se va a realizar un análisis económico con el que se pueda evaluar la seguridad de la inversión, así como los costes de la obra y el beneficio obtenido con la venta de energía eléctrica.

Se busca encontrar la ubicación que presente más ventajas desde el punto de vista de obtener una mayor generación, por lo que se tiene que proceder a localizar una zona en la que sea factible construir una charca artificial de un tamaño considerable y que permita el mayor salto de agua posible, para así obtener una generación elevada y tener más posibilidades de que la inversión sea rentable. Por ello será imprescindible analizar el terreno con el fin de encontrar la localización perfecta y a raíz de eso, empezar a desarrollar todos los cálculos hidráulicos necesarios. Una vez definida la localización de la charca se procederá a determinar el trazado que deberán seguir las conducciones y presentar varias alternativas que puedan considerarse, siempre escogiendo desde el prisma más económico. Posteriormente se procederá a escoger y dimensionar las máquinas hidráulicas correspondientes para que realicen tanto el turbinado como el bombeo de la forma más eficiente posible y permitiendo el mayor aprovechamiento energético. Todo el apartado eléctrico se dejará para otra sección del proyecto, aunque se van a describir los dispositivos principales y más importantes para caracterizar la instalación e incluir la parte eléctrica en el presupuesto para tener una idea de la inversión a realizar y poder conocer periodos de amortización y rentabilidad. Habiendo dimensionado y presentado la mejor alternativa se realizará el estudio económico pertinente con el fin de determinar la viabilidad de la inversión.

1.5.1. Localización

La ubicación escogida para el desarrollo del proyecto es el Embalse de Tous. Este embalse se encuentra en la Comunitat Valenciana, España. Dentro de la Comunitat, este se sitúa en la provincia de Valencia, concretamente en los términos municipales de Tous y Millares. Las coordenadas exactas del embalse son: 39°08'44"N 0°39'36"O.

Figura 2: Mapa de la comunidad valenciana resaltada en la península Ibérica y Mapa de la comunidad valenciana con el municipio de Tous resaltado



Nota. Mapa en el que se especifica la localización exacta del desarrollo del proyecto dentro de la Comunitat Valenciana. Tomado de *Comunidad Valenciana, España*, por Viajar Full, s.f. (<https://viajarfull.com/comunidad-valenciana-espana-vacaciones/>)

Tous forma parte del último tramo del río Júcar. Su paisaje deja de ser tan montañoso como en su origen, pero el río sigue siendo responsable de la excavación de gargantas por donde realiza su transcurso. Esta región es más próxima al cuso inferior que termina por desembocar en el mar, y se caracteriza por un entorno más llano donde, principalmente, se desarrollan actividades relacionadas con la agricultura, ya que el terreno lo permite.

1.5.2. Características de la presa de Tous

El embalse de Tous es una obra humana que es posible gracias a la contención que realiza la presa aguas abajo del flujo del río. La presa de Tous está marcada por su historia, que empezó con el inicio de su construcción en el año 1958. Esta primera obra se vio paralizada por motivos geotécnicos del terreno, lo que retrasó la finalización de la construcción hasta el año 1978. Esta primera presa tenía una altura de 80 metros y capacidad reducida, de tan solo 80 hm³. (*Utrillas Serrano*, Capítulo 2, pg. 50, 2013)

Durante sus años de funcionamiento no tuvo problemas mayores, hasta que en 1982 sucedieron los trágicos acontecimientos de la “Pantanà”. Tras varios días sufriendo una prolongada gota fría que dejó precipitaciones abundantes en toda la región por la que transcurre el río Júcar, el 20 de octubre el embalse vio muy sobrepasada su capacidad. Lo que empezó con el agua desbordando por encima de la cota de coronación del río debido al fallo de los grupos electrógenos encargados de realizar la apertura de las compuertas para laminar el agua, terminó por causar una erosión y desgaste de tal magnitud que causó un fallo estructural en la presa, llegando al colapso y la rotura. La rotura final de la presa fue un grave suceso que se saldó con vidas de varios habitantes de las regiones cercanas, además de causar innumerables daños materiales y dejar sin inmuebles a un elevado porcentaje de ciudadanos de las poblaciones cercanas. (*Utrillas Serrano*, Capítulo 2, pg. 50, 2013)

A raíz de este catastrófico evento surgió el proyecto de la construcción de una nueva presa que garantizara una mayor seguridad ante la posibilidad de que volvieran a suceder eventos climatológicos similares. Esta nueva presa finalizó su construcción el año 1994 y permitió un gran avance respecto a la anterior, aumentando su altura hasta los 135,5 metros y su capacidad hasta los 378 hm³. (*Utrillas Serrano*, Introducción, pg. 19, 2013)

En el Plan General de Defensa contra las avenidas del Júcar de 1985 se hizo especial incidencia en los sistemas de seguridad con los que debía contar la presa con la finalidad de poder conseguir una laminación de las posibles avenidas que pueda tener el río mediante mecanismos comunes como aliviaderos. Además, la presa permite realizar múltiples funciones que ayudan a un mayor control y regulación del caudal que se puede aprovechar desde la distribución de agua potable a núcleos urbanos, hasta el uso en el regadío, muy importante en las regiones de llanura cercanas que constituyen la “Huerta” de Valencia. (*Utrillas Serrano*, Introducción, pg. 19, 2013)

La presa de Tous es la más grande y conocida en términos de ser la delimitante del propio embalse, pero en el Plan General de Defensa contra las avenidas del Júcar de 1985 se incluía la construcción de dos presas adicionales para poder laminar de forma correcta las posibles avenidas que causara el río Júcar. De estas, la presa de Escalona se encuentra en el margen izquierdo aguas arriba del propio embalse de Tous y encierra tras su estructura otro embalse que cuenta con una capacidad máxima de 100 hm³. Entonces, en cuanto al embalse que es objeto de estudio, Tous, debemos considerar la delimitación de este por dos presas dispuestas en diferentes ubicaciones y que permiten la acumulación del agua en la cuenca hidrográfica en la que se ubica. (*Utrillas Serrano*, Capítulo 2, pg. 51, 2013)

En cuestiones estructurales se conoce que la presa está compuesta por materiales sueltos con un núcleo impermeable de arcilla; además de contar con filtros de protección esencialmente compuestos de arenas y gravas; y espaldones de escollera formados por calizas. El dique que conforma la presa tiene las siguientes características:

- Longitud de coronación igual a 1.024 metros
 - Altura sobre los cimientos de 135,5 metros
 - Anchura de coronación de 9 metros
- (*Utrillas Serrano*, Capítulo 3, pg. 66-72, 2013)

La presa cuenta con varios métodos de derivación de caudal como son los desagües de fondo y los túneles de desvío, pero el mecanismo principal de protección contra avenidas es el gran aliviadero que no requiere del uso de ningún dispositivo eléctrico, sino que es la medida de seguridad final. Su función es actuar cuando la cota del agua llega a los 130 metros, permitiendo la salida del agua por encima de dicha cota. Utiliza una enorme boca para el desagüe, sin compuertas, conduciendo el agua por su perfil curvado que ha sido diseñado para evitar daños estructurales o la posible erosión del hormigón. (*Utrillas Serrano*, Capítulo 3, pg. 78, 2013)

1.5.3. Geología y topografía

Para conocer mejor el emplazamiento seleccionado se debe realizar un análisis de sus condiciones geológicas, así como una caracterización topográfica de la región. Para la topografía y el conocimiento de la región donde se realiza el proyecto se ha recurrido a los mapas interactivos disponibles online que facilita el Insitut Cartogràfic de València. El visor de la mencionada página web permite muchas posibilidades, entre las que se encuentra la capa que muestra la orografía del lugar y que permite conocer mediante isolíneas de nivel las regiones óptimas para la construcción de una nueva charca. Además, una vez seleccionada la localización de la charca, con las isolíneas de nivel se podrá calcular de forma bastante acertada el volumen de agua que se podrá encerrar en ella.

A nivel geológico, la categorización mediante mapas se ha podido obtener de la base cartográfica del Instituto Geológico y Minero de España. En esta plataforma se dispone de un Mapa Geológico Nacional que divide España en diferentes hojas según la región, para que el mapa sea más acotado. El embalse de Tous se encuentra comprendido entre dos hojas, la 746 y la 769. De estos mapas se deduce que los terrenos que delimitan el embalse están principalmente formados por areniscas, calizas y magras. Esto se puede conocer gracias a la leyenda de colores que aportan las hojas cartográficas. (IGME, s.f.)

Figura 3: Hoja cartográfica número 769 del mapa geológico de España MAGNA 50



Nota. Aumento de la hoja número 769 extraída del mapa geográfico del Instituto Geológico y Minero de España. Tomado de MAGNA 50 – *Mapa Geológico de España a escala 1:50.000*, por IGME, 2022, (<http://info.igme.es/cartografiadigital/geologica/Magna50.aspx>)

En la *figura 3* podemos ver un recorte de la hoja cartográfica 769 en la que se aprecia el contorno inferior del embalse de Tous y donde se ubica la presa. Se observa el rango de colores mencionado que, atendiendo a su leyenda, permite deducir los componentes geológicos que conforman la región. Las hojas 746 y 769 se presentarán de forma completa y detallada en la correspondiente sección de planos. Profundizando más en el aspecto geológico, se sabe que el embalse de Tous está rodeado por diversas fallas, que también se aprecian en las hojas cartográficas del IGME representadas por líneas en negrita con una serie de triángulos similares a dientes. Estas fallas son las de Tous, a la izquierda; Sumacàrcer, a la derecha; y otras como la del Collado o la de los Charcos. La presencia de fallas y posibles movimientos geotécnicos es un parámetro a considerar a la hora de realizar la construcción de la nueva charca. (Utrillas Serrano, Capítulo 2, pg. 56, 2013)

Los materiales del terreno ya se han comentado, pero cabe destacar que los sedimentos forman parte de estructuras iniciadas en el mesozoico, a pesar de que hay algunos afloramientos del triásico. Como ya se ha dicho, el grueso de los materiales que se pueden encontrar en los alrededores son calizas de todo tipo (brechoides, claras, margosas), cementos calcáreos, margas, arcillas rojas, areniscas y dolomías. (Utrillas Serrano, Capítulo 2, pg. 56, 2013)

1.5.4. Hidrología del embalse de Tous

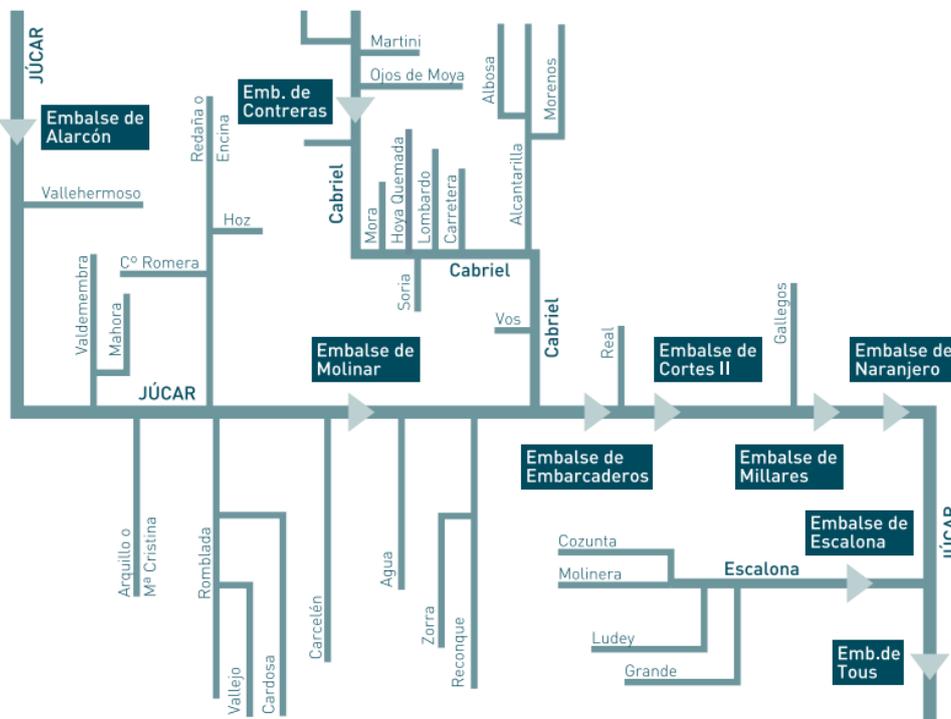
El embalse de Tous es uno de los muchos que regulan y se alimentan del caudal del río Júcar. Este río nace en la región montañosa de Cuenca conocida como el Cerro de San Felipe, ubicado en los Montes Universales. Su inicio se produce a 1.700 metros de altura y desde su inicio hasta

su desembocadura en el mar Mediterráneo cuenta con una longitud superior a los 500 km, atravesando a su paso las comunidades autónomas de Castilla y la Mancha y la Comunitat Valenciana. En gran parte de su recorrido discurre por sierras y regiones montañosas de la Mancha, hasta llegar a la región de la Manchuela en Albacete, donde describe un cambio de dirección y se desvía hacia el interior de Valencia por donde se extiende hasta desembocar en el Mediterráneo. (*Utrillas Serrano*, Capítulo 1, pg. 22, 2013)

El embalse de Tous se ubica en una cuenca cuya superficie es de 17.821 km² y que, por las dimensiones de las presas que lo contienen, permite albergar un volumen de agua máximo de 378,6 hm³, a pesar de que su capacidad total de explotación podría ser de 792 hm³. Como cabe esperar, el nivel de agua en el embalse es variante a lo largo de todo el año, dependiendo de muchos factores externos, principalmente climatológicos. Es por ello que es de vital importancia conocer la hidrología y el rango de precipitaciones del terreno. (*Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas*, s. f.)

El Júcar es un gran río que, a lo largo de todo su recorrido, es alimentado por otras afluentes menores. La mayor aportación en el tramo de la Comunitat Valenciana la realiza el río Cabriel. Para controlar el caudal del río y evitar posibles avenidas se han construido varios embalses a lo largo de su discurso. El primero y de mayor tamaño es el embalse de Alarcón, con una capacidad de 1.112 hm³, al que le sigue el del Molinar. Es de gran importancia también el embalse de Contreras, ubicado en el cauce del río Cabriel y cuya capacidad es de 852 hm³. Tras la confluencia del río Cabriel con el Júcar se encuentran una sucesión de embalses en los que se realiza un aprovechamiento energético mediante varios saltos de agua. Estos son los embalses de Embarcaderos, Cortes y Naranjero. Tras estos llega ya el embalse objeto de estudio que es el de Tous. (*Utrillas Serrano*, Capítulo 2, pg. 54, 2013)

Figura 4: División en subcuencas del río Júcar en su tramo por la Comunidad Valenciana



Nota. Datos de interés respecto a la sucesión de los embalses del tramo medio del Júcar. Tomado de *Libro: La presa de Tous*, por Utrillas Serrano, 2013, Capítulo 2 pg. 55, (https://www.chj.es/es-es/ciudadano/libros/Captulos/La%20presa%20de%20Tous/03_Capitulo_02.pdf)

Los estudios hidrológicos más interesantes de este tramo del Júcar pasan por la influencia de la pendiente del propio cauce del río, la orografía de la región y la pluviometría. Para empezar, el Júcar es un río con una pendiente del 0,40% aunque aguas abajo del embalse de embarcaderos, debido a la morfología de la cuenca, la pendiente se incrementa hasta el 0,51%, lo que causa que en caso de lluvias torrenciales se acentúen las consecuencias negativas. Su ubicación geográfica propicia una serie de condiciones que hacen que las avenidas del río sean más que posibles, lo que ha ocasionado que se tomen tantas medidas de precaución. (*Utrillas Serrano*, Capítulo 2, pg. 54, 2013)

En cuanto a la orografía tenemos que esta región comporta la unión entre el Sistema Ibérico y la Cordillera Bética, formando así un efecto embudo o tubo de Venturi que hace que los vientos de la zona sean mucho más acentuados y agraven la situación. Además, en la cuenca baja del río, al desembocar en el Mediterráneo y encontrarse afectada por el sector Alborán, es aún más probable que se produzcan lluvias torrenciales. Por ello es importante también realizar un estudio de la pluviometría. (*Utrillas Serrano*, Capítulo 2, pg. 54, 2013)

En el estudio de *Utrillas Serrano* (2013) se describe la pluviometría en las zonas cercanas al embalse de Tous, extrayendo los datos de series históricas y mediciones realizadas en los municipios a los que pertenece el embalse. Los rangos de precipitación, al igual que en otros ámbitos como la edificación, se clasificaron atendiendo a los valores en mm de agua caída y según el período de retorno estimado en años para que dichos valores vuelvan a suceder. Además del análisis pluviométrico, en este libro se profundizó en el estudio de avenidas, para el que se utilizaron series históricas y mensuales de las estaciones distribuidas en los embalses y zonas del río previas a la llegada al embalse de Tous. Estos valores también se clasifican según el periodo de retorno. (*Utrillas Serrano*, Capítulo 2, pg. 54 - 55, 2013)

Tabla 3: Estudios sobre la hidrología en el embalse de Tous

Valores de precipitación en las proximidades de Tous				Características de las principales avenidas			
PERÍODO T (años)	DURACIÓN DE LA PRECIPITACIÓN			AVENIDA	DURACIÓN (H)	CAUDAL PUNTA (m ³ /s)	VOLUMEN DEL HIDROGRAMA (Hm ³)
	6 Horas (mm)	12 Horas (mm)	24 Horas (mm)				
25	105	140	190	T = 25 años	72	2.500	-
100	155	210	290	T = 50 años	72	3.000	250
500	225	305	445	T = 100 años	72	4.200	350
				T = 500 años (Q máx.)	50	9.281	460
				T = 500 años (V máx.)	76	6.051	688
				T = 1.000 años (Q máx.)	50	12.715	635
				T = 1.000 años (V máx.)	76	7.557	874
				PMA* (Q máx.)	50	25.979	1.321
				PMA* (V máx.)	76	14.614	1.776

Nota. Información de precipitaciones en las proximidades del embalse y características de las avenidas en el río Júcar. Tomado de *Libro: La presa de Tous*, por Utrillas Serrano, 2013, Capítulo 2 pg.

54, (<https://www.chj.es/es->

[es-ciudadano/libros/Captulos/La%20presa%20de%20Tous/03_Capitulo_02.pdf](https://www.chj.es/es-ciudadano/libros/Captulos/La%20presa%20de%20Tous/03_Capitulo_02.pdf))

1.5.5. Antecedentes

Históricamente, la Comunitat Valenciana, ha sido una región en la que se han establecido numerosas centrales hidroeléctricas y en la que el agua ha sido un recurso fundamental, sobre todo debido a la importancia de su huerta. Tenemos en esta comunidad autónoma, como ejemplo, la mayor central de bombeo o central reversible de toda Europa, la central La Muela II. Este proyecto tomará como ejemplo el de otras centrales, aunque principalmente el enfoque será similar al de La Muela, al tratarse de una estación reversible que funciona con la distancia entre un embalse y una charca construida.

Además de seguir los pasos de la central de Cortes–La Muela, se va a analizar el aprovechamiento hidroeléctrico que se realiza en la seguida sucesión de los embalses de Embarcaderos, Cortes y Naranjero. La construcción de estos embalses, además de para regular el caudal del río y controlar sus avenidas, se ha utilizado para conseguir una generación de electricidad de gran importancia mediante el uso de tres saltos de agua. A pesar de que a lo largo de la historia en estos emplazamientos se hayan sucedido una serie de centrales hidroeléctricas, en la actualidad tan solo se mantienen cuatro aprovechamientos energéticos. (*Arroyo Ilera & Universidad Autónoma de Madrid, s. f.*)

La primera central construida fue la de Cortes de Pallás en 1922 que, junto a la de Millares de 1928, constituía gran parte de la generación hidroeléctrica en la Comunidad de Valencia en las primeras décadas del siglo XX. Posteriormente estas centrales se fueron modernizando o incluso desmantelando y, tras el paso de los años, se ha llegado a la situación actual en la que hay construidos cuatro puntos de aprovechamiento energético comprendidos en el río Júcar medio. Los saltos de agua que se utilizan para la generación hidroeléctrica son los siguientes: (*Arroyo Ilera & Universidad Autónoma de Madrid, s. f.*)

- Cofrentes: terminado de construir en 1952, es un salto entre el desvío de un caudal del río Cabriel hasta el río Júcar que permite 141 metros de desnivel. El agua tras el turbinado desemboca en el embalse de Embarcaderos. La central tiene una potencia de 124 MW. (*Mateu & Universitat de València, s. f.*)
- Cortes-La Muela: aprovecha el salto disponible entre la presa Cortes II y el embalse inferior retenido por la presa de Naranjero. El salto disponible es de 116 metros y puede generar una potencia de 280 MW. (*Mateu & Universitat de València, s. f.*)
- Millares II: es una ampliación de la primera construcción de Millares, ya que esa primera central se abandonó. Permite aprovechar un salto bruto de 137,5 metros y su potencia es de 68 MW. Comunica un depósito de carga tras la presa del Naranjero con el Embalse de Tous. (*Mateu & Universitat de València, s. f.*)
- La Muela II: es la central hidroeléctrica de bombeo más grande construida en Europa. Cuenta con cuatro grupos de bombeo que permiten una potencia total de 740 MW cuando funcionan en bombeo y 850 MW cuando funcionan en turbinado. Es una central complementaria a la ya existente, La Muela I, que cuenta con 630 MW de potencia en turbinado y 540 MW en bombeo. La generación se produce gracias al aprovechamiento del salto de agua entre el embalse de Cortes y la charca artificial construida a una cota muy superior que genera un salto bruto de 520 metros. (*Cervera Bravo, s.f.*)

Conociendo la abundancia de centrales hidroeléctricas en la zona próxima al embalse de Tous se considera que el proyecto no es descabellado y que puede llegar a aportar grandes beneficios a la región. Además, teniendo tantos ejemplos previos, estos servirán de ayuda para realizar el proyecto, siguiendo como modelo las centrales ya construidas.

La central que se va a tomar como ejemplo principal es la de La Muela II, ya que es la de construcción más reciente, 2006-2014, y encima es reversible, que es lo que se quiere desarrollar con este proyecto. Que sea una construcción reciente indica que la normativa que cumple y los componentes utilizados están completamente actualizados y adaptados a la época actual.

El proyecto que se quiere llevar a cabo en el embalse de Tous es de mucha menor potencia ya que en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 se ha estipulado que las centrales de bombeo de nueva construcción deben ser de pequeño tamaño, alrededor de los 50 MW de potencia, lo que supone una instalación mucho menor a la de La Muela II. Además, como se podrá comprobar en el desarrollo posterior del proyecto, no se dispone del espacio necesario para construir una charca de un tamaño tan grande como la utilizada en La Muela, por lo que las masas de agua desplazadas serán mucho menores.

1.5.6. Central Hidroeléctrica

La propuesta realizada en este proyecto consiste en realizar una central hidroeléctrica en el embalse de Tous que sea reversible, similar a la de la Muela II, y que permita aumentar así la generación eléctrica de la Comunitat Valenciana mediante una generación limpia y libre de emisiones. El desarrollo de este proyecto tiene dos objetivos claros: incrementar la producción de energía eléctrica mediante el uso de energías limpias para así poder ayudar a cumplir los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, y abastecer energéticamente a un amplio rango de la población de manera económica.

Para entender mejor el proyecto y en lo que se basa, se debe comprender el principio de funcionamiento de una central hidroeléctrica, concretamente de las reversibles. En primer lugar, es importante conocer que todo tipo de central hidroeléctrica se rige por el mismo principio: aprovechar energía acumulada en el agua para accionar unas turbinas. La transformación energética es algo clave en este proceso. Se aprovecha la energía potencial acumulada en el agua al hacerla pasar por conductos con una cierta inclinación aprovechando un salto para generar movimiento, energía cinética, sobre unas turbinas. Estas turbinas generan a su vez una energía mecánica en el eje que se transmite al generador eléctrico, el último componente de la cadena, que es el encargado de generar el producto final: la *electricidad*.

Según su modo de funcionamiento se distingue entre las fluyentes o de base, en las que se aprovecha el flujo del agua mediante un desvío fluvial; y la regulada o de punta, consiste en aprovechar un salto artificial creado con la construcción de una presa que permite acumular una gran masa de agua en sus límites. El caso de una central hidroeléctrica reversible se encuentra dentro del grupo de la generación regulada, ya que se dispone en embalses y permite una generación a petición de la demanda y con regulación de múltiples parámetros. (*Portillo, 2022*)

Conociendo ya los dos tipos de centrales según se encuentre el fluido de trabajo, ya sea estancado o en movimiento, también se debe diferenciar entre las que son solo de turbinado y las comúnmente conocidas como reversibles o de bombeo. Lo más habitual durante los orígenes de esta fuente de energía era simplemente aprovechar la diferencia de altura generada por la construcción de una presa para realizar un simple turbinado tras la caída del agua y así generar

energía. En los últimos tiempos se ha impulsado la generación por bombeo, que permite reutilizar de forma constante una masa de agua y generar electricidad con una rápida respuesta ante la demanda. Su funcionamiento es sencillo, se debe disponer de dos embalses o volúmenes de agua encerrados a distintas alturas. Lo que se realiza es un desplazamiento del agua entre las distintas cotas, trasladando el agua de abajo hacia arriba en un bombeo que consume electricidad y posteriormente devolviendo la masa de agua elevada hacia la cota inferior aprovechando su energía con un turbinado. (*Portillo, 2022*)

El funcionamiento más económico de las centrales hidroeléctricas ya se ha mencionado en el apartado de estudio de mercado, donde se han analizado los costes de la electricidad a lo largo del día. Además, anteriormente también se ha diferenciado entre los dos tipos de centrales de bombeo existentes, la pura y la mixta. Este proyecto va a desarrollar la construcción de una central de bombeo puro, ya que simplemente mueve agua hacia una balsa a diferente cota del embalse, una balsa que no cuenta con aportes externos de otros ríos o cauces, lo que la convertiría en una central de bombeo mixta.

Es importante conocer también las principales ventajas e inconvenientes que puede tener la construcción de una central hidroeléctrica, siendo los inconvenientes principalmente medioambientales, a pesar de ser una fuente de energía limpia.

Ventajas:

- ✓ Es una energía que se puede considerar renovable, ya que su fuente de alimentación es un recurso inagotable como es el agua.
- ✓ Es una energía limpia, libre por completo de emisiones de CO₂, NO_x, Sox y demás contaminantes, a excepción de las emisiones realizadas durante el proceso de construcción.
- ✓ Además de ser beneficiosa en el aspecto energético, ayuda a regular el caudal del río Júcar y proteger las regiones cercanas de posibles avenidas.
- ✓ Tras la inversión inicial, las tareas de mantenimiento son relativamente baratas y poco costosas.
- ✓ La maquinaria hidráulica utilizada es bastante sencilla y segura. Las turbinas permiten bastante manejabilidad y seguridad.
- ✓ Las estructuras creadas garantizan un largo periodo de vida, a diferencia de otras fuentes renovables cuyos componentes e instalaciones son de más corta duración. (*Portillo, 2022*)

Inconvenientes:

- ✗ Las presas y los embalses suponen un impedimento al transcurso natural de un río, evitando el transporte de sedimentos y grava que se acumulan en el fondo del embalse.
- ✗ Elevado coste de inversión inicial y largos períodos de trámites administrativos.
- ✗ Grandes construcciones que pueden significar un gran impacto paisajístico y la destrucción de flora y fauna de la región, además de eliminar posible terreno productivo en otros ámbitos.
- ✗ Aguas abajo de la presa hay una alteración del equilibrio entre las aguas, ya que la de salida es más limpia de sedimentos y se encuentra a más presión que la del cauce posterior. Esto puede generar fenómenos de erosión, además de ser un condicionante para el ecosistema marino, pudiendo ser perjudicial para el desarrollo de vida. (*Planas, 2020*)

Finalmente, es importante conocer todos los elementos que componen una central hidroeléctrica. Lo fundamental es contar con dos volúmenes de agua encerrados a distintas cotas, es decir, un embalse inferior y uno superior para aprovechar el salto. Ambos embalses deben estar conectados por tuberías reforzadas, que serán las encargadas de desplazar el agua y conducirla desde la cota superior hacia las máquinas hidráulicas encargadas de aprovechar la energía. Las tuberías son elementos en los que se producen pérdidas de carga y en las que puede haber fenómenos de presiones demasiado elevadas. Es por ello por lo que se pueden disponer elementos de seguridad, desde válvulas a chimeneas que permitan evitar el golpe de ariete, como se observa en la *figura 5*. (Iberdrola, s.f.)

En el caso de las centrales reversibles las máquinas hidráulicas a disponer deben ser turbinas reversibles que sean capaces de actuar en bombeo cuando sea necesario. Conectados a las turbinas se encuentran los alternadores eléctricos necesarios para garantizar un correcto funcionamiento de la instalación, funcionando como motor en bombeo o como generador en turbinado. Posteriormente van los transformadores que son los encargados de adaptar la energía producida a las condiciones adecuadas para el transporte, para posteriormente conducir la energía generada a la red eléctrica de alta tensión. El camino del fluido termina por desagües que conducen el agua de la salida de la turbina hacia el embalse inferior. (Iberdrola, s.f.)

Figura 5: Cómo funciona una central hidroeléctrica de bombeo



Nota. Desglose de las partes de una central hidroeléctrica de bombeo. Tomado de *¿Sabes para qué sirven las centrales hidroeléctricas de Bombeo?*, por Iberdrola, s.f., (<https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/central-hidroelectrica-bombeo>)

De todos los componentes, el de mayor importancia es la turbina. Una turbina es una máquina hidráulica motora que aprovecha la energía potencial del fluido para generar un movimiento rotatorio mediante su geometría y sus álabes. Es importante recalcar que en una central de bombeo las turbinas deben ser reversibles, por lo que, no sólo actúan como turbinas, sino que también funcionan como bombas siendo así máquinas hidráulicas generadoras. En el caso del bombeo, es la máquina la que transmite su energía rotatoria al fluido en forma de energía cinemática, permitiendo así su desplazamiento.

Las turbomáquinas constan de un eje motor, una serie de álabes dispuestos a su alrededor con distintas geometrías, una carcasa protectora y varios elementos complementarios que varían según el tipo de turbina. Es importante entender que en bombeo la entrada del fluido debe ser siempre axial y en turbinado es la salida la que debe ser siempre axial. Entonces su clasificación según la dirección del flujo depende de cómo es la salida en el caso de las bombas y de cómo es la entrada en el caso de las turbinas.

Conociendo un poco mejor como son las máquinas hidráulicas utilizadas en las centrales hidroeléctricas y que permiten su correcto funcionamiento, se van a describir los diferentes tipos de turbinas en función de las condiciones del entorno en el que funcionen. Los parámetros principales a la hora de seleccionar un tipo de turbina u otro son el caudal que deben trasegar y el salto disponible entre embalses. Establecidos estos parámetros se debe escoger el modelo más adecuado para realizar el trabajo, distinguiendo entre tres tipos principales de turbinas.

- **Turbinas Pelton:** son turbomáquinas radiales, es decir, la entrada del flujo es radial. Permiten un buen funcionamiento para grandes saltos de agua y caudales más reducidos. Su estructura se compone por una serie de álabes en forma de cuchara que reciben el flujo por inyección mediante el uso de inyectores. Para su correcto funcionamiento se recomienda que los inyectores sean de aguja, garantizando la salida del flujo en un cilindro perfecto además de una regulación del caudal adecuada. Las palas que conforman los álabes deben contar con una arista central para romper el chorro y evitar cargas desequilibradas sobre el rotor.

Al funcionar con una inyección de fluido se puede deducir que el rotor de la turbina trabaja parcialmente abierto, por lo que su presión de trabajo es la atmosférica. Esto supone que su principio de funcionamiento sea tener una elevada energía cinética en la entrada, que se consigue con el pequeño diámetro del inyector.

- **Turbinas Francis:** son turbomáquinas radiales, es decir, la entrada del flujo es radial. A diferencia de las Pelton, estas no cuentan con álabes en forma de cuchara, sino que sus álabes tienen perfiles rotodinámicos. Esto es porque este tipo de turbina trabaja completamente sumergida y mojada en agua, mientras que las Pelton al trabajar con un inyector su rodete no se encuentra totalmente mojado, sino que solo reciben el flujo una parte de los álabes que forman el rodete.

Por ello, las turbinas Francis son muy polivalentes y permiten rangos de trabajo muy variables tanto en el aspecto de salto de agua como en caudales, variando estos según su geometría y el perfil de sus álabes. Una diferencia respecto a las Pelton es que, al estar completamente mojadas, requieren que el flujo incida directamente a través de las conducciones, lo que hace que la presión de trabajo sea superior a la atmosférica, teniendo así un principio de funcionamiento distinto al de las Pelton. Por su gran versatilidad este tipo de turbinas son las más usadas y las más comunes en el sector de la hidroelectricidad. Profundizando en el sector de las reversibles, este es el tipo de turbinas utilizado, ya que hidráulica y estructuralmente son las más parecidas a las bombas centrífugas, por lo que son la mejor y única opción para las estaciones hidroeléctricas de bombeo.

- **Turbinas Kaplan:** estas turbinas son axiales, por lo que su entrada es axial. Su estructura es similar a las bombas axiales, cuenta con un rotor con álabes con un perfil rotodinámico. En este caso sus álabes se asimilan a los de una hélice de barco. Las turbinas Kaplan son las más versátiles de todas ya que permiten una regulación del ángulo y posición de sus álabes. A pesar de esto, no son buenas en elevadas alturas de trabajo, aunque su rango de caudales es muy elevado. Sus rendimientos son muy elevados debido a la permisividad en cuanto a la regulación que posibilitan.

El tipo de turbina óptimo para funcionar en una central de bombeo o reversible es la turbina Francis. Esto se confirma atendiendo al ejemplo más cercano de central de bombeo como es La Muela II, donde se observa que en esta central los grupos de bombeo están formados por este tipo de turbinas, las Francis. (*Boletín Oficial del Estado*, 274, 2006)

En resumen, una central hidroeléctrica reversible debe contar con una tubería reforzada que conecte el embalse superior con las turbinas; una sala de máquinas, ya sea excavada o al aire libre, donde se disponen los grupos de turbinas y se conectan a la tubería y a los equipos eléctricos; paralelamente a esta sala de máquinas debe haber una sala con todos los dispositivos eléctricos necesarios para la transformación y transporte de la energía; y finalmente, tras las máquinas hidráulicas se debe disponer un tramo de tubería que conecte las turbinas con los desagües del embalse inferior. En el caso de la Muela II, todas las salas de operaciones, así como la tubería, van excavadas y enterradas por debajo del suelo. Es importante recalcar que los desagües, tanto de la cota superior como de la cota inferior, se encuentran por debajo de la cota de solera de los embalses, es decir, se deberá excavar desde la profundidad de la charca y del embalse. Esto afecta directamente al salto que se puede obtener en la central, parámetro clave para poder calcular tanto la potencia como el tramo de tuberías necesarios y costes económicos que pueda tener en la obra. Decidir si la central se hará enterrada o al aire libre se discutirá en apartados próximos, evaluando las posibilidades del terreno. (*Iberdrola*, s.f.)

1.5.7. Alternativas

En todo proyecto se deben presentar varias alternativas para así poder realizar posteriormente un análisis de los resultados obtenidos mediante las distintas opciones, una comparativa y poder escoger la que mejores resultados proporcione. En este apartado se presentan las alternativas respecto a la ubicación donde disponer la charca que se comunicará mediante tuberías reforzadas con el actual embalse de Tous para, posteriormente, realizar la instalación correspondiente de todos los componentes necesarios para que funcione como una central hidroeléctrica reversible. La selección de materiales, dispositivos, maquinaria y demás elementos objetos de diseño no se plantean en el apartado inicial de alternativas, sino que se irán desarrollando a lo largo de su correspondiente apartado en la sección de cálculos y selección de componentes.

Para poder plantear las alternativas en cuanto a la localización en la que se quiere realizar la construcción de la nueva charca para permitir un salto óptimo de agua, se debe acudir al mapa ortográfico con isolíneas de nivel para determinar las mejores zonas no muy distantes al embalse en las que el terreno tenga las condiciones óptimas para albergar una construcción de semejantes características. En base a la información brindada en los mapas y a las posibilidades que ofrece el terreno se ha decidido presentar cuatro alternativas:

- **Alternativa 0:** la alternativa 0 o inicial debe incluirse siempre en un proyecto. Esta consiste en que no se lleve a cabo el proyecto pensado y, por tanto, se quede todo como está en la actualidad. En definitiva, adoptar esta alternativa significaría la no construcción de una central hidroeléctrica en el embalse de Tous.
- **Alternativa 1:** esta alternativa pretende construir una charca en la cota inmediatamente inferior a la Presa de Tous. Atendiendo a la información gráfica extraída del *Google Earth*, la construcción de una charca en esta ubicación tendría bastantes complicaciones debido a las edificaciones y carreteras que hay en el margen derecho de la presa, y al gran tamaño del aliviadero. Por ello se debería construir en el margen izquierdo del aliviadero y tan solo se conseguiría un salto de aproximadamente 50 o 60 metros, a no ser que la charca se realizara mediante excavaciones en el terreno que permitieran conseguir un salto mayor. Para poder llevar a cabo esta alternativa se requeriría de perforar el terreno para poder pasar las conducciones reforzadas que comuniquen los dos volúmenes de agua.

Figura 6: Disposición Geográfica de la Alternativa 1



Nota. Ubicación en el mapa de la primera alternativa de construcción propuesta. Tomado de *Google Earth*, por Google, s.f., (<https://earth.google.com/web/>)

- **Alternativa 2:** en esta opción se plantea la construcción de una charca, pero en este caso, en una cota superior a la del embalse de Tous. La localización seleccionada es una elevación adyacente al desvío que tiene el agua del embalse hacia el embalse de Escalona. Este desvío se encuentra aguas arriba de la presa, a una distancia no muy lejana y en el margen izquierdo del embalse. La alternativa 2 propone la construcción de la charca a una cota aproximada de 330 metros sobre el nivel del mar, lo que permitiría un salto superior a los 200 metros. Además, el terreno es bastante regular y permitiría realizar la construcción de forma adecuada.

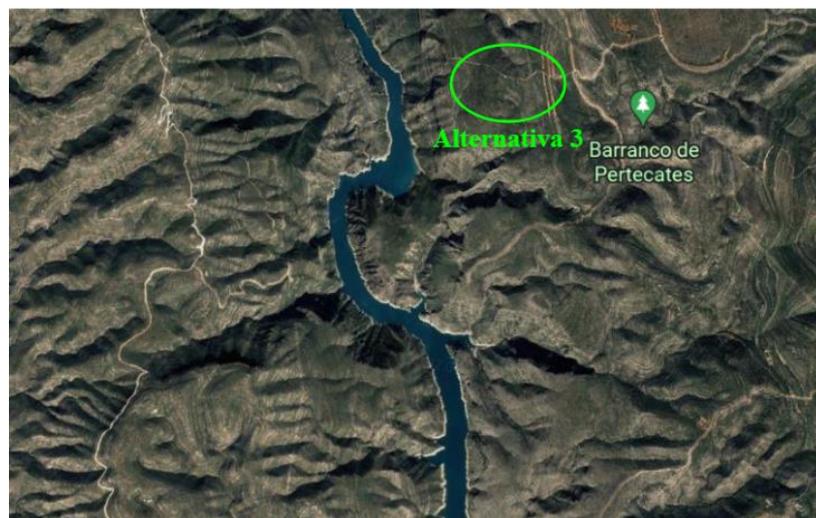
Figura 7: Disposición Geográfica de la Alternativa 2



Nota. Ubicación en el mapa de la segunda alternativa de construcción propuesta. Tomado de *Google Earth*, por Google, s.f., (<https://earth.google.com/web/>)

- **Alternativa 3:** la última alternativa, al igual que la alternativa 2, propone la construcción de una charca superior. En este caso cambia la localización de la charca, que ahora se propone ubicar muy aguas arriba de la presa, en el margen derecho de la misma. La cota sobre el nivel del mar conseguida en esta nueva propuesta es de alrededor de 400 metros, aportando así un mayor salto (385 metros). El principal inconveniente es lo alejado que está del embalse en sí y la posible dificultad que puede resultar realizar una construcción en este terreno.

Figura 8: Disposición Geográfica de la Alternativa 3

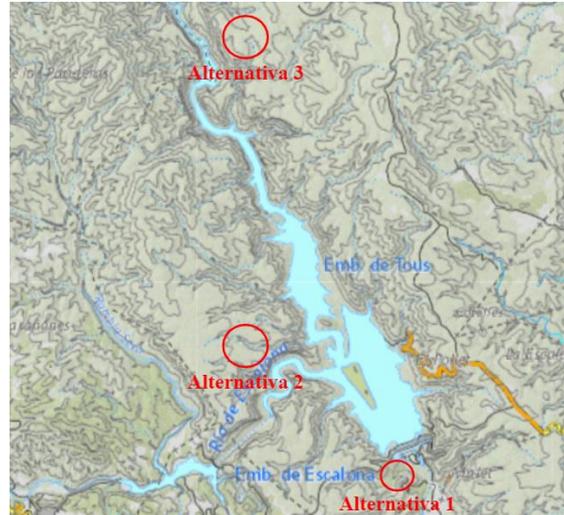


Nota. Ubicación en el mapa de la tercera alternativa de construcción propuesta. Tomado de *Google Earth*, por Google, s.f., (<https://earth.google.com/web/>)

Presentadas ya las tres alternativas, se debe discutir cuál es la mejor opción para cumplir con los objetivos del proyecto y para obtener una mayor eficacia. Un parámetro importante a considerar es el salto disponible ya que, a mayor salto, mayor será la energía que la central será capaz de generar. Por otra parte, se deben conocer y tener en cuenta las condiciones del terreno, porque es un gran condicionante a la hora de realizar la construcción de la charca.

Finalmente, un parámetro decisivo por su significado en el apartado de pérdidas de carga es la longitud de la tubería reforzada que conecta el embalse de Tous con la charca de nueva construcción. Para poder comparar las tres alternativas de forma más adecuada se van a disponer primero todas en un mismo mapa en la *figura 9*.

Figura 9: Disposición Geográfica de todas las Alternativas



Nota. Ubicación en el mapa de todas las alternativas de construcción propuestas. Tomado de *Visor de Cartografía*, por Generalitat Valenciana, s.f., (<https://visor.gva.es/visor/>)

Empezando por la alternativa 1, es la única que presenta como opción la construcción de una charca en una cota inferior a la del embalse y aguas abajo de la presa. En base a todos los ejemplos de centrales hidroeléctricas que se han analizado, lo más habitual en este caso sería la construcción de una central convencional no reversible, ya que se aprovecharía el propio salto de la presa y luego el agua se podría dejar correr de vuelta a la continuación del río Júcar.

El hecho de que la construcción más habitual en este caso sea la de una central de turbinado común hace que, un modelo así, no se incluya dentro de lo propuesto en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, ya que en este documento se propone la construcción de centrales de bombeo, es decir, reversibles. Considerando estos aspectos, realizar una charca en dicha localización sería bastante poco efectivo, no sólo porque el agua puede seguir el cauce del río aguas abajo de la presa, sino por el poco espacio físico que hay y el poco salto disponible en comparación a las otras alternativas planteadas.

Las alternativas 2 y 3 son las más habituales en el caso de las centrales de bombeo. Lo que pretenden es la construcción de una charca en una cota superior a la del embalse, aprovechando que este se encuentra en una cuenca hidrográfica delimitada por terrenos mucho más elevados que el nivel del agua del embalse. Al tratarse de dos soluciones similares se van a comparar los parámetros mencionados anteriormente.

Para empezar, la alternativa 3 permite un mayor salto, por lo que la generación eléctrica sería mayor. Por otra parte, en cuanto a terreno disponible y facilidad de construcción, se puede observar en el mapa de la *figura 9* que el terreno es más regular en la alternativa 2, lo que supondría menos complicaciones. Finalmente, en cuanto a la longitud de tubería que sería necesaria en ambos casos para conectar la charca a construir con el embalse de Tous, se obtiene que la alternativa 2, con un total de aproximadamente 650 metros de tubería, necesitaría de una menor longitud de tubería, permitiendo así menos costes materiales y menos pérdidas de carga.

Habiendo comparado todos los parámetros, no se puede concluir cuál de las alternativas es mejor, ya que no es posible conocer la diferencia entre los costes de inversión adicionales que puede suponer tanto la construcción como la mayor longitud de tubería en la alternativa 3, frente a los beneficios reportados gracias a la mayor generación que es posible con el mayor salto disponible. A pesar de esto, se opta por seguir con la alternativa 2, ya que constructivamente será más sencilla y porque, de acuerdo con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, las centrales de nueva construcción deben ser de potencias medias, alrededor de los 50 MW de potencia instalada, por lo que esa mayor generación que permitiría la alternativa 3 termina por perder relevancia.

Finalmente, cabe mencionar que, a pesar de no haber considerado la alternativa 0 dentro de la comparación, esta sería sin ninguna duda la que menor impacto generaría, tanto ambiental como social. A pesar de ello, debido a los objetivos que se pretenden conseguir, esta alternativa es descartada a priori, a no ser que tras el estudio económico se considere que la construcción de una central no sea del todo viable e incluso pueda generar más pérdidas que beneficios. No obstante, al tratarse de una fuente de energía limpia, con tantas ventajas como el sencillo control, la buena reacción ante la demanda y la facilidad de aprovechar los excedentes energéticos generados, se prevé que la alternativa 0 no termine por ser la mejor.

Además, la puesta en marcha de un proyecto de estas dimensiones aporta beneficios que se escapan más allá de los considerados únicamente desde el punto de vista energético y de la generación. El impacto social que puede generar una construcción así también se debe considerar, ya que se generarían muchos puestos de trabajo durante la fase constructiva y también durante su explotación, y la economía de la zona podría verse impulsada durante un cierto periodo de tiempo.

1.6. Primer dimensionado de los parámetros básicos

El primer dimensionado va a permitir establecer las bases sobre las que se va a desarrollar el proyecto. Es importante predefinir aquellos parámetros que serán las guías sobre las que se basarán todos los cálculos y que permitirán posteriormente realizar el correcto diseño y dimensionado de todos los componentes. Entre estos parámetros se encuentran: el volumen que debe tener la charca que se pretende construir; el caudal con el que se quiere trabajar, en principio se deben definir los dos caudales de funcionamiento, tanto el de turbinado como el de bombeo; los periodos y tiempos de funcionamiento para ambos modos de trabajo; y la variación del volumen del embalse de Tous según se esté bombeando o turbinando.

1.6.1. Volumen de la charca

La alternativa escogida ha sido la alternativa 2. En esta alternativa se plantea como solución la construcción de una charca en una cota superior a la del embalse de Tous, en el margen izquierdo de la presa. Es de vital importancia conocer el volumen que esta charca debe albergar para poder conocer sus dimensiones y los caudales con los que la central podrá trabajar.

Para poder determinar el volumen de la charca es importante conocer el volumen del embalse inferior, el de Tous, y también conocer sus capacidades. El embalse de Tous está encerrado por una presa, por lo que hay establecidos márgenes de seguridad en cuanto al nivel del agua que no se deben superar. Por ello, el volumen de la charca debe ser tal como para que no haya un exceso

de agua en el embalse de Tous tras el turbinado y la vuelta del agua de la cota superior a la inferior; así como, no se debe quedar por debajo del mínimo cuando se realice el bombeo del embalse hacia la charca.

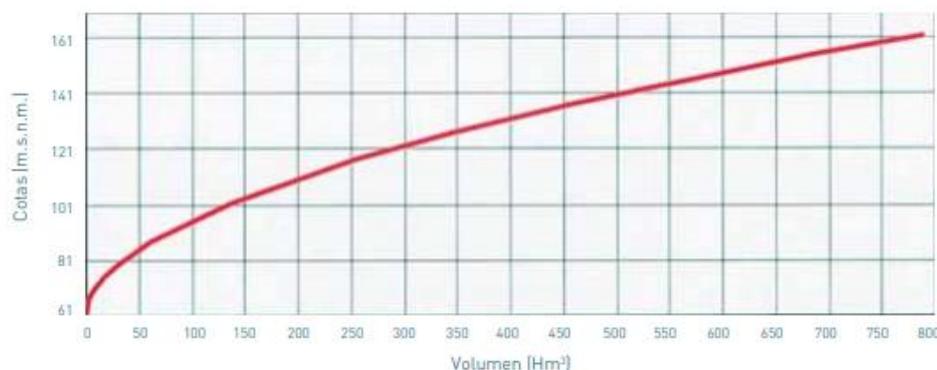
El embalse de Tous, como ya se ha mencionado previamente, tiene una capacidad máxima de alrededor de 800 hm^3 para la cota máxima de la presa, que es de 162 metros sobre el nivel del mar. A pesar de esto, el volumen máximo de trabajo es el que se permite a la cota 130, cota para la que el aliviadero empieza a actuar desalojando agua hacia la cota inmediatamente inferior a la presa para que esta siga el cauce del río. A esta cota, 130 m.s.n.m., el volumen es de 378 hm^3 , siendo el máximo volumen alcanzable. De acuerdo a los datos recogidos por el Centro de Estudios Hidrográficos, organización pública regulada por el Gobierno de España, se conoce que durante los últimos 25 años las reservas medias que se han tenido en el embalse han oscilado entre un mínimo en agosto de alrededor de 50 hm^3 y un máximo en marzo de aproximadamente 135 hm^3 . No obstante, el máximo registrado durante los años de funcionamiento de la nueva presa es de 270 hm^3 , por lo que vemos que realmente las medidas de protección contra grandes avenidas aún no han tenido que ejecutarse. (*Gobierno de España, s.f.*)

Conocidos a priori los rangos medios de capacidad sobre los que funciona el embalse de Tous, podemos establecer los máximos y mínimos que no se quieren superar y, con ello, determinar el volumen de la charca que se quiere construir. Es importante no llegar a superar la cota de 130 metros, por lo que se establecerá una cota máxima a alcanzar de 120 metros. Por el margen contrario, para evitar un margen demasiado bajo se va a recurrir a un volumen mínimo de 40 hm^3 , por debajo de este volumen se deben activar medidas de regulación de caudal por parte de los embalses previos al de Tous, concretamente del de Naranjero, o no se puede realizar bombeo para un llenado completo de la charca superior. (*Utrillas Serrano, Capítulo 2, pg. 62, 2013*)

Establecidos los rangos entre los que se quiere trabajar, se debe recurrir a la curva característica que relaciona el volumen del embalse en hm^3 , con la cota del agua en m.s.n.m. para poder realizar los cálculos con los valores adecuados. Esta curva se encuentra recogida en el libro “*La presa de Tous*”. (*Utrillas Serrano, Capítulo 2, pg. 62, 2013*)

Gráfico 1: Evolución del volumen del embalse de Tous según la cota de la lámina de agua

Embalse curva volumen-cota



Nota. Gráfico con la evolución del volumen del embalse según la cota de la lámina de agua, pudiéndose observar que el nivel mínimo se encuentra en los 61 m.s.n.m. Tomado de *Libro: La presa de Tous*, por Utrillas Serrano, 2013, Capítulo 2 pg. 62, (https://www.chj.es/es-es/ciudadano/libros/Captulos/La%20presa%20de%20Tous/03_Capitulo_02.pdf)

Para calcular el volumen de la charca superior debemos conocer los volúmenes máximo y mínimos establecidos.

- **Volumen máximo:** se ha seleccionado la cota 120 metros como la máxima cota de trabajo para evitar así la actuación del aliviadero. En esta cota, de acuerdo con la curva característica del *gráfico 1*, el volumen del embalse es de 300 hm³.
- **Volumen mínimo:** el volumen mínimo seleccionado es de 40 hm³, aunque podría ser menos en el caso de que se realicen entradas de agua provenientes del embalse del Naranjero, ya que la ventaja que presenta el Júcar es el gran control sobre el caudal debido a la sucesión de embalses que se hallan en su cauce. Este volumen supondría una cota aproximada de 80 metros.

Conociendo que el valor mínimo promediado es en el mes de agosto y es igual a 50 hm³, y que el máximo histórico mensual es de 270 hm³, se ve que la diferencia entre estos valores y los valores límite seleccionados es menor en el rango mínimo. Por el límite inferior queda un margen de 10 hm³, mientras que por el superior ese margen es el triple, 30 hm³.

Como solución se va a proponer un volumen de construcción máximo de 10 hm³ si el terreno lo permite. Por ello, se van a hacer los ajustes de volumen necesarios atendiendo a las facilidades que presente la región.

1.6.2. Franjas de funcionamiento de la central

Es importante plantear un plan de explotación de la central hidroeléctrica para conocer con exactitud las franjas en las que se pretende turbinar y las franjas en las que se va a actuar en bombeo. Determinar las franjas de trabajo es un proceso que se debe realizar considerando tanto las franjas tarifarias de la compra-venta de la electricidad, así como la curva de la demanda que es la principal necesidad que se pretende cubrir con este tipo de instalación.

Para la operación en turbinado, se debe prestar especial atención a los periodos tarifarios que regulan este tipo de instalaciones, así como los picos de demanda diarios que se deben cubrir. Empezando por las tarifas, descritas en la *figura 1*, se puede concluir que hay dos periodos a lo largo del día en los que es mejor turbinar debido a que el precio de compra de energía es más alto. Por otra parte, conviene realizar un bombeo en las horas de la madrugada cuando la tarifa energética es la más barata o, en el caso de tener que bombear de día debido a la previsión de un pico extraordinario, realizarlo en la franja en la que el precio no está en su máximo.

Atendiendo a las tarifas eléctricas, se prevé que las mejores franjas en las que turbinar son de 9 a 14 de la mañana y de 18 a 22 de la noche. Esto supone un total de 9 horas de turbinado al día, dejando libres las demás horas del día para poder bombear. Como margen de seguridad se debe prevenir ante la posibilidad de tener un pico de demanda inesperado que pueda hacer que esas 9 horas terminen por ser mayores a lo esperado.

En relación a la curva de demanda, es importante conocer en que franja se concentra el mayor consumo eléctrico. Por ello se recurre a la curva de demanda que recoge la Red Eléctrica Española, en la que se pueden consultar datos reales de todas las fechas desde que se inició la recolecta de datos. Para conocer en más detalle la distribución de esta curva se va a tomar como ejemplo real la curva del día 25 de mayo de 2022, representada en el *gráfico 2*, extraída de la REE. (REE, 2022)

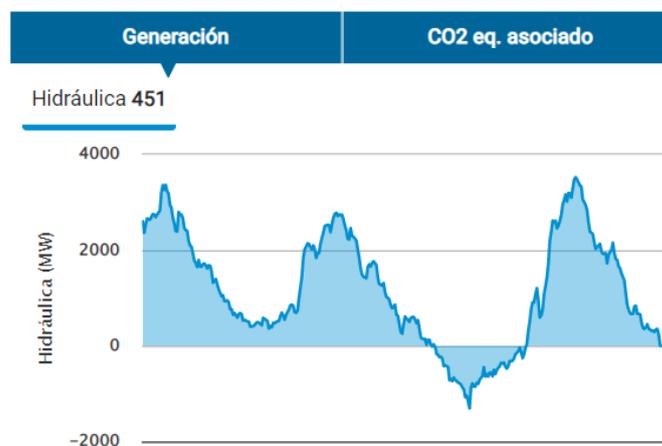
Gráfico 2: Evolución de la demanda de energía eléctrica a lo largo del 25 de mayo de 2022



Nota. Seguimiento de la demanda de energía eléctrica en la Península en MW a lo largo del día 25 de mayo de 2022. Tomado de *Península – Seguimiento de la demanda de energía eléctrica*, por Red Eléctrica Española, 2022, (<https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demandaqh/total/2022-5-26>)

Atendiendo a la información disponible en la curva del gráfico 2, se puede deducir que los grandes picos de demanda se producen a lo largo de la mañana, desde las 8 a las 14, y en el periodo nocturno que se comprende entre las 20 y las 23. Para afrontar estos picos de demanda las actividades de generación deben iniciarse con anterioridad al pico de demanda a cubrir. En los datos que se pueden extraer de la página web de la Red Eléctrica de España también se incluyen los valores de generación eléctrica según la fuente encargada de la producción a lo largo del día. Para entender mejor el mercado hidráulico se puede consultar de forma directa para el mismo día, 25 de mayo de 2022, la variación de la generación a lo largo del día.

Gráfico 3: Evolución de la producción de energía eléctrica en la Península a lo largo del día por generación con energías hidráulicas



Nota. Seguimiento de la producción de energía eléctrica en MW a lo largo del día 25 de mayo de 2022 mediante energía hidráulica. Tomado de *Península – Seguimiento de la demanda de energía eléctrica*, por Red Eléctrica Española, 2022, (<https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demandaqh/total/2022-5-26>)

En el *gráfico 3* se puede ver como los picos de generación, en consonancia con la demanda, se concentran en el periodo de la mañana entre las 6 y las 12, y en el periodo nocturno entre las 19 y las 00. Los valores de la generación hidráulica se deben tratar cautelosamente ya que no tan solo se refieren a la generación por bombeo, sino que también se incluye la hidroeléctrica tradicional en la que tan solo se realiza turbinado.

A pesar de esto, en la gráfica del día 25 de mayo de 2022, se aprecia con claridad como, en el periodo comprendido entre las 14 y las 19, la generación adopta valores negativos, significando esto que el balance entre producción y consumo es negativo, lo que supone que las centrales reversibles están trabajando en bombeo en previsión del pico de demanda que se debe cubrir en las horas posteriores.

Conociendo las franjas horarias óptimas en las que se debe turbinar desde el punto de vista de la necesidad de cubrir la demanda, se llega a la conclusión de que hay dos picos importantes de demanda durante el día que en los que, para poder proveer a la población con la energía suficiente, se deben activar aquellas formas de energía que sean de respuesta rápida, como son las no renovables o la hidráulica. Por su parte, atendiendo a los periodos tarifarios, el periodo en el que es más conveniente bombear es durante la madrugada, cuando la energía es más barata.

Habiendo recogido toda la información respecto a la curva de demanda, estudiada gracias a la información de la Red Eléctrica de España; y respecto a las franjas en las que se aplican las diferentes tarifas económicas, información extraída de Iberdrola; se ha decidido establecer un horario fijo en el que se determinan los periodos tanto de turbinado como de bombeo de la instalación.

- **Franja de Turbinado:** en previsión de querer cubrir los picos de demanda tanto de mañana como de noche, se ha optado por turbinar durante las siguientes franjas:
 - **08.00 – 12.00**
 - **19.00 – 23.00**

Siguiendo este horario se trabaja durante un total de 8 horas al día en turbinado, dejando un margen entre ambas operaciones de turbinado para permitir realizar operaciones de mantenimiento o, en caso de que fuera necesario, poder bombear e ir rellenando de nuevo la charca. Además, se dejan libres horas de funcionamiento en las que, si hubiera un pico de demanda, se podría turbinar de forma imprevista.

- **Franja de Bombeo:** el periodo de actividad que se basa en trabajar en bombeo se selecciona atendiendo principalmente a las tarifas de compra de electricidad. Al tratarse de una instalación de alta tensión se deben consultar las franjas de este tipo de instalaciones que se dividen en temporadas y en periodos horarios durante el día.

Independientemente de la temporada del año, la franja horaria comprendida entre las 00 y las 08 se corresponde siempre con el coste P6 que es el más barato de todos. Por ello se ha optado por bombear durante la madrugada y, si fuera necesario un llenado de emergencia de la charca, quedarían libres varias horas a lo largo del día en las que se podría realizar un bombeo. Por ello la franja de bombeo seleccionada, dando un margen de cambio de modo de operación, es la siguiente:

- **23.30 – 07.30**

A pesar de haber escogido tan solo 8 horas para el bombeo, esto es sólo una estimación inicial, ya que lo habitual es que el caudal de bombeo se menor al de turbinado, por lo que trabajando el mismo número de horas en ambos modos supondría una pérdida progresiva de volumen en la charca superior.

Para poder rellenar el volumen de más que se haya podido turbinar debido a la diferencia entre los caudales de turbinado y de bombeo se deja un margen de horas comprendido entre las dos actividades de turbinado que, además, coincide con un periodo tarifario que no es el más elevado. Esta franja en la que se permite realizar un bombeo en caso de que sea necesario es la siguiente:

- **12.30 – 18.30**

En esta franja se amplía en 4 horas la posibilidad de bombear durante el día, elevando el número total de horas de bombeo hasta un máximo diario de 12 horas, frente a las 8 esperadas en turbinado.

En el plan inicial de trabajo se ha propuesto turbinar durante un total de 8 horas al día, dejando un gran margen para realizar las operaciones de bombeo necesarias para devolver el volumen desplazado de nuevo a la charca superior. En una primera aproximación se pretende que el bombeo dure un total de 8 horas al día a lo largo de la madrugada, para ahorrar en costes energéticos. Este valor no es definitivo ya que se requiere conocer primero el caudal de bombeo de la instalación que se calculará en el apartado de maquinaria hidráulica. La solución final se establecerá más adelante conocidos todos los parámetros.

1.6.3 Caudal de turbinado

Conocer el caudal es un paso previo al dimensionado, tanto de las tuberías como de las máquinas hidráulicas a utilizar, aunque en una primera aproximación tan solo es posible definir el caudal de turbinado. Esto es así porque este es el caudal de agua que circula cuando se desplaza desde la charca superior a la inferior por lo que, conociendo el volumen y el tiempo estimado de vaciado de la charca, se puede estimar con facilidad dicho caudal. Cabe mencionar que, en el ejemplo más cercano, la Muela II, cuenta con un volumen de 23 hm³ y un caudal de turbinado se distribuye entre cuatro grupos de 48 m³/s, lo que hace un total de 192 m³/s en turbinado total. (Martínez Campillo & Iberdrola, 2010)

El volumen seleccionado para la charca superior del proyecto en el embalse de Tous, calculado en el apartado de [dimensionado de la charca](#), es de **6,15 hm³**, que se corresponde a una cota de trabajo normal de 20 metros de altura. Este volumen es bastante inferior al de la Muela II, pero es correcto ya que se pretende realizar una instalación que genere menor potencia.

Habiendo analizado como trabajan las centrales existentes y como se mueve la curva de demanda, así como los periodos tarifarios en los que es conveniente trabajar, se llega a la conclusión de que se debe turbinar durante dos periodos, cabiendo la posibilidad de que se tenga que hacer un bombeo entre ambos durante el día. La primera operación de turbinado se puede extender en un periodo de 4 horas. Con este valor y conocido el volumen total de la charca se puede conocer el caudal de turbinado que supondría un vaciado completo de la charca.

$$Q_{\text{turbinado máximo}} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right) = \frac{\text{Volumen embalse (hm}^3) \cdot 10^6 \frac{\text{m}^3}{\text{hm}^3}}{\text{Tiempo de turbinado (h)} \cdot 3600 \frac{\text{s}}{\text{h}}} = \frac{6 \cdot 10^6}{4 \cdot 3600} = 416,67 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$$

El caudal de turbinado que supondría un vaciado completo de la charca en 4 horas es igual a 416,67 m³/s, lo que es más del doble del caudal de turbinado con el que se trabaja en la Muela II. Esto indica que lo más normal es que la charca no se vacíe por completo.

En base a esto se puede suponer que el vaciado completo de la charca no se realizará en una única operación. Por ello, el bombeo entre periodos de turbinado no es imprescindible, sino que más bien es una posibilidad ante el mayor vaciado que se realiza turbinando frente al menor llenado conseguido con el bombeo. De todos modos, el cálculo de la necesidad de bombear durante el día se realizará más adelante cuando el caudal de bombeo sea conocido. Ahora, se procede a calcular el caudal que se precisaría para el vaciado de la charca si los dos periodos en los que se trabaja durante el día no requieren de un bombeo intermedio. Atendiendo a las franjas en las que se ha previsto trabajar en turbinado se obtiene que el tiempo total diario de turbinado es de 8 horas. Con este dato se calcula el caudal necesario para el vaciado completo de la charca.

$$Q_{\text{turbinado máximo}} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right) = \frac{\text{Volumen embalse (hm}^3) \cdot 10^6 \frac{\text{m}^3}{\text{hm}^3}}{\text{Tiempo de turbinado (h)} \cdot 3600 \frac{\text{s}}{\text{h}}} = \frac{6 \cdot 10^6}{8 \cdot 3600} = 208,33 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$$

El valor obtenido es de 208,33 m³/s, valor más próximo al de trabajo de la Muela II. Asimilar un caudal de turbinado similar al de la Muela II es bastante inapropiado, ya que la charca que conforma la central hidroeléctrica de la Muela II tiene un volumen de 23 hm³, cuatro veces superior al de la charca propuesta en este proyecto. Por ello, se va a proceder a realizar cálculos asimilando un menor número de grupos que los utilizados en la Muela II y, por tanto, con un menor caudal que la mencionada central.

Se pretende ahora estudiar lo que supondría disponer de tres máquinas hidráulicas que permitan un caudal de turbinado de 48 m³/s, como son las turbinas utilizadas en la Muela II, y ver el volumen que se turbinaría en 8 horas, así como el tiempo que se tardaría en vaciarse la charca en condiciones de llenado máximo.

$$Q_{\text{turbinado}} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right) = 3 \text{ turbinas} \cdot 48 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} = 144 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$$

$$V_{\text{turbinado 8h}} (\text{hm}^3) = Q_{\text{turbinado}} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right) \cdot 10^{-6} \frac{\text{hm}^3}{\text{m}^3} \cdot t_{\text{turbinado}} (\text{h}) \cdot \frac{3600 (\text{s})}{\text{h}} = 4,15 \text{ hm}^3$$

$$t_{\text{vaciado}} = \frac{\text{Volumen embalse (hm}^3) \cdot 10^6 \frac{\text{m}^3}{\text{hm}^3}}{Q_{\text{turbinado}} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right) \cdot \frac{3600 \text{ s}}{\text{h}}} = \frac{6,15 \cdot 10^6}{144 \cdot 3600} = 11,86 \text{ horas}$$

Los valores obtenidos con la suposición de disponer de 3 turbinas capaces de turbinar $48 \text{ m}^3/\text{s}$ indican que, en caso de funcionar en turbinado durante 8 horas, se podrían desplazar un total de $4,15 \text{ hm}^3$, dejando bastante margen hasta un vaciado completo. El vaciado completo sucedería tras casi 12 horas de funcionamiento. A pesar de tener un funcionamiento que tan solo consigue un vaciado cercano al 70% del total del volumen máximo almacenable en la charca superior, se considera que el volumen seleccionado es adecuado ya que debe existir siempre un margen de horas de funcionamiento en caso de que haya un evento o una demanda extraordinaria, a la vez que debe haber un margen de llenado por condiciones externas.

Que las turbinas trabajen durante 11 horas diarias supondría que el margen para el bombeo es escaso. Esto deja un margen de madrugada de tan solo seis horas que no sería suficiente para un bombeo que llenara la balsa por completo, ya que se debe considerar que los caudales que se permiten en bombeo son siempre menores a los permitidos en turbinado. Esto es consecuencia directa de que las máquinas reversibles utilizadas son turbinas que se fuerzan a trabajar en bombeo, dando en este modo de operación peores rendimientos.

Teniendo en cuenta el poco margen que se tendría para realizar un bombeo, no se considera adecuado adoptar las horas de funcionamiento que supondrían el vaciado completo de la charca, por lo que, las 8 horas de turbinado propuestas son una buena opción. El caudal de turbinado permitido con el uso de tres turbinas permite un mayor margen de trabajo y, a su vez, significa tener una potencia más reducida, que es lo perseguido por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. El caudal seleccionado será de máximo $150 \text{ m}^3/\text{s}$ cuando se trabaje en turbinado, lo que se va a cumplir con el uso de tres grupos iguales que los de la Muela II.

El caudal de bombeo se obtendrá en el apartado correspondiente donde se realicen todos los cálculos relacionados con la maquinaria hidráulica, ya que este caudal depende de los dispositivos eléctricos que compongan el sistema, así como la diferencia de cotas existente entre la charca superior y el embalse inferior.

1.6.4 Salto bruto disponible

El salto bruto hace referencia a la totalidad de la diferencia de cotas que existe entre el desagüe de la charca superior y el del embalse inferior, sin considerar pérdidas de ningún tipo. Es un parámetro fundamental a la hora de parametrizar la máquina hidráulica necesaria. Además, sirve de ayuda para determinar el inicio y el final del trazado de las tuberías.

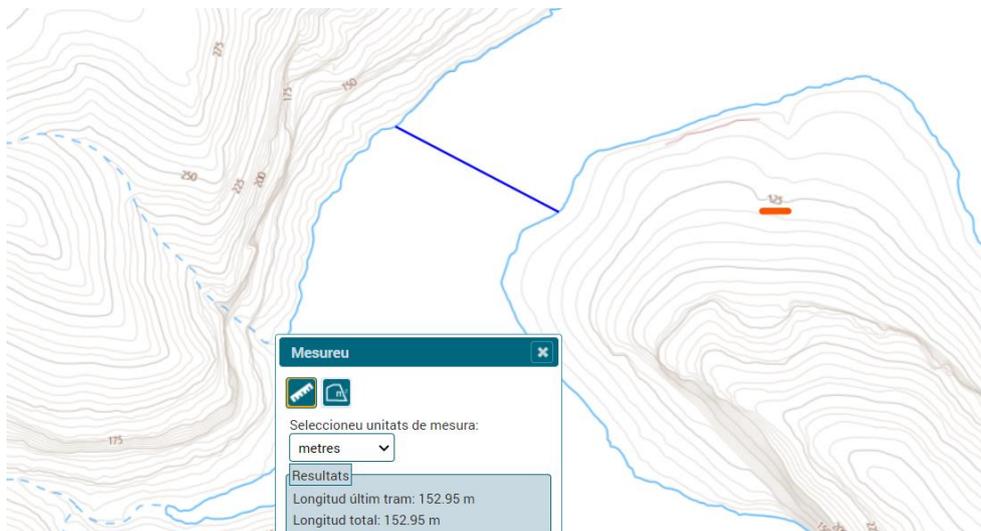
Para poder asignar un valor al salto bruto, se debe conocer primero las cotas de los desagües de ambos volúmenes de agua. Es importante establecer que los desagües, tanto superior como inferior, deben situarse por debajo del fondo de los embalses. Esto hace que conocer la cota del desagüe superior sea sencillo, ya que se conoce la cota de solera, equivalente a 340 metros sobre el nivel del mar. Se debe respetar cierto margen entre la cota de solera y la cota que se cuenta como final del desagüe, ya que en esta primera parte se concentran grandes pérdidas y aún el flujo no se conduce por la tubería forzada. Se establece como margen una altura de 10 metros, lo que supone que la cota superior de desagüe sea de 330 metros.

Por su parte, conocer la cota inferior del embalse de Tous es complejo. En la curva característica que se relaciona el volumen del embalse con la cota en metros sobre el nivel del mar, mostrada en el *gráfico 1*, se aprecia que el valor mínimo de cota es de 61 metros. En esta cota el embalse se encontraría completamente vacío.

A pesar de esto, es difícil conocer el punto exacto donde realmente se da esa cota, aunque se puede presuponer que esta cota es más probable que se sitúe en una zona bastante central del embalse donde el ancho del mismo es máximo.

En el caso de la central propuesta, al haber escogido la alternativa 2, la zona del embalse en la que se tiene que realizar un desagüe, es un pequeño cauce que se dirige hacia el embalse de Escalona. Para esta región determinada ha resultado imposible conocer con exactitud la cota de fondo del embalse, ya que no aparece en mapas cartográficos. Lo que sí se puede conocer es la cota de los alrededores y la distancia de agua que separa los dos trozos de tierra que la contienen, para así poder realizar una estimación de la profundidad de este tramo.

Figura 10: Mapa Geográfico de la zona donde se va a ubicar el desagüe inferior



Nota. Mapa Geográfico con la distancia entre orillas en la zona donde se va a ubicar el desagüe inferior.

Tomado de *Visor de Cartografía*, por Generalitat Valenciana, s.f., (<https://visor.gva.es/visor/>)

En la *figura 10* se muestra una captura realizada del Visor Cartogràfic de València, donde se aprecian isolíneas de nivel, representadas cada 5 metros de altura. La herramienta utilizada no permite aumentar el tamaño de los números que definen determinadas alturas en las cotas de nivel, a pesar de esto se ha decidido que la imagen se puede describir y aportar un gran valor a la resolución del problema de la cota en el desagüe inferior. En esta figura se ha subrayado con rojo la isolínea que representa la cota 125 metros. Se puede apreciar que tras esta siguen un total de 4 isolíneas de nivel y la línea que demarca la hidrografía del terreno. Esto significa que en el momento de realizar el mapa el agua se encontraba en una cota próxima a los 100 metros. A su vez, se ha querido medir la distancia que separa las dos orillas para poder estimar con la pendiente del terreno la cota mínima que puede haber en ese paso de agua. La distancia obtenida entre orillas se aprecia en la ventana que se encuentra en la parte inferior de la imagen, donde se especifica que ambas orillas están separadas por un total de 153 metros. Esto es una distancia más que suficiente para que, viendo la elevada pendiente que se tiene en el margen superior, la posible cota mínima en este tramo de agua sea similar a los 61 metros plasmados en la curva característica del volumen. A pesar de esto, no se ha considerado que en este punto se dé la cota mínima del embalse y se ha dado un margen de alrededor de 10 metros respecto a esa cota, lo que dejaría una cota inferior del cauce de 70 metros.

Habiendo definido la cota inferior del tramo de agua al que se pretende enviar y extraer agua, se debe establecer el valor real en el que se encontrará el desagüe. De forma similar a como se ha realizado con la charca superior, se debe establecer que un desagüe siempre se encuentra por debajo de la cota de fondo del embalse. En este caso debe ir más enterrado de lo habitual, ya que debe haber espacio para instalar el difusor de las turbinas hidráulicas. Por ello se va a establecer una diferencia de 20 metros respecto a la cota inferior del embalse, lo que supone una cota de desagüe inferior igual a 50 metros sobre el nivel del mar.

Conocidas las cotas donde se van a disponer ambos desagües, se puede calcular el salto bruto disponible. Este salto será la diferencia entre la cota superior (330 m) y la inferior (50 m), dando un total de **280 metros** de salto bruto, como se puede apreciar en el *plano 6*.

1.7. Soluciones

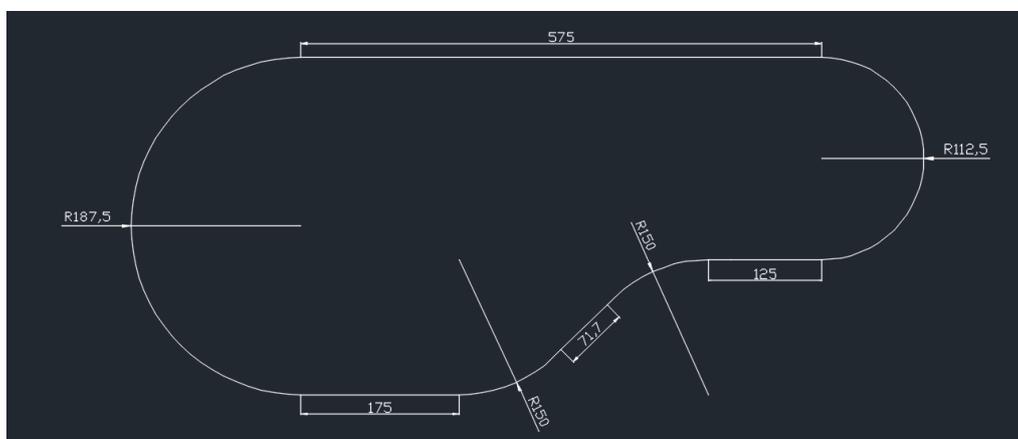
En este apartado de la memoria se va a proceder a presentar las soluciones obtenidas en el [Anexo I de cálculos](#), donde se han realizado los dimensionados pertinentes de cada uno de los diferentes elementos que componen una central hidroeléctrica. Los cálculos se ha decidido desplazarlos a un anexo debido a su gran extensión en el texto.

1.7.1. Charca superior

La charca superior es el depósito en el que se va a almacenar el agua proveniente del embalse con la finalidad de desplazarla de nuevo a la cota inferior y así turbinar produciendo energía. Su construcción se va a desarrollar en el margen izquierdo aguas arriba de la presa de Tous, en una zona del terreno que ofrece cierta planitud, aunque al realizarse los cálculos, se ha previsto que serán necesarias varias tareas de acondicionamiento del terreno.

Para el dimensionado de la charca se han calculado múltiples parámetros que han ayudado a definir la construcción y las dimensiones de la misma. Lo primero de todo ha sido establecer el contorno de solera, que viene a ser la sección de fondo de la charca sobre la que se almacena el agua. La sección propuesta cuenta con perímetro total de **2116,5 m** y una sección total aproximada de **250.000 m²**. Su contorno es el siguiente:

Figura 11: Dibujo del contorno del perímetro de solera de la charca superior



Nota. Contorno del perímetro de solera con las cotas necesarias para el cálculo del área. Elaboración propia.

Se ha establecido una proporción de talud interior de 2,5H:1V y exterior de 2H:1V. Posteriormente se ha procedido a calcular la variación del volumen con la cota de lámina de agua para determinar la altura, llegando a la conclusión de disponer de una cota de nivel máximo de trabajo de **20 metros** con una capacidad de **6,15 hm³**. La charca debe contar con un margen de seguridad en cuanto a la cota, dejando un cierto resguardo entre la cota máxima de lámina de agua y la cota de coronación. El resguardo se ha situado un metro por encima del nivel de la lámina de agua, estableciendo la cota de coronación en **21 metros** sobre el nivel de fondo. También se ha calculado que el ancho de coronación debe ser de **6 metros** y debe contar con una pendiente del 1,5 % para desplazar los residuos hacia el exterior, así como con una verja de protección y seguridad.

Finalmente se ha establecido que, al contar con 21 metros de altura, el talud interior contará con una distancia horizontal de 52,5 metros y el exterior de 42 metros, siendo el área total de la superficie inclinada de la charca de **371.557,55 m²**. Lo último ha sido el cálculo del volumen a excavar, igual a **4.019.760,5 m³** y el volumen a terraplenar, igual a **2.781.800 m³**, llegando a la conclusión de que no es necesario traer materiales externos para el terraplenado.

1.7.2. Tuberías

El dimensionado de las tuberías ha sido el más costoso y el que más cálculo ha requerido. El estudio ha pasado por el análisis de varias alternativas en cuanto al tramo inicial se refiere, así como al estudio de gran variedad de parámetros, desde las pérdidas de carga hasta el espesor o el diámetro de las conducciones. Es importante recalcar que el dimensionado se ha realizado siempre con el caudal de turbinado ya que es el más restrictivo.

La primera decisión respecto a la instalación de las tuberías ha sido disponer las conducciones enterradas, principalmente por la dificultad que presenta el terreno, pero también para tener un menor impacto ambiental, e ir en consonancia con el resto de la instalación que se prevé construir completamente enterrada al igual que en la Muela II.

La tubería se ha dividido en cuatro tramos. Un tramo inicial entre la charca superior y el tramo previo a la conexión con la turbina. Los tramos de conexión y salida de la turbina, con diámetros restringidos al valor aportado por la turbina. Y finalmente la conducción del desagüe entre la salida de la turbina y el embalse inferior. Las longitudes y las inclinaciones de cada uno de los tramos se han deducido de los planos dibujados en AutoCAD en los que se ha realizado un perfil del terreno y se ha podido dibujar de forma precisa el trazado de la tubería.

Empezando por el tramo final, se ha optado por disponer dos conducciones, una que reciba el caudal de salida de una de las tres turbinas, mientras que la otra recibe el caudal de las dos turbinas restantes. Se ha decidido disponer de dos conducciones para aportar mayor flexibilidad de trabajo a la central, a pesar de que el coste de la instalación sea algo mayor. Los dos tramos han tenido distintas características, pero ambos cuentan con una longitud total de **30 metros** y una inclinación de 45 °, atendiendo a los planos dibujados. Conocido el caudal y estableciendo una restricción de velocidad a un máximo de 5 m/s, se han obtenido los siguientes resultados para los dos tramos de tubería final:

Tabla 4: Características de las dos líneas de tubería del tramo final

Línea que recibe caudal de una turbina		Línea que recibe caudal de dos turbinas	
Grupos	1	Grupos	2
Q turbinado/grupo (m ³ /s)	48	Q turbinado/grupo (m ³ /s)	48
Q turbinado total (m ³ /s)	48	Q turbinado total (m ³ /s)	96
Velocidad límite (m/s)	5	Velocidad límite (m/s)	5
Diámetro Cálculo (m)	3,496154978	Diámetro Cálculo (m)	4,944309786
Diámetro Comercial (m)	3,5	Diámetro Comercial (m)	5
Velocidad nueva (m/s)	4,989020257	Velocidad nueva (m/s)	4,889239852

Nota. Parámetros de caudal, velocidad y diámetro de las dos conducciones de tubería del tramo final.

Elaboración propia.

Luego, los tramos de conexión y desconexión con la máquina hidráulica han tenido un cálculo sencillo, ya que alimentan de forma individual a cada una de las turbinas, por lo que su caudal será el de una turbina y su diámetro será el equivalente al de una única turbomáquina. Así pues, los valores de trabajo obtenidos por cada una de las conducciones son los siguientes: un caudal de **48 m³/s**, un diámetro igual al de la turbina, de **3,4 metros** y una velocidad de trabajo igual a **5,29 m/s**. Su trazado cuenta con una longitud total de 20 metros, siendo la tubería de conexión completamente horizontal para garantizar una entrada radial en turbinado, ya que la turbina es Francis; y la tubería de salida completamente vertical, para garantizar una salida axial en turbinado y una entrada axial en bombeo, que son las condiciones necesarias de cada tipo de turbomáquina.

Finalmente, el tramo de más trabajo ha sido el inicial. Para el tramo inicial se han propuesto varias alternativas, cambiando el número de tuberías a disponer en cada caso. El trazado propuesto para cada una de las alternativas ha sido el mismo: un primer tramo de 60 metros y una inclinación de 15°; un segundo tramo de 561 metros con una inclinación de 30°; y el último tramo es de 50 metros con una inclinación de 0° para garantizar una entrada en turbinación completamente radial. Esto hace una longitud de tubería total de **671 metros**. Al ser el tramo con diferencia más largo de la instalación, se ha decidido plantear varias alternativas para el desarrollo constructivo del mismo.

Tras la obtención de todos los parámetros de cada una de las alternativas analizadas, se ha seleccionado la alternativa 2 en la que se consideraban dos tramos paralelos de tubería inicial, uno alimentando a una única turbina, y la otra alimentando a dos. De esta manera se consigue una estructura de entrada y de salida simétrica, con un tramo completamente recto y uno que debe sufrir una bifurcación para alimentar a las dos turbinas que lo requieren. Se ha escogido esta alternativa entre otras cosas por la flexibilidad que plantea y por no suponer un coste excesivamente alto para la instalación.

Así pues, en este tramo inicial se cuenta con el trazado mencionado anteriormente y con dos tramos de tubería cuyos datos son distintos. Los principales parámetros de cada uno de los tramos paralelos se muestran a continuación.

Tabla 5: Características del tramo inicial de tubería de la Alternativa 2

- Alternativa 2

D (m)	Qt (m ³ /s)	v (m/s)	h (mca)	Hm (mca)	Pc (MPa)	e (mm)	Coste tubería (€)
3,8	48	4,23	3,63	329,52	4,32	44,28	69.916.738,61 €
4,8	96	5,31	8,56	329,52	4,61	59,63	

Nota. Parámetros de caudal, velocidad, diámetro, pérdidas de carga, altura manométrica, presión crítica, espesor y coste de las dos conducciones de tubería del tramo inicial para la alternativa 2. Elaboración propia.

A las pérdidas de carga totales planteadas en esta segunda alternativa hace falta añadir las pérdidas de carga puntuales calculadas en el tramo final que equivalen a 6,82 mca. Esto hace que con esta instalación se cuenta con un total de 19,12 metros de columna de agua de pérdidas, lo que equivale a un 6,82 % de pérdidas respecto al salto total bruto. Con el valor de pérdidas ya se puede conocer el salto neto de la instalación que queda con un valor igual a 260,88 mca.

1.7.3. Máquinas hidráulicas

Las máquinas hidráulicas necesitadas en una instalación de estas magnitudes son de grandes tamaños y difíciles de encontrar en el mercado. Por ello se ha optado por utilizar los mismos turbo-grupos utilizados en la central de la Muela II. Estas turbinas se caracterizan por permitir un caudal de turbinado de 48 m³/s. En total, se ha decidido disponer a la central de tres turbinas, lo que supone permitir un caudal de turbinado máximo de **144 m³/s**. Para proceder a los cálculos oportunos de potencias y caudal de bombeo de la instalación, primero se ha necesitado conocer los datos de los grupos alternadores que trabajan como generadores en turbinado y como motores en bombeo. Estos dispositivos eléctricos son los encargados de aprovechar o transmitir energía en el eje para generar o aportar energía eléctrica. Al igual que con las turbinas, dispositivos de tan gran tamaño son difíciles de encontrar, por lo que se han seleccionado los de la Muela II. Estos alternadores adoptan las siguientes características:

Tabla 6: Características de los alternadores de la Muela II

Alternadores La Muela II	
Grupos	4
Potencia aparente nominal (MVA)	230
Tensión nominal (kV)	14,5 ± 10%
Frecuencia Nominal (Hz)	50
Factor de potencia generador/motor	0,9
Eficiencia en generación	0,98
Velocidad síncrona (r.p.m.)	500
Velocidad embalamiento (r.p.m.)	790

Nota. Parámetros de los alternadores de la Muela II para utilizar en la central proyectada. Elaboración propia.

De la turbina se requiere conocer las eficiencias para cada modo de operación. Estos valores son inicialmente desconocidos, pero puesto que se trata de dispositivos que desempeñan una función esencial, se puede asumir que la precisión de fabricación de los mismos es la máxima para obtener las mayores eficiencias posibles. En base a esto, se ha decidido escoger un rendimiento en turbinado del 0,92 y otro en bombeo del 0,88. La diferencia de eficiencias se debe a que la máquina está diseñada como turbina, lo que hace que al trabajar en bombeo no se den las mismas condiciones.

A raíz de los datos anteriores se ha calculado un caudal de bombeo igual a $33 \text{ m}^3/\text{s}$ para cada uno de los turbo-grupos, sumando un total de **$99 \text{ m}^3/\text{s}$** en toda la instalación. Las potencias de trabajo obtenidas han sido de **$331,76 \text{ MW}$** en generación y **$315,38 \text{ MW}$** en bombeo.

Finalmente, se han calculado algunos parámetros adimensionales para obtener el valor del diámetro del rodete. Entre estos parámetros se encuentran la velocidad característica, n_s igual a 143,6 rpm; la velocidad específica, n_q igual a 37,14 rpm; y finalmente el diámetro específico, d_q igual a 2,52. Con estos datos se ha establecido un diámetro de rodete igual a **3,4 metros**. Cabe mencionar que toda la instalación de las máquinas hidráulicas con sus accesorios y mecanismos de seguridad, se albergarán en una caverna excavada, debido a la dificultad que presenta el terreno para construir una sala de máquinas exterior.

1.7.4. Horarios de trabajo y cálculos energéticos

Los horarios de trabajo se han definido considerando tanto los picos de demanda diarios que se deben cubrir, así como la variación del precio de la luz a lo largo de las horas del día. Atendiendo a estas dos necesidades se ha establecido como mejor periodo para bombear las horas de la madrugada y del fin de semana cuando las tarifas son mínimas; y el mejor para turbinar son las franjas diarias en las que el precio adopta los valores más elevados. En base a estos dos criterios y al balance que debe existir entre el vaciado y el rellenado del volumen en el embalse, se ha llegado a los siguientes horarios:

- Entre semana (domingo 23.30 – viernes 23.30):
 - **Bombeo:** 23.30 – 07.30 (8 horas)
 - **Turbinado:** 08.00 – 12.00 (4 horas)
 - **Bombeo:** 15.00 – 17.00 (2 horas)
 - **Turbinado:** 19.00 – 23.00 (4 horas)
 - **Total:** bombeo, 10 horas; turbinado, 8 horas
- Fin de semana (viernes 23.30 – sábado 23.30):
 - **Bombeo:** 23.30 – 09.30 (10 horas)
 - **Turbinado:** 10.00 – 14.00 (4 horas)
 - **Bombeo:** 15.00 – 18.00 (3 horas)
 - **Turbinado:** 21.00 – 23.00 (2 horas)
 - **Total:** bombeo, 13 horas; turbinado, 6 horas
- Fin de semana (sábado 23.30 – domingo 23.30):
 - **Bombeo:** 23.30 – 09.30 (10 horas)
 - **Turbinado:** 10.00 – 14.00 (4 horas)
 - **Bombeo:** 15.00 – 18.39 (3 horas y 39 minutos)

- **Turbinado:** 21.00 – 23.00 (2 horas)
- **Total:** bombeo, 13 horas y 39 minutos; turbinado, 6 horas

Conocidos los horarios y las potencias de trabajo para cada modo de operación, se han podido calcular los valores energéticos anuales tanto producidos como consumidos. Se ha estimado que la producción energética al año ronda el valor de los **897,08 GWh**, mientras que la energía consumida es algo superior, alcanzando los **1.257,04 GWh**. El balance entre ambas energías refleja un rendimiento del **71,36%**, lo que supone un valor bastante elevado, aunque algo mejorable, que se debe considerar de cara a la mejora tecnológica para el desarrollo del sector.

1.7.5. Instalaciones eléctricas

Dentro de las instalaciones eléctricas se incluyen muchos componentes. Los principales son el alternador-generador, los transformadores y las líneas de alta tensión que son las encargadas de conducir la energía producida a subestaciones de distribución. De estos componentes, el alternador ya se ha evaluado en la sección descriptiva de las máquinas hidráulicas.

Los transformadores son los dispositivos encargados de aumentar la tensión de la energía generada con la finalidad de poder transportarla a lo largo de grandes distancias pudiendo tolerar las pérdidas por el efecto Joule que son consecuencia del transporte. Estos dispositivos basan su funcionamiento en el electromagnetismo y trabajan con líneas de alta tensión a su salida para garantizar una correcta distribución de la energía. Los transformadores seleccionados son trifásicos, al igual que los alternadores, y también se corresponden con los de la central de la Muela II. Estos dispositivos presentan las siguientes características:

Tabla 7: Características de los transformadores de la Muela II

Transformadores La Muela II	
Unidades	4
Instalación	En caverna
Servicio	Contínuo
Tipo	Trifásico sumergido en aceite
Frecuencia Nominal (Hz)	50
Pñotencia asignada (MVA)	230
Relación de transformación (kV)	14,5/410 ± 2,5-5%
Tensión de cortocircuito	16%
Intercambiador de tomas	Sin tensión
Grupo de conexión	YNd11
Calentamiento	IEC 60076

Nota. Parámetros de los transformadores de la Muela II para utilizar en la central proyectada. Elaboración propia.

Se encargan de transformar la energía eléctrica desde los 14,5 kV con los que trabajan los generadores, hasta 400 kV con los que se trabaja en las redes de alta tensión. Los transformadores se agruparán en una caverna de transformadores donde se albergan algunos dispositivos eléctricos. Esto es así por las dificultades que presenta el terreno exterior. En la central diseñada para este proyecto tan sólo se utilizarán tres transformadores, ya que sólo se cuenta con tres grupos turbina-alternador.

La red de alta tensión es otra parte importante de la instalación. Esta se conducirá en un primer tramo, enterrada por conducciones aisladas hasta el exterior. Una vez en el exterior deberá seguir por líneas aéreas por un total de 10,5 km hasta la subestación de Cortes II.

La instalación eléctrica se completa con una serie de sistemas secundarios que se deben incluir para mayor seguridad y garantías de la instalación. Entre estos sistemas los más destacados son los de ventilación, aireación, refrigeración, control y regulación. Además de estos hay varios sistemas más que se pueden considerar.

1.7.6. Galerías y excavaciones de cavernas

Tras un estudio del terreno se ha decidido que la central se debe realizar completamente enterrada con la construcción de cavernas para albergar toda la maquinaria y los componentes de mayor tamaño, así como galerías de acceso y comunicación entre cavernas. Como ya se ha mencionado, todas las conducciones de la central también irán excavadas, pero no son accesibles, ya que el diámetro excavado es poco más grande que el diámetro real de la tubería.

De las excavaciones se van a realizar dos grandes cavernas: una principal de mayores dimensiones para albergar los conjuntos turbina-alternador que son los dispositivos de mayor tamaño; y otra caverna más pequeña para albergar los transformadores.

La caverna principal tendrá unas dimensiones de **60 x 34 x 15** metros, lo que permite disponer una distancia entre turbo-grupos de ocho metros como margen para albergar dispositivos de seguridad y zonas para realizar mantenimiento. Además de esto, se han dejado márgenes con las paredes y un pozo de achique por debajo de las turbinas para facilitar posibles desagües. Las turbinas tienen un diámetro de rodete de 3,4 metros y el alternador de 6 metros cuadrados. Por lo que los tres grupos caben al completo y sobra espacio para disponer todo el sistema de válvulas y los sistemas de refrigeración y ventilación necesarios, así como una serie de escaleras y plataformas para acceder a las distintas alturas de la caverna.

De la caverna principal cabe destacar que ha sido importante establecer la cota de la turbina para evitar cavitación. La cavitación es un fenómeno negativo derivado de la formación de burbujas de aire cuando se alcanzan presiones inferiores a la de vapor en el fluido. El problema sucede cuando se recupera esa presión y el aire del sistema colapsa pudiendo agrietar las paredes. Tras los cálculos, se establece que la cota de la turbina debe estar un mínimo de diez metros por debajo del desagüe del embalse de Tous. En base a esto se decide que la cota sea veinte metros por debajo de ese desagüe para tener un margen de seguridad. Esto supone disponer las tuberías a **50 m.s.n.m.**, estableciendo la coronación de la caverna en 72 m.s.n.m. y la cota inferior en 38 m.s.n.m.

La caverna de transformadores debe contener tres transformadores en total. Atendiendo a las dimensiones de la caverna de la Muela II, ya que se han utilizado los mismos dispositivos eléctricos que en esta central, se ha llegado a la conclusión de realizar una caverna con las siguientes dimensiones: **9 x 13 x 13 metros**. Esta caverna se dispone paralela a la principal a 56 m.s.n.m. para poder conectar los cables de tensión entre la salida de los alternadores y la conexión con los transformadores. Finalmente, de esta caverna debe salir una galería de 4 metros de diámetro albergando los cables de alta tensión hasta la superficie por un total de 457 metros de longitud.

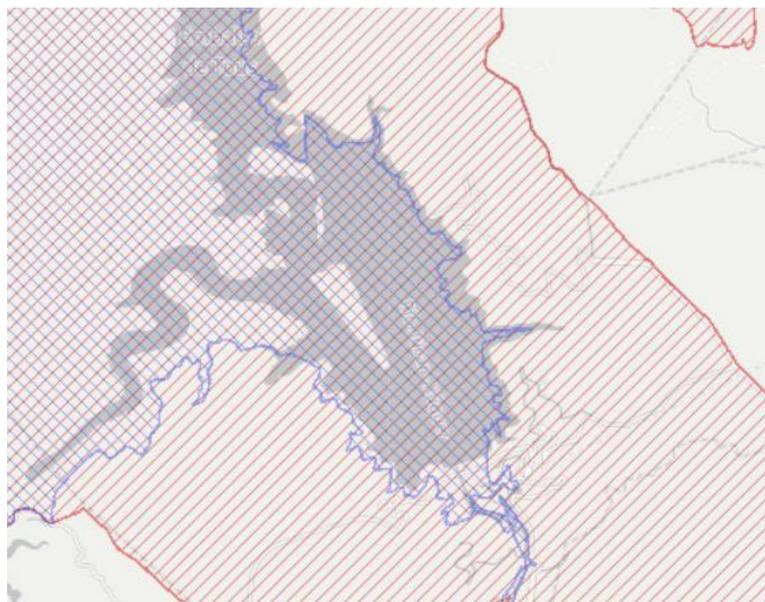
Por último, debe haber galerías de acceso a la central, un hueco para el ascensor y galerías de comunicación entre las cavernas para poder operar en la central y realizar todos los mantenimientos y revisiones necesarias. El hueco del ascensor será de 10 x 10 abarcando una profundidad de 280 metros. El ascensor comunica con una galería de acceso hasta la central de 550 metros de longitud y unas dimensiones de 6 x 6 metros. La última galería es la de comunicación entre cavernas de 40 metros de longitud y las mismas dimensiones que la galería de acceso.

1.8. Estudio Ambiental

Realizar una construcción de estas magnitudes va a significar un gran impacto sobre el terreno, no solo durante el proceso constructivo, sino también durante su puesta en marcha, funcionamiento y una vez su vida útil termine. Un proyecto tal como este debe contar con un estudio y análisis de los impactos sobre el ambiente para ayudar a entender si sus efectos pueden ser tan negativos que se descarte por completo su realización. Para conocer los impactos se van a estudiar diferentes parámetros que se pueden ver afectados como son el terreno, la flora, la fauna o el aire. Lo primero es ubicar el proyecto en un marco geográfico y reconocer si hay algunas reglas de protección especial en él.

La zona seleccionada para el desarrollo del proyecto ha sido el embalse de Tous. Esta zona se encuentra entre los términos de Tous y el Navarrés en el territorio próximo a la Sierra de Martés-Muela de Cortes. Esta área constituye un espacio controlado de protección por parte de la Red Natura 2000. El embalse, está ubicado en una zona con dos marcos de protección especiales, el primero de protección de aves migratorias debido principalmente también a la proximidad con la albufera; y el segundo de protección de hábitats para algunos animales de la zona. Esta información se ha extraído del mapa interactivo de la Red Natura 2000:

Figura 12: Mapa Interactivo Red Natura 2000 con la zona del embalse



Nota. Mapa interactivo con las regiones de especial protección resaltadas, en la zona donde se realiza el proyecto. Tomado de *Natura 2000 Network Viewer*, por European Environment Agency, s.f., (<https://natura2000.eea.europa.eu/>)

A continuación, se van a plantear los elementos que componen el inventario ambiental a estudiar y cómo estos se verán afectados por la construcción de la central. Además, se van a aportar algunas medidas de prevención y corrección frente a los posibles impactos negativos. Para ello se va a utilizar el documento de síntesis del Estudio de Impacto Ambiental realizado por Iberdrola en la construcción de la Muela II, ya que geográficamente se encuentran en regiones muy próximas, dentro del mismo espacio de la Red Natura 2000; además de ser instalaciones del mismo estilo, centrales de bombeo enterradas. (*Iberdrola Ingeniería y Consultoría, s. f.*)

1.8.1. Geología, Geomorfología y suelos

La geología y geomorfología del terreno ya se ha analizado en un apartado previo, así como en el apartado del dimensionado de las cavernas. Se ha deducido que el terreno está compuesto principalmente por rocas y depósitos provenientes del Cretácico, Jurásico y Triásico, siendo los componentes principales las dolomías, las magras y las composiciones arcillosas. La zona exterior en la que se propone la construcción de la charca es bastante regular, pero conforme se acerca el terreno a la cuenca donde se encuentra el embalse de Tous, la pendiente del terreno se acentúa.

El impacto en los suelos será uno de los principales ocasionados principalmente durante el proceso constructivo del proyecto. Esto se debe a que, en primer lugar, la charca construida en el exterior va a requerir de operaciones de aplanado del terreno y de estabilización de los taludes que conformarán sus muros, para poder desarrollarse; además, toda la central y las instalaciones de la misma se realizarán excavadas en el terreno, lo que hace que se requieran de infinitas operaciones que modificarán los suelos.

Los cambios geológicos vienen principalmente por las excavaciones y la extracción de los materiales rocosos que componen el terreno. Estos materiales se deberán transportar a canteras por los medios más adecuados. No obstante, parte de los escombros generados, se utilizarán en la propia construcción para el perfilado de los taludes exteriores de la charca. El volumen total excavado supera los 4 millones de m³, ya que no tan sólo se deben excavar las conducciones, galerías y cavernas para el funcionamiento de la central, sino que también se debe acondicionar el terreno para la construcción de la charca. (*Iberdrola Ingeniería y Consultoría, s. f.*)

El proceso de excavación va a generar voladuras, ruidos y vibraciones, que no sólo afectarán a nivel atmosférico como se explicará a continuación, sino que también pueden significar desplazamientos del terreno que pueden terminar por suponer desprendimientos o inestabilidades elevadas. Por esto se deberán tomar las medidas de seguridad y protección necesarias para prevenir posibles accidentes. (*Iberdrola Ingeniería y Consultoría, s. f.*)

El suelo por su parte, es un elemento muy susceptible de todas las operaciones constructivas que se van a desarrollar. La extracción de parte del terreno, los acondicionamientos que son necesarios, el uso de maquinaria, camiones de transporte y demás factores, tendrán consecuencias negativas sobre el terreno. Primero de todo, la excavación supone una mayor facilidad de que se produzcan erosiones, al eliminar las capas superficiales que suelen dar consistencia al terreno. Las operaciones de construcción, así como el uso de maquinaria puede suponer una gran compactación del suelo, así como la posibilidad de que se realicen vertidos contaminantes accidentales. (*Iberdrola Ingeniería y Consultoría, s. f.*)

Para mantener controlados estos impactos se llevarán a cabo varias medidas entre las que se incluyen: estudios y control de las vibraciones, control de los caminos por los que circularán los vehículos y maquinaria, revisión de las máquinas periódicas en zonas habilitadas para ello, entre otras. (*Iberdrola Ingeniería y Consultoría*, s. f.)

Durante el proceso de explotación también puede haber efectos negativos sobre el suelo. El principal son las vibraciones, ruidos e inestabilidades que el funcionamiento de la maquinaria puede ocasionar sobre el terreno. Durante el periodo de funcionamiento se realizarán acciones de recuperación del terreno, así como estudios de las vibraciones y de los posibles vertidos para minimizar los efectos negativos sobre los suelos. (*Iberdrola Ingeniería y Consultoría*, s. f.)

1.8.2. Aguas

En el terreno afectado, las aguas superficiales que son susceptibles de sufrir daños son principalmente las provenientes de la cuenca del río Júcar, tanto en el embalse de Tous como en el cercano embalse de Escalona. Estas son las principales cuencas de la región. Además de las aguas superficiales, se debe considerar la posible existencia de acuíferos subterráneos debido a infiltraciones en el terreno de las aguas superficiales cercanas.

Las aguas superficiales de la región pueden verse afectadas por varias operaciones. Empezando por los movimientos de las tierras, las excavaciones y las operaciones constructivas que suponen tener un ambiente cargado de partículas y voladuras. Estas partículas pueden ser desplazadas por el medio aéreo hasta incidir en las regiones de agua próximas. La alteración de los suelos también puede suponer problemas de drenaje ante lluvias. En cuanto a las aguas subterráneas, se verán afectadas principalmente por los procesos de excavación en galería que pueden terminar por modificar las propiedades del suelo, además de existir la posibilidad de que se produzcan vertidos en el terreno por las máquinas utilizadas. (*Iberdrola Ingeniería y Consultoría*, s. f.)

Para regular los posibles impactos sobre las aguas se adoptan varias medidas entre las que se pueden incluir: realizar controles de los vertidos sobre las masas de agua próximas, control de aceites y sustancias contaminantes, evitar generación innecesaria de polvo... (*Iberdrola Ingeniería y Consultoría*, s. f.)

Durante el periodo de funcionamiento de la central puede suceder que de los desagües de las turbinas haya alguna sustancia tóxica utilizada para el mantenimiento de las mismas. Esto puede suponer una contaminación de las aguas subterráneas. Para evitarlo se realizarán limpiezas y se tomarán medidas adecuadas para evitar la posibilidad de que se realicen vertidos. (*Iberdrola Ingeniería y Consultoría*, s. f.)

1.8.3. Atmósfera

El aire de la región es a priori limpio y poco contaminado. Esto se debe a que la zona escogida se encuentra en un marco natural, alejado de focos de contaminación como pueden ser ciudades o zonas industriales. No obstante, durante los periodos constructivos se realizarán acciones que sí que pueden tener consecuencias negativas sobre el aire del entorno.

Los principales impactos serán originados por los procesos constructivos en los que se generarán voladuras y partículas en suspensión que pueden ser arrastradas por el viento y pueden contaminar regiones cercanas. Además, el constante uso de maquinarias y camiones va a generar emisiones directas a la atmosfera. La contaminación del aire no sólo pasa por la alteración de su composición debido a la inclusión de elementos externos, sino que también se deben considerar las vibraciones y los ruidos que se generarán en todo el proceso de construcción. (*Iberdrola Ingeniería y Consultoría, s. f.*)

Para evitarlo, las medidas tomadas incluyen: aplicar normas relativas a la circulación de la maquinaria y los vehículos, llevar un seguimiento de la maquinaria, riego de caminos y zonas de obra para evitar partículas en suspensión, controles periódicos de los niveles sonoros... (*Iberdrola Ingeniería y Consultoría, s. f.*)

En la fase de operación de la central no habrá acciones que puedan tener consecuencias negativas sobre la calidad del aire. Simplemente se deberá realizar un control y aplicar unas restricciones a los vehículos que frecuenten la zona. (*Iberdrola Ingeniería y Consultoría, s. f.*)

1.8.4. Flora y fauna

El medio vegetal y animal es uno de los más protegidos, por lo que se deberá prestar especial atención a los impactos negativos que se puedan ocasionar. La vegetación de la zona, al igual que la que caracteriza la costa este peninsular, será principalmente mediterránea. No obstante, las altas temperaturas de la zona, hacen que el paisaje tienda a estar formado por plantas de secano y con escasez de bosques frondoso.

En cuanto al medio animal, aparece una gran diversidad de especies que abarca desde mamíferos a réptiles. La fauna más protegida en esta zona es la avícola. Las especies de aves que frecuentan las zonas húmedas del cauce del Júcar, concentrándose principalmente en la zona de la albufera, son aves migratorias que están especialmente protegidas. No obstante, sus rutas suelen ser estacionales y bastante regulares, por lo que tener especies que se desvíen hasta el embalse de Tous no es algo muy probable. En cuanto a los mamíferos, es habitual que en la zona de la Sierra de Martés-Muela de Cortes se encuentren especies comunes como jabalís, cabras, cabra montés, entre otros. Finalmente, cabe destacar la posibilidad de haber especies de anfibios y réptiles como ranas o lagartos. No obstante, ninguna de las especies de la zona se encuentra en peligro de extinción o en régimen de especial protección. (*Iberdrola Ingeniería y Consultoría, s. f.*)

La vegetación se verá afectada principalmente en el proceso de construcción. Los cambios en el terreno, los acondicionamientos para el paso de la maquinarias, las excavaciones y la presencia de sustancias en suspensión, tendrán un grave impacto sobre todo sobre la flora cercana. Como medidas se deben evitar al máximo los movimientos de tierra innecesarios, así como garantizar una recuperación del ambiente vegetal tras la realización de la obra. (*Iberdrola Ingeniería y Consultoría, s. f.*)

En cuanto a la fauna, esta se puede ver afectada por la destrucción de sus hábitats en la zona donde se va a desarrollar la charca superior. Además de esto, con la adaptación de los caminos y terrenos para el transporte, se pueden cortar vías de paso habituales para los animales de la zona. Los ruidos y vibraciones de la obra van a suponer un impacto negativo, molestando a la fauna cercana y, posiblemente, causando su migración temporal a otras zonas. Finalmente, cabe destacar que con el movimiento continuo de camiones y maquinaria puede que se atropellen algunos animales pequeños como erizos, lagartos o conejos. (*Iberdrola Ingeniería y Consultoría, s. f.*)

Como medidas de protección para la fauna se establecerá un calendario que evite los trabajos durante las épocas de cría, los caminos de transporte se deberán realizar alejados de zonas de paso habituales o de regiones de migración o cría, se harán estudios y seguimientos... (*Iberdrola Ingeniería y Consultoría*, s. f.)

Una vez en el proceso de explotación, no se prevén modificaciones sobre el ambiente vegetal ni animal de la zona. Lo que sí que va a suceder es la eliminación de los espacios naturales en los que se construirá la charca y el acceso hacia la central. No obstante, se espera que tras las obras las especies regresen a las zonas cercanas en las que pudieran tener su hábitat con anterioridad y puedan recuperarse con normalidad, ya que toda la actividad de la central se realiza bajo tierra. (*Iberdrola Ingeniería y Consultoría*, s. f.)

1.8.5. Paisaje

El paisaje previo a la construcción de la central se compone principalmente de un entorno natural con vegetación abundante. La población más cercana se encuentra aguas abajo de la presa de Tous. Esta población es Sumacàrcer, un pequeño pueblo con poco impacto sobre el medio. El núcleo urbano de mayor tamaño más cercano es Navarrés. Además del entorno natural, el paisaje se compone del embalse de Tous, que cuenta con una gran presa, y del embalse de escalona que también cuenta con una presa. En los alrededores de donde se quiere construir la charca no hay demasiados accesos viales construidos que afecten al paisaje.

Los impactos sobre el paisaje derivados de la construcción de la central pueden ser a priori los más notables y obvios, tanto en la fase constructiva como en la fase de explotación. Durante la fase de construcción habrá un impacto visual causado por los trabajos realizados, la maquinaria, los camiones, la evolución de la estructura construida y las perforaciones en el terreno; causando en un marco general, una disminución de la calidad paisajística. Posteriormente, una vez finalizada la obra, el impacto seguirá siendo negativo, ya que la charca tiene unas grandes dimensiones que causan un gran impacto visual en la región. A pesar de esto, el aspecto visual es algo personal, y puede haber parte de la población a la que le fascine este tipo de construcciones, como es el caso con las presas y los embalses. (*Iberdrola Ingeniería y Consultoría*, s. f.)

Las medidas para la protección del paisaje no son muy abundantes, simplemente se debe realizar la modificación necesaria, evitando acciones que se excedan de lo proyectado, y se deben evitar trabajos que puedan ocasionar fuegos o la destrucción del entorno. Una vez finalizada la obra, se debe garantizar una recuperación del paisaje y del terreno afectado por los procesos constructivos con el fin de regenerar al máximo las estructuras modificadas o dañadas. (*Iberdrola Ingeniería y Consultoría*, s. f.)

1.8.6. Impactos socio-económicos

Este es uno de los factores que presentan mayor ambivalencia. El elemento población va a sufrir tanto impactos positivos como negativos, por lo que podrá haber un contento o un descontento, según el sector afectado y los pensamientos de cada uno, de cara a la construcción de esta central.

Empezando con los impactos positivos, se van a generar muchos puestos de trabajo, incrementando la economía de las poblaciones cercanas. Estos puestos de trabajo no sólo abarcarán el proceso constructivo, sino que en la fase de explotación también se va a necesitar de personal para realizar todas las operaciones de funcionamiento y de mantenimiento de la central. (*Iberdrola Ingeniería y Consultoría, s. f.*)

En cuanto a los impactos negativos, se tiene una larga lista que puede terminar por decantar la balanza. Se van a afectar las vías transitadas, incrementando el tráfico y pudiendo generar atascos o retrasos en el transporte. Todos los impactos sobre suelo y atmósfera mencionados son también negativos para la población, desde los ruidos y vibraciones, hasta las partículas de la atmósfera. Además de esto, es posible que se necesite realizar expropiaciones para la construcción de la central, lo que hará que los usuarios afectados puede que se opongan al desarrollo del proyecto. (*Iberdrola Ingeniería y Consultoría, s. f.*) (*Iberdrola Ingeniería y Consultoría, s. f.*)

Finalmente, cabe mencionar que, durante la fase de explotación, se produce una mejora de la red eléctrica y un aumento de la generación en la zona, pudiendo satisfacer la demanda de las zonas cercanas con gran facilidad y reacción. (*Iberdrola Ingeniería y Consultoría, s. f.*)

Como medidas para lidiar con los impactos sobre la población, se propone reducir el tiempo de las obras al máximo, evitar daños en parcelas o terrenos adyacentes, establecer normas de seguridad vial y señalizaciones adecuadas, entre otras medidas de conservación del patrimonio en caso de encontrar algún indicio de elemento de interés, así como una correcta gestión y tratamiento de los residuos. (*Iberdrola Ingeniería y Consultoría, s. f.*)

1.9. Estudio de viabilidad económica

El objetivo principal de la realización de este proyecto ha sido poder llegar a analizar la viabilidad económica del mismo. Construir una central nueva como fuente de producción energética limpia es algo favorable de cara al medio ambiente, pero se debe buscar que esta fuente no tenga un precio excesivamente caro y su inversión sea recuperable. Para el estudio de viabilidad se van a establecer los costes de la central, las actividades de producción eléctrica que generan beneficios, los gastos realizados en la compra de energía cuando se trabaja en bombeo, así como los gastos anuales necesarios para llevar a cabo las operaciones de explotación y mantenimiento de la propia central.

Lo primero de todo ha sido llevar a cabo un estudio del mercado eléctrico para poder establecer los valores de compra, cuando se trabaja en bombeo, y de venta, cuando se trabaja en generación. El mercado eléctrico de mayoristas se divide en el mercado diario y los intradiarios continuo y de subasta. Su regulación es muy variable, y los precios deducidos a lo largo del año son constantemente cambiantes.

Esto hace que los precios utilizados sean realmente aproximaciones, ya que conocer los valores reales de compra y venta de la electricidad en el futuro es algo que se encuentra fuera del alcance de cualquier persona, incluso de los más expertos. Los precios utilizados han sido los deducidos de la base de datos histórica de la OMIE, en concreto los del año 2021, y se han realizado suposiciones de que ese precio aumentará, atendiendo a la progresión que ha tenido en los últimos años.

El estudio del precio de la electricidad se ha realizado en el [Anexo II](#), llegando a la deducción de valores promedio mensuales que han servido para el cálculo del total de dinero ingresado por la venta y del gastado en la compra. Así pues, tras el estudio realizado, se han obtenido los siguientes valores relacionados al coste de la electricidad por unidad de energía a lo largo de los meses del año 2021: (OMIE, s. f.-b)

Tabla 8: Valores promedio del coste de la energía eléctrica

Mes	Valores promedio		
	Máximo (€/MWh)	Mínimo (€/MWh)	Medio (€/MWh)
Enero	89,71	46,49	68,10
Febrero	59,17	18,24	38,70
Marzo	71,37	38,38	54,87
Abril	85,42	57,02	71,22
Mayo	91,33	56,17	73,75
Junio	97,77	72,59	85,18
Julio	109,16	78,24	93,70
Agosto	128,19	94,70	111,45
Septiembre	184,35	132,69	158,52
Octubre	260,48	163,56	212,02
Noviembre	246,86	162,43	204,65
Diciembre	309,30	191,37	250,33
Promedio anual	144,43	92,66	118,54

Nota. Tabla con los valores máximos y mínimos del coste de la energía eléctrica, promediados para cada mes del 2021. Elaboración propia.

Una vez conocidos los costes por unidad de energía, ha sido sencillo calcular los gastos e ingresos totales por la generación y consumo eléctrico de la central. Para ello se ha necesitado conocer las potencias de cada modo de operación, descritas en el apartado de la maquinaria hidráulica, así como las horas de trabajo en turbinado y las horas de trabajo en bombeo. Con estos datos se han calculado los ingresos anuales, iguales a **130.549.707,16 €**; mientras que los gastos se han tasado en **117.261.063,65 €**.

La diferencia entre ingresos y gastos se debe a que se ha decidido utilizar los valores promedio máximos para la venta de la energía producida, mientras que la energía consumida en el bombeo se ha considerado con un precio de compra igual al mínimo promediado para cada mes. Se ha procedido con este rango de precios porque, de lo contrario, una central de este tipo no tendría sentido. Su funcionamiento se basa en la diferencia de precios entre la compra venta y en aprovechar los mejores momentos del mercado para bombear o turbinar, ya que las centrales de bombeo tienen una fácil capacidad de reacción.

Con los valores de compra y venta ya calculados, se ha deducido un beneficio total de **13.288.643,51 €**. Este valor se ha decidido aumentar en un 10%, ya que, como ya se ha explicado, las centrales de bombeo trabajan muy bien con las oportunidades de mercado, por lo que la obtención de beneficio con las actividades de compra-venta de energía suelen ser una tarea sencilla y una práctica necesaria para garantizar un buen periodo de amortización. Esto ha elevado el valor del beneficio del primer año hasta los **14.617.507,86 €**. Además, para considerar la tendencia al alza de los precios en el mercado eléctrico, se ha decidido que el beneficio anual sufre un aumento del 0,65% con cada año que pasa, resultando en mejores valores con el paso del tiempo.

El beneficio calculado, simplemente atiende a las operaciones de compra-venta energéticas, por lo que falta considerar todos los costes de operación y mantenimiento de la central para poder deducir el beneficio real. Estos costes se han podido estimar gracias a la información aportada en el documento del *Plan de Energías Renovables 2011-2021*, redactado por el *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía*. En este plan se incluyen valores aproximados de los costes de las diferentes instalaciones energéticas. Del documento se ha extraído que los costes de O&M dependen de la potencia instalada en la central, estableciendo que para una central de tan grande potencia como la proyectada el precio puede estar en los 34€/kW. Así pues, los gastos anuales en operación y mantenimiento de la central adoptan un valor total de **11.279.840,00 €**.

Con los costes de O&M y habiendo definido el beneficio y su progresión al alza, ya se puede calcular el valor de beneficio real a lo largo de los años. Se ha propuesto un periodo de 92 años, desde 2022 hasta 2014, en el que los beneficios anuales obtenidos siguen la siguiente tendencia:

Tabla 9: Valores del beneficio anual

Costes de operación y mantenimiento		34 €/kW	11.279.840,00		
AÑO	Beneficio	AÑO	Beneficio	AÑO	Beneficio
2022	3.337.667,86	2053	6.589.170,01	2084	10.563.932,67
2023	3.432.681,66	2054	6.705.318,57	2085	10.705.917,19
2024	3.528.313,06	2055	6.822.222,10	2086	10.848.824,61
2025	3.624.566,05	2056	6.939.885,51	2087	10.992.660,93
2026	3.721.444,69	2057	7.058.313,72	2088	11.137.432,19
2027	3.818.953,04	2058	7.177.511,72	2089	11.283.144,46
2028	3.917.095,19	2059	7.297.484,51	2090	11.429.803,85
2029	4.015.875,27	2060	7.418.237,12	2091	11.577.416,54
2030	4.115.297,42	2061	7.539.774,62	2092	11.725.988,71
2031	4.215.365,82	2062	7.662.102,12	2093	11.875.526,59
2032	4.316.084,65	2063	7.785.224,74	2094	12.026.036,48
2033	4.417.458,16	2064	7.909.147,66	2095	12.177.524,67
2034	4.519.490,60	2065	8.033.876,08	2096	12.329.997,54
2035	4.622.186,25	2066	8.159.415,23	2097	12.483.461,49
2036	4.725.549,42	2067	8.285.770,39	2098	12.637.922,95
2037	4.829.584,45	2068	8.412.946,86	2099	12.793.388,41
2038	4.934.295,71	2069	8.540.949,98	2100	12.949.864,39
2039	5.039.687,59	2070	8.669.785,11	2101	13.107.357,47
2040	5.145.764,52	2071	8.799.457,67	2102	13.265.874,25
2041	5.252.530,95	2072	8.929.973,11	2103	13.425.421,40
2042	5.359.991,36	2073	9.061.336,89	2104	13.586.005,59
2043	5.468.150,27	2074	9.193.554,54	2105	13.747.633,59
2044	5.577.012,20	2075	9.326.631,61	2106	13.910.312,17
2045	5.686.581,74	2076	9.460.573,67	2107	14.074.048,16
2046	5.796.863,49	2077	9.595.386,36	2108	14.238.848,43
2047	5.907.862,06	2078	9.731.075,33	2109	14.404.719,91
2048	6.019.582,12	2079	9.867.646,28	2110	14.571.669,55
2049	6.132.028,37	2080	10.005.104,94	2111	14.739.704,36
2050	6.245.205,51	2081	10.143.457,09	2112	14.908.831,40
2051	6.359.118,31	2082	10.282.708,52	2113	15.079.057,76
2052	6.473.771,53	2083	10.422.865,08	2114	15.250.390,60

Nota. Tabla con los valores anuales de beneficio obtenidos considerando el aumento porcentual de este en un 0,65 % y habiéndole restado los costes de operación y mantenimiento. Elaboración propia.

Habiendo establecido ya los beneficios generados por la central, falta conocer el coste total de la inversión inicial. Los costes de la instalación se han desglosado en el apartado del presupuesto. Para poder realizar todos los cálculos se han extraído gran parte de los valores del software de generador de precios del CYPE. Además, se han considerado los porcentajes en los que se debe dividir la inversión de una central hidroeléctrica, datos planteados en el *Plan de Energías Renovables 2011-2020*. Tras haber realizado todos los cálculos de los gastos que comporta la construcción de una instalación así, se ha obtenido un valor total de la inversión sin IVA de **441.315.712,18 €**. Tras aplicar el 21% de IVA ha quedado un valor total de inversión de **533.992.011,74 €**. Para conocer el tiempo que se tardará en amortizar la inversión se debe realizar el cálculo del beneficio acumulado a lo largo de los años.

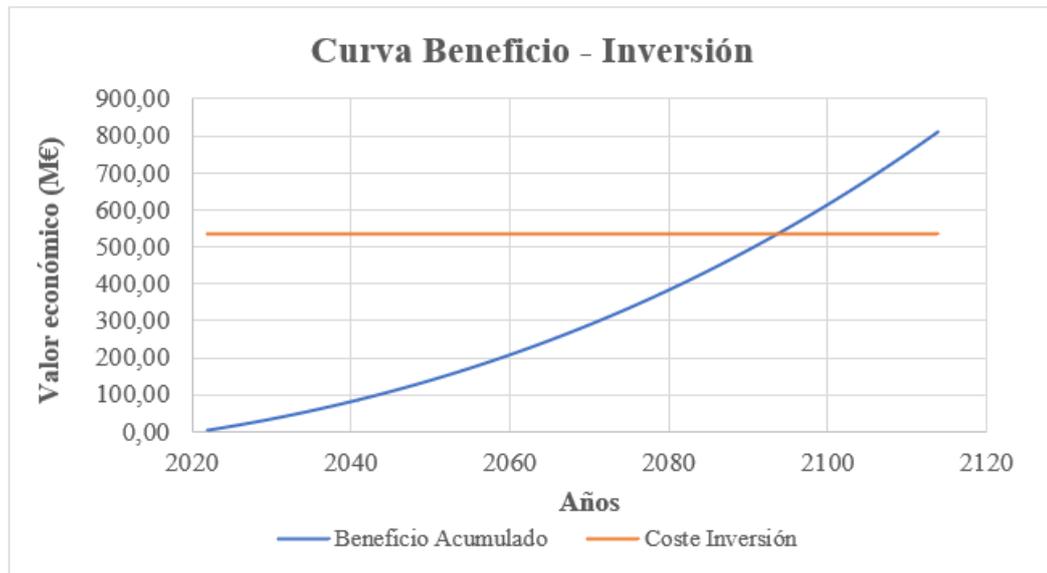
Tabla 10: Valores del beneficio anual acumulado

AÑO	Beneficio	AÑO	Beneficio	AÑO	Beneficio
2022	3.337.667,86	2053	157.145.229,36	2084	422.946.899,20
2023	6.770.349,53	2054	163.850.547,94	2085	433.652.816,38
2024	10.298.662,58	2055	170.672.770,04	2086	444.501.640,99
2025	13.923.228,63	2056	177.612.655,55	2087	455.494.301,92
2026	17.644.673,32	2057	184.670.969,28	2088	466.631.734,11
2027	21.463.626,36	2058	191.848.481,00	2089	477.914.878,57
2028	25.380.721,56	2059	199.145.965,51	2090	489.344.682,42
2029	29.396.596,83	2060	206.564.202,63	2091	500.922.098,96
2030	33.511.894,25	2061	214.103.977,25	2092	512.648.087,66
2031	37.727.260,07	2062	221.766.079,37	2093	524.523.614,26
2032	42.043.344,72	2063	229.551.304,11	2094	536.549.650,73
2033	46.460.802,89	2064	237.460.451,77	2095	548.727.175,41
2034	50.980.293,49	2065	245.494.327,85	2096	561.057.172,95
2035	55.602.479,74	2066	253.653.743,08	2097	573.540.634,44
2036	60.328.029,16	2067	261.939.513,47	2098	586.178.557,39
2037	65.157.613,62	2068	270.352.460,33	2099	598.971.945,79
2038	70.091.909,33	2069	278.893.410,31	2100	611.921.810,18
2039	75.131.596,92	2070	287.563.195,42	2101	625.029.167,65
2040	80.277.361,44	2071	296.362.653,09	2102	638.295.041,91
2041	85.529.892,40	2072	305.292.626,20	2103	651.720.463,30
2042	90.889.883,76	2073	314.353.963,10	2104	665.306.468,90
2043	96.358.034,03	2074	323.547.517,64	2105	679.054.102,49
2044	101.935.046,23	2075	332.874.149,25	2106	692.964.414,66
2045	107.621.627,98	2076	342.334.722,92	2107	707.038.462,82
2046	113.418.491,46	2077	351.930.109,28	2108	721.277.311,25
2047	119.326.353,52	2078	361.661.184,62	2109	735.682.031,15
2048	125.345.935,64	2079	371.528.830,90	2110	750.253.700,70
2049	131.477.964,01	2080	381.533.935,84	2111	764.993.405,06
2050	137.723.169,52	2081	391.677.392,93	2112	779.902.236,45
2051	144.082.287,82	2082	401.960.101,45	2113	794.981.294,21
2052	150.556.059,36	2083	412.382.966,53	2114	810.231.684,81

Nota. Tabla con los valores anuales de beneficio acumulados año tras año. Elaboración propia.

Con la tabla anterior y conociendo el valor de inversión se puede deducir que en el año 2094 la inversión estará amortizada e incluso habrá aportado los primeros beneficios. Esto supone un periodo de amortización aproximado de **72 años**. El tiempo exacto en el que se amortiza la instalación se puede ver en la siguiente gráfica donde se representa una curva de evolución de los beneficios acumulados y una horizontal que representa el coste de inversión.

Gráfico 4: Curva comparativa del Beneficio frente la Inversión



Nota. Gráfica en la que se puede establecer el punto a partir del cual se ha amortizado la inversión y lo generado son beneficios. Elaboración propia.

1.10. Conclusiones

El desarrollo de la sociedad pasa por el desarrollo energético. Por ello es esencial realizar innovaciones tecnológicas que conduzcan el sector de la generación de energía hacia un sector más limpio y libre de contaminación, pero de la misma manera flexible y con capacidad de reacción ante demanda. Las energías renovables más comunes como la solar o la eólica han experimentado un gran desarrollo tecnológico los últimos años que ha permitido abaratar su coste, fomentando así un mayor uso de las mismas. El principal problema que estas energías plantean es la dependencia de un factor climatológico incontrolable como es el viento o la radiación solar. En estas situaciones es cuando entra en escena la energía hidroeléctrica reversible, que no sólo es una energía completamente limpia, sino que además permite un mayor control y regulación de la producción para trabajar cuando sea necesario.

De cara al futuro, se deben impulsar todas estas energías, incluido la hidráulica de bombeo que, a pesar de causar un cierto impacto visual y paisajístico, permite instalaciones de grandes potencias capaces de generar cantidades de energía anuales muy elevadas. Lo que hace que la hidroeléctrica reversible sea tan buena opción no es solo la gran capacidad de reacción ante demanda, sino que el recurso que necesita para funcionar es agua que está en constante movimiento entre dos depósitos y que no está sujeto ni a condiciones externas ni al consumo de ningún recurso fósil.

Así pues, el desarrollo tecnológico en este sector, pasa por conseguir mayores eficiencias en las máquinas hidráulicas, así como tratar de reducir los tamaños necesarios, ya que este parámetro es el más crítico de este tipo de centrales. En los últimos años se está investigando en las centrales de pequeña hidráulica, y puede que este sea el camino a seguir para obtener una gran generación energética a coste de pequeñas centrales que generen un impacto visual mucho menor a las grandes presas o charcas que se construyen.

En cuanto a las conclusiones de este proyecto, se ha establecido un periodo de amortización de **72 años**. Este valor no es excesivamente elevado, ya que para grandes construcciones como presas o embalses el periodo de amortización suele comprenderse entre 60 y 100 años. No obstante, puede que sí resulte algo excesivo por la vida útil que plantea una instalación así y que va a requerir de realizar recambios en cuanto a la maquinaria tanto hidráulica como eléctrica que la compone.

Es posible realizar una rebaja de ese periodo de amortización realizando una serie de acciones que pueden abaratar los costes de la obra. La primera de las acciones es reducir el tamaño de la charca, ya que se ha dimensionado para albergar un total de $6,15 \text{ hm}^3$, cuando el máximo caudal turbinado al día es de $4,15 \text{ hm}^3$. Esto se ha decidido así para aportar una mayor flexibilidad del rango de trabajo por si se deben cubrir picos de demanda extraordinarios y para evitar el vaciado constante de la balsa. Otras formas de abaratar la obra serían desarrollar el proyecto seleccionando la alternativa 1 de trazado de tubería, alternativa con la que se tendría que comprar menos longitud de tubería y se debería excavar un menor volumen.

Además de las acciones previas, es muy posible que la intervención en los mercados intradiarios permita generar aún más beneficio del obtenido. También se puede plantear sobre la mesa la posibilidad de realizar una futura expansión de la central como sucedió con la Muela, e instalar un nuevo grupo turbina-alternador para permitir un mayor caudal de turbinado, y así generar una mayor energía a lo largo del año. Todas estas soluciones se deben valorar en un futuro, aunque la mejor de las soluciones es intentar aprovecharse de las subidas y bajadas de los precios en el mercado eléctrico.

Tras haber analizado la inversión, cabe mencionar que el desarrollo de un proyecto de estas magnitudes requiere de una gran inversión, no sólo de medios económicos, sino de tiempo en los procesos de diseño, cálculo, obra y puesta en marcha. Su dificultad técnica es muy alta, y en este documento no se han detallado a fondo todos los parámetros y pequeños detalles que deben componer una obra así. No obstante, lo que se ha intentado ha sido dar una idea general de todos los elementos que componen la instalación, así como el dimensionado de los principales equipos a utilizar.

En la realidad se deben realizar muchos más estudios de los mencionados, desde estudios geológicos del terreno extensos, como ensayos durante y después de la construcción. También se debe especificar al máximo detalle todos los procesos constructivos, los elementos a utilizar, los accesorios... Por esto este tipo de proyectos tardan años en pensarse y diseñarse, y también requieren de largos periodos de tiempo en trámites administrativos hasta adquirir los permisos necesarios para realizarlos.

En cuanto a la revisión del impacto ambiental, se puede concluir que el mayor de los impactos a largo plazo es el visual, ya que los impactos sobre flora, fauna, aire o suelos son puntuales y concentrados sobre todo en el periodo constructivo. No obstante, se deben cumplir todas las normativas y restricciones relativas a la protección del medio, así como, incluir acciones a realizar para minimizar los impactos e incluso medidas de regeneración a desarrollar tras la conclusión del proyecto.

Como conclusión general, se puede decir que la energía hidroeléctrica reversible es una fuente de energía a tener en cuenta en el futuro, ya que permite grandes ventajas frente a las demás renovables en términos de independencia y capacidad de respuesta. No obstante, se deben realizar estudios profundos antes de construir estructuras de este calibre, y se debe estudiar el posible mercado de la pequeña hidroeléctrica. Es un sector muy prometedor que garantiza la generación eléctrica con fuentes completamente limpias y con más ventajas que inconvenientes.



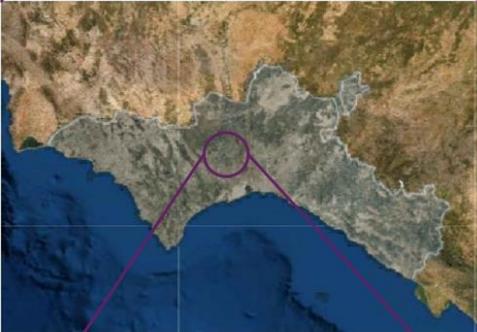
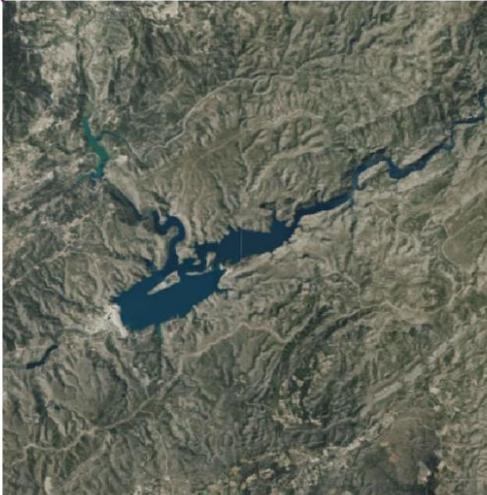
UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



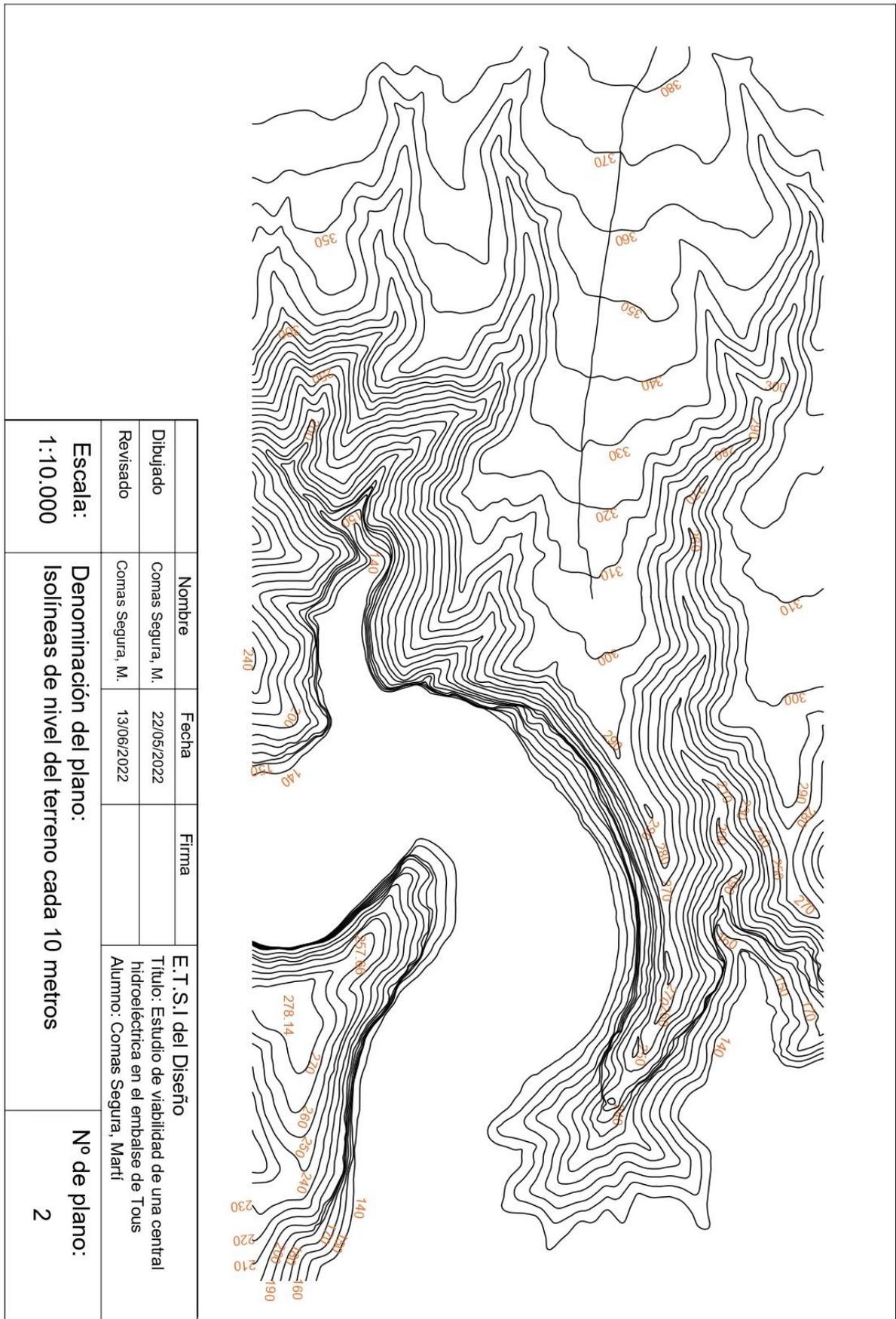
Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

2. Planos

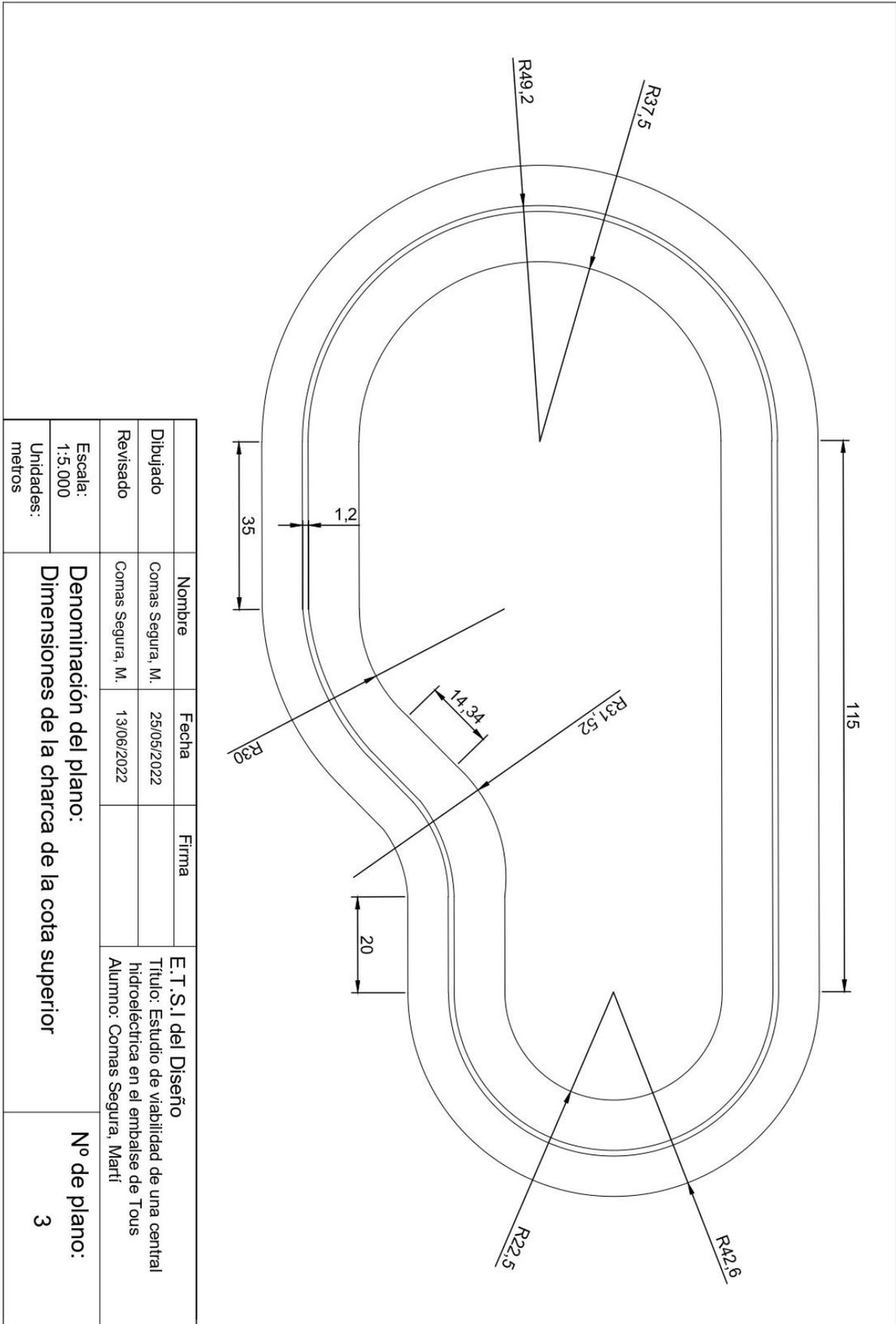
2.1. Plano de emplazamiento

					
					
					
		Nombre	Fecha	Firma	E.T.S.I del Diseño Título: Estudio de viabilidad de una central hidroeléctrica en el embalse de Tous Alumno: Comas Segura, Martí
Dibujado		Comas Segura, M.	20/05/2022		
Revisado		Comas Segura, M.	13/06/2022		
Escala:		Denominación del plano:			Nº de plano:
		Plano de emplazamiento			1

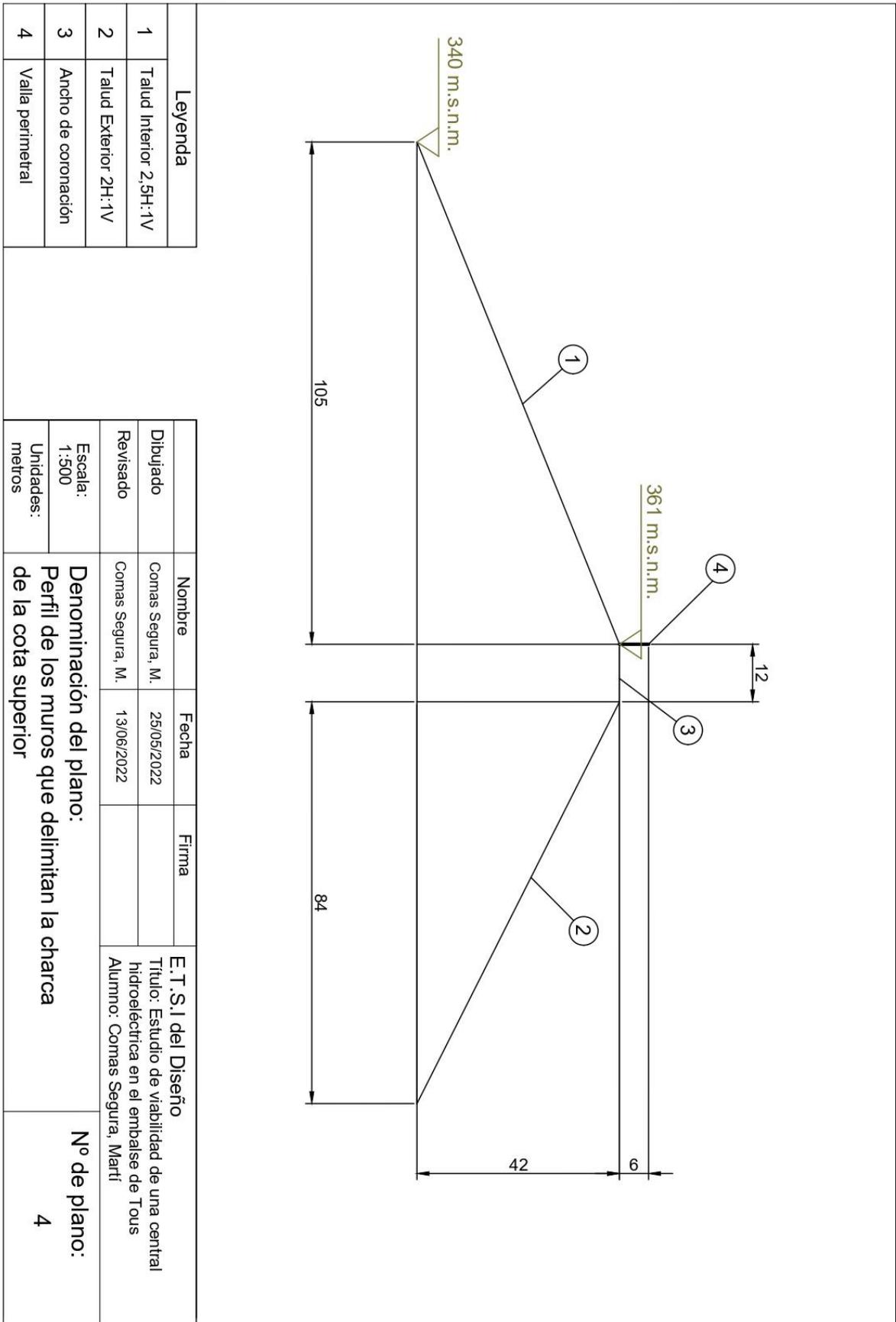
2.2. Isolíneas del terreno



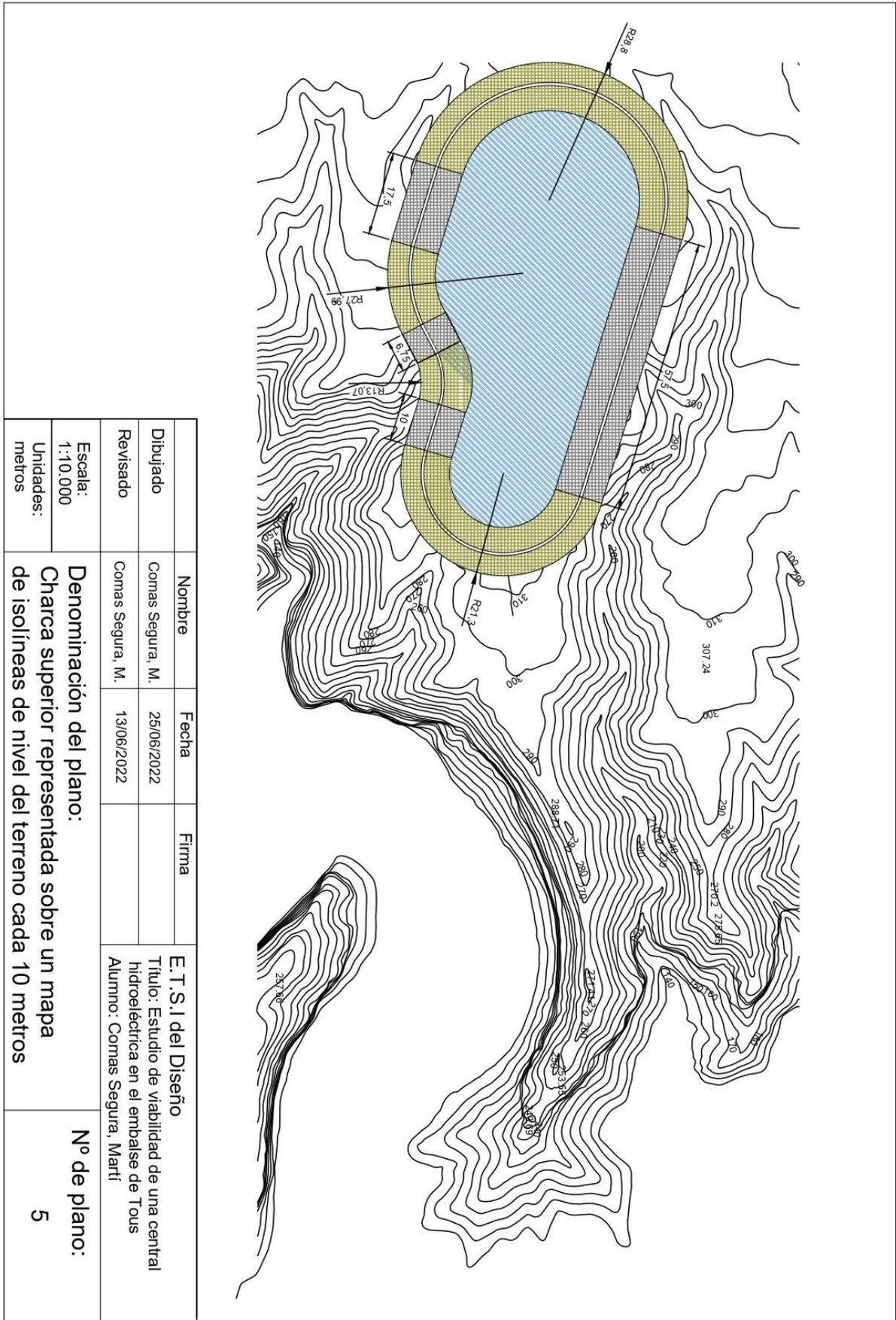
2.3. Perfil de la charca superior



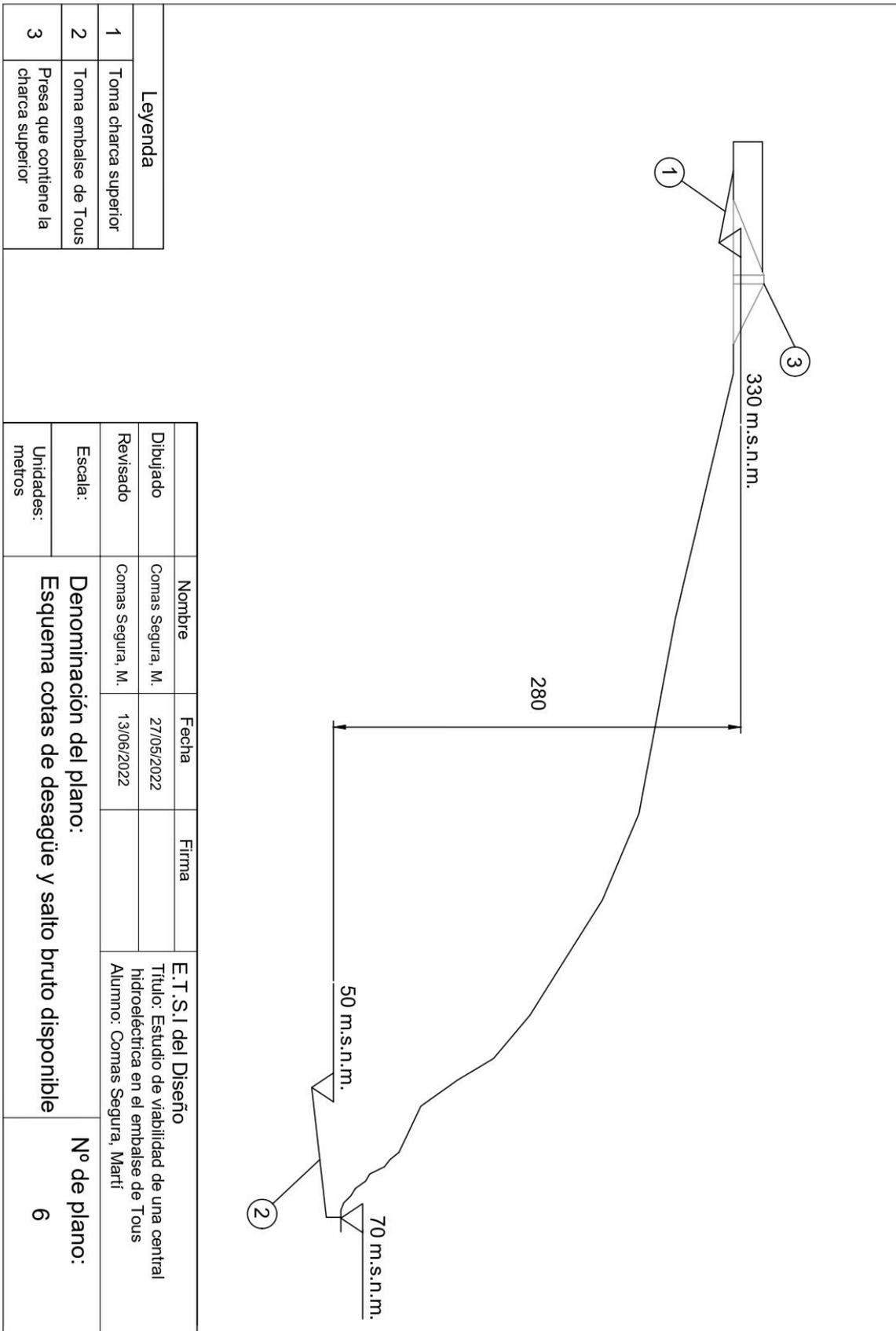
2.4. Perfil de los muros de la charca



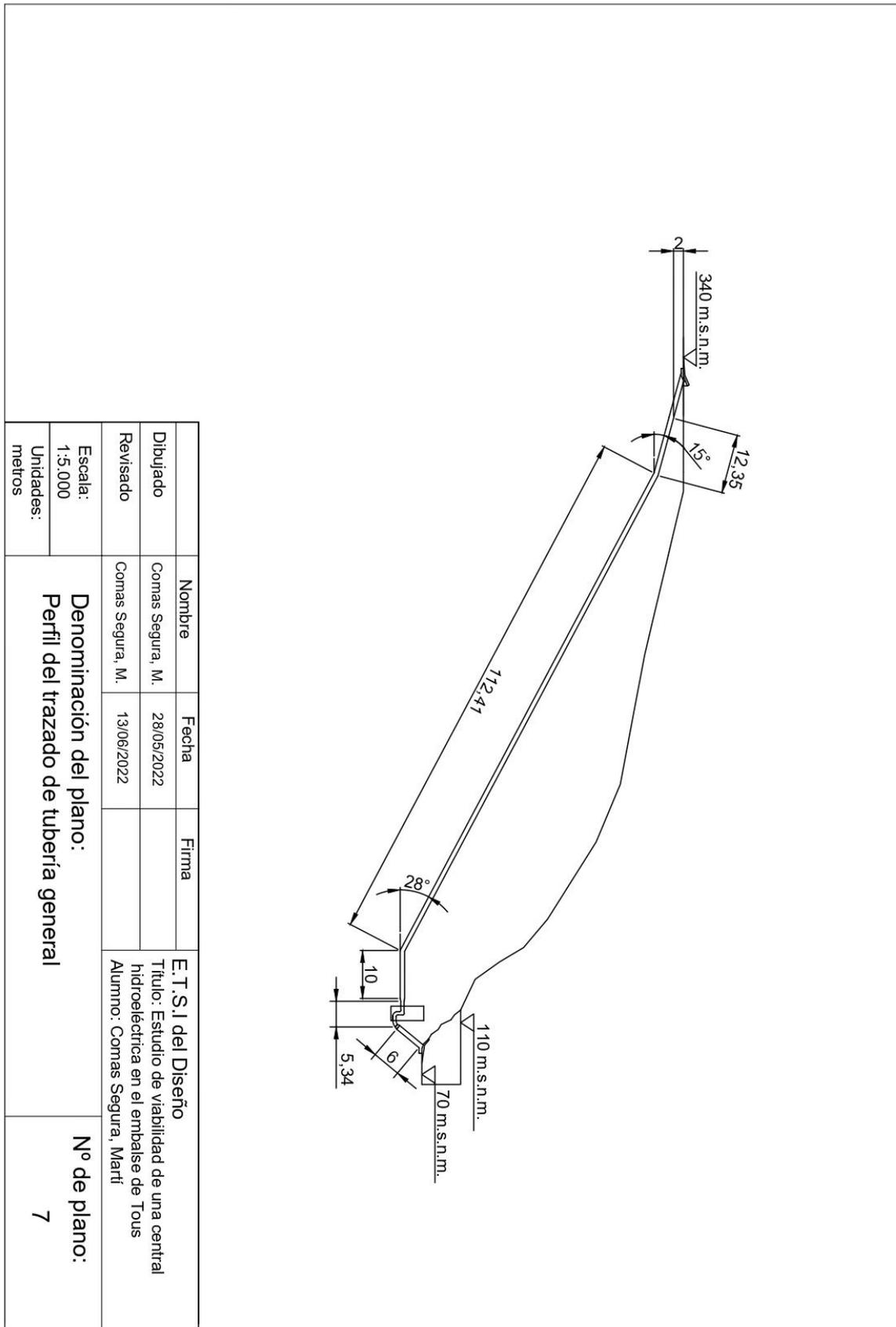
2.5. Charca superior sobre isolíneas del terreno



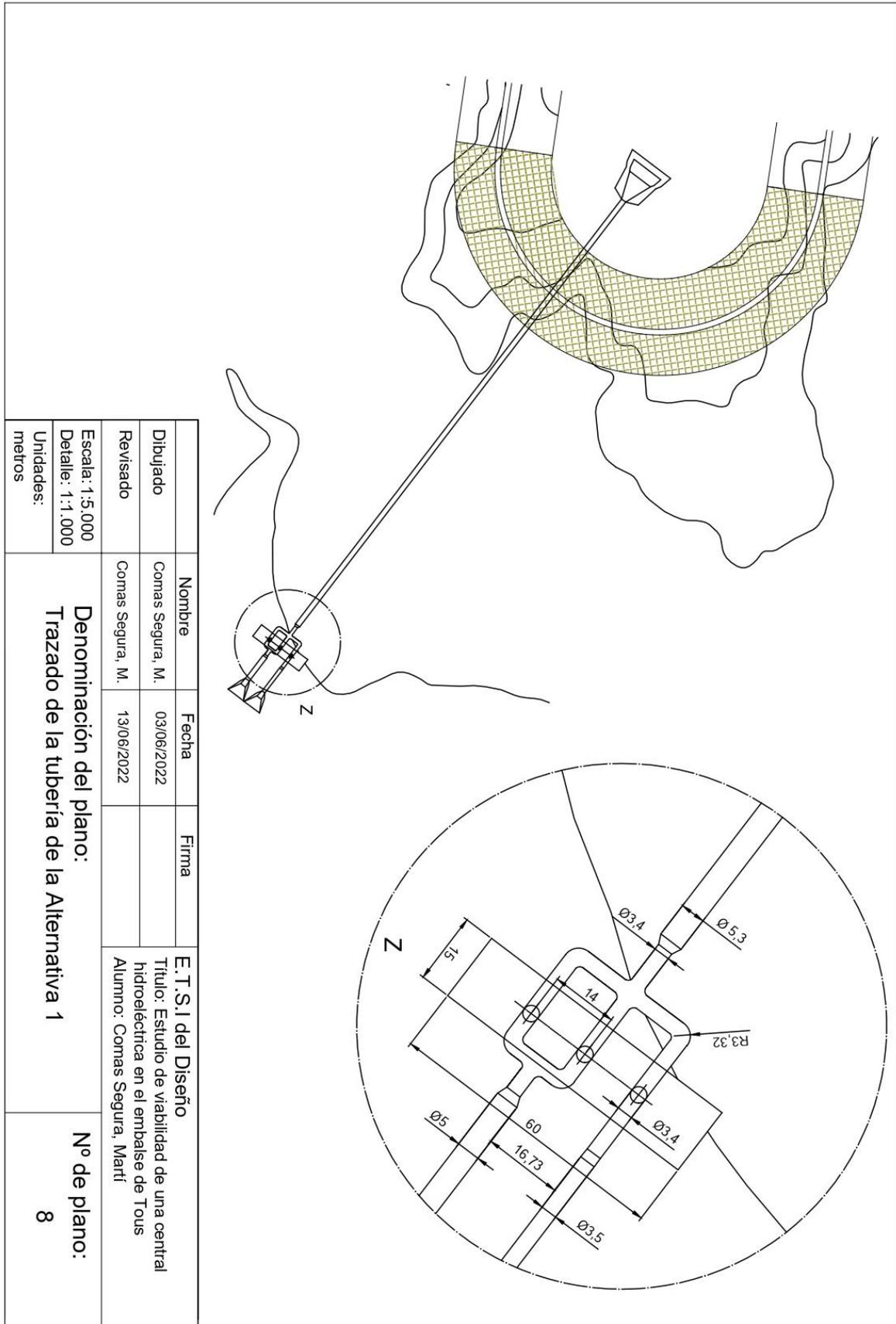
2.6. Esquema cotas de los desagües



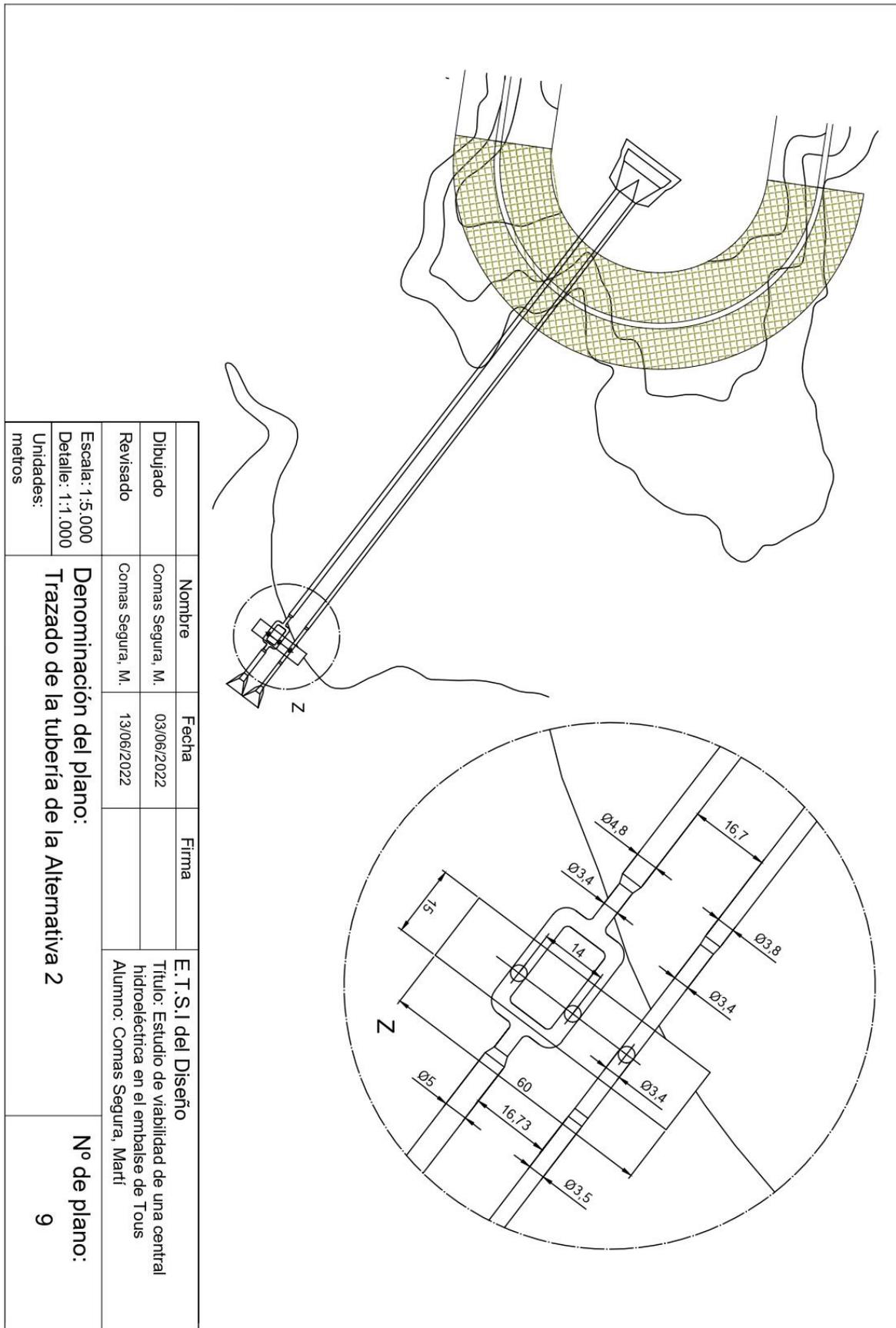
2.7. Perfil de la tubería



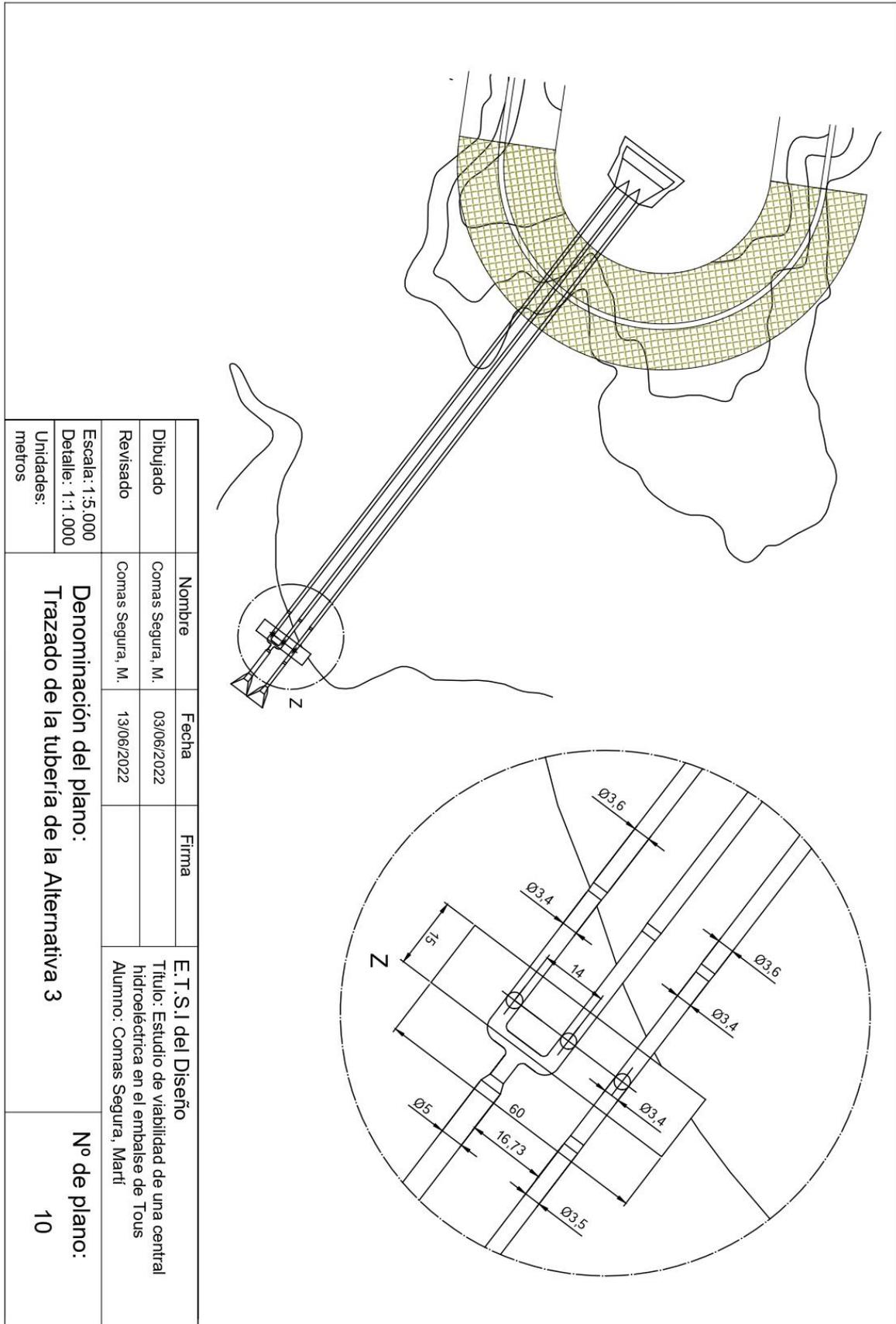
2.8. Tubería Alternativa 1



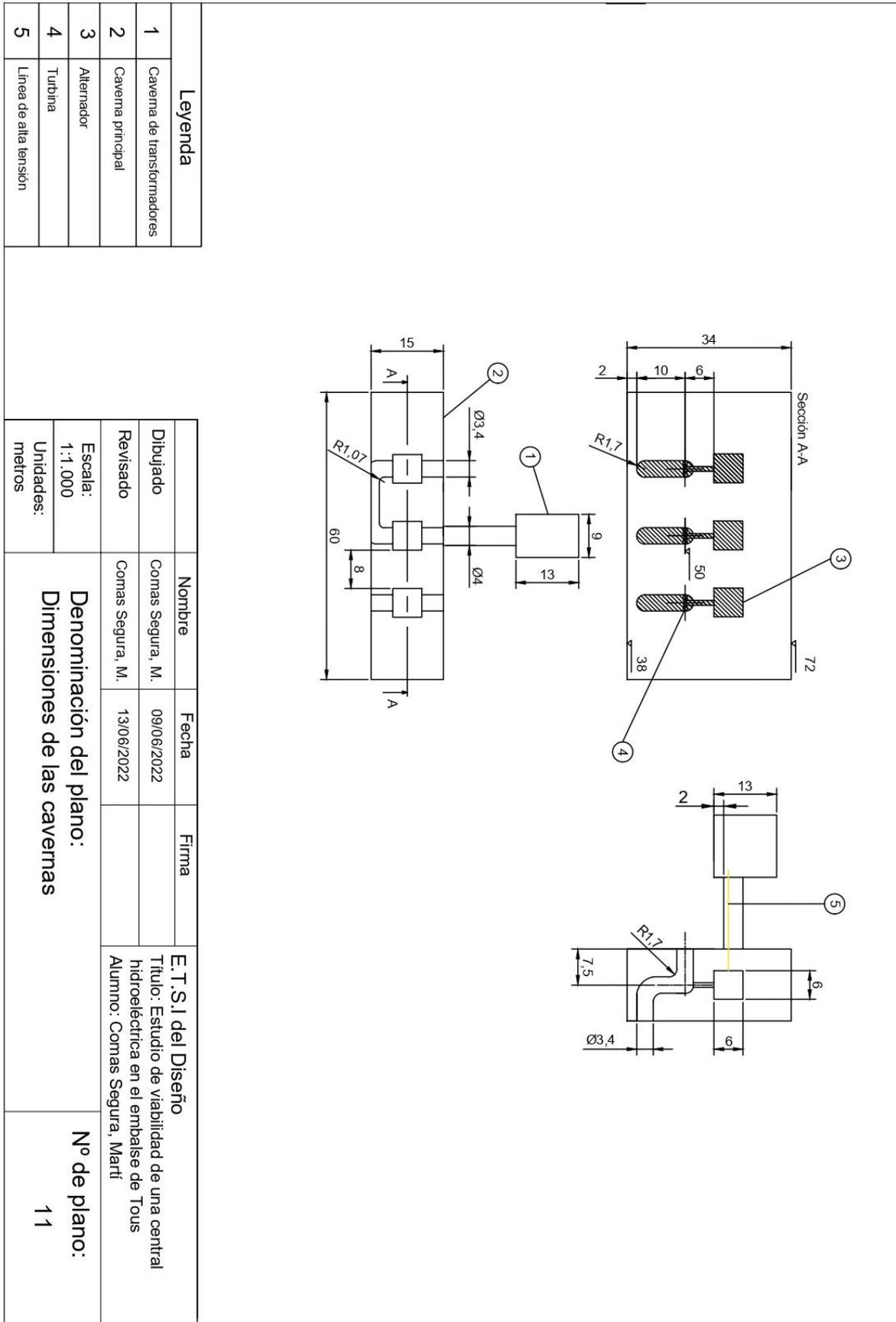
2.9. Tubería Alternativa 2



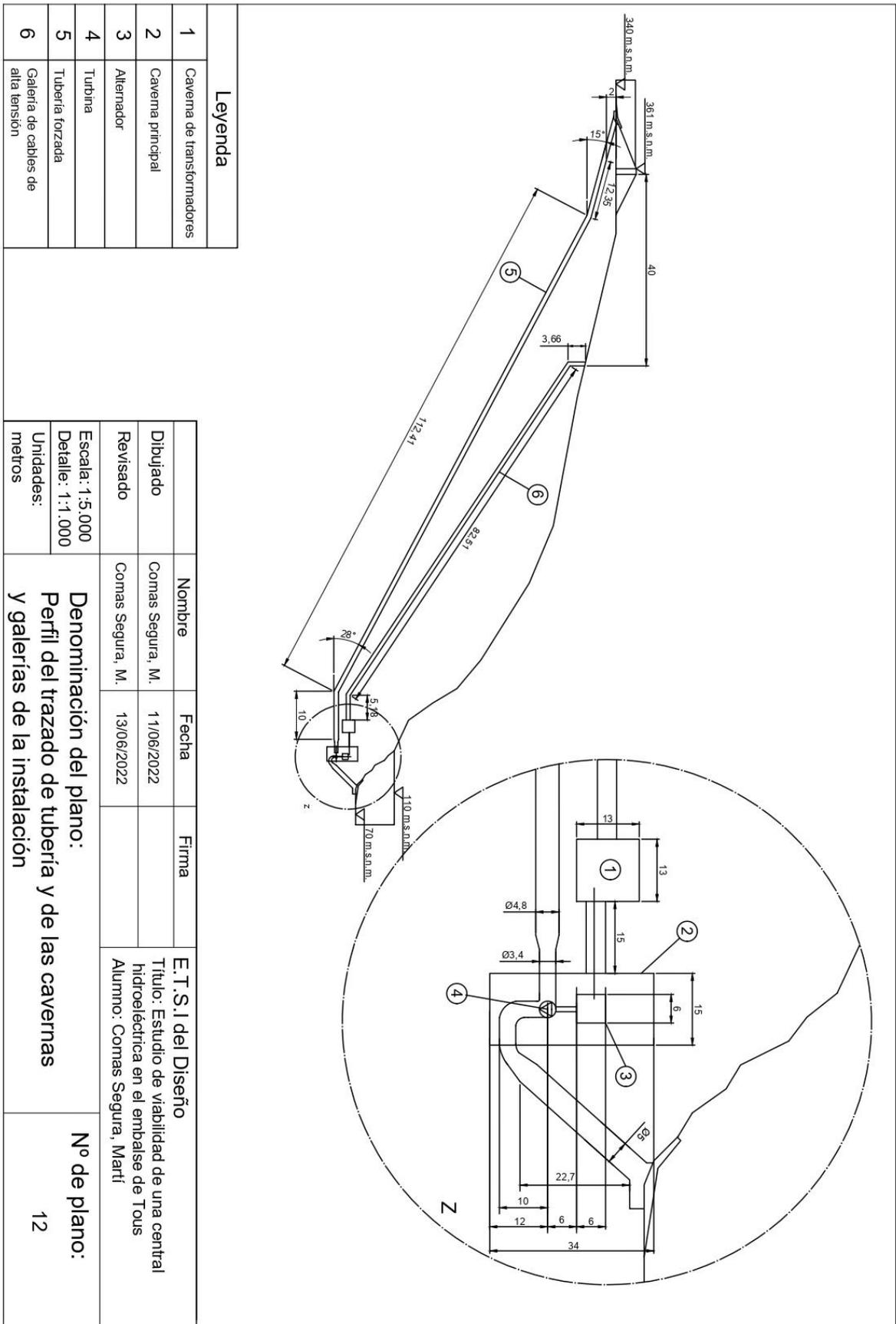
2.10. Tubería Alternativa 3



2.11. Cavernas de turbinas y transformadores



2.12. Perfil de la instalación en conjunto





UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

3. Pliego de condiciones

3.1. Objeto

La presente especificación se refiere al proyecto de la construcción de una central hidroeléctrica de bombeo puro, de nueva obra, en el margen izquierdo aguas arriba de la presa de Tous. Este proyecto se divide en tres secciones diferenciadas como son la obra civil, la instalación hidráulica y la instalación de sistemas eléctricos. La especificación se va a referir al desarrollo constructivo de la obra civil y a los detalles técnicos de las máquinas hidráulicas y de los principales componentes eléctricos.

Quedan excluidos de esta especificación los procesos de instalación de la maquinaria hidráulica y eléctrica, así como las características técnicas de los equipos secundarios o auxiliares, y todos los accesorios que completan la central. Además, de la parte constructiva, no se va a aportar información detallada de los tratamientos de impermeabilización o recubrimientos de aislante necesarios en las galerías.

3.2. Materiales y maquinaria

A) *Obra civil*

La obra civil empieza por el acondicionamiento del terreno y las operaciones de excavación y terraplenado. La excavación a cielo abierto del terreno cohesivo formado por rocas y gravas compactas se va a realizar por medios mecánicos, necesitando del uso de retroexcavadoras sobre neumáticos de 85 kW de potencia. La excavación en galería de suelos cohesivos de roca dura va a requerir de madera de pino apta para el apuntalamiento y la entibación de la galería, así como de puntas de acero de 20 x 100 mm para mantener la estructura apuntalada. Se va realizar por medios manuales por lo que son necesarios martillos neumáticos y compresores portátiles eléctricos de 5 m³/minuto. (*CYPE Ingenieros, S.A., s. f.*)

Para el terraplenado se va a utilizar el material extraído de la excavación formado principalmente por arcillas y grava compacta de diferentes diámetros de grano. El terraplenado debe ser mediante extendido en tongadas de un espesor inferior a los 30 cm del material excavado, descargando las capas con palas cargadoras sobre neumáticos de 120 kW/1,9 m³ y camiones basculantes de 10 toneladas de carga de 147 kW de potencia. Posteriormente se realiza la compactación del material mediante medios mecánicos, utilizando como maquinaria motoniveladoras de 141 kW. (*CYPE Ingenieros, S.A., s. f.*)

El cimentado de la sección de solera se va realizar con hormigón HA-25/F/20/XC2, proveniente de fábrica y vertido con camión, utilizando mallas electrosoldadas ME 20 x 20 de 5 mm de diámetro tipo 5 B 500 T 6x2,20 UNE-EN 10080 para las armaduras. Las juntas de dilatación se van a completar con el uso de paneles rígidos de Panel rígido de poliestireno expandido, según UNE-EN 13163, mecanizado lateral recto, de 30 mm de espesor, resistencia térmica 0,8 m²K/W, conductividad térmica 0,036 W/(mK). El hormigón utilizado para la cimentación de la solera debe ser vibrado mediante regla vibrante y se tiene que utilizar un equipo con disco de diamante para el corte de las juntas de retracción. (*CYPE Ingenieros, S.A., s. f.*)

Los muros que delimitan la balsa están compuestos por taludes que deben estabilizarse mediante la proyección de dos capas de hormigón HM-D-400/F/12/XC2, fabricado en central. Las paredes de las galerías y cavernas excavadas también deben ser estabilizadas con el mismo tipo de hormigón. (CYPE Ingenieros, S.A., s. f.)

La impermeabilización de la estructura de hormigón que conforma toda la charca va a requerir del uso de mortero impermeabilizante, según UNE-EN 1504-2, con resistencia a los sulfatos, alta resistencia a ciclos de congelamiento y deshielo y efecto protector frente a la carbonatación impermeabilizante. (CYPE Ingenieros, S.A., s. f.)

La impermeabilización de las paredes que conforman todo el entramado de galerías y cavernas debe utilizar un geocompuesto de bentonita de sodio, de 6 mm de espesor, formado por un geotextil no tejido de polipropileno, de 200 g/m², 5 kg/m² de gránulos de bentonita de sodio natural y un geotextil tejido de polipropileno, de 110 g/m². Además, se debe contar con puntas de acero de 20 x 100 mm para el encofrado y flejes de acero galvanizado para el remate superior. (CYPE Ingenieros, S.A., s. f.)

El vallado encargado de delimitar el ancho de coronación será de malla de simple torsión de 8 mm de paso de malla y 1,1 mm de diámetro de acero con acabado galvanizado. Además, se va a contar con varios postes de acero galvanizado de 48 mm de diámetro y 1,5 mm de espesor y tres metros de altura. Se deberán usar accesorios para la fijación de la malla de simple torsión a los postes metálicos y de hormigón HM-20/B/20/X0 para empotrar los postes. (CYPE Ingenieros, S.A., s. f.)

La obra civil concluye con el transporte y el vertido de tierras procedentes de la excavación en puntos especializados en el tratamiento de residuos. Para ello serán necesarios camiones basculantes de 20 toneladas de carga y una potencia de 213 kW. (CYPE Ingenieros, S.A., s. f.)

B) Elementos hidráulicos

Las tuberías necesarias en la instalación serán de una aleación de acero con Cromo y Molibdeno (13Cr-Md44) con un tratamiento galvánico para la protección frente a la corrosión. Se va a requerir del uso de cinta anticorrosiva de 5cm de ancho para la protección de materiales metálicos. Todas las tuberías serán de este material y requerirán de la protección mencionada, pero toman diámetros distintos. Además, se van comprar al fabricante en tramos de 9 metros de longitud, por lo que se va a requerir de material de soldadura para hacer las uniones metálicas entre tramos. (Masteel UK Ltd, 2020)

Se van a necesitar 671 metros de tubería de DN 4.800 mm y 59,63 mm de espesor, lo que hace un total de 75 tramos de 9 metros, con material sobrante para su uso en caso de necesidad; otros 671 metros de tubería de DN 3.800 mm y 44,28 mm de espesor, lo que hace un total de 75 tramos de 9 metros, con material sobrante para su uso en caso de necesidad; 40 metros de tubería de DN 3.400 mm y 40 mm de espesor, lo que hace un total de 5 tramos de 9 metros, con material sobrante para su uso en caso de necesidad; 30 metros de tubería de DN 5.000 mm y 60 mm de espesor, lo que hace un total de 4 tramos de 9 metros, con material sobrante para su uso en caso de necesidad; y 30 metros de tubería de DN 3.500 mm y 40 mm de espesor, lo que hace un total de 4 tramos de 9 metros, con material sobrante para su uso en caso de necesidad. Los tramos de tubería se modificarán con soldadura para realizar los codos y T necesarias para completar la instalación.

Además, se va a requerir de dos válvulas de compuerta de 4.800 mm de diámetro y 100 mm de espesor en los dos desagües de fondo de la charca superior; así como otras dos válvulas de compuerta de 5.000 mm de diámetro y 100 mm de espesor en los dos desagües de fondo del embalse de Tous.

Se deben utilizar válvulas tipo mariposa del diámetro nominal de las tuberías que comunican con las turbinas, para su regulación, así como de la disposición en de una tubería de 3.400 mm de diámetro y 40 mm de espesor que funcione como Bypass como medida de seguridad.

Finalmente, el componente hidráulico principal son las turbinas hidráulicas. Se deben utilizar turbinas tipo Francis de eje vertical reversibles con un diámetro de rodete de 3.400 mm. Deben ser capaces de trabajar con un caudal de 48 m³/s en turbinado y 33 m³/s en bombeo y generar potencias de 113 MW en turbinado y 105 MW en bombeo. Su frecuencia de conexión a red es de 50 Hz, permitiendo una velocidad de giro de trabajo de 500 rpm. La velocidad de embalamiento de los dispositivos es de 790 rpm. (*Boletín Oficial del Estado*, 257, 1967)

C) Componentes eléctricos

Los tres grupos de alternadores utilizados serán trifásicos con una tensión nominal de trabajo de 14,5 kV con un 10% de variación hacia arriba y hacia abajo y una potencia aparente de 230 MVA. Deberán trabajar con una frecuencia de 50 Hz con lo que su velocidad de giro de eje será de 500 rpm, siendo la velocidad de embalamiento de los dispositivos de 790 rpm. El alternador contará con un factor de potencia generación/motor de 0,9; y una eficiencia en generación del 98%. Las dimensiones de los alternadores son de 6 x 6 x 6 aproximadamente. (*Boletín Oficial del Estado*, 257, 1967)

Los tres grupos de transformadores serán trifásicos de elevación y reducción de potencia, trabajando en rangos de elevación y reducción de los 14,5 kV hasta los 400 kV, y a la inversa. Su relación de transformación será 14,5/410 más o menos un 2,5-5% de margen. La potencia de estos dispositivos es de 230 MVA y su tensión de cortocircuito del 16%. (*Boletín Oficial del Estado*, 257, 1967)

Las líneas de alta tensión serán de cobre de 150 mm de espesor y con un recubrimiento plástico de 50 mm de espesor para aislarlos. Se deberá contar con 11 km de longitud de cables de alta tensión que permitan el paso de 400 kV de tensión y altas corrientes.

3.3. Condiciones de ejecución

A) Obra civil

Las operaciones de terraplenado deben utilizar materiales que cumplan los requisitos expuestos en el artículo 330.3.3.1 del PG-3. Tras la compactación por medios mecánicos se debe realizar un ensayo de Proctor modificado atendiendo a la norma UNE 103501 para determinar la densidad seca del terreno, que debe ser superior al 95%. El proceso de rellenado y compactación debe realizarse tantas veces cuanto sea necesario hasta conseguir la cota de subrasante. (*CYPE Ingenieros, S.A., s. f.*)

Las capas de hormigón proyectadas para la cimentación de la solera, así como para la estabilización de la solera deben ser de 10 cm de espesor total, con proyección por vía húmeda. La impermeabilización de la estructura se realiza mediante saturación de la red capilar del hormigón, con espolvoreo manual de mortero con un rendimiento de 1 kg/m² sobre la capa de hormigón de limpieza, previamente humedecida y con la armadura ya montada; y posteriormente, utilizando mortero impermeabilizante con un rendimiento de 2 kg/m² aplicado en forma de lechada mediante extendido con cepillo sobre el hormigón ya fraguado. La construcción de la malla se debe realizar con una separación entre postes no superior a 2,5 metros y mediante la empotración de estos en la base de hormigón realizada. (CYPE Ingenieros, S.A., s. f.)

La impermeabilización de las galerías se debe realizar con capas de 10 cm de espesor colocando el material, bentonita de sodio granular, en solapes con puntas de acero al encofrado, previo al hormigonado. Además, se debe guardar material para el posterior sellado de las juntas y para el remate superior. (CYPE Ingenieros, S.A., s. f.)

B) Elementos hidráulicos

La tubería forzada se debe colocar paralela al plano de la excavación para cumplir con las inclinaciones deseadas. El primer tramo debe ser de 60 metros con una inclinación de 15° hasta llegar al codo encargado de cambiar la inclinación a 35°. El tramo con esta inclinación debe extenderse por una longitud total de 561 hasta llegar al codo que cambia la inclinación hasta un plano completamente horizontal. Luego el tramo horizontal termina por conectarse a la entrada de la turbina.

Se debe garantizar una entrada completamente horizontal ya que el flujo debe entrar completamente radial. Por su parte, la salida debe formar una perpendicular con el plano horizontal de entrada, para garantizar una salida axial. Al final del tramo vertical se dispone un codo de 75° que permite disponer la tubería de salida con una inclinación de 45 ° hasta el desagüe inferior.

La turbina de eje vertical debe disponerse con el eje completamente perpendicular al plano del suelo, y perfectamente alineada y soldada con la tubería de entrada y de salida permitiendo el paso del flujo radial y axial, respectivamente. Se debe disponer el eje del rodete a una cota de 50 metros sobre el nivel del mar o, lo que es igual, a 16 metros sobre el nivel del suelo de la caverna principal. La separación entre ejes de la turbina debe ser igual a 14 metros. La distancia de conexión entre los ejes de turbina y alternador debe ser igual a 6 metros.

C) Componentes eléctricos

Los alternadores se deben situar a 6 metros sobre el nivel del eje del rodete de la turbina, lo que supone que estén a una cota de 22 metros sobre el nivel del suelo. Al ser la separación entre ejes de 14 metros esto supone que entre dispositivos debe existir una distancia total de 8 metros. Deben estar perfectamente alineados con el eje de la turbina, por lo que su eje debe estar a 90° del plano horizontal. La conexión de las líneas de alta tensión se debe realizar con las medidas de seguridad pertinentes y siguiendo los métodos más seguros.



Los transformadores se van a albergar en la caverna de transformadores con un distancia entre ellos de 2 metros de separación. Se deben disponer sumergidos en aceite adecuado para evitar la influencia del medio. La línea de tensión que los conecta con los alternadores tendrá una longitud total de 20 metros más o menos 5 de margen, y debe transcurrir por la galería destinada a ello. Los transformadores deben ir en el plano del suelo de la caverna de transformadores para permitir tener su eje de trabajo en paralelo con el de los alternadores y facilitar los procesos de conexión.

3.4. Pruebas de servicio

Se deben realizar estudios geográficos adecuados para determinar el efecto de las vibraciones y los ruidos causados por el funcionamiento de la central, para determinar el riesgo de movimiento de los suelos y del terreno.

Para asegurar que la estación a largo plazo es resistente a la corrosión se visitará la estación de bombeo durante el primer año de funcionamiento para tomar al menos 18 muestras, sometidas a diferentes niveles de deformación constante. Tras el periodo de ensayo deseado, se exponen las muestras a una solución de ácido sulfúrico 1,0N, midiendo el tiempo hasta fallo o fuga en cada muestra. Mediante métodos de regresión se debe obtener una deformación unitaria a 50 años de valores iguales a los establecidos por la normativa para cada tipo de rigidez.

Se deberá realizar un seguimiento continuo de los parámetros de funcionamiento de la red hidráulica para la prevención de posibles fenómenos de cavitación que comporten grietas en el sistema; así como un seguimiento de la velocidad del eje para evitar asincronismo entre alternador y turbina y para prevenir una posible desconexión de la maquinaria por superar la velocidad de embalamiento.

También será necesario realizar un seguimiento del funcionamiento de los dispositivos eléctricos para garantizar que no se sobrepasan las tensiones de trabajo ni se alcanzan temperaturas de trabajo excesivas.



4. Presupuesto

El presupuesto se ha realizado con los costes según su naturaleza. Esto quiere decir que en un primer apartado se han plasmado los precios elementales de las distintas partes que componen las operaciones y los elementos de la construcción. En esta primera clasificación se han dividido los elementos a catalogar en cuatro secciones diferentes: materiales, maquinaria y equipos, mano de obra y costes auxiliares, directos o indirectos.

Posteriormente, se han catalogado las actividades o componentes que requieren estar compuestos por varios de los elementos esenciales descritos en la primera parte. Así pues, se establece una cantidad de los elementos que componen cada una de las partes compuestas para obtener su valor total.

Finalmente, se ha realizado una valoración total, sumando el total de partes descompuestas necesarias para el desarrollo del proyecto. La valoración se ha dividido en las distintas partes que componen la construcción de una central hidroeléctrica, que son: Obra civil, Turbinas, Sistemas eléctricos e Ingeniería y costes de dirección. El único apartado que se ha podido desglosar ha sido el de la obra civil, mientras que los demás se han calculado como porcentajes, gracias a la información aportada por el *Plan de Energías Renovables 2011-2021*, evaluado en el [anexo II](#). Los porcentajes utilizados son aproximados y particulares de este proyecto, y se han basado en los datos del documento mencionado anteriormente. Cabe destacar que la gran mayoría de los precios se han deducido de las bases de datos del CYPE. (CYPE Ingenieros, S.A., s. f.)

Presupuesto según su naturaleza

1. Precios Elementales

a) Materiales

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (€)
m1	m3	Material seleccionado de aportación, para formación de terraplenes, artículo 330 3,3,1 del PG-3	9,68
m2	m3	Madera de pino para apuntalamiento y entibación de excavaciones	225,00
m3	kg	Puntas de acero de 20 x 100 mm	8,75
m4	ud.	Separador homologado para soleras	0,05
m5	m2	Malla electrosoldada ME 20x20 Ø 5-5 B 500 T 6x2,20 UNE-EN 10080	1,49
m6	m3	Hormigón HA-25/F/20/XC2, fabricado en central.	80,88
m7	m3	Panel rígido de poliestireno expandido, según UNE-EN 13163, mecanizado lateral recto, de 30 mm de espesor, resistencia térmica 0,8 m ² K/W, conductividad térmica 0,036 W/(mK), para junta de dilatación.	2,01
m8	m3	Hormigón para proyectar, HM-D-400/F/12/XC2, fabricado en central	76,63
m9	m3	Agua	1,50

m10	kg	Mortero impermeabilizante, según UNE-EN 1504-2, con resistencia a los sulfatos, alta resistencia a ciclos de congelamiento y deshielo y efecto protector frente a la carbonatación	1,49
m11	ud.	Poste intermedio de tubo de acero galvanizado, de 48 mm de diámetro y 1,5 mm de espesor, altura 3 m	17,46
m12	ud.	Poste interior de refuerzo de tubo de acero galvanizado, de 48 mm de diámetro y 1,5 mm de espesor, altura 3 m	18,47
m13	ud.	Poste extremo de tubo de acero galvanizado, de 48 mm de diámetro y 1,5 mm de espesor, altura 3 m	22,33
m14	ud.	Poste en escuadra de tubo de acero galvanizado, de 48 mm de diámetro y 1,5 mm de espesor, altura 3 m	23,99
m15	m2	Malla de simple torsión, de 8 mm de paso de malla y 1,1 mm de diámetro, acabado galvanizado	1,40
m16	ud.	Accesorios para la fijación de la malla de simple torsión a los postes metálicos	1,00
m17	m3	Hormigón HM-20/B/20/X0, fabricado en central	73,13
m18	m	Tubo de acero galvanizado, con soldadura longitudinal por resistencia eléctrica, DN 3.800 mm y 44,28 mm de espesor. Incluye un 20% de accesorios	38.584,22
m19	m	Tubo de acero galvanizado, con soldadura longitudinal por resistencia eléctrica, DN 4.800 mm y 59,63 mm de espesor. Incluye un 20% de accesorios	65.613,61
m20	m	Cinta anticorrosiva de 5 cm de ancho para protección de materiales metálicos enterrados	0,76
m21	m	Tubo de acero galvanizado, con soldadura longitudinal por resistencia eléctrica, DN 5.000 mm y 60 mm de espesor. Incluye un 20% de accesorios	68.781,75
m22	m	Tubo de acero galvanizado, con soldadura longitudinal por resistencia eléctrica, DN 3.400 mm y 40 mm de espesor. Incluye un 20% de accesorios	31.184,75
m23	m	Tubo de acero galvanizado, con soldadura longitudinal por resistencia eléctrica, DN 3.500 mm y 40 mm de espesor. Incluye un 20% de accesorios	32.107,38
m24	kg	Bentonita de sodio granular	1,73
m25	m2	Geocompuesto de bentonita de sodio, de 6 mm de espesor, formado por un geotextil no tejido de polipropileno, de 200 g/m ² , 5 kg/m ² de gránulos de bentonita de sodio natural y un geotextil tejido de polipropileno, de 110 g/m ² .	4,17
m26	kg	Puntas de acero de 20x100 mm	8,75
m27	m	Fleje de acero galvanizado, de fijación	0,29

b) Equipos y maquinaria

eq1	h	Pala cargadora sobre neumáticos de 120 kW/1,9 m ³	45,06
eq2	h	Camión basculante de 10 toneladas de carga de 147 kW	36,92
eq3	h	Motoniveladora de 141 kW	75,91
eq4	h	Compactador monocilíndrico vibrante autopropulsado de 129 kW, 16,2 toneladas y anchura de trabajo de 213,4 cm	69,78
eq5	h	Camión cisterna de 8 m ³ de capacidad	44,89
eq6	h	Retroexcavadora sobre neumáticos de 85 kW con martillo rompedor	72,80
eq7	h	Compresor portátil eléctrico 5 m ³ /min de caudal	7,73
eq8	h	Martillo neumático	4,57
eq9	h	Regla vibrante de 3 metros	5,23
eq10	h	Equipo para corte de juntas en soleras de hormigón	10,64
eq11	h	Gunitadora de hormigón por vía húmeda de 33 kW	14,54
eq12	h	Camión basculante de 20 toneladas de carga de 213 kW	47,30
eq13	m ³	Canon de vertido por entrega de tierras procedentes de la excavación, en vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos.	2,14
eq14	h	Camión de transporte de cargas de hasta 10 metros de longitud	152,15

c) Mano de obra

h1	h	Peón ordinario de construcción	18,69
h2	h	Oficial 1º encofrador	20,74
h3	h	Ayudante encofrador	19,68
h4	h	Oficial 1º construcción	19,93
h5	h	Peón especializado construcción	19,00
h6	h	Ayudante construcción	18,92
h7	h	Oficial 1ª aplicador de productos impermeabilizantes	19,93
h8	h	Ayudante 1ª aplicador de productos impermeabilizantes	18,92
h9	h	Ayudante construcción de obra civil	18,92
h10	h	Oficial 1º montador	20,48
h11	h	Ayudante montador	18,92
h12	h	Oficial 1º fontanero	20,48
h13	h	Ayudante fontanero	18,88
h14	h	Oficial 1º construcción de obra civil	20,92
h15	h	Oficial 1ª aplicador de productos impermeabilizantes	19,93
h16	h	Ayudante aplicador de productos impermeabilizantes	18,92
h17	h	Ingeniero Técnico Industrial encargado de la redacción y diseño	24,92

d) Medios Auxiliares

a1	%	Costes directos complementarios	2,00
a2	%	Costes directos complementarios	3,00

2. Cuadro de precios descompuestos

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (€)	Cantidad	Parical (€)
d1	m3	Un metro cúbico de terraplenado de aportación para cimiento de terraplén, mediante el extendido en tongadas de espesor no superior a 30 cm de material seleccionado, que cumple los requisitos expuestos en el art. 330.3.3.1 del PG-3 y posterior compactación con medios mecánicos hasta alcanzar una densidad seca no inferior al 95% de la máxima obtenida en el ensayo Proctor Modificado, realizado según UNE 103501, y ello cuantas veces sea necesario, hasta conseguir la cota de subrasante			
a) Materiales					
m1	m3	Material seleccionado de aportación, para formación de terraplenes, artículo 330 3,3,1 del PG-3	9,68	1,15	11,13
b) Equipos y maquinaria					
eq1	h	Pala cargadora sobre neumáticos de 120 kW/1,9 m3	45,06	0,03	1,35
eq2	h	Camión basculante de 10 toneladas de carga de 147 kW	36,92	0,05	1,66
eq3	h	Motoniveladora de 141 kW	75,91	0,01	0,76
eq4	h	Compactador monocilíndrico vibrante autopropulsado de 129 kW, 16,2 toneladas y anchura de trabajo de 213,4 cm	69,78	0,04	2,58
eq5	h	Camión cisterna de 8 m3 de capacidad	44,89	0,02	0,90
c) Mano de obra					
h1	h	Peón ordinario de construcción	18,69	0,07	1,31
d) Medios Auxiliares					
a1	%	Costes directos complementarios	2	19,69	0,39
				Precio E.M.:	20,09

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (€)	Cantidad	Parical (€)
d2	m3	Un metro cúbico de terraplenado de la propia excavación para cimiento de terraplén, mediante el extendido en tongadas de espesor no superior a 30 cm de material seleccionado, que cumple los requisitos expuestos en el art. 330.3.3.1 del PG-3 y posterior compactación con medios mecánicos hasta alcanzar una densidad seca no inferior al 95% de la máxima obtenida en el ensayo Proctor Modificado, realizado según UNE 103501, y ello cuantas veces sea necesario, hasta conseguir la cota de subrasante			
b) Equipos y maquinaria					
eq1	h	Pala cargadora sobre neumáticos de 120 kW/1,9 m3	45,06	0,030	1,35
eq2	h	Camión basculante de 10 toneladas de carga de 147 kW	36,92	0,045	1,66
eq3	h	Motoniveladora de 141 kW	75,91	0,020	1,52
eq4	h	Compactador monocilíndrico vibrante autopropulsado de 129 kW, 16,2 toneladas y anchura de trabajo de 213,4 cm	69,78	0,047	3,28
eq5	h	Camión cisterna de 8 m3 de capacidad	44,89	0,020	0,90
c) Mano de obra					
h1	h	Peón ordinario de construcción	18,69	0,07	1,31
d) Medios Auxiliares					
a1	%	Costes directos complementarios	2	10,02	0,20
				Precio E.M.:	10,22

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (€)	Cantidad	Parical (€)	
d3	m3	Excavación de un metro cúbico de terreno, a cielo abierto, en suelo cohesivo de roca dura con grava compacta, con medios mecánicos, y carga a camión. El precio no incluye el transporte de los materiales excavados.				
b) Equipos y maquinaria						
eq6	h	Retroexcavadora sobre neumáticos de 85 kW con martillo rompedor	72,80	0,250	18,20	
c) Mano de obra						
h1	h	Peón ordinario de construcción	18,69	0,10	1,87	
d) Medios Auxiliares						
a1	%	Costes directos complementarios	2	20,07	0,40	
					Precio E.M.:	20,47

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (€)	Cantidad	Parical (€)	
d4	m3	Excavación de un metro cúbico de terreno en galería, en suelo cohesivo de roca dura con grava compacta, con medios martillo neumático, y carga a camión. El precio no incluye el transporte de los materiales excavados.				
a) Materiales						
m8	m3	Madera de pino para apuntalamiento y entibación de excavaciones	225,00	0,017	3,83	
m9	kg	Puntas de acero de 20 x 100 mm	8,75	0,028	0,25	
b) Equipos y maquinaria						
eq7	h	Compresor portátil eléctrico 5 m3/min de caudal	7,73	1,825	14,11	
eq8	h	Martillo neumático	4,57	3,650	16,68	
c) Mano de obra						
h1	h	Peón ordinario de construcción	18,69	3,650	68,22	
h2	h	Oficial 1º encofrador	20,74	0,880	18,25	
h3	h	Ayudante encofrador	19,68	0,440	8,66	
h4	h	Oficial 1º construcción	19,93	1,550	30,89	
d) Medios Auxiliares						
a1	%	Costes directos complementarios	2	160,88	3,22	
					Precio E.M.:	164,10

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (€)	Cantidad	Parical (€)
d5	m3	Solera de hormigón armado de 10 cm de espesor, realizada con hormigón HA-25/F/20/XC2 fabricado en central, y vertido desde camión, y malla electrosoldada ME 20x20 Ø 5-5 B 500 T 6x2,20 UNE-EN 10080 como armadura de reparto, colocada sobre separadores homologados, extendido y vibrado manual mediante regla vibrante, sin tratamiento de su superficie; con juntas de retracción de 5 mm de espesor, mediante corte con disco de diamante. Incluso panel de poliestireno expandido de 3 cm de espesor, para la ejecución de juntas de dilatación. El precio no incluye la base de la solera.			



a) Materiales

m4	ud.	Separador homologado para soleras	0,05	2,000	0,10
m5	m2	Malla electrosoldada ME 20x20 Ø 5-5 B 500 T 6x2,20 UNE-EN 10080	1,49	1,200	1,79
m6	m3	Hormigón HA-25/F/20/XC2, fabricado en central.	80,88	0,105	8,49
m7	m3	Panel rígido de poliestireno expandido, según UNE-EN 13163, mecanizado lateral recto, de 30 mm de espesor, resistencia térmica 0,8 m ² K/W, conductividad térmica 0,036 W/(mK), para junta de dilatación.	2,01	0,050	0,10

b) Equipos y maquinaria

eq9	h	Regla vibrante de 3 metros	5,23	0,084	0,44
eq10	h	Equipo para corte de juntas en soleras de hormigón	10,64	0,082	0,87

c) Mano de obra

h1	h	Peón ordinario de construcción	18,69	0,075	1,40
h4	h	Oficial 1º construcción	19,93	0,075	1,49
h5	h	Peón especializado construcción	19,00	0,082	1,56
h6	h	Ayudante construcción	18,92	0,038	0,72

d) Medios Auxiliares

a1	%	Costes directos complementarios	2	16,97	0,34
				Precio E.M.:	17,31

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (€)	Cantidad	Parical (€)
d6	m2	Estabilización de taludes realizados con material sobrante de la excavación, mediante la proyección por vía húmeda de dos capas de hormigón, HM-D-400/F/12/XC2, de 10 cm de espesor total.			

a) Materiales

m8	m3	Hormigón para proyectar, HM-D-400/F/12/XC2, fabricado en central	76,63	0,13	9,96
----	----	--	-------	------	------

b) Equipos y maquinaria

eq11	h	Gunitadora de hormigón por vía húmeda de 33 kW	14,54	0,467	6,79
------	---	--	-------	-------	------

c) Mano de obra

h1	h	Peón ordinario de construcción	18,69	0,24	4,49
h4	h	Oficial 1º construcción	19,93	0,48	9,57

d) Medios Auxiliares

a1	%	Costes directos complementarios	2	30,80	0,62
				Precio E.M.:	31,42

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (€)	Cantidad	Parical (€)
d7	m2	Impermeabilización de losa de cimentación, mediante saturación de la red capilar del hormigón, compuesto por una capa bajo la losa, antes de proceder al hormigonado, de mortero impermeabilizante, con un rendimiento de 1 kg/m ² , aplicado en polvo, mediante espolvoreo manual sobre el hormigón de limpieza, previamente humedecido con agua y con la armadura de la losa ya montada; y dos capas sobre la losa, una vez hormigonada, de mortero impermeabilizante, con un rendimiento de 2 kg/m ² , aplicado en forma de lechada, mediante extendido con cepillo sobre el hormigón ya fraguado, previa preparación del soporte según instrucciones del fabricante.			
a) Materiales					
m9	m3	Agua	1,5	0,005	0,01
m10	kg	Mortero impermeabilizante, según UNE-EN 1504-2, con resistencia a los sulfatos, alta resistencia a ciclos de congelamiento y deshielo y efecto protector frente a la carbonatación	1,49	3,000	4,47
c) Mano de obra					
h7	h	Oficial 1ª aplicador de productos impermeabilizantes	19,93	0,080	1,59
h8	h	Ayudante 1ª aplicador de productos impermeabilizantes	18,92	0,080	1,51
d) Medios Auxiliares					
a1	%	Costes directos complementarios	2	7,59	0,15
				Precio E.M.:	7,74

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (€)	Cantidad	Parical (€)
d8	m	Vallado de parcela formado por malla de simple torsión, de 8 mm de paso de malla y 1,1 mm de diámetro, acabado galvanizado y postes de acero galvanizado de 48 mm de diámetro y 3 m de altura, empotrados en dados de hormigón, en pozos excavados en el terreno. Incluso accesorios para la fijación de la malla de simple torsión a los postes metálicos.			
a) Materiales					
m11	ud.	Poste intermedio de tubo de acero galvanizado, de 48 mm de diámetro y 1,5 mm de espesor, altura 3 m	17,46	0,220	3,84
m12	ud.	Poste interior de refuerzo de tubo de acero galvanizado, de 48 mm de diámetro y 1,5 mm de espesor, altura 3 m	18,47	0,060	1,11
m13	ud.	Poste extremo de tubo de acero galvanizado, de 48 mm de diámetro y 1,5 mm de espesor, altura 3 m	22,33	0,040	0,89
m14	ud.	Poste en escuadra de tubo de acero galvanizado, de 48 mm de diámetro y 1,5 mm de espesor, altura 3 m	23,99	0,200	4,80
m15	m2	Malla de simple torsión, de 8 mm de paso de malla y 1,1 mm de diámetro, acabado galvanizado	1,40	3,600	5,04
m16	ud.	Accesorios para la fijación de la malla de simple torsión a los postes metálicos	1,00	1,000	1,00
m17	m3	Hormigón HM-20/B/20/X0, fabricado en central	73,13	0,015	1,10
c) Mano de obra					
h9	h	Ayudante construcción de obra civil	18,92	0,100	1,89
h10	h	Oficial 1º montador	20,48	0,090	1,84
h11	h	Ayudante montador	18,92	0,090	1,70
d) Medios Auxiliares					
a2	%	Costes directos complementarios	3	23,22	0,70
				Precio E.M.:	23,91

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (€)	Cantidad	Parical (€)
d9	m3	Transporte de tierras con camión de los productos procedentes de la excavación de cualquier tipo de terreno a vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos, situado a una distancia no limitada. El precio incluye el tiempo de espera en obra durante las operaciones de carga, el viaje de ida, la descarga y el viaje de vuelta, pero no incluye la carga en obra.			
b) Equipos y maquinaria					
eq12	h	Camión basculante de 20 toneladas de carga de 213 kW	47,30	0,122	5,77
d) Medios Auxiliares					
a1	%	Costes directos complementarios	2	5,77	0,12
					Precio E.M.: 5,89

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (€)	Cantidad	Parical (€)
d10	m3	Canon de vertido por entrega de tierras procedentes de la excavación, en vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos. El precio no incluye el transporte.			
b) Equipos y maquinaria					
eq13	m3	Canon de vertido por entrega de tierras procedentes de la excavación, en vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos.	2,14	1,000	2,14
d) Medios Auxiliares					
a1	%	Costes directos complementarios	2	2,14	0,04
					Precio E.M.: 2,18

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (€)	Cantidad	Parical (€)
d11	m	Tubería formada por un Tubo de acero galvanizado, con soldadura longitudinal por resistencia eléctrica, DN 3.800 mm y 44,28 mm de espesor. Instalación enterrada, con protección de la tubería con cinta anticorrosiva, accesorios y piezas especiales. Incluye el transporte de las tuberías, pero excluye la excavación. El precio incluye el tiempo de espera en fábrica durante las operaciones de carga, el viaje de ida, la descarga y el viaje de vuelta, pero no incluye la descarga en obra.			
a) Materiales					
m18	m	Tubo de acero galvanizado, con soldadura longitudinal por resistencia eléctrica, DN 3.800 mm y 44,28 mm de espesor. Incluye un 20% de accesorios	38.584,22	1,000	38.584,22
m20	m	Cinta anticorrosiva de 5 cm de ancho para protección de materiales metálicos enterrados	0,76	100,000	76,00
b) Equipos y maquinaria					
eq14	h	Camión de transporte de cargas de hasta 10 metros de longitud	152,15	1,000	152,15

c) Mano de obra

h9	h	Ayudante construcción de obra civil	18,92	0,280	5,30
h12	h	Oficial 1º fontanero	20,48	0,280	5,73
h13	h	Ayudante fontanero	18,88	0,280	5,29
h14	h	Oficial 1º construcción de obra civil	20,92	0,280	5,86

d) Medios Auxiliares

a1	%	Costes directos complementarios	2	38.834,54	776,69
				Precio E.M.:	39.611,23

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (€)	Cantidad	Parical (€)
d12	m	Tubería formada por un Tubo de acero galvanizado, con soldadura longitudinal por resistencia eléctrica, DN 4.800 mm y 59,63 mm de espesor. Instalación enterrada, con protección de la tubería con cinta anticorrosiva, accesorios y piezas especiales. Incluye el transporte de las tuberías, pero excluye la excavación. El precio incluye el tiempo de espera en fábrica durante las operaciones de carga, el viaje de ida, la descarga y el viaje de vuelta, pero no incluye la descarga en obra.			

a) Materiales

m19	m	Tubo de acero galvanizado, con soldadura longitudinal por resistencia eléctrica, DN 4.800 mm y 59,63 mm de espesor. Incluye un 20% de accesorios	0,00	1,000	0,00
m20	m	Cinta anticorrosiva de 5 cm de ancho para protección de materiales metálicos enterrados	0,76	100,000	76,00

b) Equipos y maquinaria

eq14	h	Camión de transporte de cargas de hasta 10 metros de longi	152,15	1,000	152,15
------	---	--	--------	-------	--------

c) Mano de obra

h9	h	Ayudante construcción de obra civil	18,92	0,280	5,30
h12	h	Oficial 1º fontanero	20,48	0,280	5,73
h13	h	Ayudante fontanero	18,88	0,280	5,29
h14	h	Oficial 1º construcción de obra civil	20,92	0,280	5,86

d) Medios Auxiliares

a1	%	Costes directos complementarios	2	250,33	5,01
				Precio E.M.:	255,33

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (€)	Cantidad	Parical (€)
d13	m	Tubería formada por un Tubo de acero galvanizado, con soldadura longitudinal por resistencia eléctrica, DN 5.000 mm y 60 mm de espesor. Instalación enterrada, con protección de la tubería con cinta anticorrosiva, accesorios y piezas especiales. Incluye el transporte de las tuberías, pero excluye la excavación. El precio incluye el tiempo de espera en fábrica durante las operaciones de carga, el viaje de ida, la descarga y el viaje de vuelta, pero no incluye la descarga en obra.			

a) Materiales

m21	m	Tubo de acero galvanizado, con soldadura longitudinal por resistencia eléctrica, DN 5.000 mm y 60 mm de espesor. Incluye un 20% de accesorios	68.781,75	1,000	68.781,75
m20	m	Cinta anticorrosiva de 5 cm de ancho para protección de materiales metálicos enterrados	0,76	100,000	76,00

b) Equipos y maquinaria

eq14	h	Camión de transporte de cargas de hasta 10 metros de longi	152,15	1,000	152,15
------	---	--	--------	-------	--------

c) Mano de obra

h9	h	Ayudante construcción de obra civil	18,92	0,280	5,30
h12	h	Oficial 1º fontanero	20,48	0,280	5,73
h13	h	Ayudante fontanero	18,88	0,280	5,29
h14	h	Oficial 1º construcción de obra civil	20,92	0,280	5,86

d) Medios Auxiliares

a1	%	Costes directos complementarios	2	69.032,08	1380,64
				Precio E.M.:	70.412,72

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (€)	Cantidad	Parical (€)
d14	m	Tubería formada por un Tubo de acero galvanizado, con soldadura longitudinal por resistencia eléctrica, DN 3.400 mm y 40 mm de espesor. Instalación enterrada, con protección de la tubería con cinta anticorrosiva, accesorios y piezas especiales. Incluye el transporte de las tuberías, pero excluye la excavación. El precio incluye el tiempo de espera en fábrica durante las operaciones de carga, el viaje de ida, la descarga y el viaje de vuelta, pero no incluye la descarga en obra.			

a) Materiales

m22	m	Tubo de acero galvanizado, con soldadura longitudinal por resistencia eléctrica, DN 3,400 mm y 40 mm de espesor. Incluye un 20% de accesorios	31.184,75	1,000	31.184,75
m20	m	Cinta anticorrosiva de 5 cm de ancho para protección de materiales metálicos enterrados	0,76	100,000	76,00

b) Equipos y maquinaria

eq14	h	Camión de transporte de cargas de hasta 10 metros de longi	152,15	1,000	152,15
------	---	--	--------	-------	--------

c) Mano de obra

h9	h	Ayudante construcción de obra civil	18,92	0,280	5,30
h12	h	Oficial 1º fontanero	20,48	0,280	5,73
h13	h	Ayudante fontanero	18,88	0,280	5,29
h14	h	Oficial 1º construcción de obra civil	20,92	0,280	5,86

d) Medios Auxiliares

a1	%	Costes directos complementarios	2	31.435,08	628,70
				Precio E.M.:	32.063,78

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (€)	Cantidad	Parical (€)
d15	m	Tubería formada por un Tubo de acero galvanizado, con soldadura longitudinal por resistencia eléctrica, DN 3.500 mm y 40 mm de espesor. Instalación enterrada, con protección de la tubería con cinta anticorrosiva, accesorios y piezas especiales. Incluye el transporte de las tuberías, pero excluye la excavación. El precio incluye el tiempo de espera en fábrica durante las operaciones de carga, el viaje de ida, la descarga y el viaje de vuelta, pero no incluye la descarga en obra.			
a) Materiales					
m23	m	Tubo de acero galvanizado, con soldadura longitudinal por resistencia eléctrica, DN 3.500 mm y 40 mm de espesor. Incluye un 20% de accesorios	32.107,38	1,000	32.107,38
m20	m	Cinta anticorrosiva de 5 cm de ancho para protección de materiales metálicos enterrados	0,76	100,000	76,00
b) Equipos y maquinaria					
eq14	h	Camión de transporte de cargas de hasta 10 metros de longi	152,15	1,000	152,15
c) Mano de obra					
h9	h	Ayudante construcción de obra civil	18,92	0,280	5,30
h12	h	Oficial 1º fontanero	20,48	0,280	5,73
h13	h	Ayudante fontanero	18,88	0,280	5,29
h14	h	Oficial 1º construcción de obra civil	20,92	0,280	5,86
d) Medios Auxiliares					
a1	%	Costes directos complementarios	2	32.357,70	647,15
				Precio E.M.:	33.004,86

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (€)	Cantidad	Parical (€)
d16	m2	Estabilización de paredes excavadas realizados con material sobrante de la excavación, mediante la proyección por vía húmeda de dos capas de hormigón, HM-D-400/F/12/XC2, de 10 cm de espesor total.			
a) Materiales					
m8	m3	Hormigón para proyectar, HM-D-400/F/12/XC2, fabricado en central	76,63	0,170	13,03
b) Equipos y maquinaria					
eq11	h	Gunitadora de hormigón por vía húmeda de 33 kW	14,54	0,657	9,55
c) Mano de obra					
h1	h	Peón ordinario de construcción	18,69	0,360	6,73
h4	h	Oficial 1º construcción	19,93	0,480	9,57
d) Medios Auxiliares					
a1	%	Costes directos complementarios	2	38,87	0,78
				Precio E.M.:	39,65

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (€)	Cantidad	Parical (€)
d17	m2	Impermeabilización de muro de hormigón en contacto con el terreno, por su cara exterior, con geocompuesto de bentonita de sodio, de 6 mm de espesor, formado por un geotextil no tejido de polipropileno, de 200 g/m ² , 5 kg/m ² de gránulos de bentonita de sodio natural y un geotextil tejido de polipropileno, de 110 g/m ² , colocado con solapes, fijado con puntas de acero al encofrado del muro antes de hormigonar. Incluso bentonita granular, para el sellado de juntas en puntos singulares y fleje de acero galvanizado para remate superior.			
a) Materiales					
m24	kg	Bentonita de sodio granular	1,73	0,130	0,22
m25	m2	Geocompuesto de bentonita de sodio, de 6 mm de espesor, formado por un geotextil no tejido de polipropileno, de 200 g/m ² , 5 kg/m ² de gránulos de bentonita de sodio natural y un geotextil tejido de polipropileno, de 110 g/m ² .	4,17	1,150	4,80
m26	kg	Puntas de acero de 20x100 mm	8,75	0,100	0,88
m27	m	Fleje de acero galvanizado, de fijación	0,29	1,000	0,29
c) Mano de obra					
h15	h	Oficial 1ª aplicador de productos impermeabilizantes	19,93	0,500	9,97
h16	h	Ayudante aplicador de productos impermeabilizantes	18,92	0,500	9,46
d) Medios Auxiliares					
a1	%	Costes directos complementarios	2	25,61	0,51
				Precio E.M.:	26,12

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (€)	Cantidad	Parical (€)
d18	ud.	Construcción de la charca superior de perímetro interior igual 2,116 metros, área de solera de 250,000 m ² , talud interior 2,5H:1V, talud exterior 2H:1V, altura de coronación e 21 metros sobre el nivel de solera y ancho de coronación de 6 metros			
a) Elementos					
d1	m3	Un metro cúbico de terraplenado de aportación para cimiento de terraplén, mediante el extendido en tongadas de espesor no superior a 30 cm de material seleccionado, que cumple los requisitos expuestos en el art. 330.3.3.1 del PG-3 y posterior compactación con medios mecánicos hasta alcanzar una densidad seca no inferior al 95% de la máxima obtenida en el ensayo Proctor Modificado, realizado según UNE 103501, y ello cuantas veces sea necesario, hasta conseguir la cota de subrasante	20,09	0,00	0,00
d2	m3	Un metro cúbico de terraplenado de la propia excavación para cimiento de terraplén, mediante el extendido en tongadas de espesor no superior a 30 cm de material seleccionado, que cumple los requisitos expuestos en el art. 330.3.3.1 del PG-3 y posterior compactación con medios mecánicos hasta alcanzar una densidad seca no inferior al 95% de la máxima obtenida en el ensayo Proctor Modificado, realizado según UNE 103501, y ello cuantas veces sea necesario, hasta conseguir la cota de subrasante	10,22	2.781.800,00	28.423.050,40

d3	m3	Excavación de un metro cúbico de terreno, a cielo abierto, en suelo cohesivo de roca dura con grava compacta, con medios mecánicos, y carga a camión. El precio no incluye el transporte de los materiales excavados.	20,47	4.019.760,50	82.286.024,94
d5	m2	Solera de hormigón armado de 10 cm de espesor, realizada con hormigón HA-25/F/20/XC2 fabricado en central, y vertido desde camión, y malla electrosoldada ME 20x20 Ø 5-5 B 500 T 6x2,20 UNE-EN 10080 como armadura de reparto, colocada sobre separadores homologados, extendido y vibrado manual mediante regla vibrante, sin tratamiento de su superficie; con juntas de retracción de 5 mm de espesor, mediante corte con disco de diamante. Incluso panel de poliestireno expandido de 3 cm de espesor, para la ejecución de juntas de dilatación. El precio no incluye la base de la solera.	17,31	250.000,00	4.326.370,80
d6	m2	Estabilización de taludes realizados con material sobrante de la excavación, mediante la proyección por vía húmeda de dos capas de hormigón, HM-D-400/F/12/XC2, de 10 cm de espesor total.	31,42	371.557,55	11.674.398,26
d7	m2	Impermeabilización de losa de cimentación, mediante saturación de la red capilar del hormigón, compuesto por una capa bajo la losa, antes de proceder al hormigonado, de mortero impermeabilizante, con un rendimiento de 1 kg/m ² , aplicado en polvo, mediante espolvoreo manual sobre el hormigón de limpieza, previamente humedecido con agua y con la armadura de la losa ya montada; y dos capas sobre la losa, una vez hormigonada, de mortero impermeabilizante, con un rendimiento de 2 kg/m ² , aplicado en forma de lechada, mediante extendido con cepillo sobre el hormigón ya fraguado, previa preparación del soporte según instrucciones del fabricante.	7,74	250.000,00	1.934.302,50
d8	m	Vallado de parcela formado por malla de simple torsión, de 8 mm de paso de malla y 1,1 mm de diámetro, acabado galvanizado y postes de acero galvanizado de 48 mm de diámetro y 3 m de altura, empotrados en dados de hormigón, en pozos excavados en el terreno. Incluso accesorios para la fijación de la malla de simple torsión a los postes metálicos.	23,91	1.958,00	46.819,73
d9	m3	Transporte de tierras con camión de los productos procedentes de la excavación de cualquier tipo de terreno a vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos, situado a una distancia no limitada. El precio incluye el tiempo de espera en obra durante las operaciones de carga, el viaje de ida, la descarga y el viaje de vuelta, pero no incluye la carga en obra.	5,89	1.237.960,50	7.286.650,36
d10	m3	Canon de vertido por entrega de tierras procedentes de la excavación, en vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos. El precio no incluye el transporte.	2,18	1.237.960,50	2.702.220,18
				Precio E.M.:	138.679.837,18

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (€)	Cantidad	Parical (€)
d19	ud.	Construcción y transporte del tramo de tuberías necesario para toda la central, desde la tubería forzada inicial, hasta los tramos de conexión y desconexión con las turbinas y el tramo final.			
a) Elementos					
d4	m3	Excavación de un metro cúbico de terreno en galería, en suelo cohesivo de roca dura con grava compacta, con medios martillo neumático, y carga a camión. El precio no incluye el transporte de los materiales excavados.	164,10	24.897,51	4.085.575,39
d11	m	Tubería formada por un Tubo de acero galvanizado, con soldadura longitudinal por resistencia eléctrica, DN 3.800 mm y 44,28 mm de espesor. Instalación enterrada, con protección de la tubería con cinta anticorrosiva, accesorios y piezad especiales. Incluye el transporte de las tuberías, pero excluye la excavación. El precio incluye el tiempo de espera en fábrica durante las operaciones de carga, el viaje de ida, la descarga y el viaje de vuelta, pero no incluye la descarga en obra.	39.611,23	671,00	26.579.137,58
d12	m	Tubería formada por un Tubo de acero galvanizado, con soldadura longitudinal por resistencia eléctrica, DN 4.800 mm y 59,63 mm de espesor. Instalación enterrada, con protección de la tubería con cinta anticorrosiva, accesorios y piezad especiales. Incluye el transporte de las tuberías, pero excluye la excavación. El precio incluye el tiempo de espera en fábrica durante las operaciones de carga, el viaje de ida, la descarga y el viaje de vuelta, pero no incluye la descarga en obra.	67.181,21	671,00	45.078.592,04
d13	m	Tubería formada por un Tubo de acero galvanizado, con soldadura longitudinal por resistencia eléctrica, DN 5.000 mm y 60 mm de espesor. Instalación enterrada, con protección de la tubería con cinta anticorrosiva, accesorios y piezad especiales. Incluye el transporte de las tuberías, pero excluye la excavación. El precio incluye el tiempo de espera en fábrica durante las operaciones de carga, el viaje de ida, la descarga y el viaje de vuelta, pero no incluye la descarga en obra.	70.412,72	30,00	2.112.381,53
d14	m	Tubería formada por un Tubo de acero galvanizado, con soldadura longitudinal por resistencia eléctrica, DN 3.400 mm y 40 mm de espesor. Instalación enterrada, con protección de la tubería con cinta anticorrosiva, accesorios y piezad especiales. Incluye el transporte de las tuberías, pero excluye la excavación. El precio incluye el tiempo de espera en fábrica durante las operaciones de carga, el viaje de ida, la descarga y el viaje de vuelta, pero no incluye la descarga en obra.	32.063,78	40 (20 x 2)	1.282.551,10
d15	m	Tubería formada por un Tubo de acero galvanizado, con soldadura longitudinal por resistencia eléctrica, DN 3.500 mm y 40 mm de espesor. Instalación enterrada, con protección de la tubería con cinta anticorrosiva, accesorios y piezad especiales. Incluye el transporte de las tuberías, pero excluye la excavación. El precio incluye el tiempo de espera en fábrica durante las operaciones de carga, el viaje de ida, la descarga y el viaje de vuelta, pero no incluye la descarga en obra.	33.004,86	30,00	990.145,68
d9	m3	Transporte de tierras con camión de los productos procedentes de la excavación de cualquier tipo de terreno a vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos, situado a una distancia no limitada. El precio incluye el tiempo de espera en obra durante las operaciones de carga, el viaje de ida, la descarga y el viaje de vuelta, pero no incluye la carga en obra.	5,89	24.897,51	146.547,07
d10	m3	Canon de vertido por entrega de tierras procedentes de la excavación, en vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos. El precio no incluye el transporte.	2,18	24.897,51	54.346,29
Precio E.M.:					80.329.276,68

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (€)	Cantidad	Parical (€)
d20	ud.	Excavación de la caverna principal que alberga los grupos tubrina-alternador. Caverna de dimensiones iguales a 60 x 34 x 15 metros. Incluye el transporte de los escombros a un vertedero especializado.			
a) Elementos					
d4	m3	Excavación de un metro cúbico de terreno en galería, en suelo cohesivo de roca dura con grava compacta, con medios martillo neumático, y carga a camión. El precio no incluye el transporte de los materiales excavados.	164,10	30.600,00	5.021.328,82
d14	m2	Estabilización de superficies excavadas realizados con material sobrante de la excavación, mediante la proyección por vía húmeda de dos capas de hormigón, HM-D-400/F/12/XC2, de 10 cm de espesor total.	39,65	6.900,00	273.600,00
d14	m2	Impermeabilización de muro de hormigón en contacto con el terreno, por su cara exterior, con geocompuesto de bentonita de sodio, de 6 mm de espesor, formado por un geotextil no tejido de polipropileno, de 200 g/m ² , 5 kg/m ² de gránulos de bentonita de sodio natural y un geotextil tejido de polipropileno, de 110 g/m ² , colocado con solapes, fijado con puntas de acero al encofrado del muro antes de hormigonar. Incluso bentonita granular, para el sellado de juntas en puntos singulares y fleje de acero galvanizado para remate superior.	26,12	6.900,00	180.246,00
Precio E.M.:					5.475.174,81

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (€)	Cantidad	Parical (€)
d21	ud.	Excavación de la caverna de transformadores de dimensiones iguales a 9 x 13 x 13 metros. Incluye el transporte de los escombros a un vertedero especializado.			
a) Elementos					
d4	m3	Excavación de un metro cúbico de terreno en galería, en suelo cohesivo de roca dura con grava compacta, con medios martillo neumático, y carga a camión. El precio no incluye el transporte de los materiales excavados.	164,10	1.521,00	249.589,58
d14	m2	Estabilización de superficies excavadas realizados con material sobrante de la excavación, mediante la proyección por vía húmeda de dos capas de hormigón, HM-D-400/F/12/XC2, de 10 cm de espesor total.	39,65	806,00	31.959,65
d14	m2	Impermeabilización de muro de hormigón en contacto con el terreno, por su cara exterior, con geocompuesto de bentonita de sodio, de 6 mm de espesor, formado por un geotextil no tejido de polipropileno, de 200 g/m ² , 5 kg/m ² de gránulos de bentonita de sodio natural y un geotextil tejido de polipropileno, de 110 g/m ² , colocado con solapes, fijado con puntas de acero al encofrado del muro antes de hormigonar. Incluso bentonita granular, para el sellado de juntas en puntos singulares y fleje de acero galvanizado para remate superior.	26,12	806,00	21.054,82
Precio E.M.:					302.604,05

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (€)	Cantidad	Parical (€)
d22	ud.	Excavación de la caverna de las demás galerías necesarias, de acceso, hueco del ascensor, galerías de comunicación. Incluye el precio del transporte de los residuos.			
a) Elementos					
d4	m3	Excavación de un metro cúbico de terreno en galería, en suelo cohesivo de roca dura con grava compacta, con medios martillo neumático, y carga a camión. El precio no incluye el transporte de los materiales excavados.	164,10	55.171,33	9.053.378,73
d14	m2	Estabilización de superficies excavadas realizados con material sobrante de la excavación, mediante la proyección por vía húmeda de dos capas de hormigón, HM-D-400/F/12/XC2, de 10 cm de espesor total.	39,65	806,00	31.959,65
d14	m2	Impermeabilización de muro de hormigón en contacto con el terreno, por su cara exterior, con geocompuesto de bentonita de sodio, de 6 mm de espesor, formado por un geotextil no tejido de polipropileno, de 200 g/m ² , 5 kg/m ² de gránulos de bentonita de sodio natural y un geotextil tejido de polipropileno, de 110 g/m ² , colocado con solapes, fijado con puntas de acero al encofrado del muro antes de hormigonar. Incluso bentonita granular, para el sellado de juntas en puntos singulares y fleje de acero galvanizado para remate superior.	26,12	806,00	21.054,82
Precio E.M.:					9.106.393,21

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (€)	Cantidad	Parical (€)
d23	ud.	Total de la Obra Civil que incluye la construcción de la charca superior, la excavación y instalación de todos los tramos de tuberías y la excavación de las cavernas que conforman la central así como todas las galerías de acceso y comunicación necesarias. La Obra Civil representa un 53% del total de la instalación.			
a) Elementos					
d18	ud.	Construcción de la charca superior de perímetro interior igual 2,116 metros, área de solera de 250,000 m ² , talud interior 2,5H:1V, talud exterior 2H:1V, altura de coronación e 21 metros sobre el nivel de solera y ancho de coronación de 6 metros	138.679.837,18	1,00	138.679.837,18
d19	ud.	Construcción y transporte del tramo de tuberías necesario para toda la central, desde la tubería forzada inicial, hasta los tramos de conexión y desconexión con las turbinas y el tramo final.	80.329.276,68	1,00	80.329.276,68
d20	ud.	Excavación de la caverna principal que alberga los grupos tubrina-alternador. Caverna de dimensiones iguales a 60 x 34 x 15 metros. Incluye el transporte de los escombros a un vertedero especializado.	5.475.174,81	1,00	5.475.174,81
d21	ud.	Excavación de la caverna de transformadores de dimensiones iguales a 9 x 13 x 13 metros. Incluye el transporte de los escombros a un vertedero especializado.	302.604,05	1,00	302.604,05
d22	ud.	Excavación de la caverna de las demás galerías necesarias, de acceso, hueco del ascensor, galerías de comunicación. Incluye el precio del transporte de los residuos.	9.106.393,21	1,00	9.106.393,21
Precio E.M.:					233.893.285,93

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (%/total)	Cantidad (d22*100/53)	Parical (€)
d24	ud.	Instalación de los conjuntos turbina-alternador. Incluye la mano de obra, transporte y maquinaria necesaria. Valor en porcentaje respecto al total de la instalación. Considerando que la Obra Civil (d23) se corresponde con un 53% de la instalación, se puede deducir el valor en € de esta parte.	25	441.308.086,66	110.327.021,66

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (%/total)	Cantidad (d22*100/53)	Parical (€)
d25	ud.	Instalación de los sistemas eléctricos del sistema como los transformadores y las líneas de alta tensión. Incluye la mano de obra, transporte y maquinaria necesaria. Valor en porcentaje respecto al total de la instalación. Considerando que la Obra Civil (d23) se corresponde con un 53% de la instalación, se puede deducir el valor en € de esta parte.	16	441.308.086,66	70.609.293,87

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (%/total)	Cantidad (d22*100/53)	Parical (€)
d26	ud.	Parte proporcional a los gastos de Ingeniería y dirección de campo del proyecto al completo. Valor en porcentaje respecto al total de la instalación. Considerando que la Obra Civil (d23) se corresponde con un 53% de la instalación, se puede deducir el valor en € de esta parte.	6	441.308.086,66	26.478.485,20

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (€)	Cantidad	Parical (€)
d27	ud.	Investigación previa, redacción de documentos, realización de cálculos y planos por parte del ingeniero encargado de			

c) Mano de obra

h17	h	Ingeniero Técnico Industrial encargado de la redacción y	24,92	300,000	7.476,00
------------	---	--	-------	---------	----------

d) Medios Auxiliares

a1	%	Costes directos complementarios	2	7.476,00	149,52
Precio E.M.:					7.625,52

3. Valoración

Referencia	Unidad	Descripción	Precio (€)	Cantidad	Parical (€)
d23	ud.	Total de la Obra Civil que incluye la construcción de la charca superior, la excavación y instalación de todos los tramos de tuberías y la excavación de las cavernas que	233.893.285,93	1,00	233.893.285,93
d24	ud.	Instalación de los conjuntos turbina-alternador. Incluye la mano de obra, transporte y maquinaria necesaria. Valor en porcentaje respecto al total de la instalación. Considerando	110.327.021,66	1,00	110.327.021,66
d25	ud.	Instalación de los sistemas eléctricos del sistema como los transformadores y las líneas de alta tensión. Incluye la mano de obra, transporte y maquinaria necesaria. Valor en	70.609.293,87	1,00	70.609.293,87
d26	ud.	Parte proporcional a los gastos de Ingeniería y dirección de campo del proyecto al completo. Valor en porcentaje respecto al total de la instalación. Considerando que la Obra Civil (d23) se corresponde con un 53% de la instalación, se puede deducir el valor en € de esta parte.	26.478.485,20	1,00	26.478.485,20
d27	ud.	Investigación previa, redacción de documentos, realización de cálculos y planos por parte del ingeniero encargado de la propuesta del trabajo académico de fin de grado	7.625,52	1,00	7.625,52
Total P.E.M. sin IVA:					441.315.712,18
Total P.E.M. con IVA (21%):					533.992.011,74



5. Bibliografía de contenidos

- ANEXO E2 – *Bases de cálculo de tuberías*. (s. f.). Universitat Politècnica de Catalunya. Recuperado 3 de junio de 2022, de <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/17145/ANEXO?sequence=7#page=15&zoom=100,110,798>
- Arroyo Ilera, F. & Universidad Autónoma de Madrid. (s. f.). *El sistema Hidroeléctrico del Júcar*. Universidad de Barcelona (PDF). Recuperado 19 de mayo de 2022, de http://www.ub.edu/geocrit/Simposio/cFArroyo_Elsistema.pdf
- Bombas Zeda. (s. f.). *Cálculo de la Altura Manométrica*. Recuperado 4 de junio de 2022, de https://bombaszeda.com/wp-content/uploads/2018/04/Es_4Manometrica.pdf
- Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas. (s. f.). *EMBALSES*. CEH. Recuperado 11 de mayo de 2022, de https://ceh.cedex.es/anuarioaforos/afo/embalse-datos.asp?ref_ceh=8030
- Cervera Bravo, J. (s. f.). *Central hidroeléctrica de bombeo La Muela II: Montaje electromecánico y proyecto de construcción*. Ingeniería del Agua. Recuperado 19 de mayo de 2022, de <http://www.ingenieriadelagua.com/2004/JIA/Jia2013/pdf/d09.pdf>
- Costa Campí, M. T., & Ramírez-Pisco, R. (2013, julio). *La energía hidroeléctrica ayer y hoy* [Diapositivas]. Universitat de Barcelona. <https://www.tremp.cat/public/153/file/Laenergiahidroelectricaayeryhoy.pdf>
- CYPE Ingenieros, S.A. (s. f.). *Generador de precios de la construcción. España*. CYPE Ingenieros, S.A. Generador de precios, España. Recuperado 5 de junio de 2022, de <http://www.generadordeprecios.info/#gsc.tab=0>
- Dos ascensores de ThyssenKrupp Elevadores, instalados en la central hidroeléctrica de bombeo La Muela II en Valencia*. •. (2013, 8 octubre). CASADOMO. Recuperado 6 de junio de 2022, de <https://www.casadomo.com/2013/10/08/dos-ascensores-de-thyssenkrupp-elevadores-instalados>
- Endesa. (s. f.). *Transformadores*. Recuperado 6 de junio de 2022, de <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/corrientes-alternas-con-un-transformador-electrico>
- ENTSO-E. (s. f.). *Grid Map*. Recuperado 7 de junio de 2022, de <https://www.entsoe.eu/data/map/#5.73/41.88/2.457>
- Espejo Marín, C., & García Marín, R. (2010). Agua y energía: producción hidroeléctrica en España. *Investigaciones Geográficas*, 51, 107–129. <https://doi.org/10.14198/ingeo2010.51.05>
- Estudio Ambiental Estratégico del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021–2030*. (s. f.). Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Recuperado 9 de mayo de 2022, de <https://energia.gob.es/es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=236>

- Garrido Olóndriz, L. (2016, junio). *Análisis mercado eléctrico español* (TFG). Universidad Pública de Navarra. <https://academica-e.unavarra.es/bitstream/handle/2454/21765/Garrido%20Olondriz%20Lander.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Generalitat Valenciana. (s. f.-a). *Guías para el proyecto, construcción, explotación, mantenimiento, vigilancia y planes de emergencia de la balsas de riego con vistas a la seguridad*. Academia Ingnova. Recuperado 23 de mayo de 2022, de <https://academia.ingnova.es/images/descargas/Guia%20para%20el%20proyecto%20construccion%20explotacion.pdf>
- Generalitat Valenciana. (s. f.-b). *Visor cartogràfic de la Generalitat*. Visor Cartogràfic de la Generalitat Valenciana. Recuperado 13 de junio de 2022, de <https://visor.gva.es/visor/>
- Geotecnia y Cimientos, S.A., IGME, Grupo de Trabajo de la Cátedra de Geología de la E.T.S.I. de Minas, Ríos Aragües, L. M., Beltrán Cabrera, J., Zapatero Rodríguez, M. A., Goy, J. L., Zazo Cardena, C., & Martínez Díaz, C. (1980). *Mapa Geológico de España E. 1:50.000 NAVARRÉS*. IGME. Recuperado 7 de junio de 2022, de <http://info.igme.es/cartografiadigital/datos/geomorfológico50/memorias/MMagna0769.pdf>
- Gobierno de España. (s. f.). *EMBALSES: datos del embalse*. Centro de Estudios Hidrográficos. Recuperado 22 de mayo de 2022, de https://ceh.cedex.es/anuarioaforos/afo/embalse-datos.asp?ref_ceh=8030
- Google. (s. f.). *Google Earth*. Google Earth. <https://earth.google.com/web/@39.14980461,-0.69519127,350.77328527a,2547.17886043d,30.00000751y,332.0695723h,0t,0r>
- Granados García, A. & Universidad Politécnica de Madrid. (2021, 1 julio). *Normas Técnicas de Seguridad de Presas* [Diapositivas]. Gobierno de España. https://www.miteco.gob.es/es/agua/formacion/jornada01jul2021_nts2_agranados_tcm30-528976.pdf
- Iberdrola. (s. f.). *¿Sabes para qué sirven las centrales hidroeléctricas de bombeo?* Recuperado 20 de mayo de 2022, de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/central-hidroelectrica-bombeo>
- Iberdrola. (2008). *Documento de síntesis: Estudio de impacto ambiental del proyecto de salto de bombeo de la Muela II* (SA12B1-ES-04.000330.00046). Iberdrola: Ingeniería y Consultoría S.A. https://www.eib.org/attachments/pipeline/20090168_nts_es.pdf
- Iberdrola. (2011, 1 junio). *La Muela - Construcción de la central hidráulica* [Vídeo]. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=GLWdWhbEy78>
- Iberdrola. (2021, 26 mayo). *Conoce las nuevas tarifas de energía*. Recuperado 26 de mayo de 2022, de <https://www.iberdrola.es/blog/luz/nueva-estructura-peajes-electricos-2021>
- Iberdrola Ingeniería y Consultoría. (s. f.). *DOCUMENTO DE SINTESIS ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL DEL PROYECTO DE SALTO DE BOMBEO LA MUELA II*. https://www.eib.org/attachments/pipeline/20090168_nts_es.pdf. Recuperado 11 de junio de 2022, de https://www.eib.org/attachments/pipeline/20090168_nts_es.pdf

- IDAE. (2011, 11 noviembre). *Plan de Energías Renovables 2011–2020*. Recuperado 10 de junio de 2022, de https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_1127_per_2011-2020_def_93c624ab.pdf
- IGME. (s. f.). *Mapas IGME - Portal de cartografía del IGME: MAGNA 50*. Recuperado 20 de mayo de 2022, de <http://info.igme.es/cartografiadigital/geologica/Magna50.aspx>
- Martín Castillo, J. J. (2019). *Análisis del mercado eléctrico español* (TFG). Universitat de les Illes Balears. https://dspace.uib.es/xmlui/bitstream/handle/11201/153790/Martin_Castillo_JoseJoaquin.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Martínez Campillo, R. & Iberdrola. (2010, 18 mayo). *El almacenamiento de energía en sistemas eléctricos de potencia: centrales hidroeléctricas reversibles* [Diapositivas]. Comillas EDU. <https://www.comillas.edu/documentos/catedras/crm/descargas/2009-2010/seminario%2018.05.2010.pdf>
- Masteel UK Ltd. (2020, 2 marzo). *Chromium Molybdenum Steel and High Temperature Applications*. AZoM.Com. <https://www.azom.com/article.aspx?ArticleID=14790>
- Mateu, J. F. & Universitat de València. (s. f.). *Los saltos hidroeléctricos del Júcar*. Paisajes Turísticos Valencianos. Recuperado 19 de mayo de 2022, de <http://paisajesturisticosvalencianos.com/paisajes/los-saltos-hidroelectricos-del-jucar/>
- Michael Lahlou, Z. (s. f.). *Golpe de Ariete*. Academia EDU. Recuperado 4 de junio de 2022, de https://www.academia.edu/4104873/water_hammer_DWFSOM141?from=cover_page
- Oliveras, J. (2015, 13 enero). *Cómo calcular el golpe de ariete*. HidrojING. Recuperado 4 de junio de 2022, de <https://www.hidrojing.com/como-calcular-el-golpe-de-ariete/>
- OMIE. (s. f.). *Detalle del funcionamiento del mercado intradiario*. Recuperado 10 de mayo de 2022, de https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercados_intradiario_y_continuo.pdf
- Orden de 31 de marzo de 1967 por la que se aprueba la «Instrucción para proyecto, construcción y explotación de grandes presas» (1967). *Boletín Oficial del Estado*, 257, 27 de octubre de 1967, 14716 a 14738. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1967-17302>
- Planas, O. (2020, 10 noviembre). *¿Qué es una central hidroeléctrica?* Energía Solar. Recuperado 19 de mayo de 2022, de <https://solar-energia.net/energias-renovables/energia-hidraulica/central-hidroelectrica>
- Portillo, G. (2022, 15 febrero). *Tipos de centrales hidroeléctricas*. Renovables Verdes. Recuperado 19 de mayo de 2022, de <https://www.renovablesverdes.com/tipos-de-centrales-hidroelectricas/>
- La Presa de Tous (Antigua)*. (2016, 9 mayo). Presamania. Recuperado 11 de mayo de 2022, de <https://presamania.wordpress.com/2015/10/20/la-presa-de-tous-antigua/>
- REE. (s. f.). *Demanda y producción en tiempo real*. Red Eléctrica de España. Recuperado 10 de mayo de 2022, de <https://www.ree.es/es/actividades/demanda-y-produccion-en-tiempo-real>



REE. (2022, 25 mayo). *Seguimiento de la demanda de energía eléctrica*. Red Eléctrica de España. Recuperado 25 de mayo de 2022, de <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demandaqh/total/2022-5-26>

Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se autoriza a Iberdrola Generación, S.A.U., la instalación de la central hidroeléctrica de La Muela II, como ampliación de la central reversible de La Muela, en el término municipal de Cortes de Pallás (Valencia) (2006). *Boletín Oficial del Estado*, 274, 16 de noviembre de 2006, 12658 a 12659. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-B-2006-274104

Utrillas Serrano, J. L. (2013). *La presa de Tous*. Gobierno de España. <https://www.chj.es/es-es/ciudadano/libros/Paginas/Indice.aspx?Libro=La+presa+de+Tous>

Viollet, P.-L. (2017, 17 julio). *From the water wheel to turbines and hydroelectricity. Technological evolution and revolutions*. Elsevier Masson SAS. Recuperado 8 de mayo de 2022, de <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S163107211730092X?token=92F5630FF616CFF11B7C00EC10B837464C2C3CD377A3E230C67CECEC2F1E7B342752F02708D52657A23C37F6E5F41873&originRegion=eu-west-1&originCreation=20220508111238>

6. Bibliografía de contenidos gráficos

- ANEXO E2 – *Bases de cálculo de tuberías*. (s. f.). [Tabla 28, Tabla 29]. Universitat Politècnica de Catalunya. Recuperado 3 de junio de 2022, de <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/17145/ANEXO?sequence=7#page=15&zoom=100,110,798>
- Bayón, A. (2022). *Tema 1: Bombas Centrífugas* [Diapositivas]. [Tabla 42]. PoliformaT Universitat Politècnica de València.
- Bayón, A. (2022). *Tema 4: Turbinas Hidráulicas*. [Diapositivas]. [Gráfico 9]. PoliformaT Universitat Politècnica de València.
- Borrador actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021–2030*. (s. f.). [Tabla 2]. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Recuperado 9 de mayo de 2022, de <https://energia.gob.es/es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=236>
- CYPE Ingenieros, S.A. (s. f.). *Generador de precios de la construcción. España*. [Tabla 37, Tabla 29]. CYPE Ingenieros, S.A. Generador de precios, España. Recuperado 5 de junio de 2022, de <http://www.generadordeprecios.info/#gsc.tab=0>
- Costa Campí, M. T., & Ramírez-Pisco, R. (2013, julio). *La energía hidroeléctrica ayer y hoy* [Diapositivas]. [Tabla 1]. Universitat de Barcelona. <https://www.tremp.cat/public/153/file/Laenergiahidroelectricaayeryhoy.pdf>
- ENTSO-E. (s. f.). *Grid Map*. [Figura 20]. Recuperado 7 de junio de 2022, de <https://www.entsoe.eu/data/map/#5.73/41.88/2.457>
- European Environment Agency. (s. f.). *ArcGIS Web Application*. [Figura 12]. Natura 2000 Network Viewer. Recuperado 15 de junio de 2022, de <https://natura2000.eea.europa.eu/>
- Fuertes, V. S. (2022). *Tema 1: Fundamentos Hidráulicos*. [Diapositivas]. [Tabla 15]. PoliformaT Universitat Politècnica de València.
- Generalitat Valenciana. (s. f.-b). *Visor cartogràfic de la Generalitat*. [Figura 9, Figura 10]. Visor Cartogràfic de la Generalitat Valenciana. Recuperado 13 de junio de 2022, de <https://visor.gva.es/visor/>
- Google. (s. f.). *Google Earth*. [Figura 6, Figura 7, Figura 8, Figura 17, Figura 21]. Google Earth. <https://earth.google.com/web/@39.14980461,-0.69519127,350.77328527a,2547.17886043d,30.00000751y,332.0695723h,0t,0r>
- GUNT Gerätebau. (s. f.). [Figura 19]. G.U.N.T. Recuperado 3 de junio de 2022, de https://gunt.de/index.php?option=com_gunt&task=gunt.list.category&category_id=671&product_id=879&lang=es
- Iberdrola. (s. f.). *¿Sabes para qué sirven las centrales hidroeléctricas de bombeo?* [Figura 5]. Recuperado 20 de mayo de 2022, de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/central-hidroelectrica-bombeo>

- Iberdrola. (2012). *Refuerzo de potencia del aprovechamiento de Cortes-La Muela* [Diapositivas]. [Figura 18]. Iberdrola. https://www.spancold.org/wp-content/uploads/2020/08/III_ITIPB_20130207_06_Juan_Carlos_Elize.pdf
- Iberdrola. (2021, 26 mayo). *Conoce las nuevas tarifas de energía*. [Figura 1] Recuperado 26 de mayo de 2022, de <https://www.iberdrola.es/blog/luz/nueva-estructura-peajes-electricos-2021>
- IDAE. (2011, 11 noviembre). *Plan de Energías Renovables 2011–2020*. [Gráfico 10, Gráfico 11]. Recuperado 10 de junio de 2022, de https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_112_27_per_2011-2020_def_93c624ab.pdf
- IGME. (s. f.). *Mapas IGME - Portal de cartografía del IGME: MAGNA 50*. [Figura 3, Figura 22]. Recuperado 20 de mayo de 2022, de <http://info.igme.es/cartografiadigital/geologica/Magna50.aspx>
- Linker, L. (2015, 9 abril). *Comunidad Valenciana, España - Vacaciones*. [Figura 2]. ViajarFull. Recuperado 15 de junio de 2022, de <https://viajarfull.com/comunidad-valenciana-espana-vacaciones/>
- Oliveras, J. (2015, 13 enero). *Cómo calcular el golpe de ariete*. [Tabla 30, Tabla 31] HidrojING. Recuperado 4 de junio de 2022, de <https://www.hidrojing.com/como-calcular-el-golpe-de-ariete/>
- OMIE. (s. f.). *Detalle del funcionamiento del mercado intradiario*. [Tabla 50, Tabla 51] Recuperado 10 de mayo de 2022, de https://www.omie.es/sites/default/files/inline-files/mercados_intradiario_y_continuo.pdf
- Parias, J. P. (2010). *Tabla de Viscosidad Cinematica-tuberias*. [Tabla 17]. Scribd. Recuperado 1 de junio de 2022, de <https://es.scribd.com/doc/44854991/Tabla-de-Viscosidad-Cinematica-tuberias>
- Ramón, O. (s. f.). *Coeficiente Coef. Hazen- Coef. Rugosidad Material de Manning Williams Absoluta . . . / Cemento, Concreto, Tabique*. [Tabla 16]. Pinterest. Recuperado 1 de junio de 2022, de <https://www.pinterest.es/pin/72902087701465492/>
- REE. (2022, 25 mayo). *Seguimiento de la demanda de energía eléctrica*. Red Eléctrica de España. Recuperado 25 de mayo de 2022, de <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demandaqh/total/2022-5-26> (Gráfico 2, Gráfico 3)
- REE. (2022, 02 junio). *Seguimiento de la demanda de energía eléctrica*. [Gráfico 8]. Red Eléctrica de España. Recuperado 02 de junio de 2022, de <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demandaqh/total/2022-5-26>
- REE. (2022, 04 junio). *Seguimiento de la demanda de energía eléctrica*. [Gráfico 8]. Red Eléctrica de España. Recuperado 04 de junio de 2022, de <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demandaqh/total/2022-5-26>



Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se autoriza a Iberdrola Generación, S.A.U., la instalación de la central hidroeléctrica de La Muela II, como ampliación de la central reversible de La Muela, en el término municipal de Cortes de Pallás (Valencia) (2006). [Tabla 40, Tabla 41, Tabla 49]. *Boletín Oficial del Estado*, 274, 16 de noviembre de 2006, 12658 a 12659. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-B-2006-274104

Utrillas Serrano, J. L. (2013). *La presa de Tous*. [Figura 4, Tabla 3, Gráfico 1] Gobierno de España. https://www.chj.es/es-es/ciudadano/libros/Captulos/La%20presa%20de%20Tous/03_Capitulo_02.pdf



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

- Anexo 1: Cálculos

En este apartado del proyecto se pretende realizar un desarrollo más profundo y analítico de los cálculos necesarios para realizar el dimensionado de todos los elementos que conforman la central hidroeléctrica reversible. Por ello, se van a presentar todas las fórmulas utilizadas y los resultados obtenidos.

1. Dimensionado de la charca superior

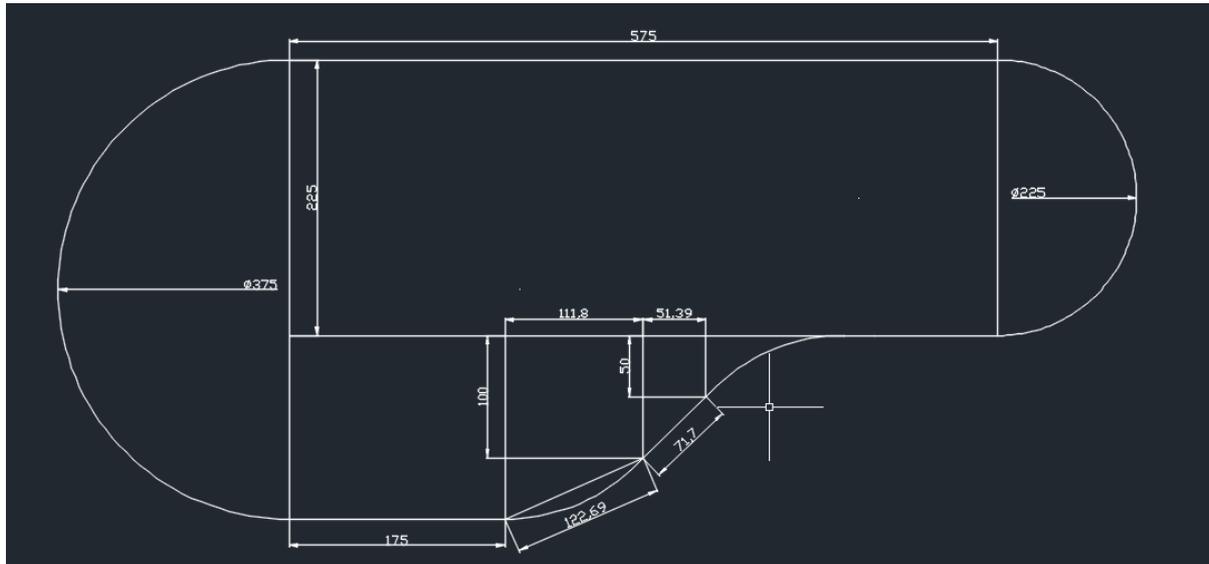
1.1. Localización y descripción inicial

El dimensionado de la charca pasa por el estudio previo del terreno. En este proyecto se pretende desarrollar la alternativa 2, por lo que la ubicación seleccionada para la construcción de la charca se encuentra en el margen izquierdo de la presa en el desvío hacia el embalse de Escalona. Esta localización atiende a las coordenadas exactas: 39°08'59''N, 0°41'33''O, y se encuentra entre los municipios de Tous y Navarres, dentro de la provincia de Valencia en la Comunitat Valenciana. Realmente, conocer la localización de la charca es relevante para conocer el terreno que la rodea, su cota, sus propiedades geológicas y demás características que ayuden a determinar los procesos constructivos a desarrollar, así como los volúmenes que se pueden conseguir.

Para el desarrollo del cálculo estructural se va realizar un proceso de investigación para evaluar las mejores vías de cálculo, así como las mejores opciones para plantear una solución sólida, atendiendo a referencias y fuentes fiables, ya que realizar estructuras de tal envergadura se escapa de los conocimientos adquiridos. Tras la recolecta de información se decide optar con que, para el dimensionado de la parte más estructural, se van a utilizar fórmulas extraídas del documento escrito por la Generalitat Valenciana “*Guías para el proyecto, construcción, explotación, mantenimiento, vigilancia y planes de emergencia de la balsas de riego con vistas a la seguridad*”. En este documento se incluyen también los requisitos materiales y estructurales para el desarrollo de la parte constructiva. (*Generalitat Valenciana, s.f.*)

Lo primero que se debe conocer y que se puede obtener gracias al mapa cartográfico de la Generalitat Valenciana, son tanto la cota donde se pretende establecer el fondo o solera de la balsa, así como el área de la misma. Atendiendo a la información brindada por el mapa se ve que en la región seleccionada la cota media del terreno es de 340 metros sobre el nivel del mar, teniéndose que realizar las excavaciones o terraplenados necesarios para poder obtener el área de solera deseada. El área de solera se va a calcular dibujando una forma para la charca en la herramienta de dibujo AutoCAD, de tal manera que la charca quede bien asentada en el terreno, sin tener los bordes demasiado al límite de lo barrancos donde la inclinación se acentúa. La figura dibujada es la mostrada en la *figura 13*.

Figura 13: Dibujo del contorno del perímetro de solera de la charca superior



Nota. Contorno del perímetro de solera con las figuras geométricas que la dividen y las cotas necesarias para el cálculo del área. Elaboración propia.

En la *figura 13* anterior se representa el contorno propuesto para la charca, así como varias líneas interiores que delimitan diferentes figuras geométricas que han facilitado el cálculo del área total de la solera. Así pues, aislando cada una de las figuras, se han obtenido las siguientes áreas parciales que al final se han sumado para deducir el valor total:

Tabla 11: Cálculo del área total de solera

Forma Geométrica	Área (m ²)
Cuadrado Grande	26.250,00
Cuadrado mediano	11.180,34
Cuadrado pequeño	2.569,66
Triángulo grande	2.795,09
Triángulo pequeño	1.284,83
Semicírculo grande	55.223,31
Semicírculo Pequeño	19.880,39
Rectángulo grande	129.375,00
Arcos	1.474,21
Total	250.032,82

Nota. Cálculo detallado de cada una de las figuras geométricas realizadas para simplificar el cálculo de la sección total de solera. Elaboración propia.

La superficie de solera obtenida es igual a 250.000 m². Además de la superficie de solera, es importante conocer las proporciones de los taludes con los que se debe construir el muro que delimite la charca. Estas proporciones se extraen del documento “*Guías para el proyecto, construcción, explotación, mantenimiento, vigilancia y planes de emergencia de la balsas de riego con vistas a la seguridad*”.

El talud hace referencia a la inclinación que debe tener el muro para aguantar estructuralmente la fuerza generada por la masa de agua que se contiene dentro de sus límites. Es un parámetro muy importante a tener en cuenta desde el punto de vista estructural ya que condiciona la construcción, pero indirectamente también proporciona el valor de pendiente de la pared que puede terminar por ayudar en el cálculo del volumen de la charca. Del documento anterior se extraen los siguientes valores:

- **Talud Interior:** debe cumplir las proporciones 2,5H:1V. Esto significa que, por cada metro de altura de la pared, debe haber una distancia horizontal en la base de 2,5 veces esta altura.
- **Talud Exterior:** en este caso se ha propuesto por parte de la organización constructiva un talud exterior uniforme de 2H:1V, siendo este menos restrictivo que el interior ya que en esta cara no se tienen que soportar las cargas sobre la pared generadas por el agua.
(*Generalitat Valenciana, s.f.*)

Conocidos tanto el talud como la superficie de la solera, se puede proceder al cálculo del volumen de la charca en función de la altura de la lámina de agua deseada. Se establece esta altura como la altura de cálculo ya que siempre se debe dejar un margen de seguridad frente a la acumulación de agua en la balsa debida a eventos climatológicos, principalmente lluvia. Además, se deberá dotar a la charca con algún sistema de seguridad para prevenir el desborde, aunque lo más habitual sería que en caso de estar llegando a la cota de coronación se abriera el desagüe que comunique con los grupos de turbinado y se empezará la generación eléctrica.

1.2. Cálculo del volumen

El volumen es una de las magnitudes más importantes a la hora de realizar todos los cálculos hidráulicos. El cálculo del volumen se ha realizado mediante trigonometría y cálculos geométricos, con los valores de longitud extraídos del AutoCAD. El procedimiento se ha realizado siguiendo los siguientes pasos y consideraciones:

- Se ha calculado el perímetro de la charca para cada metro de altura aumentado en cota. Este perímetro se ha calculado con el contorno de la figura de AutoCAD del *plano 3*. Lo que se ha hecho ha sido aumentar la distancia horizontal 2,5 metros en cada dibujo del contorno, ya que esa es la distancia adecuada que se conoce por las proporciones del talud interior (2,5H:1V).

En este aumento, los trazados rectos de la charca se han mantenido con la misma longitud y lo que se ha hecho ha sido aumentar o disminuir los radios de los arcos que cierran estas rectas en 2,5 metros. De este modo, calcular los perímetros con el aumento unitario de la cota se ha realizado calculando las nuevas longitudes de los arcos que han sufrido la modificación y sumarlas con las longitudes de las rectas conocidas.

- Una vez se ha definido el perímetro que tendría el agua para cada aumento de un metro de altura, ya se puede proceder al cálculo del volumen. Este cálculo se ha hecho dividiendo la masa de agua en dos volúmenes: el volumen que ocupa la sección de la solera con la altura; y el volumen que delimita el triángulo formado por el talud y la superficie del agua. Estos volúmenes se han calculado aplicando las siguientes fórmulas:

$$V_{solera} (m^3) = A_{solera} (m^2) \cdot h (m)$$

$$V_{talud} (m^3) = A_{triángulo} (m^2) \cdot Longitud (m) = \frac{h \cdot (h \cdot 2,5)}{2} \cdot \frac{P_{ext} + P_{solera}}{2}$$

Todos estos valores son conocidos. El área de solera, calculada previamente, es igual a 250.000 m². Los valores de P hacen referencia al perímetro. Se usa una media entre el de la solera y el exterior ya que, el volumen encerrado en el talud, no tiene lados de igual distancia, por lo que se utiliza el valor medio entre las dos distancias. El perímetro de solera es siempre el interior, independientemente de la altura. El que cambia es el exterior.

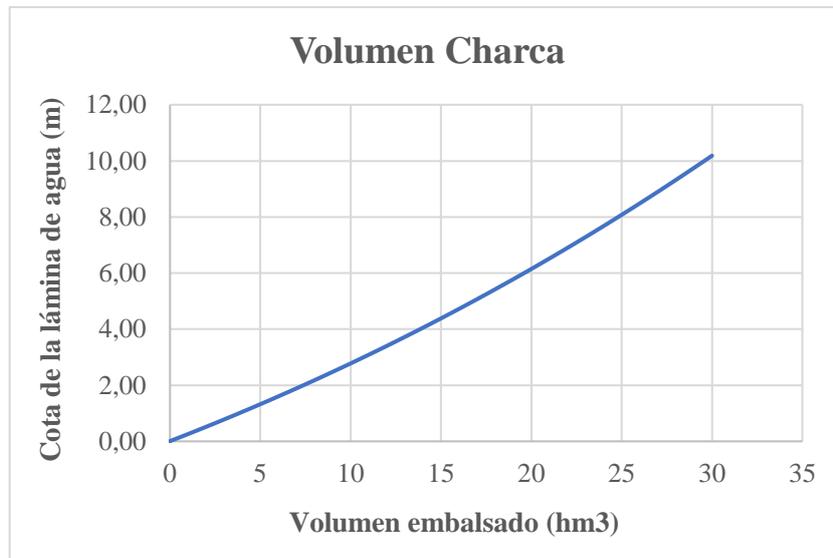
En base a las consideraciones anteriores se han obtenido los siguientes valores, que se pueden representar en una curva de llenado según la cota disponible. Esta curva tiene una evolución parabólica, que puede aproximarse bastante a una lineal. Esto sucede porque se considera la superficie interior de la charca perfectamente plana, sin imperfecciones, y el volumen encerrado atiende a un crecimiento con la altura prácticamente lineal. Los datos y la curva obtenidos se muestran a continuación:

Tabla 12: Cálculo del volumen embalsado

h (m)	Perímetro exterior (m)	S Solera (m2)	Volumen solera (m3)	Volumen talud (m3)	Volumen total (m3)
0	2115,51	250.000,00	0,00	0,00	0,00
1	2131,21	250.000,00	250.000,00	2.654,20	252.654,20
2	2146,92	250.000,00	500.000,00	10.656,07	510.656,07
3	2162,63	250.000,00	750.000,00	24.064,51	774.064,51
4	2178,34	250.000,00	1.000.000,00	42.938,42	1.042.938,42
5	2194,05	250.000,00	1.250.000,00	67.336,72	1.317.336,72
6	2209,75	250.000,00	1.500.000,00	97.318,31	1.597.318,31
7	2225,46	250.000,00	1.750.000,00	132.942,09	1.882.942,09
8	2241,17	250.000,00	2.000.000,00	174.266,96	2.174.266,96
9	2256,88	250.000,00	2.250.000,00	221.351,84	2.471.351,84
10	2272,58	250.000,00	2.500.000,00	274.255,63	2.774.255,63
11	2292,29	250.000,00	2.750.000,00	333.339,72	3.083.339,72
12	2312,00	250.000,00	3.000.000,00	398.475,54	3.398.475,54
13	2331,71	250.000,00	3.250.000,00	469.736,97	3.719.736,97
14	2351,42	250.000,00	3.500.000,00	547.197,93	4.047.197,93
15	2371,12	250.000,00	3.750.000,00	630.932,32	4.380.932,32
16	2390,83	250.000,00	4.000.000,00	721.014,05	4.721.014,05
17	2410,54	250.000,00	4.250.000,00	817.517,02	5.067.517,02
18	2430,25	250.000,00	4.500.000,00	920.515,14	5.420.515,14
19	2449,96	250.000,00	4.750.000,00	1.030.082,30	5.780.082,30
20	2469,66	250.000,00	5.000.000,00	1.146.292,42	6.146.292,42
21	2489,37	250.000,00	5.250.000,00	1.269.219,40	6.519.219,40
22	2509,08	250.000,00	5.500.000,00	1.398.937,15	6.898.937,15
23	2528,79	250.000,00	5.750.000,00	1.535.519,56	7.285.519,56
24	2548,50	250.000,00	6.000.000,00	1.679.040,55	7.679.040,55
25	2568,20	250.000,00	6.250.000,00	1.829.574,02	8.079.574,02
26	2587,91	250.000,00	6.500.000,00	1.987.193,88	8.487.193,88
27	2607,62	250.000,00	6.750.000,00	2.151.974,02	8.901.974,02
28	2627,33	250.000,00	7.000.000,00	2.323.988,36	9.323.988,36
29	2647,04	250.000,00	7.250.000,00	2.503.310,80	9.753.310,80
30	2666,74	250.000,00	7.500.000,00	2.690.015,24	10.190.015,24

Nota. Cálculo detallado del volumen total de la balsa, en función de la cota de la lámina de agua, con los volúmenes originados por la solera y por el talud desglosados. Elaboración propia.

Gráfico 5: Gráfico con la evolución del volumen embalsado en la charca superior



Nota. Gráfico en el que se analiza el incremento del volumen según la cota de la lámina de agua, utilizado para la selección de la altura de la charca. Elaboración propia.

De la curva característica del volumen se puede seleccionar el volumen con el que se quiere trabajar y la altura que le corresponde. El máximo de volumen establecido, como se ha mencionado previamente, es de 10 hm³, por lo que se va a escoger un valor inferior a este. Para no tener una construcción de grandes dimensiones y reducir así el impacto ambiental, se opta por una altura de la charca que no sea excesivamente grande pero que permita un volumen considerable. Así pues, la altura de lámina de agua seleccionada es de 20 metros sobre el nivel de la solera, lo que supone un volumen máximo a embalsar de **6,15 hm³**.

1.3. Cálculos estructurales: resguardo y cota de coronación

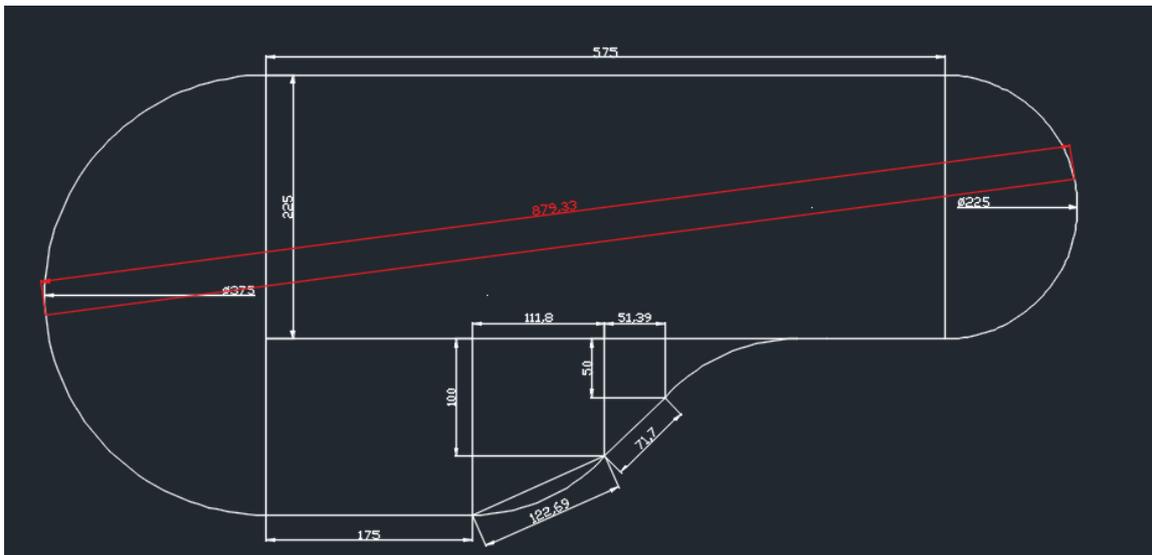
Además de conocer el volumen, es importante dimensionar algunos parámetros esenciales para la construcción de la balsa. Cabe recalcar que el volumen previo escogido determina el Nivel Máximo Normal (NMN) de funcionamiento, que se corresponde al nivel máximo que alcanzará el agua en condiciones normales. Por otra parte, se debe definir el valor de la cota de coronación que será superior a la cota de lámina de agua debido a que debe existir un margen frente a posibles aportaciones de agua imprevistas, así como una distancia de resguardo que se impone frente a la posibilidad de olas generadas tanto por la acción sísmica como del viento. (*Granados García & Universidad Politécnica de Madrid, 2021*)

Para el cálculo del resguardo, que es la diferencia de cota entre el NMN y la coronación que debe existir para prevenir desbordes por causa de posibles olas generadas en la charca, se va a utilizar la fórmula de Iribarren. En la situación estudiada se utiliza la fórmula que tan solo considera la acción del viento, ya que la Comunitat Valenciana no cuenta con frecuente actividad sísmica. La fórmula se expone a continuación:

$$h (m) = 0,6 \cdot \sqrt[4]{F} (km)$$

De esta fórmula la única incógnita es el valor de F, que es el número de Fetch, y se corresponde a la máxima distancia en línea recta disponible en el embalse. En el caso estudiado esta distancia se puede obtener mediante la forma planteada con el AutoCAD. En esta forma se han realizado varios intentos hasta encontrar que la longitud máxima es de 879,32 metros, valor que se puede aproximar a los 0,88 km, como se muestra en la *figura 14*.

Figura 14: Dibujo del de la línea de mayor longitud disponible en la charca



Nota. Contorno del perímetro de solera con la longitud máxima disponible en la charca superior, para el cálculo del resguardo. Elaboración propia.

Conocido el valor del número F, se procede a realizar el cálculo del resguardo:

$$h (m) = 0,6 \cdot \sqrt[4]{0,88 (km)} = 0,581 m$$

El valor obtenido de la altura de la ola prevista por la acción del viento es de 0,581 metros. Por ello, la cota de coronación debe situarse en un nivel superior a dicho valor. Lo más habitual es adoptar un coeficiente de seguridad de 1,5 respecto al valor calculado mediante la fórmula de Iribarren. En base a esto el valor obtenido es de:

$$r (m) = h (m) \cdot 1,5 = 0,8717 m$$

Se opta por adoptar un resguardo de 1 metro entre el N.M.N. y la cota de coronación, para así cumplir con lo especificado en el artículo 45.2 del documento “*Instrucción para el proyecto, construcción y explotación de grandes presas*” publicado en el Boletín Oficial del estado, en el que se determina que “*Se recomienda que entre el máximo nivel normal de embalse y la cota del camino de coronación quede en las presas de fábrica un resguardo de al menos un metro*”. En este documento se habla de presas, pero al ser los muros de la charca de similares características a los de una presa se ha adoptado esta medida por válida. (*Boletín Oficial del Estado, 257, 1967*)

Teniendo un resguardo equivalente a un metro esto supone que la cota de coronación estará a 21 metros sobre el nivel de la solera, teniendo el embalse en esta cota una capacidad de $6,35 \text{ hm}^3$, lo que permite un cierto margen frente a precipitaciones elevadas. Respecto a la coronación, ahora falta conocer el ancho de su camino. Este parámetro se calcula en base a la fórmula establecida en el artículo 55.2 del documento “*Instrucción para el proyecto, construcción y explotación de grandes presas*”. La fórmula es válida siempre y cuando la presa cuente con una altura superior a los 15 metros, como es en el caso estudiado en este proyecto.

$$C (m) = 3 + 1,5 \cdot \sqrt[3]{A (m) - 15}$$

El parámetro A hace referencia a la altura de coronación de la presa que, como hemos calculado previamente, es igual a 21 metros. Conocido este parámetro se sustituye en la fórmula anterior, obteniendo el valor de ancho de coronación siguiente:

$$C (m) = 3 + 1,5 \cdot \sqrt[3]{21 - 15} = 5,73 \text{ metros}$$

Para dejar un valor entero del lado de la seguridad se opta por construir un camino de coronación con un ancho de 6 metros, permitiendo así el paso de operarios incluso con vehículos para que se puedan llevar a cabo de forma adecuada las operaciones de control, regulación y mantenimiento de la balsa. Es importante que el camino de coronación cuente con cierta pendiente, inclinada hacia el exterior, para evitar que el agua de lluvia se desplace hacia el interior de la balsa y arrastre posibles residuos o sedimentos. La pendiente seleccionada es de 1,5%. También es importante que el camino de coronación esté delimitado por barreras, normalmente metálicas, para evitar el acceso de gente no autorizada, así como de fauna terrestre.

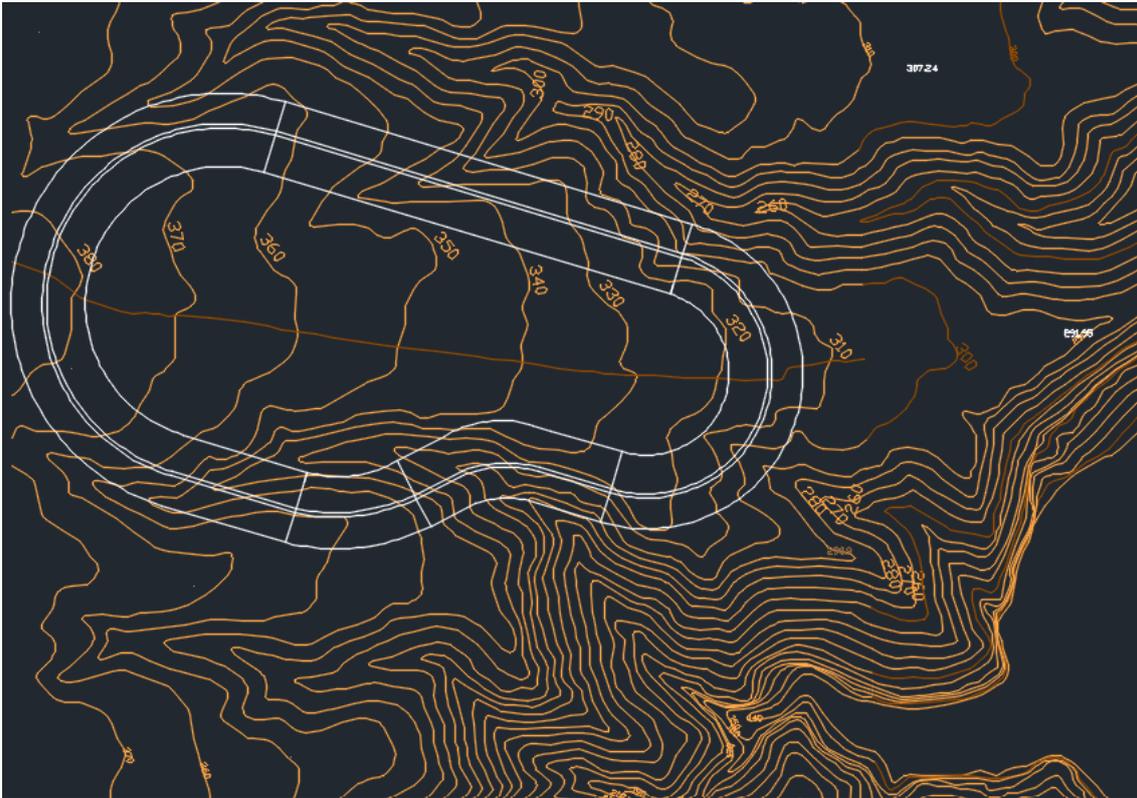
Con los parámetros de talud, altura de coronación, Nivel Máximo Normal y ancho de coronación se puede realizar un plano en perfil de la estructura a construir. La parte más constructiva relativa a los anclajes, capas de permeabilización y materiales, entre otros, queda fuera del alcance de este proyecto, ya que se pretende que sea una vista general de la obra al completo con la que se permita realizar un estudio de viabilidad de la central en general. El plano con el perfil de los muros de la charca se define en el *Plano 4*.

1.4. Volumen excavado y de terraplenado

Además de conocer el volumen de agua embalsado y las dimensiones de los muros que van a delimitar el embalse, se debe realizar un estudio del terreno con el que se determine la cantidad de volumen que se debe excavar para albergar la construcción, así como el volumen que se debe rellenar para que, en las zonas de cotas bajas, se alcance la cota necesaria para establecer la solera de la balsa. Este análisis se podría realizar de forma detallada mediante el uso de programas de precisión de terrenos 3D, pero al ir vinculados a software de pago, se va a optar por realizar aproximaciones lineales mediante AutoCAD.

Lo que se propone es representar la charca planteada en planta, de tal manera que ya se aprecien las dimensiones a lo ancho de los muros y los perímetros bien definidos. Una vez se tiene la charca representada, lo que se hace es descargar un mapa topográfico con isolíneas de nivel para poder realizar los cálculos sobre el mismo. Con las isolíneas del nivel del terreno, se decide donde situar la charca, de tal manera que los límites no se sitúen en zonas de inclinaciones abruptas, y se procede al cálculo de los valores del volumen requeridos. La charca sobre las isolíneas de nivel queda representada en la *figura 15*.

Figura 15: Dibujo del contorno de la charca sobre el terreno



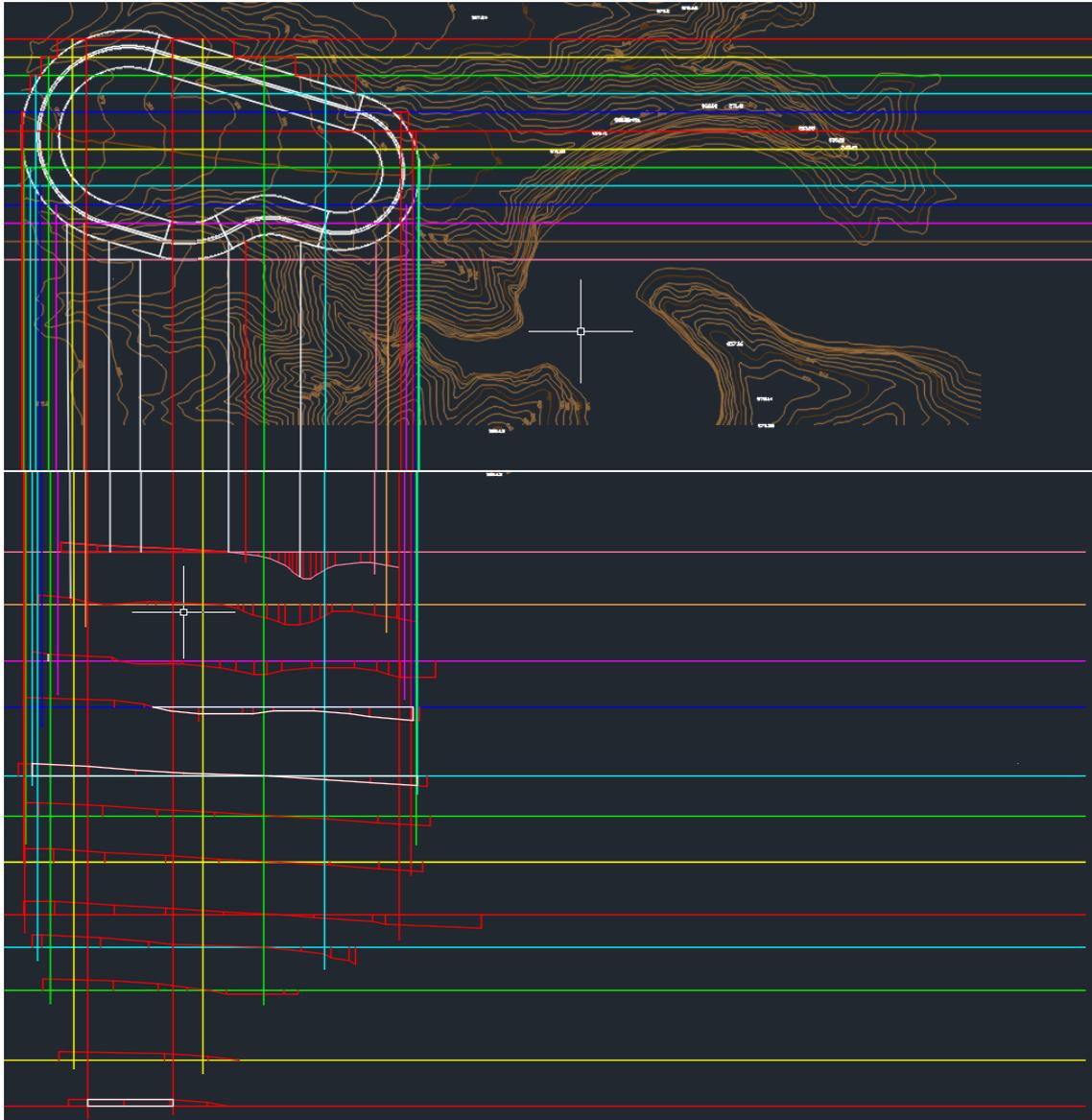
Nota. Proyección de la charca con las dimensiones calculadas sobre un mapa del terreno con isolíneas de nivel cada 10 metros. Elaboración propia.

El cálculo del volumen se ha realizado haciendo cortes de la sección de la montaña cada 50 metros de longitud. Con estos cortes se ha representado la sección transversal, el alzado, estableciendo una línea límite a la cota de 340 metros. Con la sección representada, todo el tramo que supera dicho límite se debe excavar, mientras que el que se encuentra por debajo se debe terraplenar. La sección se ha multiplicado por la longitud entre líneas para adquirir el volumen. Al tener un perímetro irregular, en algunos casos se ha realizado una longitud media porque no es necesario excavar o terraplenar el cien por cien de lo calculado.

Este es un método aproximado, ya que para tener una mayor precisión se debería hacer la sección cada menos longitud. No obstante, los valores obtenidos van a dar una aproximación real y fiable para realizar los cálculos necesarios para el desarrollo general del proyecto. Es importante conocer estos volúmenes principalmente para incluir el trabajo de excavación y terraplenado en el apartado del presupuesto, ya que es una de las grandes partes de la obra civil.

Las secciones del alzado se han proyectado debajo del plano en planta de la charca en el mapa de isolíneas. Esta proyección queda representada en la *figura 16*, a partir de la cual se han realizado los cálculos de volumen necesarios.

Figura 16: Dibujo con las secciones del alzado del terreno



Nota. Dibujo con el proceso de proyección de la planta del terreno en alzado para el cálculo de los volúmenes a excavar y los volúmenes a terraplenar. Elaboración propia.

Con los alzados proyectados se han realizado ajustes en los extremos de cada una de las secciones para que, los límites de la balsa, caigan sobre una altura promedio en el extremo de la sección, para ajustar con mayor precisión el volumen calculado. Aun así, los cálculos mostraran valores de volumen muy elevados que, si se hubieran realizado con herramientas topográficas, habrían sido más exactos y adaptados al terreno. Los volúmenes de tierra excavada o de terreno terraplenado se han calculado en la *tabla 13*.

Tabla 13: Cálculo de los volúmenes a excavar i terraplenar

	Alzado		Longitud Tramo (m)	Volumen (m3)	
	Sección sobrante (m2)	Sección faltante (m2)		Excavado	Terraplenado
Sección 2	2223,7	3416,8	50	111.185,00	170.840,00
			50		
Sección 2	1243,6	11543,8	50	62.180,00	577.190,00
			50		
Sección 3	228,38	13456,2	50	11.419,00	672.810,00
			50		
Sección 4	4128,9	10246,7	50	206.445,00	512.335,00
			50		
Sección 5	9997,23	3587,4	50	499.861,50	179.370,00
			50		
Sección 6	11567,2	2781,5	50	578.360,00	139.075,00
			50		
Sección 7	10987,3	3246,5	50	549.365,00	162.325,00
			50		
Sección 8	11524,8	2687,9	50	576.240,00	134.395,00
			50		
Sección 9	10235,4	3145,8	50	511.770,00	157.290,00
			50		
Sección 10	9452,6	1523,4	50	472.630,00	76.170,00
			50		
Sección 11	5438,6	0	50	271.930,00	0,00
			50		
Sección 12	3367,5	0	50	168.375,00	0,00
			50		
				4.019.760,50	2.781.800,00

Nota. Tabla con los cálculos de los volúmenes a excavar i terraplenar, con los valores de sección obtenidos del perfil del alzado dibujado y la longitud de los tramos. Elaboración propia.

De la *tabla 13*, se deduce un volumen total a excavar de 4.019.760,5 m³, y un valor total de volumen a terraplenar de 2.781.800 m³. Esto significa que el terreno se podrá terraplenar mediante los restos de terreno excavados, mientras que la diferencia entre lo excavado y lo terraplenado se deberá transportar a vertederos de escombros preparados.

Además de estos volúmenes, se ha calculado el área que conforman todas las paredes del talud previsto a construir. El área de estas paredes es de 371.557,55 m². Es importante conocerlo ya que es la sección que se debe impermeabilizar y estabilizar.

2. Dimensionado de las tuberías

2.1. Descripción

Las tuberías son los elementos encargados de conducir el agua desde un lugar de la instalación hasta el destino buscado. Recorriendo la central desde la cota superior hasta el desagüe inferior tenemos que la tubería conduce el agua desde la charca hasta la sala de máquinas hidráulicas, donde pasa por la turbina y, a su salida, termina por desembocar en el embalse de Tous.

A la hora de plantear la construcción y el diseño de la tubería surgen dos posibles opciones: realizar la construcción por la superficie del terreno; o realizar una excavación de galerías por donde conducir las conducciones. Ambas opciones son válidas y utilizadas en otros ejemplos reales de centrales ya construidas. Para decidir, se debe realizar un estudio del terreno, que es el parámetro límite a la hora de plantear ambas posibilidades.

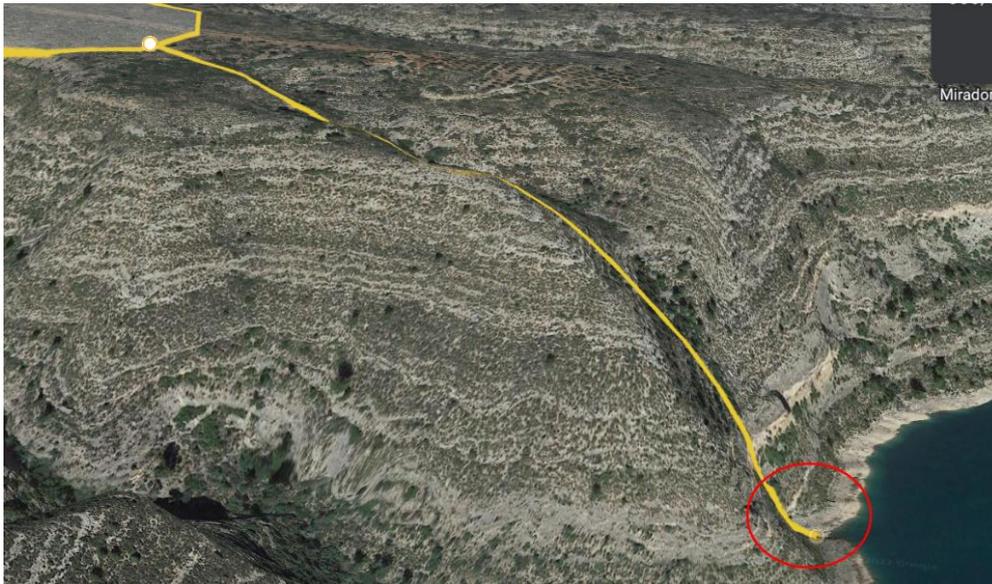
En primer lugar, para poder realizar una construcción exterior se debería contar con un terreno con una inclinación adecuada para facilitar el proceso de obra y la disposición de codos para los cambios de dirección que debe tener la tubería. En este caso, sucede que, desde el desagüe que se prevé realizar en la charca superior hasta el punto donde la inclinación empieza a ser óptima para desplazar el agua y conseguir un incremento importante de energía potencial en el flujo, hay un tramo con muy poco cambio de inclinación, prácticamente horizontal, bastante largo.

Además, realizar una construcción exterior supone un alto impacto visual, ambiental y sobre la flora y fauna de la región; así como la posibilidad de sufrir acciones externas como pueden ser eventos climáticos peligrosos, o actos de vandalismo.

Por otra parte, contar con la tubería enterrada aporta el principal beneficio de que no tiene un impacto visual sobre el medio y permite conseguir las inclinaciones y distancias deseadas sin tener que modificar superficialmente el terreno que la rodea. Uno de los principales inconvenientes que plantea es la dificultad a la hora de realizar tareas de mantenimiento, situación que se puede solucionar simplemente excavando las galerías con diámetros más grandes para poder realizar revisiones. A este inconveniente se le añade el mayor coste que supone realizar una instalación así, frente a la opción de disponer las tuberías en el exterior.

En el caso particular que se estudia en este proyecto se opta por realizar las conducciones excavadas en el terreno, de esta manera se soluciona el problema de tener una gran distancia horizontal al principio que no daría mucha energía potencial al fluido, permitiendo así el trazado con la inclinación deseada. Otro punto a tener en cuenta para tomar esta decisión es el hecho de que, en la zona inferior, donde se encuentra el embalse de Tous, no hay una zona cercana a la orilla lo suficientemente espaciosa para albergar una sala de máquinas tanto hidráulicas como eléctricas. Esto se puede apreciar con precisión en las imágenes de satélite que ofrece el *Google Earth* y que se aprecian en la *figura 17*, con las que se concluye que, al no haber espacio suficiente, ambas salas deberán ir enterradas como las tuberías, en cavernas excavadas como se hizo en la central de la Muela II.

Figura 17: Trazado en caso de ir por la superficie



Nota. Dibujo sobre el mapa 3D de Google Earth del posible trazado que podría tener la tubería si estuviera en la superficie. Tomado de *Google Earth*, por Google, s.f., (<https://earth.google.com/web/>)

En la *figura 17* se aprecia con claridad que las posibilidades de construir una tubería que discorra por el exterior, pasan por una modificación del terreno para conseguir una pendiente adecuada. Además, se aprecia con claridad la imposibilidad de realizar la construcción de una sala de máquinas en la superficie, debido a la alta inclinación del último tramo de terreno. También se debe considerar que el nivel del agua del embalse de Tous puede aumentar en situaciones extraordinarias, por lo que el edificio que albergara las turbinas se debería construir a mitad de la última gran inclinación. Todos estos impedimentos ocasionados por el terreno terminan por decantar la decisión de realizar el trayecto de tuberías completamente enterrados, así como las salas de máquinas y de componentes eléctricos.

Habiendo decidido por donde va a trascorrir la tubería, se debe escoger el material a utilizar. En este apartado se presentan varias alternativas: acero, hormigón y materiales reforzados como fibra de vidrio o poliéster. Debido al gran tamaño, caudal y velocidades con las que se va a trabajar el material más adecuado es el acero, igual que se ha utilizado en la Muela II. Esto es porque en el caso del hormigón, trabajar con velocidades elevadas puede suponer una erosión grave; mientras que, en el caso de los polímeros, la obtención de elevados diámetros y la unión de los distintos tramos supone una mayor complejidad.

A su vez, es imposible construir una tubería de una longitud tan elevada como la necesaria. Por ello se puede optar a utilizar tramos cortos de tubería, de 9 metros de largo, como se realizó en la Muela II. Se escoge esta longitud porque, a pesar de haber fabricantes que permitan 12 y hasta 18 metros, es la más cómoda de transportar sin requerir de transportes especiales. Al haber optado por utilizar acero como material, será fundamental realizar un buen acabado y mecanizado interior que permita una rugosidad mínima, consiguiendo así menos pérdidas. También debe protegerse este material ante la posible corrosión, utilizando cualquier método que sea válido como un galvanizado o el uso de pinturas especiales. Finalmente, el hecho de utilizar tramos de 9 metros supone la necesidad de utilizar una unión entre los tramos. Al tratarse de acero, la unión más sencilla y de mayor garantía, que también se utilizó en la Muela II, es el uso de soldaduras. (*Iberdrola*, 2011)

En toda instalación hidráulica se deben disponer accesorios, ya sea para modificar el trazado de la tubería, como para tareas de regulación. Los accesorios son elementos en los que se concentran la gran mayoría de las pérdidas del sistema, por lo que no se puede menospreciar su acción. Dentro de los accesorios se incluyen codos, uniones tipo T y estrechamientos o ensanchamientos que sean necesarios, así como elementos de control como pueden ser todo tipo de válvulas o sistemas de protección como un bypass.

En el caso concreto de una central hidroeléctrica, todos los accesorios deben tener un gran tamaño, acorde al radio de las conducciones. Por ello, al igual que las tuberías, se van a adquirir por encargo. Es difícil conocer con exactitud los elementos de control que se pueden utilizar en centrales de tan gran tamaño, ya que la normativa y la seguridad con la que deben contar es muy elevada porque, en caso de haber un mínimo fallo, las consecuencias pueden ser muy negativas. Para la central desarrollada en este proyecto se prevé el uso de válvulas para permitir la entrada y salida del flujo en los correspondientes desagües. Estas serán válvulas de compuerta, que son las más habituales, y que deberán tener el mismo diámetro que las posteriores tuberías. Además, como mecanismo de seguridad a la entrada de las turbinas, se va a disponer de varias válvulas de mariposa. Para una mayor protección del sistema se procede a la disposición de un bypass por cada turbina que permita reconducir el caudal de agua en caso de que la turbina empiece a alcanzar velocidades descontroladas. Un descontrol de la velocidad puede terminar por una desconexión de la maquinaria en caso de superar la velocidad de embalamiento, establecida por el fabricante de estos dispositivos. Finalmente, se utilizan frenos mecánicos auxiliares para ayudar en caso de que la velocidad se des controle. (*Iberdrola*, 2008)

2.2. *Trazado de la tubería*

Conocidas las especificaciones más técnicas de la instalación de las tuberías se debe realizar un dimensionado de su diámetro, estableciendo parámetros límite como pueden ser las pérdidas o la velocidad. Pero primero se deben diferenciar los cambios de sección que va a sufrir la tubería a lo largo de su trayectoria, ya que lo más seguro es que las turbinas no tengan un diámetro tan grande como el que se calcule inicialmente atendiendo a los criterios establecidos, por lo que las conducciones deberán sufrir un estrechamiento antes del paso por la sala de máquinas y un ensanchamiento posterior. En base a esto se deben diferenciar cuatro tramos distintos:

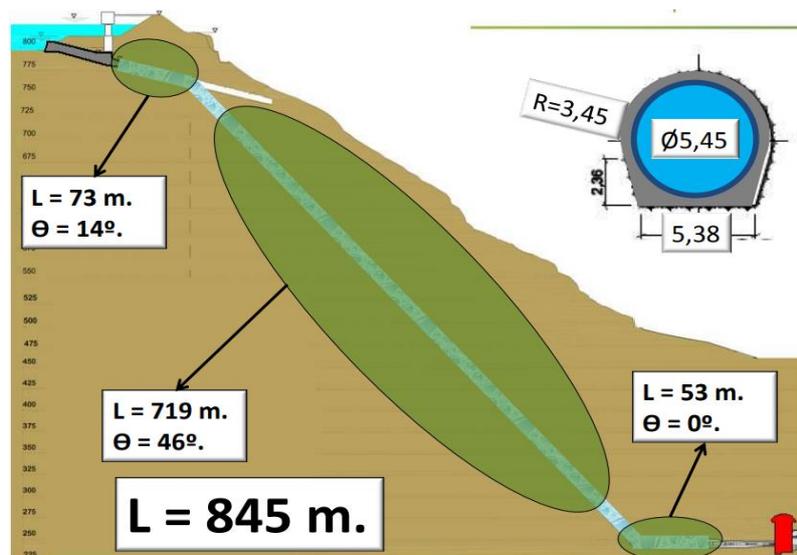
- **Tramo inicial:** este es el tramo de mayor longitud, debido a que se debe aprovechar la energía cinética y potencial que pueda adquirir el flujo en su caída para incrementar la energía mecánica imprimida en el eje de la turbina. Conecta la charca superior, desde la toma del desagüe, con la entrada a la sala de máquinas, donde se encuentran las turbinas. A su llegada a la sala de máquinas, la tubería debe sufrir un estrechamiento para tener una buena conexión con el menor diámetro de la turbina.
- **Conexión con la turbina:** este tramo tiene una longitud más reducida y une el primer tramo con la máquina hidráulica. Su diámetro, tras pasar por un estrechamiento, debe ser igual al de entrada de la turbina para permitir un acople adecuado.
- **Salida de la turbina:** el diámetro a la entrada y la turbina podría ser distinto, pero se va a considerar igual. Su longitud será corta como en el tramo de conexión y, en este caso, la tubería termina por ensancharse hacia el tramo final en el que se une con la toma del embalse inferior.

- **Tramo final:** conecta el embalse de Tous con la sala de máquinas. El diámetro de esta conducción puede ser superior al de salida de la turbina, por lo que se debe disponer un ensanchamiento de la sección. Este tramo será mucho más corto que el inicial, ya que para iniciar las operaciones de bombeo no se requiere que la aspiración sea tan lejana.

Una vez definidos los tramos en los que se va a dividir la tubería se debe establecer la longitud de cada uno de ellos. Para ello se debe realizar un estudio del terreno y dibujar los planos necesarios que dejen más clara la trayectoria que se seguirá. Como ya se ha mencionado, la tubería se realizará excavada, lo que significa que su trazado se puede realizar libremente sin las restricciones que podría suponer hacerlo en la superficie.

En este caso se ha optado por seguir un trazado similar al de la Muela II, dejando el primer tramo en el desagüe de la charca superior con una inclinación de 15° . Posteriormente, la entrada a la turbina debe ser radial, al tratarse de una turbina Francis, por lo que el último tramo inicial, así como el tramo de unión con la máquina hidráulica, deben ser completamente horizontales. Finalmente, al requerir de una entrada en bombeo y una salida en turbinado axial, al utilizar bombas de eje vertical, la tubería a la salida de la turbina debe corresponderse siendo también completamente vertical. Todos los tramos se han dibujado e indicado en el *plano 7*, de donde se pueden extraer las distancia exactas de cada tramo.

Figura 18: Perfil de la tubería forzada de la Muela II



Nota. Trazado del tramo inicial de conducción reforzada de la central de la Muela II visto en alzado con las longitudes e inclinaciones. Tomado de *Refuerzo de potencia del aprovechamiento de Cortes-La*

Muela, por Iberdrola, 2012., (https://www.spancold.org/wp-content/uploads/2020/08/III_ITIPB_20130207_06_Juan_Carlos_Elipe.pdf)

- **Tramo inicial:** este tramo se divide en tres secciones de distinta inclinación, de forma similar a lo que se propone en la central de la Muela II. La primera sección es de 60 metros y cuenta con una inclinación de 15° , la segunda y más larga cuenta con una longitud de 561 metros y una inclinación de 30° ; y el último tramo es de 50 metros con una inclinación de 0° para garantizar una entrada en turbinación completamente radial. Sumando los tres tramos se obtiene un total de 671 metros de tubería, considerando los codos necesarios para acoplar las distintas inclinaciones.

- **Conexión y salida de la turbina:** son tramos cuya longitud no es del todo relevante ya que es corta. Lo que cobra más importancia a la hora de las pérdidas es el estrechamiento y ensanchamiento que se debe realizar.
- **Tramo final:** finalmente, el tramo de tubería que conecta la máquina hidráulica con el embalse de Tous tiene una distancia de 30 metros de largo con una inclinación de 45°.

De todo esto se puede concluir que la tubería que sufrirá el mayor grueso de las pérdidas por fricción es la inicial, que es la más larga. Las posibles pérdidas por fricción que se puedan dar en los otros tramos se incluirán en el cálculo de la tubería del tramo inicial mediante una mayoración de la longitud utilizada en un 20%. Esto tendrá repercusión más adelante cuando se aplique la fórmula de Darcy-Weisbach para el cálculo de las pérdidas por fricción. En el caso del tramo inicial, como en el final, se deben plantear varias alternativas en relación al número de desagües que se deben construir tanto en la charca superior como en el embalse inferior.

2.3. *Parámetros característicos del tramo final*

El tramo final va a conectar la tubería que sale de la turbina con el embalse de Tous. Esta tubería debe ir conectada al desagüe del fondo del embalse. En una central hidroeléctrica es de vital importancia contar con una cierta flexibilidad ante la posibilidad de que suceda cualquier error, y para poder realizar operaciones de mantenimiento libremente. Por ello, se debe plantear una situación desfavorable en la que el tramo de un desagüe falle. En caso de que hubiera un único desagüe de fondo, cualquier tipo de fallo o situación extraordinaria, sería crítico de cara a la generación, ya que se quedaría la central completamente inhabilitada para funcionar. Para solucionar este problema y disponer de una mayor disponibilidad de la central en caso de fallo se propone como alternativa utilizar dos o tres desagües. Al buscar un proyecto económicamente viable se va a optar por únicamente habilitar dos desagües que comuniquen con la sala de máquinas, ya que realizar un vaciado del embalse de Tous para llevar a cabo las obras necesarias para la construcción de varios desagües puede ser un procedimiento complejo.

Disponer dos desagües en el embalse inferior supone tener que utilizar uno únicamente para el caudal de una turbina, mientras que el otro se va a utilizar para recibir el caudal de las dos turbinas restantes. Entonces, su diámetro va a ser distinto, siendo de menor tamaño el que tan solo trasiege el caudal de una única turbina.

Atendiendo al *plano 7*, se conoce que la distancia de este tramo de tubería es de 30 metros. Falta conocer el diámetro de la misma, para así poder tener parametrizado por completo este tramo. Para el cálculo del diámetro se requiere restringir el parámetro de velocidad para quitar grados de libertad al problema. La velocidad debe ser bastante menor a la de la tubería previa a la turbina, ya que la máquina hidráulica va a convertir parte de esa energía cinética en mecánica. Para establecer un parámetro de velocidad lógico y adecuado se va a estudiar lo que sucede en la Muela II. De la Muela II se conoce el diámetro de la tubería inicial y el caudal de turbinado, con lo que se puede calcular con facilidad la velocidad a través de la ecuación de continuidad del caudal.

$$Q \left(\frac{m^3}{s} \right) = v \left(\frac{m}{s} \right) \cdot S (m^2)$$

$$v \left(\frac{m}{s} \right) = \frac{Q \left(\frac{m^3}{s} \right)}{S \left(\frac{m^2}{s} \right)}$$

Sabiendo que, el caudal de turbinado total en la Muela II es de 192 m³/s, y que el diámetro de la tubería forzada es de 5,45 metros, se deduce que la velocidad de trabajo es de **8,23 m/s**. Esta es la velocidad previa a la entrada en la turbina, por lo que a la salida dicha velocidad debe adoptar un valor bastante menor. En este proyecto se decide restringir el valor de la velocidad a la salida a un máximo de 5 m/s. Con este valor máximo y conocido el caudal de turbinado del que va a disponer la central dimensionada, ya se puede calcular el valor del diámetro.

- **Caudal de turbinado de la central:** 144 m³/s repartidos entre tres turbo-grupos, cada uno de 48 m³/s.
- **Velocidad límite:** máximo de 5 m/s.

Conociendo estos valores y habiendo decidido construir dos desagües, se puede calcular el diámetro de cada una de las conducciones necesarias. El diámetro se calcula aplicando la fórmula anterior, aislando la sección, que, al tratarse de una conducción circular, su cálculo es igual al número pi por el diámetro al cuadrado dividido entre 4.

$$v = \frac{Q}{\pi \cdot \frac{D^2}{4}} \qquad D = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{v \cdot \pi}}$$

$$D_{1 \text{ turbina}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 48}{5 \cdot \pi}} = 3,496 \text{ m}$$

$$D_{2 \text{ turbinas}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 48 \cdot 2}{5 \cdot \pi}} = 4,944 \text{ m}$$

Se obtiene que para el tramo que recibe el caudal de una única turbina debe tener un diámetro mínimo de 3,496 metros, por lo que se escoge un diámetro de 3,5 metros. En cambio, la conducción que recibe la aportación de dos turbinas debe tener un diámetro mínimo de 4,944 metros, por lo que se selecciona un diámetro de 5 metros. Aumentar el diámetro a un valor comercial va a variar la velocidad pre establecida. En definitiva, quedan dos tramos paralelos con las siguientes características en turbinado:

Tabla 14: Características de los dos tramos de tubería final

Línea que recibe caudal de una turbina		Línea que recibe caudal de dos turbinas	
Grupos	1	Grupos	2
Q turbinado/grupo (m3/s)	48	Q turbinado/grupo (m3/s)	48
Q turbinado total (m3/s)	48	Q turbinado total (m3/s)	96
Velocidad límite (m/s)	5	Velocidad límite (m/s)	5
Diámetro Cálculo (m)	3,496154978	Diámetro Cálculo (m)	4,944309786
Diámetro Comercial (m)	3,5	Diámetro Comercial (m)	5
Velocidad nueva (m/s)	4,989020257	Velocidad nueva (m/s)	4,889239852

Nota. Datos de los dos tramos de tubería final propuestos con sus diámetros, caudales y velocidades.
Elaboración propia.

Además de estos valores calculados, se decide establecer el espesor de ambas tuberías de forma arbitraria, siguiendo un poco la línea de los resultados obtenidos en el tramo inicial, *tabla 36*. Así pues, para la tubería de 5 metros de diámetro se escoge un espesor de 60 mm y para la de 3,5 metros de diámetro uno de 40 mm.

2.4. *Parámetros característicos de tramos de conexión y salida de la turbina*

Los tramos que unen las tuberías entre la charca superior y el embalse de Tous con las turbinas, deben tener el mismo diámetro que tenga la turbina. Estos tramos cuentan con una longitud total de alrededor de 20 metros de longitud. Además de saber su longitud, es importante conocer sus características de tamaño para así poder calcular las velocidades que se dan en su sección.

Las turbinas seleccionadas para trabajar en la central son las mismas que se han utilizado en la construcción de la Muela II, como se explica en el apartado de dimensionado de la maquinaria hidráulica. De los valores calculados se ha deducido que no se trata de una turbina Francis excesivamente rápida, lo que indica que tanto el diámetro de entrada como el de salida son iguales.

Así pues, se ha calculado que el diámetro del rodete es igual a 3,4 metros, lo que hace que este tramo de tubería deba adquirir esta dimensión. Con este valor y sabiendo que por estos tramos de tubería simplemente entra el caudal necesario para alimentar a una tubería, es decir, 48 m³/s, se obtiene que la velocidad del agua será igual a 5,29 m/s. Las pérdidas por fricción en este tramo no se calcularán de forma explícita, sino que simplemente se considerarán dentro del aumento considerado en la longitud del tramo inicial para el cálculo de las pérdidas en dicho tramo. Además, en este tramo no se estiman pérdidas puntuales, debido a que se presupone que los accesorios forman parte de los demás tramos. El espesor seleccionado se escoge atendiendo a los valores calculados en el tramo inicial en la *tabla 36*, decidiendo optar por un espesor de 40 mm

2.5. *Parámetros característicos del tramo inicial*

El tramo inicial de la tubería es el que cuenta con una mayor longitud y, por tanto, es donde se concentran la mayoría de las pérdidas de carga. Además, es el tramo que más repercusión tendrá en el estudio de la viabilidad económica, no solo por la simple adquisición de las tuberías, sino por las grandes dimensiones del túnel que se deberá excavar, así como el gran número de horas de operación que se deberán llevar a cabo para completar su instalación. Considerando la criticidad que supone este tramo de tubería en el desempeño de la obra, se deben presentar varias alternativas o soluciones entre las que se va a tener que decidir atendiendo a múltiples factores.

Las alternativas que se pueden plantear en cuanto a la construcción de un tramo de tubería no son muy variadas, ya que su trazado es fijo, por lo que la longitud no es un parámetro que se pueda variar. Entre las alternativas se van a modificar dos factores, el primero será el diámetro, que se seleccionará atendiendo principalmente a las velocidades y pérdidas de carga calculadas para distintos valores; el segundo será proponer, no tan sólo un único tramo de tubería, sino que se utilicen paralelamente dos o tres conducciones, lo que supone un mayor coste, pero, a su vez, una mayor fiabilidad. Entonces en base a esto se plantean las siguientes alternativas:

- **Alternativa 1:** realizar un único tramo de tubería que comunique la charca superior con la sala de máquinas. En este caso la tubería debe tener un diámetro capaz de soportar la totalidad del caudal trasegado, así como garantizar un valor de pérdidas mínimo. Disponer la instalación de una única tubería supondría que esta se debería trifurcar al llegar a la sala de máquinas para abastecer las tres turbinas utilizadas.
- **Alternativa 2:** añadir un desagüe adicional en la charca superior para así poder disponer de dos tramos de tubería paralelos. En este caso se permitirán diámetros inferiores ya que el caudal se repartirá entre ambas conducciones. Esta alternativa supone tener una conducción que alimente exclusivamente a una turbina, mientras que la otra se debe bifurcar para alimentar a las otras dos turbinas restantes.
- **Alternativa 3:** la última alternativa es la más ambiciosa. Consiste en utilizar tres tuberías de forma paralela para alimentar individualmente a cada turbina de la sala de máquinas. En este caso las conducciones deberán trasegar mucho menos caudal, ya que se lo reparten equitativamente entre tres.

Habiendo definido las alternativas posibles, se deben mencionar los parámetros que se van a considerar a la hora de escoger justificadamente la mejor alternativa. Entre estos parámetros se encuentra, principalmente, el factor económico, que es de gran peso en el estudio de viabilidad que se pretende realizar. El factor económico no solo incluye el coste material de la tubería, sino que se debe tener en cuenta el coste del desarrollo constructivo de la excavación del túnel y mano de obra, a pesar de que estos precios se desarrollaran mejor en el apartado del presupuesto.

Además del económico, otro factor a considerar es la flexibilidad que se va a permitir en la instalación. Es obvio que, a mayor número de tuberías, se va a disponer de una mayor flexibilidad y capacidad de reacción ante posibles problemas o ante la necesidad de realizar operaciones de mantenimiento. Se debe buscar un equilibrio entre lo económico y el margen de operación posible. El factor hidráulico que considera las pérdidas de fricción y las velocidades en la conducción, se va a tener más en cuenta en el cálculo del diámetro de las tuberías, lo que indirectamente también afecta al coste de estas, pero no son parámetros directamente críticos para la selección de una alternativa frente a otra, ya que en todo caso se deben cumplir las restricciones establecidas.

2.6. *Descripción de las pérdidas de carga*

Definidos los parámetros a considerar para la selección de las distintas alternativas, se empieza con el cálculo de las pérdidas de carga en la tubería, para poder seleccionar el diámetro más adecuado en cada situación. Primero de todo, se debe dejar claro que todo el cálculo de las pérdidas de carga se va a realizar en el modo de operación más crítico que, en este caso, es el de turbinado, ya que es con el que se obtiene un mayor caudal de trabajo y, por tanto, una mayor velocidad en las tuberías. Definir el modo de trabajo es esencial porque el caudal es un parámetro que afecta en gran medida a todos los cálculos. Establecido el caudal con el que se van a realizar los cálculos se procede a definir los tipos de pérdidas de carga que se deben calcular y considerar a la hora de realizar el dimensionado de las tuberías.

Como se ha comentado con anterioridad, las pérdidas de carga se dividen en dos tipos, las pérdidas puntuales o localizadas, que son las que se concentran en accesorios como válvulas, o en cambios de sección; y las pérdidas por fricción, que suceden por el simple contacto del fluido con las paredes de la tubería y que se concentran en su gran mayoría en el tramo inicial, ya que es el de mayor longitud.

Empezando por conocer las pérdidas de carga puntuales del sistema, se deben tener en cuenta varios accesorios y cambios de sección que puedan alterar la trayectoria del flujo y afectar negativamente a la continuidad lineal de las partículas, ocasionando, en su mayoría, pérdidas por choque.

En la instalación diseñada se cuenta con varios accesorios estructurales como pueden ser los codos utilizados para cambiar la inclinación y uniones tipo T para distribuir a las distintas turbinas en la correspondiente tri o bifurcación de la tubería. Estos accesorios de tipo estructural van a calcularse como pérdidas localizadas y van a variar según la alternativa escogida. El valor de su parámetro adimensional K se va a recoger de tablas con valores habituales para los distintos accesorios.

Por otra parte, hay elementos cuyas pérdidas suponen un porcentaje tan elevado que no se pueden incluir en esa mayoración de la longitud. Este es el caso de los desagües, tanto superior como inferior, que suponen una concentración del volumen acumulado tanto en charca como embalse hacia la conducción de un diámetro muy reducido en comparación con su sección; de las válvulas de entrada y salida del flujo, que son válvulas de compuerta; y, finalmente, de los cambios de sección que se producen a la entrada y la salida de la turbina.

Para el cálculo de las pérdidas localizadas se utiliza la fórmula general y simplificada que recurre a utilizar un parámetro K adimensional que depende del número de Reynolds y que, en la gran mayoría de casos, debe aportarlo el fabricante ya que es un parámetro obtenido empíricamente y que depende de muchos factores de funcionamiento. La fórmula es la siguiente:

$$h_{localizadas} = K \cdot \left(\frac{v^2}{2 \cdot g} \right) = k \cdot Q^2$$

Se puede apreciar que realmente existen dos parámetros k, utilizados de forma distinta en el cálculo de las pérdidas, aunque en el fondo ambos se terminan por relacionar con el caudal de trabajo ya sea directamente o de forma indirecta mediante la velocidad. Estos parámetros se obtienen de forma empírica por lo que se ha recurrido a tablas con valores normalizados, como los de la *tabla 15*.

Tabla 15: Valores de K para varios accesorios

Accesorio	K
Válvula de globo abierta	10,0
Válvula de ángulo abierta	5,0
Válvula de retención de clapeta	2,5
Válvula de compuerta abierta	0,2
Codo de radio pequeño	0,9
Codo de radio medio	0,8
Codo de radio grande	0,6
Codo a 45°	0,4
Codo cerrado: inversión de flujo	2,2
Te estándar – dirección de paso	0,6
Te estándar – dirección desvío	1,8
Entrada recta	0,5
Salida brusca	1,0

Nota. Tabla con valores de K de varios accesorios, necesarios para el cálculo de las pérdidas de carga puntuales. Tomado de *Tema 1: Fundamentos de cálculos hidráulicos*, por Vicente S. Fuertes, 2022, diapositivas de la asignatura Instalaciones de Fluidos en la Edificación.

De la *tabla 15*, se obtiene que, para los elementos de esta instalación, los parámetros de K que se deben utilizar son:

- Codo de 45° o 90° de radio grande: K = 0,35
- Válvula de compuerta abierta: K = 0,2
- Codo de radio grande (60°; 75°): K = 0,6
- Te estándar – salida lateral: K = 1,8
- Entrada recta (desagüe superior): K = 0,5
- Salida brusca (desagüe inferior): K = 1

El caso de los cambios de sección, tanto el estrechamiento para la entrada a la turbina, como el ensanchamiento a la salida de la turbina, cuentan con un parámetro K no normalizado en tablas y que se debe calcular atendiendo a los distintos diámetros con los que se cuenta. Este es un cálculo complejo, por lo que se decide incluir las posibles pérdidas de carga en estas secciones en una mayoración de la longitud total en el cálculo de las pérdidas por fricción.

Las denominadas pérdidas por fricción, como se ha explicado previamente, suceden durante todo el tramo de la tubería siempre que circule un caudal por ella, por mínimo que sea. Estas pérdidas hacen referencia al rozamiento entre el flujo y la pared que lo contiene. Su cálculo se va a realizar utilizando la fórmula de Darcy-Weisbach, a pesar de que hay otras alternativas.

$$h_f \text{ (Darcy – Weisbach)} = \left(\frac{8 \cdot f \cdot L \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot g \cdot D^5} \right)$$

De la fórmula anterior se deben calcular o conocer de forma previa los siguientes parámetros:

- **f**: factor de fricción adimensional que se debe calcular mediante la fórmula de Colebrook-White.

- L (m): longitud de la tubería en metros. Se va a optar por mayorar esta longitud para estar del lado de la seguridad, así como incluir los tramos de tubería de conexión y salida de la turbina cuya distancia es mínima, además de algunos elementos que generan pérdidas localizadas de difícil cálculo.
- Q (m³/s): el caudal a utilizar es el de turbinado, 48 m³/s por grupo, al ser el más restrictivo.
- g : hace referencia a la gravedad que adquiere un valor universal de 9,81 m/s².
- D (m): diámetro de la conducción estudiada.

De los parámetros anteriores hay dos de ellos que, a priori, son desconocidos como son el diámetro y el factor de fricción. Lo que se pretende realizar es una suposición de varios diámetros para calcular las pérdidas que supondrían, y escoger el más acertado para llevar a cabo la instalación. Por lo que, al fin y al cabo, el diámetro termina siendo un valor conocido ya que le otorgamos valores graduales. En cuanto al factor de fricción, este parámetro adimensional se debe calcular aplicando la fórmula de Colebrook-White, que se expone a continuación:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \cdot \log_{10} \left(\frac{\frac{\varepsilon \text{ (mm)}}{D \text{ (m)} \cdot 10^{-3}}}{3,7} + \frac{2,51}{Re \cdot \sqrt{f}} \right)$$

En la fórmula de Colebrook-White aparecen también dos parámetros que a priori son desconocidos. El primero es ε , que hace referencia a la rugosidad absoluta del material que conforma la tubería. Como ya se ha mencionado en el apartado descriptivo de las tuberías, el material seleccionado es el acero. Conocido el material simplemente se debe acudir a una tabla donde se recojan las distintas rugosidades según el tipo de material, como es la *tabla 16*.

Tabla 16: Valores del coeficiente de rugosidad según el material

Material	Coficiente de Manning n	Coef. Hazen-Williams C _H	Coef. Rugosidad Absoluta e (mm)
Asbesto cemento	0.011	140	0.0015
Latón	0.011	135	0.0015
Tabique	0.015	100	0.6
Fierro fundido (nuevo)	0.012	130	0.26
Concreto (cimbra metálica)	0.011	140	0.18
Concreto (cimbra madera)	0.015	120	0.6
Concreto simple	0.013	135	0.36
Cobre	0.011	135	0.0015
Acero corrugado	0.022	--	45
Acero galvanizado	0.016	120	0.15
Acero (esmaltado)	0.010	148	0.0048
Acero (nuevo, sin recubrim.)	0.011	145	0.045
Acero (remachado)	0.019	110	0.9
Plomo	0.011	135	0.0015

Nota. Tabla con valores del coeficiente de rugosidad para distintos materiales y para distintas fórmulas del cálculo de pérdidas. Tomado de *Coficientes de rugosidad*, por Oriol Ramón, s.f., Pinterest (<https://www.pinterest.es/pin/72902087701465492/>)

De la *tabla 16*, donde se plasman los valores de la rugosidad en mm, se deduce que el parámetro de rugosidad del acero galvanizado es de **0,15mm**.

El otro parámetro, inicialmente desconocido de la fórmula de Colebrook-White, es el parámetro de Reynolds, Re , que es adimensional. Este parámetro tiene una vital importancia en el mundo de la hidráulica, ya que sirve para caracterizar el tipo de fluido de trabajo del que se dispone, atendiendo a la continuidad de su movimiento y la existencia de fenómenos que puedan causar turbulencia en el mismo. El número de Reynolds relaciona las fuerzas inerciales del sistema con las viscosas y se calcula atendiendo a la siguiente fórmula:

$$Re = \frac{F_{inerciales}}{F_{viscosas}} = \frac{\left(V \left(\frac{m}{s} \right) \cdot D (m) \right)}{v \left(\frac{m^2}{s} \right)}$$

De la fórmula de Reynolds, tanto la velocidad del fluido como el diámetro de la tubería son valores que se conocen. El valor v , hace referencia a la viscosidad cinemática del fluido. En el caso de una central hidroeléctrica el fluido utilizado es agua, y su valor de viscosidad cinemática esta tabulado y depende de la temperatura del ambiente. Que dependa de la temperatura significa que su valor será variable según la estación del año, el día e incluso en diferentes momentos del mismo día. Por ello se debe escoger un valor de temperatura promedio para poder seleccionar el valor de viscosidad correspondiente. Se considera que en la Comunitat Valenciana no hay temperaturas extremadamente bajas en las épocas invernales, mientras que la época de calor tiene una larga duración a lo largo del año. Por ello se va a seleccionar un valor de temperatura promedio de 16 °C, al que le corresponde un valor de viscosidad cinemática igual a **1,11·10⁻⁶**, deducido de la *tabla 17*.

Tabla 17: Valores de la viscosidad cinemática según la temperatura

TEMPERATURA (°C)	Viscosidad dinámica (poises)	Viscosidad cinemática (Stokes)	Viscosidad Dinámica (N·s/m ²)	Viscosidad Cinemática (m ² /s)	Viscosidad Dinámica (kg·s/m ²)
0	1.787·10 ⁻²	1.787·10 ⁻²	1.787·10 ⁻³	1.787·10 ⁻⁶	1.822·10 ⁻⁴
1	1.728·10 ⁻²	1.728·10 ⁻²	1.728·10 ⁻³	1.728·10 ⁻⁶	1.761·10 ⁻⁴
2	1.671·10 ⁻²	1.671·10 ⁻²	1.671·10 ⁻³	1.671·10 ⁻⁶	1.703·10 ⁻⁴
3	1.618·10 ⁻²	1.618·10 ⁻²	1.618·10 ⁻³	1.618·10 ⁻⁶	1.649·10 ⁻⁴
4	1.567·10 ⁻²	1.567·10 ⁻²	1.567·10 ⁻³	1.567·10 ⁻⁶	1.597·10 ⁻⁴
10	1.307·10 ⁻²	1.307·10 ⁻²	1.307·10 ⁻³	1.307·10 ⁻⁶	1.332·10 ⁻⁴
11	1.271·10 ⁻²	1.271·10 ⁻²	1.271·10 ⁻³	1.271·10 ⁻⁶	1.296·10 ⁻⁴
12	1.235·10 ⁻²	1.235·10 ⁻²	1.235·10 ⁻³	1.235·10 ⁻⁶	1.259·10 ⁻⁴
13	1.202·10 ⁻²	1.203·10 ⁻²	1.202·10 ⁻³	1.203·10 ⁻⁶	1.225·10 ⁻⁴
14	1.169·10 ⁻²	1.170·10 ⁻²	1.169·10 ⁻³	1.170·10 ⁻⁶	1.192·10 ⁻⁴
15	1.139·10 ⁻²	1.140·10 ⁻²	1.139·10 ⁻³	1.140·10 ⁻⁶	1.161·10 ⁻⁴
16	1.109·10 ⁻²	1.110·10 ⁻²	1.109·10 ⁻³	1.110·10 ⁻⁶	1.130·10 ⁻⁴
17	1.081·10 ⁻²	1.082·10 ⁻²	1.081·10 ⁻³	1.082·10 ⁻⁶	1.102·10 ⁻⁴

Nota. Tabla con valores de viscosidad cinemática y dinámica para distintas temperaturas y con distintas unidades. Tomado de *Tabla de viscosidad cinemática - tuberías*, por Juan Pablo Parias, 2010, Scribd (<https://es.scribd.com/doc/44854991/Tabla-de-Viscosidad-Cinemática-tuberías>).

Conocidos todos los parámetros de la fórmula del número de Reynolds, ya se puede proceder a su cálculo. Cabe mencionar que en función de su valor se puede conocer el comportamiento del fluido con el que se trabaja. Según el número de Reynolds el fluido se clasifica en:

- **Laminar ($Re < 2.300$):** este tipo de flujo es muy regular y continuo, sin tener contacto entre sus capas ni alteraciones de velocidad.
- **Transición ($4.000 < Re < 2.300$):** en este caso empiezan a aparecer signos de turbulencia e irregularidades.
- **Turbulento ($Re > 4.000$):** este es el caso más habitual en la gran mayoría de instalaciones hidráulicas. El fluido es muy irregular, sigue trayectorias alteradas y aleatorias, pudiendo generar torbellinos o recirculación. El estudio de su comportamiento y trayectoria es muy complejo y requiere del uso de herramientas computacionales complejas como el CFD.

Definidas todas las fórmulas, así como parámetros necesarios para el cálculo de las pérdidas de carga, tanto localizadas como de fricción, se deben establecer unas restricciones para el cálculo del sistema. Como se ha explicado previamente, se va a dimensionar el primer tramo de la tubería proponiendo varios valores de diámetro de tubería, por lo que se debe establecer un parámetro restrictivo para llevar a cabo la selección del diámetro más adecuado. En el caso proyectado en este documento, se van a buscar unas pérdidas por fricción porcentualmente similares a las que se tienen en la Muela II. Por ello se va a realizar el cálculo de estas pérdidas en dicha central ya que se conocen todos los parámetros necesarios para ello. Cabe mencionar que los cálculos del valor del parámetro de fricción se calculan por un método iterativo en el que se supone un valor inicial para dicho parámetro y se busca aislar las expresiones a ambos lados del igual para que terminen por dar lo mismo. Se hace utilizando la función *Análisis de hipótesis* del Excel.

Tabla 18: Pérdidas por fricción en la central de la Muela II

- DATOS CENTRAL LA MUELA II

Longitud (m)	Diámetro (m)	Caudal turbinado (m3/s)	Viscosidad cinemática (m2/s)
845	5,45	192	0,0000011
Salto bruto (m)	Rugosidad acero (mm)	v (m/s)	Re
535,15	0,1	8,230350731	40.777.646,80
Factor Fricción			
$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \cdot \log_{10} \left(\frac{\frac{\varepsilon (mm)}{D (m) \cdot 10^{-3}}}{3,7} + \frac{2,51}{Re \cdot \sqrt{f}} \right)$		$\frac{\frac{\varepsilon (mm)}{D (m) \cdot 10^{-3}}}{3,7}$	$\frac{2,51}{Re \cdot \sqrt{f}}$
		4,95909E-06	6,4648E-07
Inicial	Lado Izquierdo	Lado Derecho	Derecha - Izquierda
0,009065538	10,50	10,50	0,00
Pérdidas Dacy-Weisbach (m)		Porcentaje de pérdidas	
4,852789567		0,906809225	

Nota. Datos de la tubería forzada de la central de la Muela II para el cálculo de las pérdidas por fricción totales y el porcentaje que representan respecto al salto bruto disponible. Elaboración propia.

De los resultados de la *tabla 18*, se deduce que las pérdidas causadas por la fricción en la tubería forzada de la Muela II adquieren un valor de 4,85 mca, que suponen un 0,9% del total del salto bruto disponible en esta central. A estos valores falta añadirles las pérdidas de las demás tuberías, así como las pérdidas de carga localizadas. Por ello se decide optar por un valor superior, del 7% de la altura bruta total disponible. Esto supone un valor de pérdidas límite igual a:

$$h_{\text{totales}} = 0,07 \cdot H_b \text{ (mca)} = 0,07 \cdot 280 = 19,6 \text{ mca}$$

Además, se establece como parámetro crítico que la velocidad no debe superar los 8 m/s, un valor algo inferior al de la Muela II. Esto es porque altas velocidades pueden suponer problemas en la instalación de transitorios y otros fenómenos.

2.7. Cálculo de las pérdidas de carga

En el apartado anterior se han aportado todas las fórmulas necesarias para realizar el cálculo de las pérdidas de carga que se va a desarrollar a continuación. Se deben calcular para cada una de las alternativas planteadas y, para hacerlo, se utilizará la herramienta Excel. Se debe destacar uno de los procesos de cálculos que será por método iterativo, que es la resolución del parámetro f . Se debe realizar iterando ya que en la fórmula de la que se extrae no se puede aislar el valor de forma adecuada.

I. Alternativa 1

En la alternativa 1 se ha propuesto realizar un único trazado de tubería forzada, lo que supone que hay una única entrada recta de la que se deben considerar sus pérdidas. Al disponer de una sola conducción inicial sucede que, al llegar a la sala de máquinas, se debe trifurcar en tres tuberías. Esto supone la necesidad de un accesorio tipo T, además de dos codos a 90°. Por su parte, por el propio trazado de la tubería, se debe contar con dos codos de radio grande, uno de 60° y el otro de 75°. El número de válvulas de compuerta varía según la alternativa ya que en cada una se dispone de un número de accesos distintos, siendo en este caso uno.

En cuanto a los accesorios a la salida de la turbina, se ha optado por disponer dos tuberías que terminen por desembocar en el embalse. Esto supone que una de ellas no requerirá de accesorios ya que se puede conectar en un trazado recto directamente con la turbina que la alimenta, mientras que la otra tubería, al recibir el caudal de dos turbinas, deberá contar con un accesorio de unión tipo T, así como dos codos a 90°. Además, se conoce que la inclinación del último tramo que conecta con el embalse es igual a 45°, por lo que se requiere de otro codo de radio grande con dicha inclinación. Esta estructura se repite en todas las alternativas y supone también la existencia de dos salidas bruscas que se deben considerar con su K respectiva.

Con los accesorios que generan pérdidas de carga localizadas definidas, ya se puede calcular el total de estas pérdidas para la primera alternativa. El cálculo se realiza aplicando la fórmula descrita con anterioridad y que se plasma en la *tabla 19* de resultados, para la que se debe conocer la velocidad. Se van a dividir los accesorios en función del tramo de tubería que los contenga, ya que la velocidad será diferente al tener diferentes diámetros. El diámetro del tramo final, al igual que su velocidad ya son conocidos (*Tabla 14*). En base a esto, en el tramo final se obtienen las siguientes pérdidas de carga localizadas:

Tabla 19: Pérdidas puntuales en el último tramo de tubería

- Tubería Salida Bifurcada

Diámetro (m)	5	$h_{localizadas} = K \cdot \left(\frac{v^2}{2 \cdot g}\right)$
Velocidad (m/s)	4,89	

Accesorio	Unidades	K	h localizadas (mca)
Unión T	1	1,8	2,19
Codo 45°	3	0,35	1,28
Codo radio grande	0	0,6	0
Válvulas compuerta	1	0,2	0
Entrada recta	0	0,5	0
Salida brusca	1	1	1,22
Total			4,93

- Tubería Salida Recta

Diámetro (m)	3,5
Velocidad (m/s)	4,99

Accesorio	Unidades	K	h localizadas (mca)
Unión T	0	1,8	0
Codo 45°	1	0,35	0,43
Codo radio grande	0	0,6	0
Válvulas compuerta	1	0,2	0
Entrada recta	0	0,5	0
Salida brusca	1	1	1,22
Total			1,89
Total			6,82

Nota. Cantidad de accesorios en cada uno de los dos tramos de tubería final y sus K para el cálculo de la pérdidas puntuales. Elaboración propia.

En el caso del primer tramo, se van a proponer varios diámetros y se va a escoger el que antes cumpla con los requisitos establecidos en el ámbito de velocidad y pérdidas totales. Por ello las pérdidas de carga localizadas se calcularán en función del diámetro. A estas pérdidas se deberá añadir el valor total obtenido en el tramo final, que suman un total de **6,82 mca**, como se aprecia en la *tabla 19*.

Las pérdidas localizadas del primer tramo cuentan con los accesorios descritos anteriormente, de los que se debe considerar su valor de K para el cálculo. Al depender su cálculo de la velocidad, se sabe que estas pérdidas adoptarán valores distintos en función del diámetro. Su cálculo se va a realizar con el valor de K acumulado de todos los accesorios, valor calculado en la *tabla 20*.

Tabla 20: Accesorios del tramo inicial en la alternativa 1

- Tubería Entrada

Accesorio	Unidades	Valor de K	Total
Unión T	1	1,8	1,8
Codo 45°	2	0,35	0,7
Codo radio grande	2	0,6	1,2
Válvulas compuerta	1	0,2	0,2
Entrada recta	1	0,5	0,5
Salida brusca	0	1	0
Total			4,4

Nota. Cantidad de accesorios en el tramo de tubería inicial, sus K respectivas para el cálculo de las pérdidas puntuales y el valor total de este parámetro. Elaboración propia.

Se deben calcular también las pérdidas por fricción del sistema utilizando la fórmula de Darcy-Weisbach. En esta fórmula aparece el parámetro de longitud de la tubería, que se va a mayorar en un 20 % para considerar todos los tramos que no son de esa tubería principal, así como otras posibles pérdidas que tienen un cálculo más complejo. Para poder realizar el cálculo de las pérdidas por fricción se deben calcular previamente algunos parámetros intermedios como el número de Reynolds y el factor de fricción, atendiendo a las fórmulas definidas.

Para el factor de fricción se utilizará el método iterativo descrito en el apartado en el que se han calculado las pérdidas de la central de la Muela II, en el que se pretende hallar el valor de f que cumpla que ambos lados de la igualdad de la fórmula de Colebrook-White adopten el mismo valor. Así se obtiene la *tabla 21* con todos los valores de pérdidas individualmente y el valor total de las mismas:

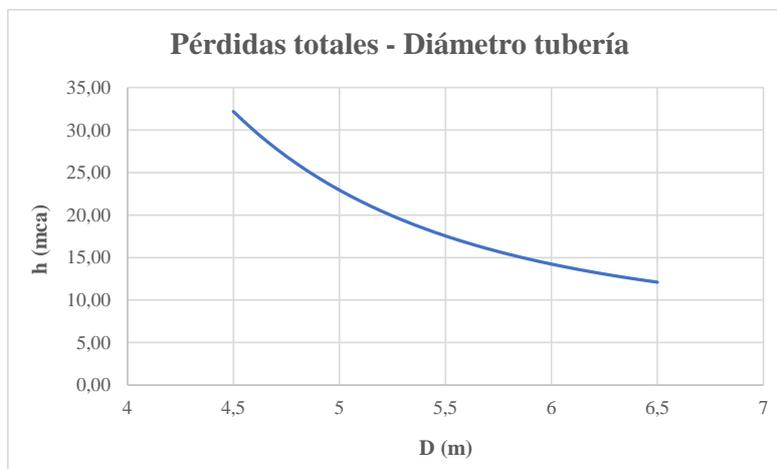
Tabla 21: Selección del diámetro de tubería necesario en la Alternativa 1

Pérdidas Alternativa 1

Q t (m3/s)		viscosidad (m2/s)	ε acero (mm)	L (m)			
144		0,00000111	0,1	671			
Diámetro (mm)	v (m/s)	Re	f	hf (mca)	hl tl (mca)	hl tf (mca)	h totales (mca)
4,5	9,054	36.706.004,89	0,00934	6,984	18,384	6,82	32,19
4,6	8,665	35.908.048,27	0,00932	6,239	16,837	6,82	29,90
4,7	8,300	35.144.047,24	0,00929	5,588	15,449	6,82	27,86
4,8	7,958	34.411.879,59	0,00926	5,015	14,201	6,82	26,04
4,9	7,636	33.709.596,33	0,00924	4,512	13,077	6,82	24,41
5	7,334	33.035.404,40	0,00922	4,068	12,062	6,82	22,95
5,1	7,049	32.387.651,38	0,00919	3,676	11,143	6,82	21,64
5,2	6,781	31.764.811,93	0,00917	3,328	10,311	6,82	20,46
5,3	6,527	31.165.475,85	0,00915	3,019	9,554	6,82	19,40
5,4	6,288	30.588.337,41	0,00913	2,743	8,866	6,82	18,43
5,5	6,061	30.032.185,82	0,00911	2,498	8,238	6,82	17,56
5,6	5,847	29.495.896,79	0,00909	2,278	7,666	6,82	16,77
5,7	5,643	28.978.424,92	0,00907	2,081	7,142	6,82	16,05
5,8	5,450	28.478.796,90	0,00906	1,904	6,662	6,82	15,39
5,9	5,267	27.996.105,43	0,00904	1,744	6,221	6,82	14,79
6	5,093	27.529.503,67	0,00902	1,601	5,817	6,82	14,24
6,1	4,927	27.078.200,33	0,00901	1,471	5,445	6,82	13,74
6,2	4,770	26.641.455,16	0,00899	1,354	5,102	6,82	13,28
6,3	4,619	26.218.574,92	0,00898	1,248	4,786	6,82	12,86
6,4	4,476	25.808.909,69	0,00896	1,151	4,493	6,82	12,47
6,5	4,340	25.411.849,54	0,00895	1,064	4,223	6,82	12,11

Nota. Cálculos de los valores de pérdidas y velocidad para una sucesión de diámetros con el fin de encontrar el menor que permita cumplir las restricciones establecidas. Elaboración propia.

Gráfico 6: Gráfico con la evolución de las pérdidas de carga según el diámetro Alternativa 1



Nota. Gráfico en el que se analiza la tendencia a disminuir de las pérdidas de carga en relación al aumento del diámetro, debido principalmente a la disminución de la velocidad. Elaboración propia.

De la *tabla 21* y la *gráfica 6* se puede deducir que a mayor diámetro menores son las pérdidas de carga. Esto se debe principalmente a que un aumento de diámetro conlleva una reducción de la velocidad. Entonces, al ir el parámetro velocidad elevado al cuadrado en la fórmula de pérdidas, se tiene un gráfico cuya forma describe una parábola.

En esta primera alternativa se deduce que, para cumplir con la velocidad máxima estipulada de **8m/s**, así como con las pérdidas máximas permitidas de **19,6 mca**, se debe seleccionar un diámetro de tubería mínimo de **5,3** metros. Este será el escogido, ya que aumentar el diámetro supone un aumento de precio al tener que utilizar una mayor cantidad de acero en la fabricación. Para el diámetro seleccionado, se han calculado unas pérdidas totales de 19,4 mca y una velocidad del fluido algo superior a los 6,5 m/s.

II. Alternativa 2

La alternativa 2 propone el uso de dos tuberías en paralelo en el tramo inicial, lo que significaría utilizar dos desagües en el embalse superior. En este caso, al tener siempre tres turbinas, una de las tuberías alimentaría a una única turbina, por lo que los accesorios que la conformarían son tan sólo los codos necesarios para que se cumpla el trazado propuesto, que son uno de 60 y otro de 75 grados de radio grande. Por otro lado, la otra tubería deberá alimentar a dos turbinas, lo que supone la necesidad de realizar una bifurcación de la tubería mediante el uso de una unión tipo T y dos codos de 90°. Entonces se deben dimensionar las dos tuberías de forma independiente, ya que el caudal que deben trasegar es distinto al alimentar un número distinto de turbinas, y los accesorios que se disponen en cada una de las tuberías también varía.

Por su parte, los accesorios y las pérdidas del tramo posterior a las turbinas se mantienen igual, al no sufrir modificaciones de trazado ni disposición en función de la alternativa planteada. Estas pérdidas se han calculado en la Alternativa 1 y adquieren un valor total de **6,82 mca**.

En esta segunda alternativa lo que se plantea es que la tubería del tramo inicial que tan sólo alimenta a una turbina tenga a su salida la tubería de desagüe que también recoja el caudal de una única tubería. Del mismo modo sucederá con la tubería que alimenta a dos turbinas, cuya salida será también al tramo de tubería que recoge el caudal de dos de las turbinas.

Lo que se va a hacer es calcular de forma independiente las pérdidas localizadas y de fricción de cada uno de los tramos de tubería que componen el tramo inicial y, posteriormente, se sumarán los resultados obtenidos en ambas tuberías, además del valor de las pérdidas localizadas en el tramo de salida. Primero se establecen los accesorios que componen cada uno de los tramos para conocer la K total a utilizar en el cálculo de las pérdidas localizadas, ya que su cálculo depende de los diámetros utilizados.

Tabla 22: Accesorios del tramo inicial en la alternativa 2

- Tubería Entrada Recta

Accesorio	Unidades	Valor de K	Total
Unión T	0	1,8	0
Codo 45°	0	0,35	0
Codo radio grande	2	0,6	1,2
Válvulas compuerta	1	0,2	0,2
Entrada recta	1	0,5	0,5
Salida brusca	0	1	0
Total			1,9

- Tubería Entrada Bifurcada

Accesorio	Unidades	Valor de K	Total
Unión T	1	1,8	1,8
Codo 45°	2	0,35	0,7
Codo radio grande	2	0,6	1,2
Válvulas compuerta	1	0,2	0,2
Entrada recta	1	0,5	0,5
Salida brusca	0	1	0
Total			4,4

Nota. Cantidad de accesorios en los dos tramos de tubería inicial, sus K respectivas para el cálculo de las pérdidas puntuales y el valor total de este parámetro. Elaboración propia.

Conocido el valor de K, reflejado en la *tabla 22*, se procede a proponer un rango de diámetros para cada tramo, que en este caso serán menores a los obtenidos en la anterior alternativa al trasegar un menor caudal. Se calculan para cada tubería los valores de pérdidas de fricción y localizadas, para posteriormente realizar la suma y obtener el valor total.

Tabla 23: Pérdidas de carga en el tramo recto de la Alternativa 2

Pérdidas Tramo Recto

Q t (m3/s)					
48					
viscosidad (m2/s)		ε acero (mm)		L (m)	
0,00000111		0,1		671	
Diámetro (m)	v (m/s)	Re	f	hf (mca)	hl t1 (mca)
2,5	9,778	22.023.602,94	0,01031	16,190	9,260
2,6	9,041	21.176.541,28	0,01026	13,233	7,915
2,7	8,383	20.392.224,94	0,01020	10,900	6,806
2,8	7,795	19.663.931,19	0,01015	9,043	5,885
2,9	7,267	18.985.864,60	0,01011	7,552	5,114
3	6,791	18.353.002,45	0,01006	6,347	4,466
3,1	6,360	17.760.970,11	0,01002	5,364	3,917
3,2	5,968	17.205.939,79	0,00998	4,559	3,450
3,3	5,612	16.684.547,68	0,00994	3,894	3,050
3,4	5,287	16.193.825,69	0,00991	3,342	2,707
3,5	4,989	15.731.144,95	0,00987	2,882	2,410
3,6	4,716	15.294.168,71	0,00984	2,495	2,154
3,7	4,464	14.880.812,79	0,00981	2,169	1,930
3,8	4,232	14.489.212,46	0,00978	1,893	1,735
3,9	4,018	14.117.694,19	0,00976	1,658	1,564
4	3,820	13.764.751,83	0,00973	1,457	1,413
4,1	3,636	13.429.026,18	0,00971	1,285	1,280
4,2	3,465	13.109.287,46	0,00969	1,136	1,162
4,3	3,305	12.804.420,31	0,00967	1,008	1,058
4,4	3,157	12.513.410,76	0,00965	0,897	0,965
4,5	3,018	12.235.334,96	0,00963	0,800	0,882

Nota. Cálculos de los valores de pérdidas de carga y velocidad para una sucesión de diámetros para el tramo recto de tubería inicial. Elaboración propia.

Tabla 24: Pérdidas de carga en el tramo bifurcado de la Alternativa 2

Pérdidas Tramo Bifurcado

	Q t (m3/s)	viscosidad (m2/s)	ε acero (mm)		
	96	0,00000111	0,1	671	

Diámetro (m)	v (m/s)	Re	f	hf (mca)	hl t1 (mca)
3,5	9,978	31.462.289,91	0,00973	11,354	22,328
3,6	9,431	30.588.337,41	0,00969	9,824	19,948
3,7	8,928	29.761.625,59	0,00965	8,534	17,878
3,8	8,465	28.978.424,92	0,00962	7,442	16,069
3,9	8,036	28.235.388,38	0,00958	6,513	14,483
4	7,639	27.529.503,67	0,00955	5,719	13,088
4,1	7,271	26.858.052,36	0,00952	5,039	11,857
4,2	6,929	26.218.574,92	0,00949	4,453	10,768
4,3	6,611	25.608.840,62	0,00946	3,947	9,800
4,4	6,314	25.026.821,52	0,00944	3,509	8,939
4,5	6,036	24.470.669,93	0,00941	3,127	8,171
4,6	5,777	23.938.698,84	0,00939	2,795	7,483
4,7	5,533	23.429.364,83	0,00936	2,503	6,866
4,8	5,305	22.941.253,06	0,00934	2,248	6,312
4,9	5,091	22.473.064,22	0,00932	2,023	5,812
5	4,889	22.023.602,94	0,00930	1,824	5,361
5,1	4,699	21.591.767,58	0,00928	1,649	4,953
5,2	4,520	21.176.541,28	0,00926	1,493	4,583
5,3	4,351	20.776.983,90	0,00924	1,355	4,246
5,4	4,192	20.392.224,94	0,00922	1,232	3,940
5,5	4,041	20.021.457,21	0,00921	1,122	3,662

Nota. Cálculos de los valores de pérdidas de carga y velocidad para una sucesión de diámetros para el tramo bifurcado de tubería inicial. Elaboración propia.

De las *tablas 23 y 24*, se han obtenido tanto las pérdidas por fricción como por accesorios en cada uno de los tramos de entrada. A estas pérdidas se les deben añadir las del tramo de salida. Además, se debe realizar un sumatorio de todas las pérdidas calculadas para poder tener un valor de pérdidas total con el que poder decidir los diámetros óptimos que permitan cumplir los requisitos tanto de velocidad como de pérdidas establecidos.

Tabla 25: Selección del diámetro de tubería necesario en la Alternativa 2

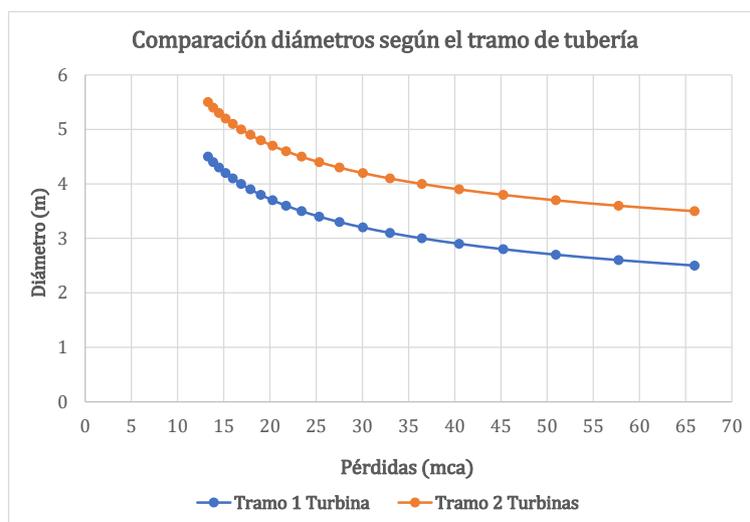
Pérdidas Totales Alternativa 2

Tramo Recto				Tramo Bifurcado				Tramo Final	Total
Diámetro (m)	v (m/s)	hf (mca)	hl t1 (mca)	Diámetro (m)	v (m/s)	hf (mca)	hl t1 (mca)	hl tf (mca)	
2,5	9,78	16,190	9,260	3,5	9,98	11,354	22,328	6,820	65,951
2,6	9,04	13,233	7,915	3,6	9,43	9,824	19,948	6,820	57,740
2,7	8,38	10,900	6,806	3,7	8,93	8,534	17,878	6,820	50,938
2,8	7,80	9,043	5,885	3,8	8,46	7,442	16,069	6,820	45,258
2,9	7,27	7,552	5,114	3,9	8,04	6,513	14,483	6,820	40,482
3	6,79	6,347	4,466	4	7,64	5,719	13,088	6,820	36,440
3,1	6,36	5,364	3,917	4,1	7,27	5,039	11,857	6,820	32,997
3,2	5,97	4,559	3,450	4,2	6,93	4,453	10,768	6,820	30,049
3,3	5,61	3,894	3,050	4,3	6,61	3,947	9,800	6,820	27,512
3,4	5,29	3,342	2,707	4,4	6,31	3,509	8,939	6,820	25,317
3,5	4,99	2,882	2,410	4,5	6,04	3,127	8,171	6,820	23,410
3,6	4,72	2,495	2,154	4,6	5,78	2,795	7,483	6,820	21,746
3,7	4,46	2,169	1,930	4,7	5,53	2,503	6,866	6,820	20,288
3,8	4,23	1,893	1,735	4,8	5,31	2,248	6,312	6,820	19,007
3,9	4,02	1,658	1,564	4,9	5,09	2,023	5,812	6,820	17,876
4	3,82	1,457	1,413	5	4,89	1,824	5,361	6,820	16,875
4,1	3,64	1,285	1,280	5,1	4,70	1,649	4,953	6,820	15,986
4,2	3,46	1,136	1,162	5,2	4,52	1,493	4,583	6,820	15,194
4,3	3,31	1,008	1,058	5,3	4,35	1,355	4,246	6,820	14,487
4,4	3,16	0,897	0,965	5,4	4,19	1,232	3,940	6,820	13,854
4,5	3,02	0,800	0,882	5,5	4,04	1,122	3,662	6,820	13,285

Nota. Cálculos de los valores de pérdidas y velocidad para una sucesión de diámetros con el fin de encontrar el menor que permita cumplir las restricciones establecidas. Elaboración propia.

El cumplimiento de los valores críticos seleccionados se puede obtener mediante múltiples combinaciones de diámetros para los dos tramos distintos disponibles. Para simplificar el cálculo simplemente se han asociado siguiendo el orden ya calculado y se ha buscado la combinación que cumpla con las dos restricciones y más se aproxime al valor de pérdidas límite. En el *gráfico 7* se puede observar la evolución de las pérdidas totales en función de los diámetros escogidos.

Gráfico 7: Gráfico con la evolución de las pérdidas de carga según el diámetro Alternativa 2



Nota. Gráfico en el que se analiza la tendencia a disminuir de las pérdidas de carga en relación al aumento del diámetro, debido principalmente a la disminución de la velocidad. Se representan los dos tramos distintos que componen la alternativa 2. Elaboración propia.

La combinación hallada consiste en tener un diámetro de **3,8 m** para el tramo de tubería recto, mientras que para el tramo que alimenta a dos turbinas el diámetro debe ser de **4,8 m**. En este caso el valor total de pérdidas es de 19,01 mca. Se podrían buscar otras combinaciones, pero se considera esta como lo suficientemente adecuada. Con esta disposición se quedan unos valores de velocidad de **4,23 m/s** para el tramo recto y de **5,31 m/s** en el tramo que se debe bifurcar.

III. Alternativa 3

Finalmente, la última alternativa planteada consiste en disponer tres tuberías a la entrada de turbinación. Cada una de ellas alimentaría de forma individual a cada una de las tres turbinas de las que dispone el sistema. Para ello se deben realizar tres desagües en el fondo de la charca inferior, suponiendo el uso de una válvula de compuerta en cada una de las salidas.

En este caso, las tuberías a la entrada van a trasegar un caudal equivalente al de una única turbina, es decir, $48 \text{ m}^3/\text{s}$. El trazado de estas no debe sufrir ninguna bifurcación, lo que permite un gran ahorro en accesorios, pudiendo disponer así de diámetros de menor tamaño. La facilidad que esta opción presenta es el hecho de disponer de tres tuberías a la entrada completamente iguales. El dimensionado de estas tuberías se va a realizar siguiendo los mismos pasos que en las alternativas previas, aunque el cálculo no es nuevo, ya que en la Alternativa 2 una de las tuberías necesarias contaba con las mismas características que las que se plantean en esta alternativa. Por ello, los resultados por una tubería serán los mismos que los presentados en la *tabla 23*. Lo que se debe hacer es añadir las pérdidas del tramo final, invariables, así como realizar una suma de pérdidas por fricción y localizadas de una única tubería y multiplicar dicho valor por tres, que es el número de tuberías iguales presentadas en esta opción.

A pesar de que existe la posibilidad de realizar las tres tuberías de diferentes tamaños y que al final la suma total de pérdidas cumpla el límite, no se contempla esta solución ya que, desde el punto de vista de la gestión, fabricación, encargo y etapa constructiva, se entiende que tener las tres tuberías del mismo diámetro va a facilitar dichas operaciones. Realizando todos los cálculos oportunos se obtienen los resultados plasmados en la *tabla 27*.

Tabla 26: Pérdidas de carga en el tramo bifurcado de la Alternativa 3

Pérdidas/Tubería Alternativa 3

Pérdidas/Tubería Alternativa 3					
Q t (m3/s)		viscosidad (m2/s)	ε acero (mm)	L (m)	
48		0,00000111	0,1	671	
Diámetro (m)	v (m/s)	Re	f	hf (mca)	h t1 (mca)
2,5	9,778	22.023.602,94	0,01031	16,190	9,260
2,6	9,041	21.176.541,28	0,01026	13,233	7,915
2,7	8,383	20.392.224,94	0,01020	10,900	6,806
2,8	7,795	19.663.931,19	0,01015	9,043	5,885
2,9	7,267	18.985.864,60	0,01011	7,552	5,114
3	6,791	18.353.002,45	0,01006	6,347	4,466
3,1	6,360	17.760.970,11	0,01002	5,364	3,917
3,2	5,968	17.205.939,79	0,00998	4,559	3,450
3,3	5,612	16.684.547,68	0,00994	3,894	3,050
3,4	5,287	16.193.825,69	0,00991	3,342	2,707
3,5	4,989	15.731.144,95	0,00987	2,882	2,410
3,6	4,716	15.294.168,71	0,00984	2,495	2,154
3,7	4,464	14.880.812,79	0,00981	2,169	1,930
3,8	4,232	14.489.212,46	0,00978	1,893	1,735
3,9	4,018	14.117.694,19	0,00976	1,658	1,564
4	3,820	13.764.751,83	0,00973	1,457	1,413
4,1	3,636	13.429.026,18	0,00971	1,285	1,280
4,2	3,465	13.109.287,46	0,00969	1,136	1,162
4,3	3,305	12.804.420,31	0,00967	1,008	1,058
4,4	3,157	12.513.410,76	0,00965	0,897	0,965
4,5	3,018	12.235.334,96	0,00963	0,800	0,882

Nota. Cálculos de los valores de pérdidas de carga y velocidad para una sucesión de diámetros para el tramo bifurcado de tubería inicial. Elaboración propia.

Tabla 27: Selección del diámetro de tubería necesario en la Alternativa 3

Pérdidas Totales Alternativa 3

Diámetro (m)	v (m/s)	hf 1 tubería (mca)	hf 3 tuberías (mca)	h t f (mca)	total (mca)
2,5	9,778	25,450	76,349	6,820	83,169
2,6	9,041	21,148	63,445	6,820	70,265
2,7	8,383	17,706	53,119	6,820	59,939
2,8	7,795	14,928	44,783	6,820	51,603
2,9	7,267	12,666	37,999	6,820	44,819
3	6,791	10,812	32,436	6,820	39,256
3,1	6,360	9,281	27,843	6,820	34,663
3,2	5,968	8,008	24,025	6,820	30,845
3,3	5,612	6,944	20,833	6,820	27,653
3,4	5,287	6,049	18,147	6,820	24,967
3,5	4,989	5,292	15,876	6,820	22,696
3,6	4,716	4,648	13,945	6,820	20,765
3,7	4,464	4,099	12,296	6,820	19,116
3,8	4,232	3,627	10,882	6,820	17,702
3,9	4,018	3,221	9,664	6,820	16,484
4	3,820	2,870	8,609	6,820	15,429
4,1	3,636	2,565	7,694	6,820	14,514
4,2	3,465	2,299	6,896	6,820	13,716
4,3	3,305	2,066	6,198	6,820	13,018
4,4	3,157	1,862	5,585	6,820	12,405
4,5	3,018	1,682	5,045	6,820	11,865

Nota. Cálculos de los valores de pérdidas y velocidad para una sucesión de diámetros con el fin de encontrar el menor que permita cumplir las restricciones establecidas. Elaboración propia.

De los resultados obtenidos en la *tabla 27*, se deduce un diámetro mínimo de **3,7 metros** para cada una de las tuberías a construir en esta alternativa. Con este diámetro la velocidad en cada tubería sería de 4,464 m/s y las pérdidas totales de 19,12 mca.

2.8. Cálculo del espesor de las tuberías

El espesor de las conducciones es un parámetro fundamental para garantizar el aguante estructural de las tuberías. Debe sostener el propio peso de la tubería y debe resistir posibles acciones exteriores, aunque al ir enterrado no se prevén agentes exteriores que puedan afectar a la tubería. A pesar de esto, lo principal del espesor es actuar contra las presiones hidráulicas elevadas que se pueden dar en el sistema, principalmente por la apertura o cierre abrupto de compuertas que pueden llegar a ocasionar el fenómeno de golpe de ariete.

Se conoce como golpe de ariete a todos los fenómenos transitorios que suceden en el ámbito de la hidráulica y que se producen por una variación de la velocidad o de la dirección del fluido de trabajo. El transitorio genera una fluctuación en la presión que, en caso de ser lo suficientemente elevada, puede significar la rotura de la tubería. Por ello, es de vital importancia considerarlo como un parámetro crítico de diseño, para así contar con la seguridad y prevención necesaria frente a estos fenómenos. La principal causa que inicia un transitorio en el sistema es el cierre abrupto o repentino de una válvula, que supone un obstáculo al flujo transportado, incrementando la presión que este ejerce sobre las paredes de la tubería. Lo que sucede es que se generan ondas de presión que recorren todo el sistema en dirección contraria hasta que chocan con el otro obstáculo más cercano. Con el choque vuelven a cambiar de dirección de vuelta hacia abajo y así consecutivamente hasta que la fricción ejercida por la pared consigue disipar estas ondas. Es de gran peligro ya que estas ondas viajan a la velocidad del sonido y, en caso de sobreponerse, pueden causar agrietamiento o colapso de la tubería. (*Michael Lahlou, s. f.*)

El golpe de ariete es una acción negativa sobre el sistema, pero es inevitable ya que el uso de válvulas para el control y la regulación del fluido es imprescindible. Los transitorios del fluido pueden ser rápidos o lentos en función del tiempo que tarde en realizarse la modificación de la velocidad en el flujo, siendo más perjudiciales los rápidos ya que el cambio en la variable velocidad se realiza en un margen de tiempo más reducido. Cabe mencionar que los efectos derivados de estos fenómenos no solo son la rotura o agrietamiento de la tubería ante una sobrepresión, sino que también se generan depresiones en el sistema que pueden terminar por causar cavitación. (*Michael Lahlou, s. f.*)

Todos estos factores se deben considerar a la hora de calcular el espesor, que es un parámetro que depende, no tan solo de la presión de trabajo, sino que de las características tanto materiales como de dimensiones de la propia tubería. Como ya se ha mencionado, los factores externos quedan fuera de la ecuación, ya que se pretende que vayan excavadas en un túnel aislado, por lo que no van a recibir la presión del suelo, ni acciones de viento, precipitaciones o nieve. Por ello, el cálculo queda simplificado a la presión única que se ejerce en las paredes internas por el propio paso del flujo.

El espesor se va a calcular atendiendo a la normativa DIN en la que se propone una fórmula de cálculo de este parámetro en la norma **UNE-EN 13480-3**. En esta norma se utilizan dos fórmulas para el cálculo del espesor según la relación D_0/D_i . En el caso estudiado, a pesar de desconocer el diámetro interior, al tratarse de un diámetro tan grande se va a presuponer que esta relación adquiere un valor inferior a 1,7, por lo que la fórmula a aplicar es la mostrada a continuación. (*ANEXO E2 – Bases de cálculo de tuberías, s. f.*)

$$e = \frac{p_c \cdot D_o}{2 \cdot f \cdot z + p_c}$$

En la fórmula aparecen los siguientes parámetros:

- **p_c** : presión máxima de trabajo que debe soportar la tubería (N/mm^2).
- **D_o** : diámetro exterior de la tubería, ya calculado anteriormente para cada una de las alternativas (mm).
- **f** : tensión de diseño del material, se escoge el valor mínimo entre varios límites de resistencia que definen al material.
- **z** : coeficiente de unión. Atiende al método utilizado para mantener unidos los distintos tramos de tubería.

De todos estos valores tan solo es conocido el diámetro exterior, calculado con anterioridad. No obstante, tanto la tensión del diseño como el coeficiente de unión son parámetros que se extraen de tablas. Se empiezan los cálculos del espesor con la obtención de estos dos parámetros.

I. Tensión de diseño

El parámetro f hace referencia a la tensión de diseño del material. Para el trazado de la tubería reforzada se ha seleccionado acero como material, por sus propiedades mecánicas y su gran resistencia.

Ahora se debe especificar con mayor detalle el acero que se va a utilizar para poder conocer con exactitud sus límites de fluencia y su resistencia a tracción, que son los parámetros que se deben comparar para escoger la tensión de diseño adecuada. Para ello se va a recurrir a la tabla que aporta la propia norma UNE-EN 13480-3 en el apartado 5, donde se presentan varios tipos de aceros con los correspondientes valores de fluencia y resistencia. Estos valores se reflejan en la *tabla 28. (ANEXO E2 – Bases de cálculo de tuberías, s. f.)*

Tabla 28: Valores de fluencia y resistencia para diferentes aceros

GRUPO	DESIGNACIÓN		Temp. máx.	LÍMITES DE FLUENCIA EN N/mm ² (MPa) ⁽¹⁾												Rm
	DIN			t °C												
	17007	17006	°C	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	
Acero no aleado	1.0254	St 37.0	300	235	218	202	185	165	140	----	----	----	----	----	350	
	1.0427	C 22.3	350	240	210	190	170	150	130	110	----	----	----	----	410	
Aceros de construcción	1.0038	Rst 37-2	300	205	187	174	161	143	122	----	----	----	----	300		
	1.0050	St 50-2	300	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	470		
	1.0570	St 52-3	300	315	254	240	226	206	186	----	----	----	----	490		
Alta temperatura	1.0460	C 22.8	480	240	230	210	185	165	145	125	100	80	----	410		
	1.0345	HI	480	235	218	202	185	165	140	120	110	105	----	360		
Aceros aleados alta temperatura	1.0425	HI	480	265	245	225	205	185	155	140	130	125	----	410		
	1.0481	17 Mn 4	500	290	275	260	245	225	205	180	155	135	----	460		
	1.5415	15 Mo 3	530	275	263	252	240	220	195	185	175	170	165	440		
	1.7335	13 Cr Mo 44	570	300	285	270	255	245	230	215	205	195	190	440		
	1.7380	10 Cr Mo 910	600	310	288	267	245	240	230	215	205	195	185	480		
	1.0305	St 35.8	480	235	218	202	185	165	140	120	110	105	----	360		
Aceros estructurales	1.0562	St E 355	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	480		
	1.0565	W StE 355	400	355	304	284	255	226	216	196	167	----	----	----		
	1.0566	TStE 355	(-50)	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----		
	1.1106	ESTE 355	(-60)	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----		
Inox. Ferrítico	1.4511	X 6 Cr Nb 17	200	250	215	203	190	----	----	----	----	----	----	450		
	1.4512	X 5 Cr Ti 12	400	260	230	210	200	195	190	185	180	----	----	390		
Inox. Austenítico	1.4301	X 5 Cr Ni 1810	550	220	182	165	152	143	135	128	123	120	117	500		
	1.4306	X 2 Cr Ni 1911	550	220	182	165	152	143	135	128	123	120	117	80		
	1.4541	X 6 Cr Ni Ti 1810	550	230	196	186	177	164	156	147	145	147	139	118	500	
	1.4571	X 6 Cr Ni Mo Ti	550	240	205	197	187	175	165	157	155	151	149	127	500	
	1.4435	X 2 Cr Ni Mo 18143	550	240	186	172	157	147	138	133	128	123	120	450		
	1.4465	X 2 Cr Ni Mo N 2525	550	255	195	175	155	145	135	130	125	120	115	110	540	
	1.4539	X 2 Ni Cr Mo Cu 25205	400	220	175	165	155	145	135	130	125	----	----	520		
	1.4529	X 2 Ni Cr Mo Cu 25206	----	300	230	210	190	180	170	160	150	----	----	600		

Nota. Valores de los límites de fluencia, la resistencia y la temperatura máxima que soportan varios aceros distintos aptos para su uso en tuberías. Tomado de ANEXO E2 – Bases de cálculo de tuberías, por Universitat Politècnica de Catalunya, s.f.,

(<https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/17145/ANEXO?sequence=7#page=15&zoom=100,110,798>)

De la tabla se ha optado por utilizar aceros aleados a altas temperaturas, ya que la combinación del acero con otros metales permite mejorar su comportamiento y sus características. La aleación seleccionada combina Cromo y Molibdeno, el primero permite mejorar el comportamiento ante la corrosión y oxidación; mientras que el segundo aumenta su resistencia frente a fatiga, y el trabajo a altas temperaturas. La protección contra la corrosión es un parámetro vital al trabajar con agua como fluido, ya que esta genera oxidación en contacto con elementos metálicos. Por su parte, a pesar de que la capacidad de aguantar altas temperaturas no es un parámetro fundamental, tener una alta resistencia a fatiga es clave, ya que se prevé que este tipo de instalaciones debe tener un ciclo de vida muy elevado, por lo que las tuberías deben ser capaces de soportar un elevado número de ciclos de trabajo antes de ser sustituidas o desmanteladas. (Masteel UK Ltd, 2020)

Una vez seleccionado el acero se pueden deducir los parámetros de resistencia frente a tracción (R_m) y el límite a fluencia para una temperatura determinada (R_p). La temperatura de trabajo escogida es de 100° ya que, a pesar de no trabajar con un líquido caliente ni en zonas de calor extremo, se quiere dejar un margen de seguridad ante la infinidad de situaciones que se pueden plantear a lo largo de la vida de la instalación. Además, al ir la tubería enterrada, va a afectar el calor del subsuelo y se van a dar condiciones de alta humedad, que también van a contribuir al aumento de la temperatura. Con el material y el punto de temperatura seleccionado se deducen de la tabla 28 los siguientes valores.

- $R_m = 440 \text{ MPa}$
- $R_p (100 \text{ °C}) = 285 \text{ MPa}$

Con estos valores conocidos se debe aplicar la fórmula de cálculo de f que consiste en seleccionar el mínimo obtenido entre dos fracciones distintas.

$$f = \min \left[\frac{R_p}{1,5}; \frac{R_m}{2,4} \right]$$

$$\frac{R_p}{1,5} = \frac{285}{1,5} = 190 \text{ MPa}$$

$$\frac{R_m}{2,4} = \frac{440}{2,4} = 183,33 \text{ MPa}$$

De las expresiones anteriores se obtiene que el mínimo de ambos lo proporciona $R_m/2,4$, por lo que se va a adoptar este valor a la hora de realizar el cálculo del espesor de la tubería. Es más lógico que el valor crítico sea el de resistencia mecánica a tracción ya que los esfuerzos principales que afectan a la pared de las conducciones son de este tipo. En definitiva, el valor de f que se va a utilizar es de **183,33 MPa**.

II. Coeficiente de unión

El coeficiente de unión es un parámetro que considera como se han realizado las uniones entre los distintos tramos de la tubería. Como ya se ha mencionado, es imposible fabricar y transportar una tubería de la longitud necesaria por lo que, atendiendo a criterios de gestión, se ha optado por utilizar diferentes tramos de 9 metros de longitud. Esto supone la necesidad de utilizar algún método para unir estos tramos. Al utilizar como material un elemento metálico, como es una aleación del acero, se ha optado por realizar soldaduras, al igual que se hizo en su momento en la tubería forzada de la central de la Muela II. Conocido el tipo de unión utilizado se procede a escoger el valor del coeficiente de unión (z) mediante los valores tabulados de la *tabla 29*.

Tabla 29: Valores del coeficiente de unión

Tipo de Sistema	z
Equipos sujetos a ensayos destructivos y no destructivos que confirmen uniones sin imperfecciones	1
Equipos sujetos a ensayos aleatorios no destructivos	0,85
Equipos sujetos a ensayos no destructivos distintos de la inspección visual	0,7

Nota. Valores del coeficiente de unión z atendiendo al tipo de sistema del que se dispone. Tomado de

ANEXO E2 – Bases de cálculo de tuberías, por Universitat Politècnica de Catalunya, s.f.,

(<https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/17145/ANEXO?sequence=7#page=15&zoom=100,110,798>)

La instalación que se pretende desarrollar, al contar con soldaduras y requerir de una alta fiabilidad ya que un fallo puede ser catastrófico, se incluye dentro del grupo de equipos que se someten a ensayos tanto destructivos como no destructivos para garantizar que las uniones no presentan imperfecciones. Esto es así para poder establecer una garantía en cuanto a la integridad estructural de la estructura que no puede permitirse ninguna probabilidad de fallo. Por ello el valor de z seleccionado es $z = 1$.

III. Presión máxima

Para conocer la presión máxima de diseño se debe calcular la presión que puede realizar un transitorio originado por golpe de ariete, además de conocer la presión estática del sistema a la que se encuentra sometida la tubería.

$$P_{m\acute{a}x} = P_s + P_{golpe\ de\ ariete}$$

Se va a empezar con el cálculo de la presión estática. Esta presión se corresponde a la que se tiene en un fluido que no se encuentra en movimiento, por lo que se puede aplicar a la presión que se tiene en la charca superior cuando las válvulas de compuerta están cerradas y el flujo se encuentra en completa calma, descontando los efectos atmosféricos que le pueden originar algún tipo de movimiento. Descartando la posibilidad de tener comportamientos dinámicos, se calcula la presión estática atendiendo a la siguiente fórmula:

$$P_s = P_{atm}(Pa) + \rho \left(\frac{kg}{m^3} \right) \cdot g \left(\frac{m}{s^2} \right) \cdot h(m)$$

De la fórmula anterior se conocen todos los parámetros. La presión atmosférica adopta un valor de 101.325 Pa; el flujo de trabajo, que es agua, tiene una densidad de 1.000 kg/m³; la gravedad es una constante universal cuyo valor es de 9,81 m/s²; y la altura de agua de la que se dispone en la charca superior tiene un valor máximo de 20 metros de altura, aunque se va a calcular en un caso algo más desfavorable, por lo que se proponen 0,5 metros de margen. Con todo esto se obtiene una presión estática:

$$P_s = 101.325 + 1.000 \cdot 9,81 \cdot 20,5 = 302.430\ Pa = 0,30243 \frac{N}{mm^2}$$

Conocida la presión estática se debe calcular la presión que supondría un transitorio en el sistema, es decir, la presión de golpe de ariete. Para ello se debe conocer en primer lugar la celeridad a la que discurre la onda del transitorio a lo largo de la tubería (a). Para ello se aplica la fórmula de Korteweg, que es la siguiente: (Oliveras, 2015)

$$a = \frac{9900}{\sqrt{48,3 + K \cdot \frac{D}{e}}}$$

Para resolver esta fórmula se debe conocer el diámetro exterior cuyo valor se ha calculado previamente, el parámetro adimensional K que depende del tipo de material y el espesor. Que el espesor vaya incluido en esta primera fórmula es un inconveniente, ya que este es un valor desconocido, por lo que se debe realizar una suposición del mismo para poder desarrollar los cálculos. Esto no es un inconveniente ya que, conocer la celeridad de la onda sirve en un principio para poder saber si el sistema está sometido a un transitorio lento o uno rápido. El espesor inicial que se va a considerar es de 30 mm. Los diámetros se conocen y se estudiarán en cada alternativa de forma independiente. En cuanto al parámetro K, este hace referencia a la elasticidad del material. Se conoce que el material usado es el acero por lo que su constante elástica tiene un valor de $21 \cdot 10^9 \text{ kg/m}^2$. Así, el parámetro K adquiere el siguiente valor: (Oliveras, 2015)

$$K = \frac{10^{10}}{\varepsilon} = \frac{10^{10}}{21 \cdot 10^9} = 0,4762$$

Una vez definida la celeridad de la onda se debe establecer el tiempo de parada para así poder determinar si se trata de un cierre lento o un cierre rápido. Para ello se puede aplicar la fórmula determinada por Enrique Mendiluce: (Oliveras, 2015)

$$T = C + \frac{K \cdot L \cdot v}{g \cdot H_m}$$

De esta expresión aparecen algunas variables que son desconocidas y requieren de cálculo. Otras de las variables son simplemente parámetros adimensionales que se pueden deducir de tablas.

- **C**: coeficiente de ajuste que considera el efecto de energías secundarias como la descompresión. Se puede deducir de la siguiente tabla que va en función de la pendiente de las conducciones:

Tabla 30: Valores del coeficiente C

i	C
< 20%	1
≈ 25%	0,8
≈ 30%	0,6
≈ 40%	0,4
> 50%	0

Nota. Valores del coeficiente de empírico C atendiendo a la inclinación de las tuberías que conforman el sistema. Tomado de *Como calcular el Golpe de ariete*, por Oliveras, 2015.

(<https://www.hidrojing.com/como-calculiar-el-golpe-de-ariete/>)

La instalación planteada en este proyecto tiene como inclinación máxima una conducción a 35° , lo que equivale aproximadamente a un 48 % de pendiente. En base a esto se puede asumir que el valor de C será igual a 0. (Oliveras, 2015)

- **K**: coeficiente que representa la inercia del equipo de bombeo según la energía cinética que tiene el agua. Este valor es empírico y está tabulado en función de la longitud de la tubería en metros.

Tabla 31: Valores del coeficiente K

L (m)	K
< 500	2
≈ 500	1,75
500 < L < 1500	1,5
≈ 1500	1,25
> 1500	1

Nota. Valores del coeficiente de inercia de bombeo, K, atendiendo a la longitud de las tuberías que conforman el sistema. Tomado de *Como calcular el Golpe de ariete*, por Oliveras, 2015.

(<https://www.hidrojing.com/como-calcular-el-golpe-de-ariete/>)

La longitud de tubería total de la que se dispone es de 671 metros, como ya se ha mencionado con anterioridad. Conociendo este valor se puede concluir que el coeficiente de inercia, K, es igual a **1,5**. (Oliveras, 2015)

- **L**: longitud de la tubería en metros, que es un valor ya conocido gracias a los planos.
- **v**: velocidad del agua en la conducción (m/s), que depende del diámetro, por lo que adopta un valor distinto en cada una de las alternativas.
- **g**: constante universal de la gravedad, es igual a 9,81 m/s².
- **H_m**: altura manométrica. Se corresponde con la altura total en forma de presión, columna de agua, que se debe vencer por el equipo de bombeo para poder llevar a cabo la impulsión del fluido de forma adecuada. Este parámetro atiende al siguiente cálculo:

$$H_m = H_g(m) + P_c(mca) + (P_i - P_a)(mca)$$

De esta fórmula se conoce la H_g, que es la altura geométrica y que se corresponde con la diferencia de cotas entre el nivel mínimo de aspiración y el máximo de impulsión (m); el valor de P_c se corresponde con las pérdidas de carga que son distintas en función de la alternativa escogida; y la diferencia entre P_i - P_a hace referencia a la presión diferencial entre las superficies de impulsión y aspiración. (Bombas Zeda, s. f.)

El nivel mínimo de aspiración se encuentra en el fondo del embalse de Tous que, en el tramo escogido, se ha supuesto que tiene una cota de 70 metros. Por su parte, la cota máxima de impulsión es el nivel de llenado máximo de la charca artificial superior, que tiene un valor de 360 metros de altura. Por ello H_g es igual a **290** metros.

Las pérdidas de carga varían en función de las alternativas, por lo que se debe realizar un cálculo específico para cada una de ellas. En cuanto a la diferencia entre $P_i - P_a$ se conoce que, la superficie de aspiración se encuentra abierta a la atmósfera, mientras que la de impulsión va variando según el nivel de vaciado de la charca superior. Para el cálculo se va a suponer la situación más desfavorable, que sucede cuando la charca está llena y, por tanto, la presión que se debe vencer es igual a la altura de nivel de llenado máximo, es decir, 20 metros de columna de agua. Con todo esto se calcula el valor de la altura manométrica para cada una de las alternativas, obteniendo los resultados de la *tabla 32*.

Tabla 32: Altura manométrica

- Altura Manométrica

Cota mínima de aspiración (m)	70	Presión aspiración (mca)	$P_{atm} = 0$
Cota máxima de impulsión (m)	360	Presión impulsión (mca)	20
Altura geométrica (m)	290	$P_i - P_a$ (mca)	20
Peso específico H ₂ O (N/m ³)	9810		

$$H_m = H_g(m) + P_c(mca) + (P_i - P_a)(mca)$$

	H _g (mca)	P _c (mca)	$10 \cdot (P_i - P_a)/\gamma$ (mca)	H _m (mca)
Alternativa 1	290	18,90	20	328,90
Alternativa 2	290	19,52	20	329,52
Alternativa 3	290	19,54	20	329,54

Nota. Cálculo de la altura manométrica o de impulsión, que es la suma de la altura disponible más las pérdidas en el sistema y la presión en la impulsión. Elaboración propia.

Definidos todos los parámetros que afectan al cálculo del tiempo de parada del agua, ya se puede calcular su valor, que, al igual que la gran mayoría de los parámetros, va a variar según la alternativa adoptada. Del cálculo se obtienen los valores de tiempo de parada de la *tabla 33*.

Tabla 33: Tiempo de parada

- Tiempo de parada del agua

Coefficiente de ajuste C	0
Coefficiente de inercia K	1,5
Longitud de tubería (m)	671
Gravedad (m/s ²)	9,81

$$T = C + \frac{K \cdot L \cdot v}{g \cdot H_m}$$

	D (m)	v (m/s)	H _m (mca)	T (s)
Alternativa 1	5,30	6,53	328,90	2,04
Alternativa 2	3,80	4,23	329,52	1,32
	4,80	5,31	329,52	1,65
Alternativa 3	3,70	4,46	329,54	1,39

Nota. Cálculo del tiempo de cierre en el sistema atendiendo al diámetro, la velocidad y la altura manométrica. Elaboración propia.

Los valores de tiempo de parada obtenidos tras el cálculo en la *tabla 33* son más pequeños de lo que se puede considerar en una instalación de estas dimensiones, ya que el gran tamaño de las válvulas de compuerta no va a permitir un cierre completo en tiempos tan cortos. No obstante, una central hidroeléctrica es una instalación cuyo diseño es crítico y debe realizarse con todos los coeficientes de seguridad posibles. Por ello, a pesar de que lo más probable es que los cierres de las válvulas se realicen en tiempos mayores para evitar transitorios rápidos y otros fenómenos negativos, se van a utilizar los valores de tiempo obtenidos en la *tabla 33* para el cálculo del espesor, estando así del lado de la seguridad.

Conocido ya el valor de tiempo de parada, se debe calcular el valor de tiempo crítico, que es el valor límite que permite distinguir si el transitorio es lento o rápido. Conocer el tipo de transitorio es necesario para saber que fórmula se debe aplicar para el cálculo de la sobrepresión de golpe de ariete. El tiempo crítico se puede obtener a través de la siguiente fórmula: (*Oliveras, 2015*)

$$t_c = \frac{2 \cdot L}{a}$$

Ahora, comparando el tiempo de parada anteriormente calculado con el tiempo crítico se puede deducir si se trata de un transitorio lento y, por tanto, se debe aplicar la fórmula de Michaud para el cálculo de la sobrepresión; o si, por contrario, se trata de un transitorio rápido y lo que se debe utilizar es la fórmula de Allievi. Estas fórmulas de cálculo de la sobrepresión del golpe de ariete se muestran a continuación: (*Oliveras, 2015*)

- **Transitorio lento ($T > t_c$):** se utiliza la fórmula de Michaud:

$$\Delta H = \frac{2 \cdot L \cdot v}{g \cdot T}$$

- **Transitorio rápido ($T < t_c$):** se aplica la fórmula de Allievi:

$$\Delta H = \frac{a \cdot v}{g}$$

Finalmente, ya se puede calcular la sobrepresión de golpe de ariete y sumarla a la presión estática para poder conocer la presión máxima de trabajo y así poder deducir definitivamente el valor del espesor para cada una de las tuberías. Para ello se debe proceder con los cálculos oportunos para las tres alternativas. Se debe calcular el valor de la celeridad de onda y el tiempo crítico, ya que tanto el tiempo de parada como la altura manométrica ya han sido calculados. Con los cálculos oportunos se obtienen los resultados mostrados en las *tablas 34* y *35*.

Tabla 34: Celeridad de onda y tiempo crítico

- Celeridad de onda y tiempo crítico

$$a = \frac{9900}{\sqrt{48,3 + K \cdot \frac{D}{e}}}$$

Constante elástica acero (ϵ)	2,10E+10
Parámetro adimensional K	0,48
Espesor supuesto (mm)	30
Espesor supuesto (m)	0,03

Longitud de tubería (m) | 671

$$t_c = \frac{2 \cdot L}{a} \quad \left| \begin{array}{l} T > t_c = \text{Lento} \\ T < t_c = \text{Rápido} \end{array} \right.$$

	D (m)	v (m/s)	Hm (mca)	T (s)	a (m/s)	tc (s)	Tipo transitorio
Alternativa 1	5,30	6,53	328,90	2,04	860,29	1,56	Lento
Alternativa 2	3,80	4,23	329,52	1,32	949,92	1,41	Rápido
	4,80	5,31	329,52	1,65	887,29	1,51	Lento
Alternativa 3	3,70	4,46	329,54	1,39	956,93	1,40	Rápido

Nota. Cálculo de la celeridad de onda y tiempo crítico para cada alternativa y para saber si se trata de un transitorio rápido o lento. Elaboración propia.

Tabla 35: Sobrepresión de golpe de ariete

- Sobrepresión de golpe de ariete

		Lento	Rápido				
Longitud de la tubería (m)	671,00	$\Delta H = \frac{2 \cdot L \cdot v}{g \cdot T}$	$\Delta H = \frac{a \cdot v}{g}$	1 mca = 9810 Pa			
Gravedad (m/s ²)	9,81						
	D (m)	v (m/s)	T (s)	a (m/s)	Tipo transitorio	ΔH (mca)	ΔH (Pa)
Alternativa 1	5,30	6,53	2,04	860,29	Lento	438,53	4.302.012,00
Alternativa 2	3,80	4,23	1,32	949,92	Rápido	409,83	4.020.402,51
	4,80	5,31	1,65	887,29	Lento	439,36	4.310.160,84
Alternativa 3	3,70	4,46	1,39	956,93	Rápido	435,47	4.271.987,94

Nota. Cálculo de la sobrepresión de golpe de ariete para cada alternativa para el posterior cálculo del espesor. Elaboración propia.

Una vez calculada la sobrepresión de golpe de ariete ya se puede proceder al cálculo del espesor para cada una de las alternativas, ya que al haberse calculado previamente la presión estática del agua, ya se puede calcular presión de trabajo máxima del sistema. Este valor, en conjunto con los parámetros tanto de unión como de tensión de diseño, son los que se van a utilizar para la obtención del espesor. Los resultados obtenidos se muestran en la *tabla 36*, con los resultados para cada una de las alternativas.

Tabla 36: Espesor de las tuberías

- Espesor de las tuberías

Tensión de diseño, f (MPa)	183,33	$e = \frac{P_c \cdot D_o}{2 \cdot f \cdot z + p_c}$
Coefficiente de unión, z	1,00	

$$P_{m\acute{a}x} = P_s + P_{golpe\ de\ ariete}$$

	D (m)	Ps (Pa)	ΔH (Pa)	Pc (MPa)	e (mm)
Alternativa 1	5,30	302.430,00	4.302.012,00	4,60	65,73
Alternativa 2	3,80	302.430,00	4.020.402,51	4,32	44,28
	4,80	302.430,00	4.310.160,84	4,61	59,63
Alternativa 3	3,70	302.430,00	4.271.987,94	4,57	45,59

Nota. Cálculo de espesor de la tubería para cada alternativa. Elaboración propia.

En definitiva, los valores de espesor obtenidos varían según la alternativa. En la alternativa 1, al tener el mayor diámetro, el espesor adquiere el valor máximo que es de 65,73 mm. En cambio, en las demás alternativas este valor es más reducido. Al valor del espesor calculado se le debe añadir la capa de protección y aislamiento que debe tener la tubería. Para el proyecto se ha considerado la necesidad de galvanizar el acero para aumentar la resistencia a la corrosión, así como utilizar alguna pintura de protección especial frente a ambientes húmedos como son los túneles excavados bajo tierra. Estas capas adicionales no supondrán un aumento de espesor mayor a los 5 mm.

2.9. Estudio económico de las distintas alternativas

Para poder escoger cuál de las alternativas es la más adecuada para el desempeño del proyecto se deben estudiar varios factores, siendo uno de los principales el económico. Por ello se va a realizar un estudio de los costes que supondría cada alternativa. En este estudio tan sólo se van a incluir los costes de la tubería en sí, sin incluir la excavación previa ni la mano de obra necesaria para realizar la instalación.

Debido a que se trata de una instalación especial por los grandes tamaños de tuberías que se manejan, ha sido muy difícil encontrar valores de precio por unidad de longitud fiables. Como solución se ha decidido acudir a la base de datos del CYPE, donde se pueden encontrar precios para una gran variedad de procesos constructivos e instalaciones en construcción, arquitectura e ingeniería. En esta base de datos se ha tenido el mismo problema que en la búsqueda de datos de costes anterior, y es que los tamaños de tubería planteados tienen valores bastante reducidos en comparación a los deseados. (CYPE Ingenieros, S.A., s. f.)

Para el coste de las tuberías, en el CYPE se puede encontrar el precio por metro de tubería de acero galvanizado, que es el utilizado en este proyecto, de hasta 100 mm de diámetro nominal. Esto es un diámetro decenas de veces inferior a los planteados en el desarrollo de la central. Por ello, se ha optado por calcular el precio por volumen del acero, atendiendo a las características del tubo seleccionado en el CYPE. Este precio por unidad de volumen se ha decidido aumentar en un 100% para aproximar el precio a conducciones de diámetros mucho mayores.

Posteriormente, se ha realizado el cálculo del volumen por metro que ocupa cada tubería de las distintas alternativas. Con este valor, multiplicándolo por el precio por volumen obtenido del acero, se obtienen precios por unidad de longitud adaptados a cada uno de los diámetros y espesores de cada una de las alternativas. Este cálculo sólo considera el coste del material, de la tubería en sí. Los complementos y mano de obra se añadirán en el presupuesto. Habiendo establecido un valor del coste de la tubería por metro de longitud, se procede a calcular el valor total de cada una de las conducciones planteadas en las distintas alternativas. (CYPE Ingenieros, S.A., s. f.)

Tabla 37: Costes del tramo de tubería CYPE

CYPE Precios en Arquitectura, Ingeniería y Construcción

- Tubería de acero galvanizado con soldadura longitudinal, DN 100 mm y espesor 4,5 mm

Precio del tubo de acero (€/m)	50,73				
	DN (m)	e (mm)	D int (m)	V/m (m3)	Coste/m3 (€/m3)
CYPE	0,1	4,5	0,096	0,0007	73.420,22

- Debido al gran tamaño de las tuberías requeridas y el acero aleado especial que se ha utilizado se eleva el precio calculado con los datos del CYPE en un 100%

Coste/m3 (€/m3) | 146.840,45

Nota. Deducción del coste de la tubería por unidad de volumen para posteriormente conocer el precio por unidad de longitud. Adaptado de CYPE, s.f. (<http://www.generadordeprecios.info/#gsc.tab=0>).

En la *tabla 37* se han calculado los costes por unidad de volumen de la tubería extraída de la base de datos del CYPE. A partir de este valor, se calcula el volumen por unidad de longitud de cada una de las diferentes alternativas. Este volumen se corresponderá con la sección formada por el diámetro exterior menos la del interior por 1 metro de longitud. Al multiplicar el coste por unidad de volumen por el valor obtenido de m³ por metro de tubería, se va a poder deducir el coste por unidad de longitud de cada una de las diferentes tuberías con distinto diámetro y distinto espesor:

Tabla 38: Costes de las tuberías

- Coste de las tuberías

Longitud de tubería (m)	671				
Coste/m3 (€/m3)	146.840,45				
	D (m)	e (mm)	D int (m)	V tubería (m3)/metro	Precio (€/m)
Alternativa 1	5,3	65,73	5,23	0,54	79.856,36
Alternativa 2	3,8	44,28	3,76	0,26	38.584,22
Alternativa 3	4,8	59,63	4,74	0,45	65.613,61
Alternativa 3	3,7	45,59	3,65	0,26	38.669,86
Tramo Final Bifurcado	5	60,00	4,94	0,47	68.781,75
Tramo Final Recto	3,5	40,00	3,46	0,22	32.107,38
Tramos de Conexión	3,4	40,00	3,36	0,21	31.184,75
	Precio (€/m)	Coste (€)	Coste total (€)		
Alternativa 1	79.856,36	53.583.617,64	53.583.617,64		
Alternativa 2	38.584,22	25.890.009,27	69.916.738,61		
Alternativa 3	65.613,61	44.026.729,33			
Alternativa 3	38.669,86	25.947.477,81	77.842.433,42		

Nota. Costes por unidad de longitud y costes totales para las tres alternativas propuestas .

La *tabla 38* refleja los costes totales de la tubería forzada para cada una de las alternativas. Estos valores serán de gran ayuda para tomar la decisión acerca de que alternativa es más conveniente desde el punto de vista económico. La decisión se desarrollará en el siguiente apartado. Además, se ha aprovechado el cálculo de la *tabla 38* para conocer el coste por unidad de longitud de las tuberías tanto del tramo final como del tramo de conexión, para así poder utilizar el valor obtenido en el presupuesto.

2.10. Selección de la mejor alternativa

Una vez realizados todos los cálculos relativos a la tubería, desde el diámetro hasta sus costes, se puede proceder al análisis y selección de cuál de las alternativas planteadas es la óptima. Para ello se van a aplicar los factores de decisión previamente definidos que son: el factor económico, la flexibilidad y los parámetros hidráulicos.

Empezando con el criterio económico, se han obtenido unos costes totales de, aproximadamente, cincuenta-y-tres, sesenta-y-nueve y setenta-y-ocho millones de euros para cada una de las alternativas. La de menor coste, como era de suponer, ha sido la alternativa uno, ya que se requiere del mínimo tramo de tubería. Por su parte, las alternativas dos y tres han tenido costes similares debido a que, a pesar de contar con tres tuberías en la Alternativa 3, el coste por metro de tubería obtenido ha sido el menor ya que las tuberías planteadas son las de menor diámetro y menor espesor, lo que hace que, a pesar de contar con tres tuberías, el precio no se dispare tanto. Analizando exclusivamente este criterio, la mejor alternativa sería la uno, pero se debe descartar debido a la falta de flexibilidad que aporta al sistema.

Tanto la alternativa dos como la tres aportan un mayor rango de flexibilidad frente a la uno, pudiendo seguir su funcionamiento en caso de mantenimiento o rotura de alguna de sus tuberías. No obstante, la opción tres, al plantear tres tramos de tuberías, es la que aporta la mayor flexibilidad al sistema, pero, a su vez, para disponer de esta ventaja se requiere aumentar los costes de la instalación en un diez por ciento respecto a la alternativa dos.

El último factor a considerar son los parámetros hidráulicos calculados. El primero de ellos es el factor de pérdidas de la instalación. Este factor no es muy relevante ya que para las tres alternativas ha sido el más restrictivo a la hora de escoger el diámetro, resultando en valores muy similares en los tres casos. El otro parámetro a considerar es la velocidad del sistema que va relacionada directamente con el caudal y el diámetro de las tuberías. Cabe mencionar que en la alternativa uno se cuenta con la velocidad más elevada, siendo esto un inconveniente debido al mayor esfuerzo a fatiga al que se somete el sistema. En cuanto a las alternativas dos y tres las velocidades son algo inferiores con valores bastante similares, por lo que seleccionar una u otra es realmente indiferente.

Para concluir, se decide optar por la alternativa dos. Esto es así por varias razones. La primera es la mayor seguridad que aporta frente a la alternativa uno en cuanto a una mayor disponibilidad de funcionamiento. En segundo lugar, cabe mencionar que, en relación a la tercera alternativa, supone un ahorro del diez por ciento lo que, en estas cifras tan elevadas, es un valor bastante significativo frente a la mayor flexibilidad que esa última alternativa puede ofrecer. Además, al haber decidido disponer tan solo dos desagües en el fondo del embalse de Tous debido a la complejidad de realizar una obra que requiera un vaciado total o parcial de dicho embalse, hace que, a pesar de disponer de tres tuberías en la aspiración de las turbinas en la alternativa tres, si falla una de las tuberías que conecta con el embalse, la flexibilidad de esta alternativa termina por ser la misma.

En resumidas cuentas, la alternativa seleccionada es la alternativa dos. Sus características principales se resumen en la *tabla 39*.

Tabla 39: Características de la tubería de la alternativa 2

- Alternativa 2

D (m)	v (m/s)	h (mca)	Hm (mca)	Pc (MPa)	e (mm)	Coste tubería (€)
3,8	4,23	3,63	329,52	4,32	44,28	69.916.738,61 €
4,8	5,31	8,56	329,52	4,61	59,63	

Nota. Resumen de características de la alternativa de tubería seleccionada atendiendo a todos los criterios y factores considerados.

3. Dimensionado de la maquinaria hidráulica

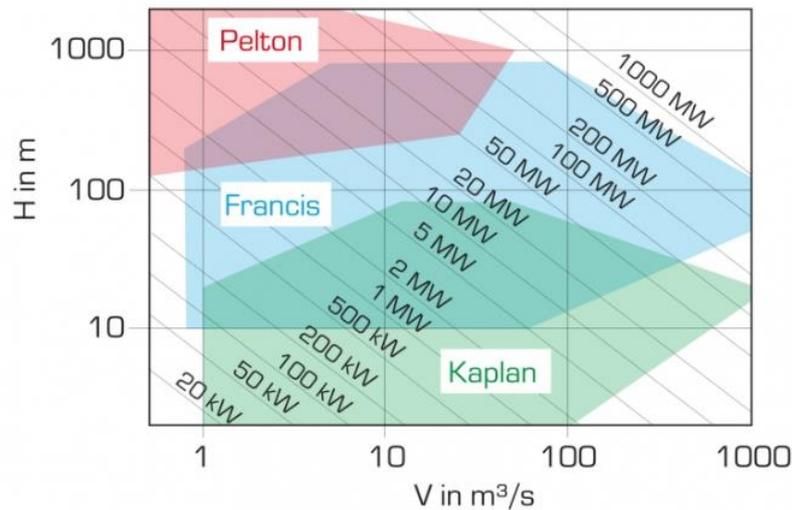
3.1. Descripción grupo turbina reversible

Las máquinas hidráulicas son el corazón de toda central hidroeléctrica. La generación de energía eléctrica es posible gracias a la actuación de esta maquinaria que es el enlace entre el fluido de trabajo, agua, y la producción de electricidad. Por ello se debe prestar especial atención a la hora de seleccionar el dispositivo más adecuado para la situación estudiada. No obstante, encontrar los equipos y sistemas de los requisitos planteados, va a presentar una gran dificultad debido a las grandes magnitudes del proyecto. En solución a este problema se pretende utilizar los mismos turbo-grupos utilizados en la central de la Muela II, ya que sus características son conocidas y sus condiciones de trabajo son muy similares con las buscadas en este proyecto.

Primero de todo es importante definir la maquinaria que se va a utilizar. En la central de la Muela II se utilizan cuatro grupos de turbinas tipo Francis reversible de eje vertical. Como se ha explicado en el [apartado 1.5.6](#) de la memoria, en la actualidad se utilizan tres tipos de turbinas diferentes según el caudal de trabajo y el salto disponible. Estas turbinas son la Pelton, la Francis y la Kaplan. Como bien se ha explicado en el apartado correspondiente, las Francis permiten una alta versatilidad y son las óptimas en complejos de bombeo. Esto se debe a su similitud con las bombas radiales, ya que funcionan con el rodete completamente sumergido y este está compuesto por álabes que describen perfiles dinámicos. Es difícil pensar en una central hidroeléctrica de bombeo cuyas turbinas no sean de tipo Francis. (*Boletín Oficial del Estado*, 274, 2006)

Para comprobar que la selección de una turbina tipo Francis es adecuada se puede consultar en un gráfico donde se comparen los tres tipos de turbinas atendiendo a los parámetros de, salto disponible en metros y caudal permitido por la turbinas en m³/s. La comprobación se debe realizar considerando los parámetros de los que se dispone en este proyecto, siendo el salto bruto disponible igual a 280 metros y el caudal máximo de turbinado de 150 m³/s. Cabe destacar que no es habitual tener turbinas que permitan el paso de un caudal tan elevado, sino que lo que se suele hacer es dividir el caudal entre varios grupos.

Figura 19: Comparativa entre los tipos de turbina



Nota. Comparación de los parámetros de salto y caudales de trabajo de los tipos de turbina principales.

Tomado de *Turbina Pelton y Turbina Francis*, por Gunt Hamburg, s.f.,

(https://gunt.de/index.php?option=com_gunt&task=gunt.list.category&category_id=671&product_id=879&lang=es)

De la *figura 19*, se puede apreciar que la Pelton es la que permite trabajar con mayores alturas, pero caudales no demasiado altos; mientras que la Kaplan es el caso contrario, permitiendo saltos inferiores a los 100 metros a pesar de ofrecer un gran rango de caudales. El caso de las turbinas Francis es el que presenta unas características de funcionamiento más híbridas, permitiendo un gran abanico tanto de alturas como de caudales. Volviendo al caso de estudio de este proyecto, el salto de 280 metros deja fuera de las opciones a la turbina Kaplan, mientras que el elevado caudal que se debe trasegar descarta las Pelton. La conclusión que se obtiene de la gráfica es que la elección de turbinas Francis para la central dimensionada en este proyecto es acertada.

Escoger una máquina hidráulica que pueda funcionar en una instalación de semejante magnitud es imposible, debido a que debe ser una máquina hecha a medida expresamente para funcionar en las condiciones de trabajo de la central diseñada, quedando fuera la posibilidad de que existan fabricantes que oferten maquinaria de un tamaño tan grande. Lo más normal en este tipo de proyectos es que se deba pedir el equipo necesario por encargo. Ante la imposibilidad de poder encontrar turbinas en el mercado capaces de funcionar de manera adecuada con un caudal y un salto tan elevado, se va a realizar el estudio utilizando las turbinas de tipo Francis de eje vertical utilizadas en la central de la Muela II. Por ello es esencial conocer sus características. (Martínez Campillo & Iberdrola, 2010)

Tabla 40: Características de las turbinas de la Muela II

TURBINA LA MUELA II	
- DATOS	
Grupos	Velocidad nominal (rpm)
4	500
Caudal turbinado/grupo (m³/s)	Caudal turbinado total (m³/s)
48	192
Caudal bombeo/grupo (m³/s)	Caudal bombeo total (m³/s)
36	144
Potencia turbinado/grupo (MW)	Potencia turbinado total (MW)
212	848
Potencia bombeo/grupo (MW)	Potencia bombeo total (MW)
185	740
Potencia total (MW):	
1588	

Nota. Resumen de características generales de los grupos de turbinas de la Muela II. Adaptado de *Boletín Oficial del Estado*, 274, 2006 (https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-B-2006-274104).

En el caso de la central propuesta para el embalse de Tous, se ha establecido un caudal de turbinado máximo de 150 m³/s. Por ello, lo que se va a seleccionar son 3 grupos de turbinado como los utilizados en la Muela II, con un caudal de 48 m³/s cada uno, consiguiendo un caudal total cuando se trabaja en turbinado de 144 m³/s. A pesar de haber seleccionado el mismo tipo de turbinas, estas no podrán suministrar la misma potencia que en el caso de la muela, ya que el valor de la potencia depende del caudal total trasegado, así como de la altura neta disponible.

3.2. Descripción equipo de alternadores

El conjunto de alternadores es otro de los componentes fundamentales de la instalación. A pesar de tratarse de un dispositivo eléctrico, es necesario conocer sus parámetros característicos para poder realizar cálculos de potencia eléctrica de la instalación proyectada. Para ir en consonancia con las turbinas previamente seleccionadas, se ha optado por utilizar los mismos sistemas utilizados en la Muela II, ya que se estima que estos dispositivos tienen un funcionamiento probado y su garantía de funcionamiento es la adecuada.

Los alternadores eléctricos son dispositivos eléctricos capaces de variar su modo de funcionamiento entre generación y producción de energía, lo que los convierte en elementos fundamentales en las centrales reversibles, ya que en las convencionales el único dispositivo necesario sería un generador. Lo que permiten estos equipos es poder aprovechar la energía mecánica producida en el eje que los conecta con la turbina para transformarla en energía eléctrica trifásica, cuando trabajan en generación; mientras que, en consumo, estos pueden actuar como motores consumiendo energía eléctrica de la red e imprimiendo una velocidad de giro sobre el eje para que el turbo-grupo pueda funcionar en bombeo.

En base a su funcionamiento se establece la necesidad de disponer de un alternador por cada una de las turbinas con las que se cuente en la instalación. Por ello, el número total de alternadores se corresponde con el total de turbo-grupos seleccionados, es decir, tres.

Atendiendo a los datos publicados en el *Boletín Oficial del Estado*, 274, 16 de noviembre de 2006, 12658 a 12659, se pueden conocer las características de los alternadores utilizados en la central de la Muela II. Se especifica en este documento que los alternadores son asíncronos, aportando así una mayor compacidad y simplicidad a la hora de realizar operaciones de mantenimiento; además de ser trifásicos, lo que es normal debido a que trabajar con electricidad a tensiones tan elevadas siempre es más sencillo en esta modalidad. En cuanto al dato de frecuencia, al estar la central ubicada en España, adopta un valor de 50 hercios. Las demás características de los alternadores se resumen en la *tabla 41*.

Tabla 41: Características de los alternadores de la Muela II

Alternadores La Muela II	
Grupos	4
Potencia aparente nominal (MVA)	230
Tensión nominal (kV)	14,5 ± 10%
Frecuencia Nominal (Hz)	50
Factor de potencia generador/motor	0,9
Velocidad síncrona (r.p.m.)	500
Velocidad embalamiento (r.p.m.)	790

Nota. Resumen de características generales de los grupos de los alternadores de la Muela II. Adaptado de *Boletín Oficial del Estado*, 274, 2006 (https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-B-2006-274104).

3.3. *Potencia total del sistema*

Conocidos ya los datos del alternador se puede proceder al cálculo de la potencia eléctrica total que se puede obtener en la central de bombeo diseñada. Para ello se va a recurrir a la fórmula que incluye los datos del caudal y del salto disponible, mostrada a continuación:

$$P_{eje} (MW) = \gamma \cdot Q \left(\frac{m^3}{s} \right) \cdot H_n (mca) \cdot \eta_{turbina} \cdot 10^{-6} \left(\frac{MW}{W} \right)$$

En la fórmula anterior aparecen una serie de parámetros de los que tan solo uno de ellos es desconocido. Estos parámetros atienden a las siguientes magnitudes:

- γ : peso específico del agua, que adopta un valor fijo de 9.810 N/m³.
- Q (m³/s): hace referencia al caudal trasegado en la instalación. Puede ser el caudal de una de las turbinas (48 m³/s) o del total de la instalación (144 m³/s)

- **H_n (mca):** salto neto disponible. Este es el valor de salto una vez se le restan al salto bruto disponible las pérdidas de carga, que se han calculado en el apartado anterior de dimensionado de la tubería forzada. En este apartado se ha optado por escoger la alternativa de tubería número dos en la que las pérdidas de carga adoptaban un valor igual a los 19,12 metros de columna de agua, dejando así una altura neta de 260,88 mca.
- **η_{turbina} :** rendimiento de la turbina. Es a priori un valor desconocido por lo que se va suponer en base a los rendimientos conseguidos en los últimos tiempos gracias al desarrollo tecnológico. Atendiendo a varios ejemplos de la asignatura de "Máquinas Hidráulicas", se ha optado por un valor de rendimiento del noventa-y-dos por ciento, escogiendo al alza ya que, en estos diseños en los que la viabilidad económica es un factor clave, se suelen diseñar los dispositivos con la mayor precisión y eficiencia para poder obtener el mejor funcionamiento posible.

Con todos los parámetros definidos se procede a calcular la potencia en el eje de una turbina y, posteriormente, de la instalación al completo:

$$P_{\text{eje 1 turbina}} = 9810 \cdot 48 \cdot 260,88 \cdot 0,92 \cdot 10^{-6} = 112,84 \text{ MW}$$

$$P_{\text{eje total}} = P_{\text{eje 1 turbina}} \cdot n_{\text{turbinas}} = 112,84 \cdot 3 = 338,53 \text{ MW}$$

Este cálculo ha permitido calcular la potencia generada en el eje de cada una de las turbinas, pero para conocer la potencia eléctrica total del sistema hace falta considerar la eficiencia que aporta el alternador eléctrico. Los dispositivos eléctricos consiguen eficiencias muy superiores a los mecánicos, por lo que se puede establecer que la eficiencia del alternador cuando funciona en generación es del noventa-y-ocho por cien, mientras que la eficiencia cuando trabaja como motor se podrá calcular mediante el factor de potencia. Conocida esta eficiencia se consigue una potencia eléctrica en el sistema equivalente a:

$$P_{\text{eléctrica}} = P_{\text{eje}} \cdot \eta_{\text{alternador en generación}} = 338,53 \cdot 0,98 = 331,76 \text{ MW}$$

Así pues, la energía eléctrica que la instalación será capaz de suministrar a la red tiene un valor final de 331,76 MW. Este es el valor de potencia en generación que adopta el alternador. Al tratarse del valor en turbinado se puede establecer este como valor máximo de potencia de trabajo ya que en bombeo este valor será menor debido a la reducción en eficiencia tanto del alternador como del turbo-grupo.

3.4. Caudal de bombeo

El caudal de bombeo es un parámetro a priori desconocido que se debe obtener mediante cálculo. Para ello se va a recurrir a la ecuación de potencia, pero esta vez haciendo referencia a la potencia obtenida mediante bombeo. En este caso se va a aplicar el factor de potencia del alternador sobre la potencia calculada en generación, además de modificarse los rendimientos, como ya se ha especificado, debido principalmente a que la máquina hidráulica es en realidad una turbina que en sentido contrario es capaz de usarse como bomba, pero con un coste en el apartado de la eficiencia notable. La potencia en bombeo se corresponde con la siguiente ecuación:

$$\frac{P_{generada}(W)}{f_{potencia\ alternador}} = \frac{\gamma \cdot Q_b \cdot H_{impulsión}}{\eta_{bomba}}$$

Despejando el caudal de bombeo de la ecuación anterior se obtiene:

$$Q_b \left(\frac{m^3}{s} \right) = \frac{P_{eléctrica\ generación} \cdot \eta_{bomba} \cdot 10^6}{f_{p\ generación\ motor} \cdot \gamma \cdot H_{impulsión}}$$

Los parámetros descritos en la fórmula anterior son todos conocidos:

- **P_{eléctrica generación}**: la potencia eléctrica en generación equivale a 331,76 MW.
- **Factor potencia generación/motor**: dato deducido de los alternadores de la Muela II que tiene un valor de 0,9.
- **H_{impulsión}**: la altura de impulsión es la altura manométrica calculada en el apartado de la tubería forzada y que considera las pérdidas de carga del sistema. Esta altura es mayor al salto bruto real ya que la bomba debe ser capaz de vencer, además de la diferencia de cotas que la separa con la charca superior, todas las pérdidas que hay a lo largo del sistema. El valor de la altura manométrica calculada en la alternativa dos es igual a 329,52 metros de columna de agua.
- **γ** : peso específico del agua, que adopta un valor fijo de 9.810 N/m³.
- **η_{bomba}** : rendimiento de la bomba, es menor que cuando actúa como turbina. Por ello se utiliza un valor del ochenta-y-ocho por cien.

Con todos los parámetros ya definidos, se procede al cálculo del caudal de bombeo total de la instalación:

$$Q_b \left(\frac{m^3}{s} \right) = \frac{331,76 \cdot 0,88 \cdot 10^6}{0,9 \cdot 9810 \cdot 329,52} = 100,35 \frac{m^3}{s}$$

El caudal de bombeo hallado para toda la instalación es igual a 100,35 m³/s. A pesar de esto, debido a posibles pérdidas que no se han considerado se decide escoger un valor que permita tener un caudal de bombeo entero para cada uno de los turbo-grupos. El valor seleccionado es de **99 m³/s**, lo que hace que, al disponer de tres grupos de bombeo el caudal bombeado por cada uno de los turbo-grupos es de 33 m³/s. Con el valor del caudal de bombeo ya conocido se puede proceder al cálculo del tiempo necesario para poder rellenar la charca superior con el mismo volumen con el que se ha vaciado durante el proceso de turbinado. En el apartado correspondiente se ha calculado que, con el caudal de turbinado del que se dispone (144 m³/s) y con las horas de trabajo diarias de turbinado establecidas (8 horas), el volumen total vaciado de la charca superior es igual a 4,15 hm³. Conocido el volumen a rellenar se realiza el cálculo oportuno para conocer el tiempo en horas necesario para poder bombear el agua necesaria de nuevo a la charca superior:

$$T_{bombeo} = \frac{Volumen_{turbinado} (m^3)}{Q_{bombeo} \left(\frac{m^3}{s} \right) \cdot \left(\frac{3600 s}{1 hora} \right)} = \frac{4,15 \cdot 10^6}{99 \cdot 3600} = 11,65 \text{ horas}$$

En base al resultado obtenido se puede concluir que, con las ocho horas de trabajo en bombeo propuestas en un inicio, no será suficiente para mantener el volumen de la charca superior, por lo que se deberán realizar operaciones de bombeo en un rango de trabajo más amplio que el propuesto. Esto se estudiará más en profundidad en el siguiente apartado.

3.5. Cálculo del diámetro

Conocer el diámetro de las máquinas hidráulicas es necesario para así poder deducir el espacio que van a necesitar, así como el tamaño de la tubería que se tiene que conectar. No obstante, el dimensionado del rodete es un proceso en el que se podría centrar todo el estudio, ya que los ángulos de sus álabes, los diámetros, y demás parámetros dimensionales, son claves a la hora de definir la trayectoria y el comportamiento del flujo en el interior de la turbina. Lo que se busca en este estudio es tener una idea del tamaño de las máquinas para poder dimensionar el grueso general de la instalación.

Para conocer el diámetro del rodete necesario en las turbinas escogidas, se deben calcular varios parámetros adimensionales que ayudarán en el camino de selección del tamaño más adecuado. Entre estos parámetros se incluyen tanto la velocidad específica (n_q), como la velocidad característica (n_s). Lo que permite usar estos parámetros es poder buscar en tablas valores normalizados para los distintos tipos de bombas con los que se caracterizan sus diferentes magnitudes. De esta forma se coge una idea general de las dimensiones y características.

La velocidad específica es un parámetro adimensional que hace referencia a la velocidad de giro que debe alcanzar una bomba para suministrar un valor de caudal y altura igual a la unidad, funcionando a máximo rendimiento. De esta definición se deduce la siguiente expresión que permite el cálculo de este parámetro:

$$n_q = N \text{ (rpm)} \cdot \frac{\sqrt{Q_N} \left(\frac{m^3}{s} \right)}{(H_N)^{\frac{3}{4}} \text{ (mca)}}$$

La velocidad característica hace referencia a la velocidad de giro necesaria para que una bomba trabajando a máximo rendimiento, aporte un valor de potencia y altura unitarios. La ecuación que permite hallar su valor es la siguiente:

$$n_s = N \text{ (rpm)} \cdot \frac{\sqrt{P_N \text{ (CV)}}}{(H_N)^{\frac{5}{4}} \text{ (mca)}}$$

Con estos dos parámetros adimensionales, se podrán deducir parámetros secundarios atendiendo a valores tabulados. Entre ellos se encuentra el diámetro específico (d_q) del que, a través de la ecuación que lo define, se podrá deducir el diámetro del rodete. El diámetro específico es un parámetro adimensional que se corresponde con el diámetro de la bomba semejante a la que se considera, para que trabajara en un punto de caudal y altura unitario a máximo rendimiento. En base a esto su fórmula es la siguiente:

$$d_q = D \text{ (m)} \cdot \frac{(H_N)^{\frac{1}{4}} \text{ (mca)}}{\sqrt{Q_N} \left(\frac{m^3}{s} \right)}$$

Para deducir el diámetro característico se acude a una tabla donde se dispone la relación entre varios parámetros morfológicos del rodete atendiendo al tipo de bomba. En esta tabla se encuentran tanto la velocidad específica como el diámetro específico, por lo que, con el cálculo del primero de los parámetros se podrá interpolar para así obtener el segundo y, finalmente, deducir de su expresión el diámetro real del rodete. Esta tabla se corresponde con la *tabla 42*.

Tabla 42: Parámetros adimensionales para distintos tipos de bombas

	Centrifugas lentas $n_q = 15-40$ $n_s = 75-150$		Centrifugas rápidas Francis $n_q = 40-100$ $n_s = 150-365$		Helicocentrífugas $n_q = 75-150$ $n_s = 300-600$	Axiales $n_q = 125-300$ $n_s = 550-1200$
φ (x100)	0,05	0,23	0,73	1,10	1,20	1,33
π (x1000)	1,75	1,25	0,90	0,75	0,20	0,10
n_q	15	40	75	100	150	300
d_q	5	2,2	1,15	0,9	0,7	0,5
G_∞	0,68	0,77	0,83	0,86	0,96	0,98

Nota. Valores de varios parámetros adimensionales que ayudarán a dimensionar la turbina con la que se trabaja. Tomado de *Tema 1: Bombas Centrífugas*, por Bayón A., 2022, diapositivas de la asignatura

Máquinas Hidráulicas

Para poder desarrollar las ecuaciones anteriores y proceder con el cálculo, primero se deben conocer los parámetros que las definen, dejando claro que los parámetros adimensionales se calculan para el rodete de una bomba, por lo que se utilizarán los datos característicos de cuando se opera en bombeo:

- **N (rpm):** velocidad de giro de la bomba. Esta adopta un valor de 500 rpm, como se ha descrito en las características del turbo-grupo.
- **Q_N (m³/s):** el caudal nominal en este caso será el de bombeo. Este caudal se ha calculado previamente, obteniendo un valor para cada una de las bombas de 33 m³/s.
- **H_N (mca):** la altura nominal, al tratarse de la operación en bombeo, será la altura manométrica o de impulsión, es decir, la altura total que la bomba debe ser capaz de impulsar considerando las pérdidas en el sistema y las diferencias de presión entre aspiración e impulsión. Esta altura se ha calculado, determinando un valor de 329,52 mca en el caso más desfavorable. Es el caso que se considerará para el cálculo del diámetro.

- **P_n (CV):** la potencia nominal es el valor de potencia en el eje necesaria para poder bombear el caudal deseado a la altura manométrica necesaria. Para ello se debe calcular el valor de la potencia considerando los parámetros previos y habiendo definido la eficiencia cuando se trabaja en bombeo en un 88%. Así, la potencia es:

$$P_{consumida} (CV) = \frac{\gamma \cdot Q_b \cdot H_{imp}}{\eta} \cdot \frac{1 CV}{745,7 W} = \frac{9810 \cdot 33 \cdot 329,52}{0,88} \cdot \frac{1 CV}{745,7 W} = 162.561,6 CV$$

Con los parámetros de cálculo bien definidos, se procede a calcular la velocidad específica y la velocidad característica, obteniendo como resultados los valores de la *tabla 43*.

Tabla 43: Cálculos de la velocidad específica y característica

N (rpm)	500
Qt/grupo (m3/s)	33
H manometrico(mca)	329,52
η turbinas	0,88
γ agua	9810
Potencia eje (W)	121.222.170,00
Potencia (CV)	162.561,58
ns	143,59
nq	37,14

Nota. Tabla con los parámetros necesarios para el cálculo de las velocidades característica y específica.

Elaboración propia.

Los valores obtenidos para ambos parámetros son un poco inferiores a los que se establecen en la gráfica como normales para bombas tipo Francis. En la tabla se define un rodete tipo Francis como un centrífugo rápido cuyos valores n_q oscilan entre 40 y 100; mientras que el valor de n_s está comprendido entre 150 y 365. Los valores calculados no llegan a entrar en esos rangos, pero se aproximan mucho al valor inferior. Esto se puede deber a que realmente se está trabajando con el rodete de una turbina que, al funcionar en sentido contrario, funciona como una bomba; o, simplemente, se debe a los valores de eficiencia escogidos. A pesar de no encontrarse en el rango, se va a considerar que los cálculos son correctos y que los rangos definidos en la tabla simplemente son orientativos. Una vez establecido el valor de n_q , igual a 37,14, se acude a la *tabla 42*, con la que se pretende interpolar con la finalidad de obtener el diámetro específico, d_q .

Tabla 44: Cálculos del diámetro específico

	nq	37,14
nq	15	40
dq	5	2,2
	dq (nq = 37,14)	2,52

Nota. Tabla con los parámetros extraídos de la Tabla 43 para la interpolación y deducción del diámetro específico. Elaboración propia.

De la interpolación se ha obtenido que el diámetro específico es igual a 2,52. Con este valor ya se puede calcular el diámetro del rodete aplicando la fórmula anterior para el cálculo de d_q , pero aislando de la misma el D:

$$D(m) = \frac{d_q \cdot \sqrt{Q_N} \left(\frac{m^3}{s} \right)}{(H_N)^{\frac{1}{4}}} = \frac{2,52 \cdot \sqrt{33}}{329,52^{\frac{1}{4}}} = 3,397 \text{ m}$$

El valor obtenido tras el cálculo es de, aproximadamente, 3,4 metros de diámetro. A priori, se puede considerar como un valor acertado, ya que los rodetes de este tipo de centrales adquieren valores de tamaño de este orden de magnitud o incluso superior en grandes instalaciones.

4. Cálculos energéticos

En este apartado se pretende realizar un balance entre la energía producida y la consumida para conocer así el rendimiento anual de la central y los precios a los que se debe comprar y vender la energía para obtener una viabilidad económica. Lo primero es realizar un horario en el que se incluyan las franjas diarias en las que se pretende turbinar y bombear para así, una vez conocidas las horas, poder hacer un cálculo anual que permita dar una idea de los valores energéticos en los que va a trabajar la central.

4.1. Horarios de trabajo

Lo que se pretende obtener en el desarrollo de este apartado es un horario diario que indique el número de horas en los que se trabaja en cada una de las modalidades de la central reversible. Previamente se ha realizado una primera aproximación en la que se han establecido unas franjas iniciales sujetas a cambios. Para la selección de dichas franjas se han considerado tanto el precio de compra y de venta de la energía a lo largo del día, como las horas de mayor demanda energética. En base a todo esto se había llegado a la siguiente conclusión inicial:

- Horas de turbinado:
 - **08.00 – 12.00**
 - **19.00 – 23.00**
- Horas de bombeo:
 - **23.30 – 07.30**

Esta primera hipótesis supone un igual periodo de turbinado que de bombeo, equivalente a ocho horas al día en cada modo de trabajo. Como ya se había previsto, se va a requerir de un mayor periodo de trabajo en bombeo para cubrir todo el volumen desplazado durante las operaciones de turbinado, debido a que el caudal de bombeo es presuntamente inferior.

En el apartado de cálculo del [caudal de bombeo](#), se ha establecido que el valor de dicho caudal es de 99 m³/s, lo que supone que, para rellenar el total del volumen desplazado en el modo de generación, se requiere de un tiempo total en bombeo de 11,65 horas. En base a esto se debe realizar el ajuste necesario para mantener un equilibrio en el intercambio de volúmenes entre la charca superior y el embalse inferior.

Como solución se debe utilizar la franja horaria entre las 12.00 y las 19.00 en la que no se había previsto operar. Dentro de esa franja, volviendo a las tarifas energéticas, se encuentra que, al periodo comprendido entre las 14.00 y las 18.00 se le aplica una tarifa media, inferior a la máxima. En cambio, de 12.00 a 14.00 y de 18.00 a 19.00 el precio de compra de la energía será el más elevado, siendo distinto este valor según la temporada.

En consecuencia, al coste tarifario de bombear durante el día se va a intentar encontrar un equilibrio con el que se mantenga el volumen de la charca sin su vaciado, pero se bombee el menor periodo de tiempo posible en las franjas que no atienden al periodo con el coste más bajo. Para ello se va a intentar optimizar el número de horas de funcionamiento en el periodo de tarde de tal manera que se trabajen las menos horas posibles en ese periodo durante la semana para que luego durante el fin de semana, en el que las tarifas son siempre las mínimas independientemente de la temporada, se pueda trabajar el máximo número de horas en bombeo y se pueda recuperar el volumen perdido a lo largo de la semana. Se empieza con el estudio de lo que sucedería si tan solo se bombearán ocho horas durante la noche:

Tabla 45: Horario con un bombeo diario de 8 horas

	Caudal de turbinado (m3/s)		144			
	Caudal de bombeo (m3/s)		99			
	Lunes		Martes		Miércoles	
	Hora	Volumen	Hora	Volumen	Hora	Volumen
	08.00	6.000.000,00	08.00	4.704.000,00	08.00	3.408.000,00
Turbinado	08.00 - 12.00	2.073.600,00	08.00 - 12.00	2.073.600,00	08.00 - 12.00	2.073.600,00
	12.00	3.926.400,00	12.00	2.630.400,00	12.00	1.334.400,00
Turbinado	19.00 - 23.00	2.073.600,00	19.00 - 23.00	2.073.600,00	19.00 - 23.00	2.073.600,00
	23.00	1.852.800,00	23.00	556.800,00	23.00	-739.200,00
Bombeo	23.30 - 07.30	2.851.200,00	23.30 - 07.30	2.851.200,00	23.30 - 07.30	2.851.200,00

Nota. Tabla con las franjas horarias de turbinado y bombeo a lo largo del día y la variación del volumen de la charca, en el que se resalta en amarillo el momento en el que la charca se vacía. Elaboración propia.

En esta primera aproximación, atendiendo a los rangos de trabajo de turbinado y de bombeo, se encuentra que el volumen disponible en la charca superior dejaría de ser suficiente el miércoles tras el primer turbinado, estableciendo la necesidad de bombear entre las operaciones de turbinado.

En base a esto se plantea aumentar el tiempo de bombeo a nueve horas, bombeando una hora entre las dos operaciones de turbinado. Esa hora se debe comprender entre las 14.00 y las 18.00 para que el coste de la energía no sea el más elevado. Aplicando esta hipótesis se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 46: Horario con un bombeo diario de 9 horas

	Lunes		Martes	
	Hora	Volumen	Hora	Volumen
	08.00	6.000.000,00	08.00	5.060.400,00
Turbinado	08.00 - 12.00	2.073.600,00	08.00 - 12.00	2.073.600,00
	12.00	3.926.400,00	12.00	2.986.800,00
Bombeo	15.00 - 16.00	356.400,00	15.00 - 16.00	356.400,00
	16.00	4.282.800,00	16.00	3.343.200,00
Turbinado	19.00 - 23.00	2.073.600,00	19.00 - 23.00	2.073.600,00
	23.00	2.209.200,00	23.00	1.269.600,00
Bombeo	23.30 - 07.30	2.851.200,00	23.30 - 07.30	2.851.200,00

	Miércoles		Jueves	
	Hora	Volumen	Hora	Volumen
	08.00	4.120.800,00	08.00	3.181.200,00
Turbinado	08.00 - 12.00	2.073.600,00	08.00 - 12.00	2.073.600,00
	12.00	2.047.200,00	12.00	1.107.600,00
Bombeo	15.00 - 16.00	356.400,00	15.00 - 16.00	356.400,00
	16.00	2.403.600,00	16.00	1.464.000,00
Turbinado	19.00 - 23.00	2.073.600,00	19.00 - 23.00	2.073.600,00
	23.00	330.000,00	23.00	-609.600,00
Bombeo	23.30 - 07.30	2.851.200,00	23.30 - 07.30	2.851.200,00

Nota. Tabla con las franjas horarias de turbinado y bombeo a lo largo del día y la variación del volumen de la charca, en el que se resalta en amarillo el momento en el que la charca se vacía. Elaboración propia.

Tras este análisis se llega a la misma conclusión que en la situación anterior. Bombear una hora adicional al día no previene que la charca se vacíe por completo antes del fin de semana, aunque en este caso se ha retrasado hasta el jueves en la segunda operación de turbinado. Lo que se propone ahora es aumentar el tiempo de bombo de la tarde en una hora.

Tabla 47: Horario con un bombeo diario de 10 horas

	Lunes		Martes		Miércoles	
	Hora	Volumen	Hora	Volumen	Hora	Volumen
	08.00	6.000.000,00	08.00	5.416.800,00	08.00	4.833.600,00
Turbinado	08.00 - 12.00	2.073.600,00	08.00 - 12.00	2.073.600,00	08.00 - 12.00	2.073.600,00
	12.00	3.926.400,00	12.00	3.343.200,00	12.00	2.760.000,00
Bombeo	15.00 - 17.00	712.800,00	15.00 - 17.00	712.800,00	15.00 - 17.00	712.800,00
	16.00	4.639.200,00	16.00	4.056.000,00	16.00	3.472.800,00
Turbinado	19.00 - 23.00	2.073.600,00	19.00 - 23.00	2.073.600,00	19.00 - 23.00	2.073.600,00
	23.00	2.565.600,00	23.00	1.982.400,00	23.00	1.399.200,00
Bombeo	23.30 - 07.30	2.851.200,00	23.30 - 07.30	2.851.200,00	23.30 - 07.30	2.851.200,00

	Jueves		Viernes		Sábado	
	Hora	Volumen	Hora	Volumen	Hora	Volumen
	08.00	4.250.400,00	08.00	3.667.200,00	08.00	3.084.000,00
Turbinado	08.00 - 12.00	2.073.600,00	08.00 - 12.00	2.073.600,00	08.00 - 12.00	2.073.600,00
	12.00	2.176.800,00	12.00	1.593.600,00	12.00	1.010.400,00
Bombeo	15.00 - 17.00	712.800,00	15.00 - 17.00	712.800,00	15.00 - 17.00	712.800,00
	16.00	2.889.600,00	16.00	2.306.400,00	16.00	1.723.200,00
Turbinado	19.00 - 23.00	2.073.600,00	19.00 - 23.00	2.073.600,00	19.00 - 23.00	2.073.600,00
	23.00	816.000,00	23.00	232.800,00	23.00	-350.400,00
Bombeo	23.30 - 07.30	2.851.200,00	23.30 - 07.30	2.851.200,00	23.30 - 07.30	2.851.200,00

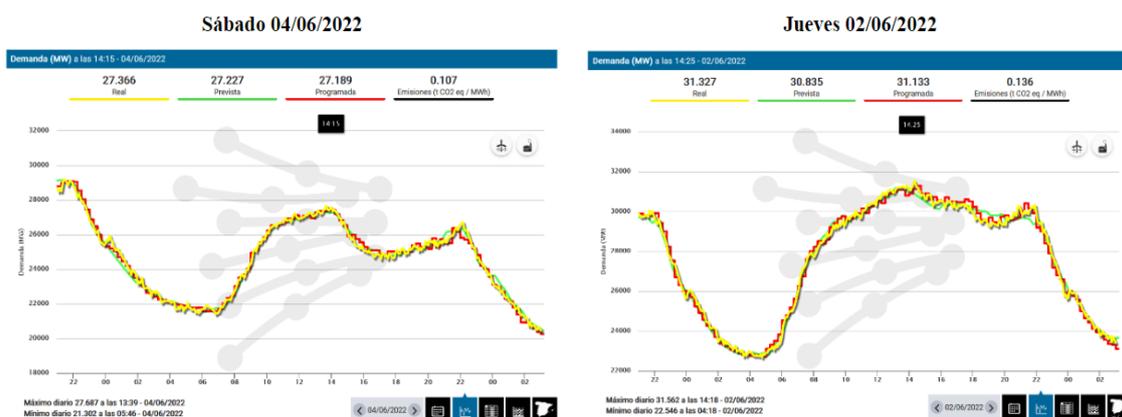
Nota. Tabla con las franjas horarias de turbinado y bombeo a lo largo del día y la variación del volumen de la charca, en el que se resalta en amarillo el momento en el que la charca se vacía. Elaboración propia.

Bombeando un total de 10 horas al día supone que la charca se quedaría sin agua suficiente para realizar el segundo turbinado del sábado. Tener autonomía hasta llegar al fin de semana es lo que se buscaba ya que el coste de compra de energía estos días es el más barato, lo que hace que sea más económico realizar las tareas de bombeo. En oposición a esto, la venta de energía será también más barata lo que supone que el periodo de turbinado no tiene por qué ser tan elevado si no es necesario, simplemente hace falta que se adapte a las necesidades de la demanda.

A raíz de esta hipótesis, se considera que, a lo largo de la semana, es decir, de lunes a viernes, se puede seguir con este modelo en el que se turbinan 8 horas y se trabaja en bombeo durante 10 horas.

Ahora, se pretende realizar un mejor análisis de lo que sucede el fin de semana y las horas necesarias tanto de bombeo como de turbinado para obtener un balance y un equilibrio del agua desplazada entre embalses. Para ello, primero se va a estudiar la curva de la demanda, que los fines de semana cambia notablemente, principalmente debido a que la gran mayoría de la población no trabaja, por lo que un gran margen de edificios de producción, de oficinas, de servicios y demás ámbitos permanecen cerrados. Además, los picos de demanda se experimentan en distintas franjas del día, ya que durante el fin de semana lo más habitual es que la población no tenga la necesidad de seguir ninguna rutina fija como ir a trabajar o a estudiar. A continuación, se muestra una comparativa del consumo energético entre un día de la semana y uno del fin de semana:

Gráfico 8: Evolución de la demanda de energía eléctrica a lo largo del 02 y el 04 de junio de 2022



Nota. Seguimiento de la demanda de energía eléctrica en la Península en MW a lo largo de los días 2 y 4 de junio de 2022 para poder comparar un día de entre semana con uno de fin de semana. Tomado de *Península – Seguimiento de la demanda de energía eléctrica*, por Red Eléctrica Española, 2022, (<https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demandaqh/total/2022-6-04>)

De la comparativa del gráfico 8 se observa claramente el descenso de la demanda en los días de fin de semana, gráfica de la izquierda. Esto supone una menor necesidad de operar en turbinado, lo que permite trabajar más horas en bombeo para rellenar el volumen perdido a lo largo de la semana. En base a la demanda que se debe satisfacer se observa que en el fin de semana los picos se desplazan un poco respecto a entre semana, concentrándose en la mañana de 10.00 a 14.00 y en la noche de 21.00 a 23.00. Trabajar menos horas en turbinado permitirá el correcto llenado de la balsa hasta su nivel máximo de trabajo, así como alargar la vida útil de la instalación.

En base al análisis de la demanda y al precio invariable de la energía durante el sábado y el domingo, se propone que estos días tan sólo se turbine durante 6 horas en las franjas previamente mencionadas. Las horas de bombeo se van a decidir mediante varias iteraciones con las que se pretende obtener un horario que permita el completo llenado de la charca para el lunes a las 8.00 de la mañana, sin sobrepasar la cota de nivel máximo. Tras varias propuestas e iteraciones se ha llegado a la solución siguiente:

Tabla 48: Horario definitivo con los periodos de bombeo y turbinado

	Lunes		Martes		Miércoles	
	Hora	Volumen	Hora	Volumen	Hora	Volumen
	08.00	6.000.000,00	08.00	5.416.800,00	08.00	4.833.600,00
Turbinado	08.00 - 12.00	2.073.600,00	08.00 - 12.00	2.073.600,00	08.00 - 12.00	2.073.600,00
	12.00	3.926.400,00	12.00	3.343.200,00	12.00	2.760.000,00
Bombeo	15.00 - 17.00	712.800,00	15.00 - 17.00	712.800,00	15.00 - 17.00	712.800,00
	16.00	4.639.200,00	16.00	4.056.000,00	16.00	3.472.800,00
Turbinado	19.00 - 23.00	2.073.600,00	19.00 - 23.00	2.073.600,00	19.00 - 23.00	2.073.600,00
	23.00	2.565.600,00	23.00	1.982.400,00	23.00	1.399.200,00
Bombeo	23.30 - 07.30	2.851.200,00	23.30 - 07.30	2.851.200,00	23.30 - 07.30	2.851.200,00

	Jueves		Viernes	
	Hora	Volumen	Hora	Volumen
	08.00	4.250.400,00	08.00	3.667.200,00
Turbinado	08.00 - 12.00	2.073.600,00	08.00 - 12.00	2.073.600,00
	12.00	2.176.800,00	12.00	1.593.600,00
Bombeo	15.00 - 17.00	712.800,00	15.00 - 17.00	712.800,00
	16.00	2.889.600,00	16.00	2.306.400,00
Turbinado	19.00 - 23.00	2.073.600,00	19.00 - 23.00	2.073.600,00
	23.00	816.000,00	23.00	232.800,00
Bombeo	23.30 - 07.30	2.851.200,00	23.30 - 09.30	3.564.000,00

	Sábado		Domingo		Lunes	
	Hora	Volumen	Hora	Volumen	Hora	Volumen
	10.00	3.796.800,00	10.00	5.319.600,00	08.00	6.004.860,00
Turbinado	10.00 - 14.00	2.073.600,00	10.00 - 14.00	2.073.600,00	08.00 - 12.00	2.073.600,00
	14.00	1.723.200,00	14.00	3.246.000,00	12.00	3.931.260,00
Bombeo	15.00 - 18.00	1.069.200,00	15.00 - 18.39	1.300.860,00	15.00 - 17.00	712.800,00
	21.00	2.792.400,00	21.00	4.546.860,00	16.00	4.644.060,00
Turbinado	21.00 - 23.00	1.036.800,00	21.00 - 23.00	1.036.800,00	19.00 - 23.00	2.073.600,00
	23.00	1.755.600,00	23.00	3.510.060,00	23.00	2.570.460,00
Bombeo	23.30 - 09.30	3.564.000,00	23.30 - 07.30	2.494.800,00	23.30 - 07.30	2.494.800,00

Nota. Tabla con las franjas horarias de turbinado y bombeo a lo largo del día y la variación del volumen de la charca, viendo que el volumen alcanza siempre su valor máximo de vuelta cada lunes por la mañana. Elaboración propia.

La solución final que se ha adoptado pasa por aumentar el número de horas de bombeo de los fines de semana notablemente para suplir las pérdidas en volumen sufridas a lo largo de la semana. De esta manera se ha conseguido optimizar el trabajo y reducir al máximo las horas de bombeo a un precio más elevado. En base a los resultados planteados en la *tabla 48*, se proponen dos horarios distintos entre los días lectivos y los no lectivos:

- Entre semana (domingo 23.30 – viernes 23.30):
 - **Bombeo:** 23.30 – 07.30 (8 horas)
 - **Turbinado:** 08.00 – 12.00 (4 horas)
 - **Bombeo:** 15.00 – 17.00 (2 horas)
 - **Turbinado:** 19.00 – 23.00 (4 horas)
 - **Total:** bombeo, 10 horas; turbinado, 8 horas

- Fin de semana (viernes 23.30 – sábado 23.30):
 - **Bombeo:** 23.30 – 09.30 (10 horas)
 - **Turbinado:** 10.00 – 14.00 (4 horas)
 - **Bombeo:** 15.00 – 18.00 (3 horas)
 - **Turbinado:** 21.00 – 23.00 (2 horas)
 - **Total:** bombeo, 13 horas; turbinado, 6 horas

- Fin de semana (sábado 23.30 – domingo 23.30):
 - **Bombeo:** 23.30 – 09.30 (10 horas)
 - **Turbinado:** 10.00 – 14.00 (4 horas)
 - **Bombeo:** 15.00 – 18.39 (3 horas y 39 minutos)
 - **Turbinado:** 21.00 – 23.00 (2 horas)
 - **Total:** bombeo, 13 horas y 39 minutos; turbinado, 6 horas

El horario establecido se considera muy adecuado, ya que concentra la gran mayoría de las horas de bombeo en el periodo tarifario más bajo, que se desarrolla en la madrugada de los días entre semana (de 00.00 a 08.00), y los fines de semana durante todo el día. Además, es un horario que permite flexibilidad y horas sueltas en las que trabajar en caso de que se deba cubrir un pico de demanda extraordinario, así como horas suficientes como para rellenar las posibles pérdidas de volumen causadas por la situación que se habría tenido que cubrir. Así pues, queda este estipulado como horario definitivo.

4.2. *Balance energético anual*

Tras haber definido el horario de trabajo semanal, ya se puede conocer el total de horas para ambos modos de operación a lo largo del año. Con las variables tiempo y potencia se puede proceder a calcular la energía total tanto generada como consumida. El objetivo del proyecto es que la energía producida termine por venderse a un precio mayor a la consumida, obteniendo de esta manera beneficios económicos que permitan amortizar la elevada inversión inicial.

Empezando por la energía producida en generación, se deben conocer los tiempos de turbinado, así como la potencia eléctrica generada:

- **Tiempo de turbinado:** atendiendo al horario establecido previamente se tiene que, durante los cinco días de entre semana se turbinan un total de 8 horas al día, mientras que el fin de semana este valor se reduce a 6 horas al día. Esto hace que, considerando que un año tiene un total de 52 semanas, se trabaja turbinando durante:

$$\frac{T(h)}{\text{semana}} = 5 \text{ días} \cdot 8 \text{ h} + 2 \text{ días} \cdot 6 \text{ h} = 52 \frac{\text{horas}}{\text{día}}$$

$$\frac{T(h)}{\text{año}} = 52 \text{ horas} \cdot 52 \text{ semanas} = 2.704 \frac{\text{horas}}{\text{año}}$$

- **Potencia eléctrica en generación:** en cuanto a la potencia eléctrica, ya se ha calculado en el apartado de la turbina hidráulica, obteniendo un valor total para la instalación al completo de 331,76 MW.

Con los valores de tiempo y de potencia definidos se puede calcular la generación energética anual atendiendo a la siguiente fórmula:

$$E_{\text{producida}} = P_e \cdot T_{\text{generación}} = 331,76 \text{ MW} \cdot 10^{-3} \frac{\text{GW}}{\text{MW}} \cdot 2.704 \frac{\text{horas}}{\text{año}} = 897,08 \frac{\text{GWh}}{\text{año}}$$

Una vez conocido el valor de energía producido anualmente se puede calcular la energía consumida, que es la utilizada para realizar las operaciones de bombeo en las que el alternador funciona como motor eléctrico para accionar el eje de la turbina. Para ello, los parámetros considerados son:

- **Tiempo de bombeo:** durante los cinco días de entre semana se bombean un total de 10 horas al día, mientras que el fin de semana este valor varía según si es sábado o domingo, siendo de 13 horas y 13 horas 39 minutos respectivamente. Esto hace que, considerando que un año tiene un total de 52 semanas, se trabaja en este modo de operación durante:

$$\frac{T(h)}{\text{semana}} = 5 \text{ días} \cdot 10 \text{ h} + 13 \text{ h} + \frac{39 \text{ minutos}}{60} + 13 \text{ h} = 76,65 \frac{\text{horas}}{\text{día}}$$

$$\frac{T(h)}{\text{año}} = 76,65 \text{ horas} \cdot 52 \text{ semanas} = 3.985,8 \frac{\text{horas}}{\text{año}}$$

- **Potencia eléctrica en consumo:** en cuanto a la potencia eléctrica consumida, se debe calcular, ya que no se ha establecido un valor exacto en el apartado de la turbina. Este parámetro atiende a la siguiente fórmula:

$$\frac{P_{\text{generada}}(W)}{f_{\text{potencia alternador}}} = \frac{\gamma \cdot Q_b \cdot H_{\text{impulsión}}}{\eta_{\text{bomba}}}$$

El valor de la altura de impulsión utilizado en el cálculo del caudal de bombeo previo se correspondía al valor máximo de trabajo, que sucede cuando la charca superior está llena al completo. En la realidad, observando los horarios establecidos y la variación del volumen a lo largo de la semana, se aprecia claramente que tan solo se trabaja en el nivel de máximo llenado durante una de las operaciones en toda la semana. Esto hace que la potencia consumida real no se debe calcular considerando esta situación como la adecuada, ya que la mayor parte del tiempo se trabaja con la charca parcialmente vacía. Se opta por modificar el valor de la altura de impulsión considerando que el nivel medio de trabajo anual se produce con la charca a un 40% de su capacidad total. Esto supone que la cota adopta un valor de 8 metros, aproximadamente, reduciendo la altura de impulsión de los 329,52 mca a los 317,52 mca. En consecuencia, la potencia consumida adquiere el siguiente valor:

$$P_{\text{consumida}} (MW) = \frac{9810 \cdot 99 \cdot 317,52 \cdot 0,9}{0,88} \cdot 10^{-6} = 315,38 \text{ MW}$$

Conocidos el valor del tiempo de trabajo y de la potencia, se calcula la energía consumida:

$$E_{consumida} = P_c \cdot T_{consumo} = 315,38 \text{ MW} \cdot 10^{-3} \frac{\text{GW}}{\text{MW}} \cdot 3.985,8 \frac{\text{horas}}{\text{año}} = 1.257,04 \frac{\text{GWh}}{\text{año}}$$

4.3. Rendimiento energético

El rendimiento energético de la central se basa en la simple comparación de la energía generada entre la consumida. Este valor, no tiende a aproximarse a 1 debido a la diferencia de caudales que se puede trasegar en los dos modos de operación, así como la peor eficiencia que se tiene trabajando en bombeo. Por todo esto, lo habitual es que el valor de energía consumida supere con creces a la producida, pero la viabilidad económica no se busca en términos de cantidad energética generada o consumida, sino en la diferencia de precio a la que se compra y se vende la energía. No obstante, en este apartado simplemente se calculará el porcentaje de rendimiento energético entre los valores anuales de turbinado y bombeo, dejando para un apartado posterior el estudio del precio de la electricidad.

$$\eta_{energético} = \frac{E_{generada}}{E_{consumida}} = \frac{897,08}{1.257,04} = 0,7136 = 71,36\%$$

Este valor es bastante aceptable para tratarse de una central de generación eléctrica, ya que normalmente en centrales basadas en otros métodos, como las térmicas, el valor suele comprenderse alrededor del 80%. Con esto se establece que, en caso de poder mejorar la reversibilidad de las turbinas fabricadas y permitir caudales de bombeo más similares a los de turbinado, así como mejorar las eficiencias cuando se trabaje en este modo, se pueden llegar a alcanzar rendimientos energéticos muy elevados, con una generación limpia.

5. Componentes eléctricos

La parte eléctrica de la central también adquiere una gran importancia, ya que no tan sólo son necesarios los alternadores capaces de generar electricidad gracias al aprovechamiento de la energía mecánica del eje de la turbina, sino que también son necesarios todos los dispositivos encargados de transformar la energía generada a la fase que permita un mejor transporte. También se deben disponer una gran variedad de equipos e instalaciones secundarias, así como un parque eléctrico con líneas de alta tensión que permitan el transporte hacia el centro de transformación para el punto de consumo más cercano. Todo esto se va a desarrollar en este apartado del proyecto.

Estos componentes, al igual que las máquinas hidráulicas, funcionan con valores de tensión y corriente muy elevados, lo que hace que su búsqueda en el mercado sea muy complicada. Como solución se van a utilizar los equipos dispuestos en la central de la Muela II, para mantener una coherencia con la maquinaria hidráulica seleccionada, que también se ha extraído de la Muela.

5.1. Transformadores

Los transformadores eléctricos son los elementos clave que permitieron el desarrollo de la generación de energía eléctrica, permitiendo una mayor eficiencia con el transporte a largas distancias. Estos dispositivos son máquinas capaces de modificar alguno de los parámetros en los que se encuentra la energía eléctrica, ya sea voltaje o intensidad, manteniendo los valores de potencia y frecuencia en la medida de lo posible, permitiendo así soportar las pérdidas sufridas durante el transporte. (*Endesa*, s. f.)

Los componentes principales de un transformador son el núcleo y el devanado. El núcleo constituye el cuerpo central del dispositivo y suele estar formado por chapas de acero al silicio aisladas entre sí. Se selecciona este material porque es un gran conductor eléctrico. El devanado no es más que un hilo de cobre enrollado sobre los dos extremos del núcleo, conocidos como columnas, que van a actuar como bobinas. Las dos bobinas generadas se distinguen entre primaria, en referencia a la de entrada; y secundaria, la de salida. (*Endesa, s. f.*)

Su funcionamiento se basa en la Ley de Lenz de la inducción electromagnética. Al devanado primario le llega una tensión y , por tanto, una fuerza electromotriz que, origina un flujo electromagnético a lo largo de la chapa del núcleo. Con el movimiento entre la bobina primaria y la secundaria se produce una fuerza electromagnética sobre el segundo devanado. La relación de transformación se determina según el número de vueltas del hilo de cobre que conforman las dos bobinas. (*Endesa, s. f.*)

Es importante aclarar que los transformadores tan sólo son capaces de trabajar con energía eléctrica alterna, porque si no, la inducción electromagnética no se podría desarrollar. Los transformadores pueden ser de potencia, de medida o trifásicos, pero en la instalación planteada los utilizados, para ir en consonancia con los alternadores, deben ser trifásicos. (*Endesa, s. f.*)

En una central lo habitual es que se cuente con transformadores elevadores de tensión, para así poder lidiar con las pérdidas ocasionadas por el efecto Joule en líneas de larga longitud. Una vez se llega a la central de comercialización, que se suele encontrar en las proximidades del núcleo urbano o del punto de consumo, se utilizan transformadores de reducción, para adecuar la tensión de las líneas de distribución a la tensión requerida por las redes domésticas. Otra situación sería transportar la energía a industrias que requieren de valores de trabajo eléctricos superiores. En este caso también servirían los transformadores para adaptar la energía entrante a las necesidades en el punto de consumo. (*Endesa, s. f.*)

Habiendo introducido lo que son los transformadores, se van a determinar sus características, especificando que estos dispositivos al tener que ser próximos a los alternadores, se deben situar en el interior de una caverna de transformación, de la misma forma que sucede en la central de la Muela II. Las características de estos dispositivos son las siguientes:

Tabla 49: Características de los transformadores de la Muela II

Transformadores La Muela II	
Unidades	4
Instalación	En caverna
Servicio	Contínuo
Tipo	Trifásico sumergido en aceite
Frecuencia Nominal (Hz)	50
Pñotencia asignada (MVA)	230
Relación de transformación (kV)	14,5/410 \pm 2,5-5%
Tensión de cortocircuito	16%
Intercambiador de tomas	Sin tensión
Grupo de conexión	YNd11
Calentamiento	IEC 60076

Nota. Resumen de características generales de los grupos de los transformadores de la Muela II. Adaptado de *Boletín Oficial del Estado*, 274, 2006 (https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-B-2006-274104).

De la *tabla 49* se deduce la necesidad de tener un transformador por cada grupo turbina alternador del que se disponga. Además, este debe ser trifásico, en concordancia con el alternador, y debe ir sumergido en aceite, para garantizar un mejor funcionamiento y aislamiento del polvo y las partículas del exterior. Finalmente, se especifica que estos transformadores trabajan de tal manera que deben elevar la tensión recibida por los alternadores, que es igual a 14,5 kV; hasta la tensión deseada en las líneas de transporte, que adquiere un valor de 400 kV. (*Boletín Oficial del Estado*, 274, 2006)

En el proyecto desarrollado para la construcción de una central de bombeo en el embalse de Tous, tan solo se disponen de tres grupos de turbina reversible, por lo que tan solo es necesario disponer de tres transformadores. Estos irán enterrados y el cableado que los conecta a las redes de alta tensión exteriores, deberá recorrer una serie de galerías excavadas que los comuniquen con dicha red. Todo esto se debe tener en cuenta a la hora de realizar las excavaciones y las galerías pertinentes para el funcionamiento de la central.

5.2. *Sistemas secundarios*

El funcionamiento de la central, a pesar de basarse principalmente en el trabajo de las turbinas, los alternadores y los transformadores, requiere de infinidad de sistemas de apoyo y equipos secundarios que permitan el correcto control, protección, regulación y funcionamiento de toda la instalación. Además, debe haber los dispositivos necesarios para garantizar el bienestar de los operarios y trabajadores una vez la central esté puesta en marcha. La lista de estos sistemas podría tener una gran extensión, pero se van a resumir los principales y más necesarios, atendiendo también a la información que se presta en el proyecto de la Muela II en el *Boletín Oficial del Estado*, 274, 16 de noviembre de 2006, 12658 a 12659.

Primero de todo, se recalca la necesidad de utilizar sistemas de ventilación y acondicionamiento del aire. Esto es de vital importancia ya que el grueso de la central se sitúa bajo tierra, lo que establece la necesidad de disponer de conductos de ventilación que comuniquen con el exterior para garantizar la renovación del oxígeno disponible. El hecho de estar todos los dispositivos en caverna supone una alta humedad y, por tanto, elevadas temperaturas. Por ello se deben disponer sistemas de refrigeración para la maquinaria y también sistemas de aire acondicionado para garantizar un buen ambiente de trabajo. (*Boletín Oficial del Estado*, 274, 2006)

Al trabajar en cavernas, se deberá realizar la construcción de un elevador que se meta bajo tierra y permita así entrar a los operarios a la central. En la central de la Muela II estos elevadores permiten salvar una altura de 182 metros y fueron construidos por la compañía ThyssenKrupp. Para el desarrollo de este proyecto se puede considerar acudir al mismo fabricante, ya que al parecer tiene experiencia previa en ascensores de este tipo, tanto en presas como en centrales hidroeléctricas y térmicas. (*Dos ascensores de ThyssenKrupp Elevadores, instalados en la central hidroeléctrica de bombeo La Muela II en Valencia.*, 2013)

Lo más importante es dotar a la central con multitud de dispositivos de seguridad para prevenir cualquier tipo de fallo que pueda comportar graves consecuencias en la instalación. Los principales fallos de los dispositivos eléctricos se pueden deber a la elevada humedad, al sobrecalentamiento o a cortes del suministro. Los dos primeros problemas ya se han tenido en consideración con los sistemas de refrigeración y aireación previamente mencionado.

En cuanto a los cortes de suministro, estos pueden suponer sobrecargas en el sistema, causando fallos que pueden terminar siendo peligrosos. Para evitarlo se decide disponer de sistemas auxiliares que funcionen de manera independiente al suministro de la red. Estos sistemas auxiliares trabajarán presuntamente con fuentes de energía fósiles u otros métodos para poder aguantar independientemente en caso de cortes en la línea. Se han tomado como ejemplo los sistemas auxiliares de la Muela II, que son dos sistemas de corriente alterna, uno de 20 kV y otro de menor tamaño, de tan solo 400 V. Además, se contará con un grupo electrógeno en caso de que fallen todos los dispositivos y equipos previstos, capaz de aguantar durante un periodo de tiempo considerado lo suficientemente largo para poder solucionar los fallos de la instalación. (*Boletín Oficial del Estado*, 274, 2006)

Otros dispositivos de seguridad pueden ser sistemas de control y protección como relés, interruptores automáticos u otros; así como sistemas de protección contra incendios y reguladores de frecuencia y sistemas de control necesarios para evitar un descontrol en la alimentación a la turbina que pueda significar alcanzar la velocidad de embalamiento. (*Boletín Oficial del Estado*, 274, 2006)

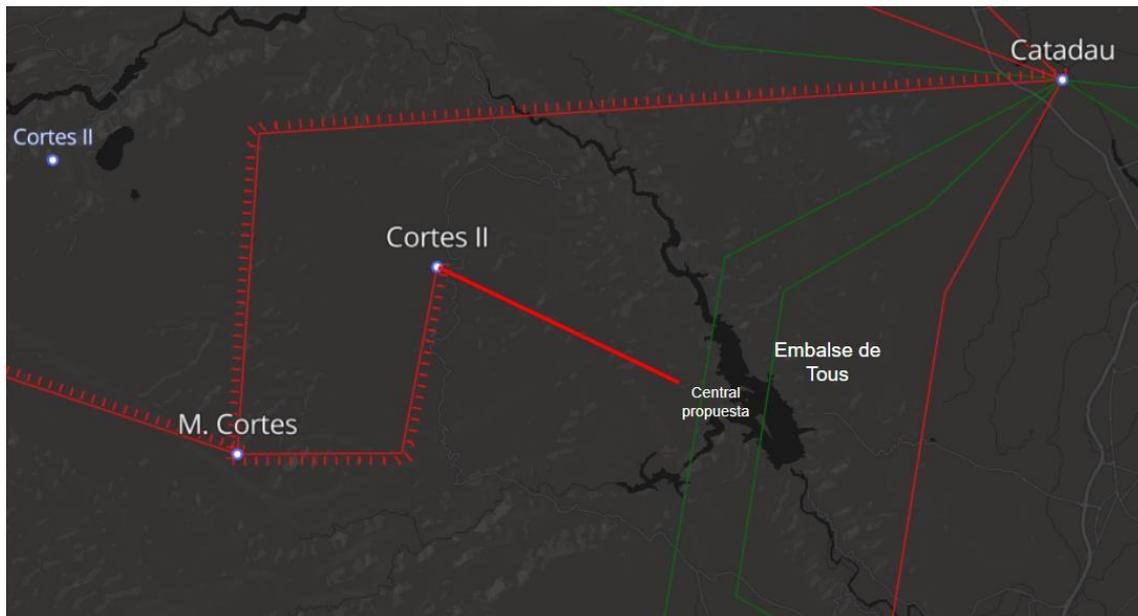
La lista de equipos secundarios se completa con los siguientes sistemas mencionados en el *Boletín Oficial del Estado*, 274, 16 de noviembre de 2006, 12658 a 12659: Transformadores principales de baja tensión, se entiende que son para adaptar la energía de la red a las necesidades de los dispositivos de la central; sistemas de corriente continua, para alimentar a los aparatos que necesiten la electricidad en esta forma; sistema de agotamiento y vaciado; sistema de alimentación a junta de eje; sistemas de aire comprimido; sistema de agua sanitaria; sistemas complementarios eléctricos. Todo este se debe albergar en las cavernas subterráneas.

5.3. *Línea de conexión a la red*

Como ya se ha mencionado en el apartado de los transformadores, se debe conectar la salida de estos dispositivos con las líneas de alta tensión de la Red Eléctrica de España. Para ello se requerirá de cables capaces de soportar la tensión suministrada por los transformadores, que es igual a 400 kV. En un inicio del trayecto, estos cables deberán ir enterrados, lo que supone la necesidad de recubrirlos con material aislante grueso para prevenir posibles inconvenientes, así como conducir estos cables por dentro de conductos cerrados y aislados del terreno. Al llegar al exterior se pretende conducir estos cables por vía aérea, como se realiza de forma habitual en todas las centrales de generación eléctrica. Estas líneas aéreas se deberán comunicar la central con un centro de distribución que se encargue de regular la tensión a los valores necesarios, y distribuir la energía recibida.

Para conocer la subestación eléctrica de alta tensión más cercana, se va a acudir al mapa interactivo de sistemas de transmisión eléctricos de alta tensión creado por los miembros del ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators – Electricity. Este mapa interactivo se puede visualizar de forma gratuita en su página web. En él se encuentra que, la estación más cercana que trabaje con líneas de 400 kV es la estación de Cortes II, como se muestra en la *figura 20*. (ENTSO-E, s. f.)

Figura 20: Mapa de líneas de alta tensión de la zona



Nota. Mapa con las líneas de 400kV en color rojo y las de 220 kV en color verde. Se ha dibujado en rojo el trazado de la línea de alta tensión que debe tener la central proyectada hasta la subestación más cercana. Tomado de *Grid Map*, por ENTSO-E, s.f., (<https://www.entsoe.eu/data/map/#5.73/41.88/2.457>)

En el recorte realizado en el mapa en la *figura 20*, se ha dibujado el trazado que debería tener la línea de alta tensión saliente de la central de bombeo proyectada. Es importante conocer la distancia real entre ambos puntos, ya que el coste del cableado de alta tensión tiene un precio elevado. Para conocer la distancia exacta se recurrirá a la herramienta de medición del Google Earth.

Figura 21: Mapa con la longitud de la línea de alta tensión



Nota. Dibujo sobre el mapa 2D de Google Earth de la distancia que separa la subestación de Cofrentes II con la central diseñada. Tomado de *Google Earth*, por Google, s.f., (<https://earth.google.com/web/>)

El valor obtenido de distancia entre la subestación de Cortes II y la localización de la caverna de transformadores es de diez kilómetros y medio, como se aprecia en la *figura 21*. A lo largo de este tramo las líneas de alta tensión serán aéreas, y conducirán la energía eléctrica con una tensión de 400 kV. En el siguiente apartado se va a modelar la caverna de transformadores, pudiendo especificar así el tramo de línea de alta tensión que debe ir enterrado.

Se inicia el parque eléctrico de alta tensión desde la caverna de transformadores, pero se debe disponer una instalación exterior desde donde empiece el transporte a través de las líneas de alta tensión. Este pequeño parque se debe situar en una superficie más o menos plana próxima a la charca superior, ya que el terreno más próximo al embalse inferior es demasiado escarpado para albergar instalaciones de este tipo. Este parque eléctrico se va a situar a 200 metros de la charca superior, dejando un margen más que considerable entre ambas instalaciones.

6. Dimensionado de las cavernas y galerías

Como ya se ha comentado, la central de bombeo diseñada se realizará enterrada, lo que supone la necesidad de la excavación de grandes espacios para poder albergar todos los equipos tanto hidráulicos como eléctricos y mecánicos necesarios para el funcionamiento de la central. La excavación de los túneles que deben albergar las tuberías es un tema aparte, tratado en su correspondiente apartado. Aquí se va a realizar el dimensionado de las dos grandes cavernas que son necesarias para el funcionamiento de la central. Estas dos cavernas son la de transformadores y la principal, donde se albergan los turbo-grupos conectados a los alternadores correspondientes.

Además de las dos cavernas, se debe realizar el dimensionado de los diferentes accesos con los que debe contar la central, así como todos los túneles que comuniquen las diferentes cavernas y salas de control. Todo ello se realizará con perforaciones en el terreno.

6.1. Marco geológico

El conocimiento del terreno en el que se va a realizar la excavación es algo fundamental. Conocer el entorno en el que se trabaja y el tipo de material que lo conforma va a ayudar tanto en el proceso constructivo como en el “destrutivo”, para seleccionar la maquinaria más adecuada en todo momento. La geología del terreno ya se ha descrito en un apartado previo, pero se pretende volver a hacer hincapié en los factores más esenciales.

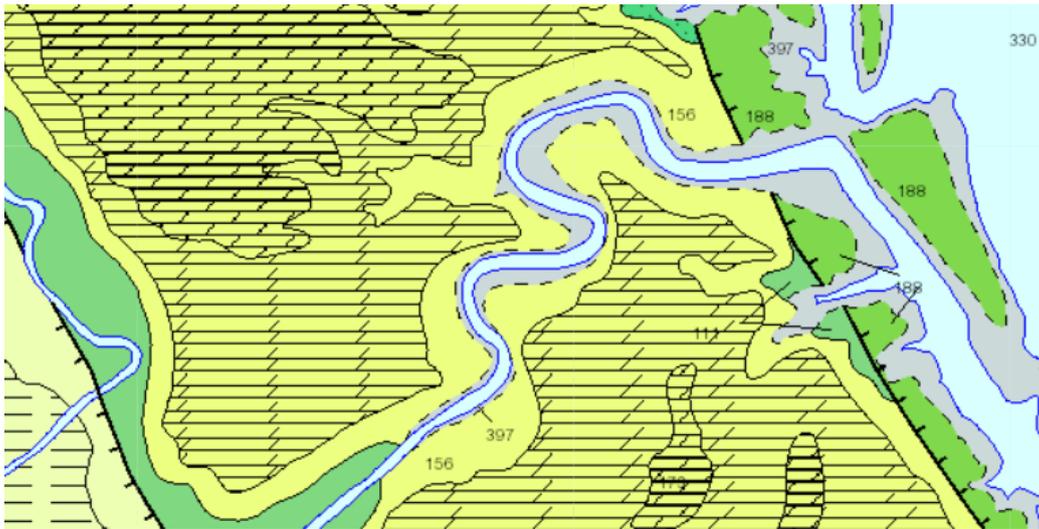
El embalse de Tous está comprendido entre los municipios de Tous y Navarrés. A pesar de esto, en los datos del Instituto Geológico y Minero de España (IGME), el embalse se describe en la hoja número 746 de sus mapas, que se corresponde con la región de Navarrés. En esta plataforma se encuentra información abundante acerca de geología, geomorfología, estratificación y demás parámetros relacionados con el terreno, que son de gran información. (*Geotecnia y Cimientos, S.A. et al., 1980*)

En la hoja de Navarrés se especifica que esta región se encuentra en la parte oriental de la Rama Sur de la Cordillera Ibérica, cercana al Sistema Prebético. Esta zona está principalmente compuesta por elementos y depósitos provenientes principalmente del Jurásico y el Cretácico, a pesar de haber también una pequeña influencia del Triásico. Todos los materiales que componen el terreno se espera que sean carbonatados y arcillas provenientes de un medio que millones de años atrás se encontraba sumergido. (*Geotecnia y Cimientos, S.A. et al., 1980*)

6.2. Estratigrafía

La estratigrafía es el estudio de las rocas y los materiales que las componen. El estudio realizado por el IGME llega a un extremado nivel de profundidad, diferenciando las épocas de formación de cada grupo de materiales y con descripciones amplias de sus procesos formativos y los elementos que las componen. En este estudio simplemente se pretende conocer la zona afectada, sobre la que se quiere realizar la excavación y la construcción. Por ello se va a utilizar el mapa que muestra los materiales de la zona con regiones pintadas de diferentes colores.

Figura 22: Mapa cartográfico de la región estudiada



Nota. Mapa con diferentes colores que indican los materiales principales que componen el terreno y con los que queda definida geomorfológicamente la sección de terreno donde se quiere construir la charca.

Tomado de *Mapa Geológico Continuo de España a escala 1/50.000*, por IGME, s.f.,

(<https://igme.maps.arcgis.com/home/webmap/viewer.html>)

Atendiendo al mapa de la *figura 22*, se distinguen entre tres regiones principales con distintos materiales:

- La región más cercana al volumen de agua, distinguida por su color **gris**, simplemente hace referencia a depósitos aluviales donde es común que en un periodo del año el terreno este cubierto por agua. En resumen, podría simbolizar los límites del terreno que cubre el embalse en función de su nivel de llenado.
- Adyacente a la capa anterior, se encuentra un pequeño margen de color pistacho liso, cuya formación se compone por dolomías bien estratificadas. Este tipo de dolomías bien cristalizadas son características del Jurásico y el Cretácico. Se caracteriza por formar la región más escarpada en la que el terreno tiene una gran pendiente en forma casi de barranco.
- A continuación, se dispone de una capa del mismo color que la anterior pero que dispone de una malla negra que la caracteriza. Esta capa está compuesta por una combinación de dolomías y margas dolomíticas en bancos finos. La alternancia entre dolomías y margas dolomíticas es característica del cretácico inferior y compone un terreno rocoso poco escarpado.

- La última capa más interior es de nuevo de color pistacho y también con una malla, lo que de distinto patrón que la anterior. En este caso el material principal son dolomías y calizas recristalizadas. Las calizas son rocas de composición menos dura que las anteriores y su formación principal también se remonta al Cretácico.

Además de estos componentes principales, se conoce que en este territorio es muy probable contar con series calcáreas compuestas por elementos arcillosos y magras. (*Geotecnia y Cimientos, S.A. et al., 1980*)

6.3. *Caverna principal*

La caverna principal es la más importante de toda la central, ya que es donde se alberga el corazón de la misma. En ella debe haber el espacio suficiente para disponer de los tres turbo-grupos de eje vertical, así como los alternadores que van conectados a ellos. Además, deben poder incluirse todos los sistemas de seguridad necesarios para el correcto funcionamiento de los dispositivos, así como contar con un túnel de ventilación que comunique esta caverna con el exterior.

En la central de la Muela II, la caverna principal tiene unas dimensiones de 115 metros de largo, 18 metros de ancho y 47 metros de alto, atendiendo a los datos conocidos. Estas dimensiones son más que nada orientativas, ya que entre esta central y la que se proyecta en este documento existen marcadas diferencias. (*Iberdrola, 2010*)

En la central desarrollada se han obtenido unas turbinas tipo Francis vertical cuyo diámetro de rodete es igual a 3,4 metros. Esto hace que tanto el primer tramo de la tubería de impulsión, como de aspiración deben tener el mismo tamaño. Al tener los turbo-grupos de eje vertical, esto supone la necesidad de poner de forma adyacente, en altura, los alternadores encargados de generar y consumir la energía eléctrica necesaria. Estos alternadores son de grandes dimensiones, aunque estas no se conocen con exactitud. Se va a suponer que son cuadrados de seis por seis metros, lo que genera una mayor necesidad espacial.

Empezando por la longitud de la caverna, esta se decide atendiendo a la disposición de las turbinas. Estas se disponen en paralelo, significando que la longitud de la caverna debe ser capaz de albergar todos los grupos en una línea recta. El parámetro crítico del conjunto turbina-alternador, son las dimensiones del alternador, equivalentes a seis metros. Con esta distancia y, seleccionando un margen longitudinal entre máquinas igual a ocho metros, para poder disponer todas las válvulas y dispositivos de control, se obtiene una distancia total de:

$$\text{Longitud (m)} = \text{Alt.} + \text{Margen} + \text{Alt.} + \text{Margen} + \text{Alt.} = 6 + 8 + 6 + 8 + 6 = 34 \text{ metros}$$

Adicionalmente a estos 34 metros, también se debe dejar un margen entre los alternadores y las paredes de la caverna, lo que hace un total de 16 metros adicionales, es decir, 50 metros. A este valor se decide añadir un 20% de longitud adicional para albergar todos los dispositivos que sean necesarios, aumentando así el valor total hasta los 60 metros.

En cuanto a la altura, se debe disponer el suficiente espacio como para albergar las turbinas y los alternadores en serie, así como un tramo de la tubería de aspiración en bombeo, que viene en vertical por la parte inferior del turbo-grupo. Así pues, considerando la altura del alternador en seis metros y las dimensiones de la turbina más la tubería inferior en 10 metros, se tendría una altura de 16 metros.

A este valor se le debe añadir la longitud del eje y un margen tanto en la parte superior como la inferior. El eje se ha estimado en 6 metros, la longitud de margen con el techo en 10 metros y la longitud de margen con el suelo de 2 metros. Así pues, la altura total requerida es equivalente a 34 metros.

Finalmente, falta por considerar el ancho de esta caverna. El ancho es el valor menos crítico, ya que los dispositivos no se han dispuesto en paralelo. En este aspecto, basta con tener una capacidad suficiente como para albergar el dispositivo de máximo tamaño, como es el alternador. Este cuenta con un ancho de 6 metros. Se construirá un margen de cuatro metros y medio hacia cada lado de este dispositivo, lo que supone un total de 15 metros de ancho.

Con todos los valores discutidos, queda una caverna principal cuyas dimensiones se corresponden a 60 x 34 x 15 metros con los dispositivos dispuestos como se muestra en el *plano 11*. Esto supone un volumen total a excavar de 28.560 m³. Ahora hace falta conocer las cotas a las que se ubicarán los diferentes dispositivos. En el apartado de las cotas, la única máquina que requiere de un estudio más cuidadoso en este aspecto, es la turbina hidráulica. Es importante seleccionar con criterio la cota del turbo-grupo para evitar posibles fenómenos de cavitación.

La cavitación es un fenómeno que afecta negativamente a las instalaciones hidráulicas. Consiste en la creación espontánea de burbujas de aire en el fluido de trabajo como consecuencia de una bajada de presión puntual. Se pueden producir burbujas cuando el fluido baja por debajo de la denominada presión de vapor. Un vez el flujo se encuentra por debajo de la presión de vapor este se evapora, formando aire en el sistema. Las depresiones suelen venir causadas por un aumento repentino de la velocidad, ya que deben equilibrarse las energías cinética y de presión. Esto suele suceder en las proximidades de la turbina, concretamente a la salida, ya que en la turbina aprovecha la energía potencial del fluido para mover su eje, causando una depresión del flujo a su salida.

Lo que hace que la cavitación sea tan negativa no es la formación de burbujas de aire, sino su colapso. El colapso sucede cuando ese flujo que ha originado burbujas termina por recuperar una presión superior a la de vapor y realiza un cambio de fase de vuelta a líquido de forma repentina. Las consecuencias negativas suceden cuando el colapso se produce en contacto con las paredes de la tubería, causando un desgaste en ella. El principal problema es que, una vez las burbujas colapsan en la pared, esta zona tiende a atraer futuras burbujas y las explosiones se concentran en una misma región, llegando a causar agrietamientos y rotura.

La sección más afectada no es, como se ha presupuesto, la salida de la turbina, sino que realmente esta sección se encuentra dentro del propio rodete. El rodete está compuesto por álabes con perfiles dinámicos que permiten una mejor conducción del flujo. En los álabes se debe distinguir entre la cara activa y la inactiva, siendo la primera la cara con sobrepresión y baja velocidad, mientras que la inactiva es la cara anterior que recibe el aumento de velocidad del flujo y, por tanto, se encuentra en depresión. Esto hace que, la cara activa sea la que puede sufrir de cavitación ya que es la cara en la que, las posibles burbujas generadas en depresión, pueden colapsar y agrietar el álabe. Como primera medida para evitar la cavitación, se debe disponer la turbina en una cota inferior a la de aspiración, ya que sino la presión en la cara inactiva del álabe puede llegar a alcanzar valores por debajo de la presión de vapor.

Además de esto, existen dos formas de establecer si se va a producir este fenómeno o no. En primer lugar, se pueden utilizar las conocidas como alturas netas de succión positiva o NPSH. Estas curvas se deducen de la ecuación de Bernoulli entre el punto de menor presión y la descarga. Llegando al final de la ecuación se obtienen dos términos, uno a cada lado de la igualdad, que hacen referencia a la NPSH disponible y la requerida.

El valor de la NPSH disponible es fácil de conocer ya que depende de parámetros de la propia instalación, que son conocidos, mientras que la requerida la debe aportar el fabricante ya que su obtención es empírica. Para confirmar que no se produce el fenómeno de la cavitación en el sistema debería suceder que $NPSH_d$ sea mayor a $NPSH_r$, pero, al no poder disponer de los datos de la curva NPSH requerida, se va a optar por evaluar la cavitación mediante el otro método.

El otro modo de evaluar la cavitación es mediante el conocido como parámetro de cavitación. Este valor se obtiene de tablas normalizadas que dependen del valor de la velocidad característica, n_s . En este caso, la condición que se debe cumplir para evitar la cavitación es la siguiente:

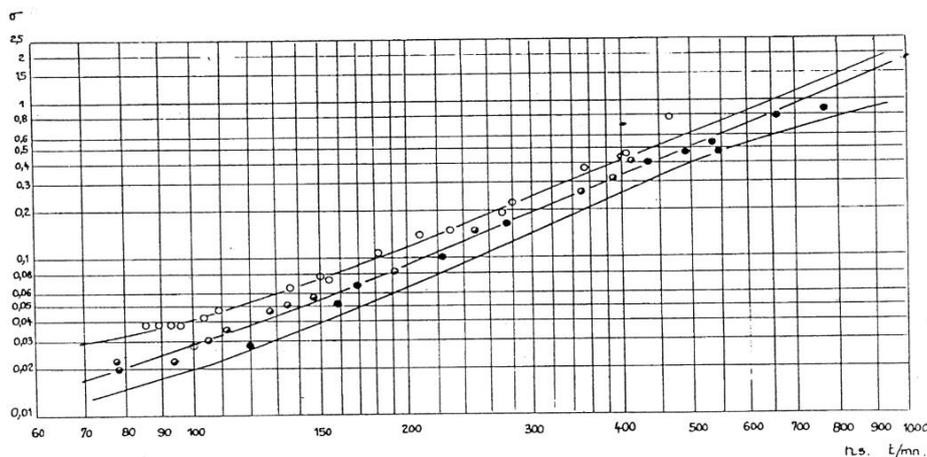
$$\frac{\frac{p_{atm}}{\gamma} - H_s - \frac{p_v}{\gamma}}{H_n} > \sigma_{crítico}$$

En esta expresión aparecen los siguientes parámetros:

- P_{atm}/γ : presión atmosférica dividido el peso específico del agua. Este valor, realmente, hace referencia a la presión atmosférica expresada en metros de columna de agua, es decir, 10 mca.
- H_s : se corresponde con la altura necesaria en la aspiración de la bomba o, en su caso, de la descarga de la turbina.
- P_v/γ : presión de vapor dividido el peso específico. La presión de vapor del agua en condiciones normales adopta un valor de 0,33 mca.
- H_n : salto neto disponible en la instalación, en turbinado. Este parámetro es igual a los 260,48 metros de columna de agua, como se ha visto anteriormente.

El valor que se quiere conocer es el de la altura necesaria en la aspiración. Para ello es necesario conocer la σ crítica de la instalación. Para ello se utiliza el *gráfico 9* que relaciona este valor con el de la velocidad característica.

Gráfico 9: Parámetro de cavitación σ



Nota. Curva con la evolución del parámetro de cavitación frente al parámetro adimensional de la velocidad característica. Tomado de *Tema 4: Turbinas Hidráulicas*, por Bayón A., 2022, diapositivas de la asignatura Máquinas Hidráulicas

La velocidad característica, n_s , se ha calculado en el apartado del dimensionado de las máquinas hidráulicas, obteniendo un valor igual a 143,59 rpm. De la gráfica anterior se toma como valor límite el obtenido con la recta superior de las tres disponibles. Entonces, con el n_s conocido, se deduce que la sigma crítica que le corresponde, tiene un valor igual a **0,075**. Con este parámetro conocido ya se puede proceder al cálculo de la altura de aspiración.

$$H_s = \frac{p_{atm}}{\gamma} - \frac{p_v}{\gamma} - \sigma_{crítico} \cdot H_n = 10 - 0,33 - 260,48 \cdot 0,075 = -9,866 \text{ m}$$

Tras el cálculo se ha obtenido que la altura de la turbina se debe encontrar como mínimo, 10 metros por debajo de la cota de toma del embalse inferior. En base a esto, es siempre recomendable añadir un margen de seguridad que en algunas instalaciones adopta un valor de entre dos y tres metros. En este caso, al tratarse de una instalación tan costosa, se decide situar la maquinaria hidráulica a 20 metros debajo de la toma del embalse inferior, es decir, a una cota de 50 metros sobre el nivel del mar. Esto deja una cota del nivel superior de la caverna en 72 metros, y la del suelo en 38 metros sobre el nivel del mar. En el fondo se deben colocar galerías de drenaje para las turbomáquinas.

6.4. Caverna de transformadores

La caverna de transformadores simplemente va a albergar estos equipos eléctricos y va a tener que comunicar las líneas de alta tensión con el exterior. Será una sala más pequeña que la caverna principal, pero es importante que esté bien acondicionada y refrigerada, ya que los transformadores juegan un papel esencial en el transporte de la energía generada.

En la central de la Muela II, las dimensiones de la caverna de transformadores son de 9 x 17 x 13 metros. Las dimensiones anteriores insinúan que los transformadores se disponen en paralelo, al requerir de más ancho que largo. En base a estas dimensiones, y dado que la central dimensionada en este proyecto cuenta con un transformador menos, se va a construir una caverna de transformadores con la misma longitud y la misma altura, pero disminuyendo el ancho proporcionalmente a tener una máquina menos. Esto hace que la caverna de transformadores quede con unas medidas de 9 x 13 x 13 metros.

Esta caverna se debe ubicar a la misma altura que los alternadores, ya que la energía, ya sea la generada o la consumida, se debe desplazar entre alternadores y transformadores mediante el uso de cableado eléctrico. Es por esto que la caverna de transformadores tendrá una cota inferior igual a la de los alternadores de la caverna principal, es decir, de 56 metros sobre el nivel del mar. Cabe mencionar que esta caverna se realizará en paralelo con la principal para poder conducir los cables de forma sencilla y con el menor recorrido posible. Se dejará un margen entre ambas cavernas de 15 metros de largo. Se comunican ambas cavernas mediante una galería de 4 metros de diámetro encargada de conectar las líneas de alta tensión entre transformadores y alternadores.

De la caverna de transformadores se va a construir una galería que se encargue de conducir el cableado de alta tensión hasta el exterior. Para garantizar el paso de todas las líneas de forma correcta y adecuada se propone realizar un conducto de 4 metros de diámetro que se deberá aislar de forma adecuada. Con los planos se ha realizado un trazado adecuado, considerando que el parque eléctrico exterior se ha ubicado a 200 metros de la charca superior. Así, se ha podido dibujar la galería con una inclinación de 34° y una longitud total de 457 metros.

6.5. Otras conducciones y galerías

Adicionalmente a las dos cavernas principales se debe tener en consideración la excavación de todas las demás galerías que completan la central. Estas galerías comprenden desde los conductos en los que se albergan las tuberías, hasta túneles de acceso o pozos de achique.

Para empezar, se deben perforar túneles que alberguen los tramos de tubería necesarios. Como ya se ha definido en el apartado del dimensionado de las tuberías, se va a contar con dos tuberías en paralelo, para las que se deben excavar túneles de 671 metros de longitud con un diámetro de 4,5 y 5,5 metros respectivamente. Se debe añadir la excavación del último tramo de tubería que cuenta con una longitud de 30 metros y un diámetro de 5 metros, por lo que la excavación se deberá realizar con un diámetro superior de 6 metros. A estos dos tramos se deben añadir los tramos de conexión con la turbina, que cuentan con una tubería de diámetro igual al de las máquinas hidráulicas, es decir, 3,4 metros. Su longitud no es conocida, se hará adaptando la obra a los planos. Se prevé que, entre los dos tramos, entrada y salida, sumen un total no superior a los 35 metros.

Es primordial construir un acceso a la central desde el exterior. Este acceso se va a realizar en la cota superior, por lo que se va a necesitar de un ascensor que descienda la cota necesaria hasta llegar a la central. El hueco para el ascensor se pretende realizar cerca de la charca superior, a una cota cercana a los 330 metros, por lo que el ascensor, al tener que bajar hasta una cota de 50 metros, deberá saldar una altura de 280 metros. Este hueco será cuadrado de diez por diez, dejando espacio suficiente para las guías, la cabina y todos los cables que permitan su funcionamiento. Al llegar a la cota deseada se deberá construir una galería que comunique esta bajada con ambas cavernas para realizar operaciones de mantenimiento y de control. Esta galería contará con una longitud aproximada de 550 metros y un tamaño cuadrado de 6 x 6.

También se deben comunicar las dos cavernas. Esto se hará mediante una galería de 40 metros de longitud y unas dimensiones cuadradas de 6 x 6. Finalmente, se deben realizar pozos de achique y de acceso situados en la caverna principal, para el correcto drenaje y mantenimiento de las máquinas hidráulicas, así como puentes de acceso para la regulación de las válvulas.



- Anexo II: Estudio económico

En esta sección del presente proyecto se pretende realizar un análisis económico de varios de los parámetros críticos y característicos para determinar la viabilidad económica del proyecto. El principal enfoque se va a realizar sobre el precio de la energía eléctrica y sus oscilaciones, mientras que paralelamente se van a analizar los precios normalizados en instalaciones de centrales hidroeléctricas.

1. Estudio del precio de la electricidad y balance compra-venta

La electricidad adquiere uno de los valores más variables a lo largo del tiempo, llegando a experimentar grandes cambios incluso en periodos extremadamente cortos. Conocer con exactitud el precio de este factor es imposible ya que depende de una infinidad de factores que están fuera del alcance de las partes implicadas en el comercio de este producto. Como ya se ha mencionado en la parte introductoria de la memoria, el mercado eléctrico de mayoristas se divide en el diario y los intradiarios continuo y de subasta. El diario preestablece los precios de la electricidad 24 horas antes de que esta salga al mercado, mientras que los intradiarios se producen en instantes establecidos del día en los que se pueden producir negociaciones extraordinarias para ajustar los excedentes o los faltantes.

La extremada complejidad del mercado eléctrico hace que el estudio económico del precio de la electricidad sea difícil, por lo que se va a realizar el estudio cercando los precios a la oscilación anual del 2021, además de hacerse una serie de suposiciones que se tomarán como válidas a la hora de analizar este parámetro. Para conocer valores exactos de los costes de la electricidad en España, se ha recurrido a la base de datos del Operador del Mercado Eléctrico Ibérico de Energía, donde se pueden encontrar valores históricos tanto de Portugal como de España. En sus datos históricos reúnen valores de coste tanto por meses como por años, para los tres tipos de mercados existentes, así como para las negociaciones con mercados internacionales. (OMIE, s. f.-b)

En este estudio lo que se ha buscado ha sido obtener máximos y mínimos diarios del último año para así poder tener una idea de los valores máximos y mínimos promedio mensuales. Conocidos estos valores se ha presupuesto que la energía generada en turbinación se ha vendido al precio máximo; mientras que la consumida en bombeo se ha comprado al precio promedio mínimo. Esto es bastante aproximado ya que puede ser que la diferencia sea incluso mayor, ya que en gran medida se busca bombear cuando hay un gran superávit en el mercado que permite encontrar precios de compra incluso similares al céntimo de euro por megavatio hora. El proceso de obtención de los valores promedio máximos y mínimos de cada mes se ha realizado siguiendo los siguientes pasos: (OMIE, s. f.-b)

- Primero se han consultado los informes mensuales de cada mes del año 2021, de enero a diciembre. En estos informes aparece el valor promedio del precio eléctrico, pero no aparecen los promedio máximos y mínimos, que son los valores buscados, ya que si se utilizara el mismo valor de compra y de venta de la energía una central de este tipo no tendría sentido. Lo que sí aparece en los informes mensuales es una tabla con todos los días del mes y el precio de la energía eléctrica para cada hora del día. Los valores promedio establecidos en esta tabla ya contemplan el precio de todos los tipos de mercado, así como las comisiones, peajes y posibles recargos. (OMIE, s. f.-b)

Tabla 50: Variación del precio de la energía eléctrica durante el mes de julio de 2021

Día	H01	H02	H03	H04	H05	H06	H07	H08	H09	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24
1	95,7	94,3	93,6	94,8	94,4	94,3	94,4	101,0	104,3	105,1	103,8	100,5	100,7	92,8	87,3	86,9	86,3	92,1	98,5	101,6	103,0	102,4	101,7	94,2
2	101,5	101,4	101,3	102,2	102,3	102,7	104,9	113,6	115,6	113,1	107,6	103,7	102,7	98,5	94,3	89,1	85,2	96,4	103,3	106,6	110,4	112,7	112,2	102,7
3	98,7	99,4	96,3	99,9	100,8	99,9	98,9	99,7	102,4	100,3	97,3	95,2	95,4	95,8	91,3	78,6	79,1	87,8	96,0	101,3	103,6	111,1	111,9	103,4
4	96,7	90,6	84,5	80,6	76,4	77,1	80,3	81,1	85,2	83,3	77,9	80,8	81,1	76,7	72,8	70,9	62,9	68,4	74,0	84,2	103,6	106,6	106,7	101,4
5	96,5	93,9	91,7	91,1	91,4	94,4	98,2	104,0	109,8	107,8	105,0	103,9	101,7	98,1	92,8	88,6	84,8	83,4	84,8	99,6	110,1	111,2	107,4	97,1
6	99,4	94,9	91,4	91,9	92,5	92,1	94,9	103,2	104,2	101,8	99,1	97,3	98,9	100,5	92,7	85,5	82,1	82,3	96,3	106,0	111,4	111,6	106,5	103,2
7	98,9	96,0	94,1	94,0	95,0	94,7	99,0	110,5	115,0	109,4	106,1	102,9	100,0	100,4	98,8	97,0	98,1	100,8	104,5	107,5	110,8	113,9	112,2	105,8
8	94,2	88,3	82,4	80,9	81,5	85,2	91,9	98,6	104,2	105,7	105,5	104,6	103,3	100,1	96,0	93,1	92,7	96,9	98,5	103,3	104,5	105,0	106,5	98,4
9	94,5	90,3	88,5	88,6	89,2	90,9	94,8	101,4	109,2	105,7	101,7	99,7	97,8	94,5	92,4	88,0	84,5	89,8	97,5	100,6	101,3	101,6	98,4	93,7
10	96,2	96,3	96,1	96,3	96,1	96,0	96,1	94,3	91,1	89,1	85,3	87,7	87,8	90,5	89,5	78,2	75,9	84,5	96,5	102,3	105,2	106,8	103,8	98,5
11	102,0	101,8	103,6	100,1	100,7	101,5	101,1	100,3	98,1	98,1	96,5	94,1	83,7	79,4	77,3	76,3	73,5	77,8	84,4	96,9	103,2	107,7	106,9	102,7
12	97,3	87,3	78,3	76,6	77,5	80,9	101,4	110,4	111,5	107,4	102,3	96,7	96,0	92,2	91,1	79,6	79,1	78,9	80,4	81,6	96,7	109,9	106,7	99,2
13	92,6	87,7	84,4	84,7	86,8	92,2	100,9	105,9	110,4	107,1	105,4	101,6	104,4	103,7	100,1	97,8	96,8	102,1	105,2	107,0	110,3	109,1	103,5	98,4
14	104,0	101,6	94,0	91,9	84,0	83,4	92,5	95,2	95,7	94,3	90,7	98,3	100,8	93,4	80,4	78,1	76,9	76,7	78,2	82,2	100,9	100,7	93,5	82,2
15	83,3	75,3	73,7	72,6	73,3	72,9	76,1	78,9	94,5	92,3	94,9	96,5	98,1	94,4	98,8	97,8	98,0	97,1	97,8	101,1	101,0	101,7	99,1	93,3
16	89,4	78,2	75,0	74,2	74,6	79,0	91,9	100,3	104,6	103,4	97,6	93,7	93,1	94,8	93,8	89,1	85,0	86,6	94,0	101,9	104,7	102,0	98,3	86,8
17	96,2	92,9	90,8	90,3	91,5	90,6	86,3	88,0	92,7	92,4	92,1	94,2	95,2	97,9	97,8	93,0	88,8	88,3	86,8	92,6	100,6	105,8	105,5	99,6
18	96,7	92,8	85,5	91,0	91,3	91,1	90,2	90,1	78,5	77,1	74,4	74,2	73,4	74,7	76,0	47,4	11,3	26,7	62,9	78,9	92,2	103,1	104,5	102,2
19	101,2	99,1	96,3	96,5	95,4	97,7	97,7	101,3	106,8	100,9	96,9	97,8	100,1	101,8	101,4	100,6	99,8	98,8	102,6	111,5	114,7	115,4	106,4	99,5
20	102,6	101,0	96,1	95,6	98,7	100,9	101,9	113,8	117,0	104,4	102,0	101,5	102,3	103,8	102,0	100,6	100,6	100,6	100,0	109,7	114,7	115,8	107,7	103,7
21	111,5	110,7	109,4	107,8	108,7	109,8	110,9	110,9	111,3	108,6	105,7	105,5	107,0	107,0	105,9	104,1	102,2	101,4	103,7	111,4	113,7	112,4	110,2	106,2
22	106,8	103,3	101,8	100,9	101,3	101,9	103,3	106,6	108,5	108,8	106,3	104,7	105,2	103,8	101,8	99,1	97,6	96,9	98,5	106,5	110,7	110,2	110,2	107,8
23	107,6	107,1	104,3	101,5	100,9	100,7	105,8	110,1	112,0	108,8	103,0	98,6	93,1	82,1	80,8	79,1	78,7	87,5	95,8	103,4	108,1	106,2	109,5	103,6
24	99,0	96,8	92,2	91,2	92,3	95,2	97,9	97,3	99,6	98,3	96,6	93,5	90,1	95,0	88,4	79,9	74,5	80,0	87,4	92,3	102,9	108,1	110,5	107,4
25	106,6	102,9	99,2	99,8	96,3	97,2	99,3	98,3	98,7	93,3	85,9	87,8	90,3	95,8	92,8	85,3	79,4	79,1	83,6	90,4	102,4	114,6	114,6	111,3
26	99,8	94,9	90,2	90,5	90,0	92,1	98,1	100,5	104,9	102,4	100,8	102,4	105,9	107,4	106,7	107,0	107,2	105,9	107,6	110,8	113,4	110,8	108,3	105,9
27	105,9	103,8	101,4	100,3	100,0	97,7	102,9	106,1	106,6	107,0	104,0	103,7	104,0	102,0	100,9	99,0	95,8	91,8	100,0	102,6	102,3	104,0	103,6	98,9
28	87,6	85,4	79,9	80,3	77,8	83,1	100,8	104,3	106,4	106,8	104,4	106,9	112,5	109,3	106,8	106,2	105,1	105,2	101,0	101,5	104,1	105,3	103,1	97,8
29	102,8	99,1	99,6	100,5	100,5	102,1	104,8	105,7	106,8	106,7	103,3	102,1	104,2	102,3	96,8	89,3	90,5	94,8	95,8	100,3	107,3	111,6	111,0	105,9
30	106,3	106,7	103,6	102,9	101,5	98,0	106,6	109,5	110,1	107,7	105,0	104,0	103,9	102,5	102,4	95,5	82,4	76,3	74,7	78,5	98,5	107,6	107,9	99,2
31	81,3	81,7	79,8	81,1	79,9	79,5	80,7	78,5	78,6	74,4	65,0	62,6	63,1	65,3	55,7	25,1	9,4	20,6	58,0	73,1	79,3	85,0	85,7	85,3

Nota. Tabla con los valores del precio de la energía eléctrica promedio de todos los tipos de mercado, para cada hora de todos los días del mes de Julio. Tomado de *Informes Mensuales*, por OMIE, s.f., (<https://www.omie.es/es/publicaciones/informes-mensuales>)

La *tabla 50* es un ejemplo, aunque no se lea demasiado bien, de cómo se plasma el precio de la electricidad para cada hora del día durante todos los días del mes que, en este caso, es julio. De tablas como esta, pero para cada uno de los meses del 2021, se han ido extrayendo los valores máximos y mínimos de cada día para realizar posteriormente un promedio máximo y mínimo mensual. A continuación, se muestra el ejemplo de la toma de datos inicial que se ha realizado para todos los meses. En este caso, se reflejan tan solo algunos datos del mes de julio en la *tabla 51*. (OMIE, s. f.-b)

Tabla 51: Valores máximos y mínimos del precio de la energía eléctrica durante el mes de julio de 2021

	Máximo (€/MWh)	Mínimo (€/MWh)
01/07/2021	105,1	86,3
02/07/2021	115,6	85,2
03/07/2021	111,9	78,6
04/07/2021	106,7	62,9
05/07/2021	111,2	83,4
06/07/2021	111,6	82,1
07/07/2021	115	94
08/07/2021	106,5	80,9
09/07/2021	109,2	84,5
10/07/2021	106,8	75,9
11/07/2021	107,7	73,5
12/07/2021	111,5	76,6
13/07/2021	110,3	84,4
14/07/2021	104	76,7
15/07/2021	101,7	72,6

Nota. Valores recogidos de la Tabla 52, recogiendo los máximos y mínimos diarios a lo largo de cada mes para obtener los promedios máximos y mínimos mensuales. Adaptado de *Informes Mensuales*,

OMIE, s.f. (<https://www.omie.es/es/publicaciones/informes-mensuales>).

- Una vez conocidos los promedios máximos y mínimos de cada mes, se ha decidido revisar el número de días de entre semana y de fin de semana que hubo durante los meses del 2021 ya que, como se ha mencionado en los horarios de trabajo, las horas de turbinado y de bombeo diarias son distintas según sean días lectivos o no lectivos. A raíz de estas consideraciones se ha obtenido la *tabla 52*. (OMIE, s. f.-b)

Tabla 52: Valores máximos y mínimos promedio del precio de la energía eléctrica durante 2021

Mes	Valores promedio			Días entre semana	Días Fin de semana
	Máximo (€/MWh)	Mínimo (€/MWh)	Medio (€/MWh)		
Enero	89,71	46,49	68,10	21	10
Febrero	59,17	18,24	38,70	20	8
Marzo	71,37	38,38	54,87	23	8
Abril	85,42	57,02	71,22	22	8
Mayo	91,33	56,17	73,75	21	10
Junio	97,77	72,59	85,18	22	8
Julio	109,16	78,24	93,70	22	9
Agosto	128,19	94,70	111,45	22	9
Septiembre	184,35	132,69	158,52	22	8
Octubre	260,48	163,56	212,02	21	10
Noviembre	246,86	162,43	204,65	22	8
Diciembre	309,30	191,37	250,33	23	8
Promedio anual	144,43	92,66	118,54		

Nota. Valores promedio máximos y mínimos del coste de energía eléctrica en €/MWh para todos los meses del 2021, así como el número de días entre semana y de fin de semana para cada mes. Elaboración propia.

- Finalmente, conocidos tanto los promedios mensuales, como los días de entre semana y de fin de semana de cada mes, se puede proceder al cálculo de los ingresos generados en turbinado y del consumo realizado en bombeo. Para ello se va a aplicar la siguiente fórmula:

$$\text{Ingresos (€)} = \text{Precio}_{\text{máximo}} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) \cdot \text{Potencia turbinado (MW)} \cdot \text{Días} \cdot \frac{\text{horas}}{\text{día}}$$

$$\text{Gastos (€)} = \text{Precio}_{\text{mínimo}} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) \cdot \text{Potencia bombeo (MW)} \cdot \text{Días} \cdot \frac{\text{horas}}{\text{día}}$$

De las dos fórmulas se conocen tanto la potencia de turbinado como la de bombeo, así como el número total de horas diarias que se trabaja en cada uno de los modos de operación, en función de si se está en fin de semana o entre semana. Con todo ello, se procede al cálculo de los ingresos y los gastos realizados cada mes, así como un valor total, reflejados en las *tablas 53 y 54*.

Tabla 53: Ingresos generados por la producción de energía eléctrica durante 2021

TURBINADO

Potencia (MW) | 331,76

Mes	Precio venta	Entre semana			Fin de semana		
	Máximo (€/MWh)	Días	Horas/día	Ingresos	Días	Horas	Ingresos
Enero	89,71	21	8	5.000.209,67 €	10	6	1.785.789,17 €
Febrero	59,17	20	8	3.140.952,02 €	8	6	942.285,61 €
Marzo	71,37	23	8	4.356.561,02 €	8	6	1.136.494,18 €
Abril	85,42	22	8	4.987.400,28 €	8	6	1.360.200,08 €
Mayo	91,33	21	8	5.090.375,61 €	10	6	1.817.991,29 €
Junio	97,77	22	8	5.708.766,84 €	8	6	1.556.936,41 €
Julio	109,16	22	8	6.373.901,54 €	9	6	1.955.628,88 €
Agosto	128,19	22	8	7.485.002,17 €	9	6	2.296.534,76 €
Septiembre	184,35	22	8	10.764.346,89 €	8	6	2.935.730,97 €
Octubre	260,48	21	8	14.518.245,68 €	10	6	5.185.087,74 €
Noviembre	246,86	22	8	14.414.096,15 €	8	6	3.931.117,13 €
Diciembre	309,30	23	8	18.880.662,80 €	8	6	4.925.390,29 €
			Total	100.720.520,66 €		Total	29.829.186,50 €

Total Venta | 130.549.707,16 €

Nota. Cálculo de los ingresos generados tanto durante la semana como en fin de semana con las operaciones de turbinado y con el máximo precio de venta promediado. Elaboración propia.

Tabla 54: Gastos generados por el consumo de energía eléctrica durante 2021

BOMBEO

Potencia (MW) | 315,38

Mes	Precio Compra	Entre semana			Fin de semana		
	Mínimo (€/MWh)	Días	Horas/día	Coste	Días	Horas	Ingresos
Enero	46,49	21	10	3.078.831,12 €	10	13,325	1.953.591,65 €
Febrero	18,24	20	10	1.150.280,97 €	8	13,325	613.099,76 €
Marzo	38,38	23	10	2.783.962,01 €	8	13,325	1.290.305,87 €
Abril	57,02	22	10	3.956.137,23 €	8	13,325	1.916.928,31 €
Mayo	56,17	21	10	3.719.999,68 €	10	13,325	2.360.428,37 €
Junio	72,59	22	10	5.036.324,25 €	8	13,325	2.440.328,02 €
Julio	78,24	22	10	5.428.259,52 €	9	13,325	2.959.018,29 €
Agosto	94,70	22	10	6.570.850,74 €	9	13,325	3.581.860,34 €
Septiembre	132,69	22	10	9.206.741,16 €	8	13,325	4.461.084,58 €
Octubre	163,56	21	10	10.832.845,19 €	10	13,325	6.873.698,20 €
Noviembre	162,43	22	10	11.270.209,43 €	8	13,325	5.460.928,75 €
Diciembre	191,37	23	10	13.881.552,44 €	8	13,325	6.433.797,78 €
			Total	76.915.993,73 €		Total	40.345.069,92 €

Total Compra | 117.261.063,65 €

Nota. Cálculo de los gastos realizados tanto durante la semana como en fin de semana con las operaciones de bombeo y con el mínimo precio de venta promediado. Elaboración propia.

Una vez realizado el análisis, se obtiene un cierto margen de beneficio entre lo generado y lo consumido, que se puede calcular simplemente restando el total vendido con el total comprado. De esta manera queda un beneficio igual a:

$$\begin{aligned} \text{Beneficio (€)} &= \text{Ingresos (€)} - \text{Gastos (€)} \\ &= 130.549.707,16 - 117.261.063,065 = 13.288.643,51 \end{aligned}$$

El valor obtenido en cuanto a beneficios es bastante adecuado, aunque es posible que con los costes que supone el mantenimiento de la instalación, este valor de beneficio se reduzca. Esto se puede deber a que la energía hidroeléctrica es una de las que más participación tiene en los mercados intradiarios, debido a la rápida y fácil capacidad de reacción y puesta en marcha que tiene. Esto supone que, se pueden aprovechar los momentos de pico de coste para vender y momentos en los que el superávit energético es tal que la energía se puede comprar a coste casi nulo. Esto no se plasma en los valores promedio calculados a partir de las tablas de valores que consideran medias entre todos los mercados y con todos los recargos adicionales.

Además, se observa un crecimiento notable del coste energético a lo largo del tiempo. A pesar de no haberse reflejado datos de años anteriores, sí que se han consultado en la base de datos del OMIE, y se ha observado una tendencia al alza con el avance de los años. Esto incluso se puede percibir analizando los propios valores del 2021, en los que se observa que el valor medio promedio del coste de la electricidad no ha hecho más que crecer a lo largo de los últimos meses, a pesar de observar un pequeño bajón en febrero y marzo. Esta crecida de los precios no es exponencial en cuanto a máximos y mínimos, sino que observa una tendencia a tener cada vez una diferencia entre ambos valores mayor. Esto supone que, al existir más diferencia entre ambos precios, los beneficios obtenidos cada vez serán mayores, ya que se obtendrán más ingresos y se realizarán menos gastos. Esto se quiere reflejar de alguna manera, para así considerarlo en estudio de viabilidad y poder calcular con mayor precisión el periodo de la amortización de la inversión. (OMIE, s. f.-b)

Para considerar las oportunidades en el mercado intradiario en la compra energética, se establece un beneficio total un 10% mayor al obtenido. En cuanto a considerar el aumento progresivo que tiene el coste energético, se decide que el beneficio aumente un 0,65% cada año que pasa, gracias a la generación de más ingresos con el paso del tiempo. En la *tabla 55* se muestra el progreso de los beneficios obtenidos a lo largo de los años:

Tabla 55: Beneficios anuales exclusivos de la compra-venta energética entre 2022 y 2114

Aumento beneficio/año		0,65%			
AÑO	Beneficio	AÑO	Beneficio	AÑO	Beneficio
2022	14.617.507,86	2053	17.869.010,01	2084	21.843.772,67
2023	14.712.521,66	2054	17.985.158,57	2085	21.985.757,19
2024	14.808.153,06	2055	18.102.062,10	2086	22.128.664,61
2025	14.904.406,05	2056	18.219.725,51	2087	22.272.500,93
2026	15.001.284,69	2057	18.338.153,72	2088	22.417.272,19
2027	15.098.793,04	2058	18.457.351,72	2089	22.562.984,46
2028	15.196.935,19	2059	18.577.324,51	2090	22.709.643,85
2029	15.295.715,27	2060	18.698.077,12	2091	22.857.256,54
2030	15.395.137,42	2061	18.819.614,62	2092	23.005.828,71
2031	15.495.205,82	2062	18.941.942,12	2093	23.155.366,59
2032	15.595.924,65	2063	19.065.064,74	2094	23.305.876,48
2033	15.697.298,16	2064	19.188.987,66	2095	23.457.364,67
2034	15.799.330,60	2065	19.313.716,08	2096	23.609.837,54
2035	15.902.026,25	2066	19.439.255,23	2097	23.763.301,49
2036	16.005.389,42	2067	19.565.610,39	2098	23.917.762,95
2037	16.109.424,45	2068	19.692.786,86	2099	24.073.228,41
2038	16.214.135,71	2069	19.820.789,98	2100	24.229.704,39
2039	16.319.527,59	2070	19.949.625,11	2101	24.387.197,47
2040	16.425.604,52	2071	20.079.297,67	2102	24.545.714,25
2041	16.532.370,95	2072	20.209.813,11	2103	24.705.261,40
2042	16.639.831,36	2073	20.341.176,89	2104	24.865.845,59
2043	16.747.990,27	2074	20.473.394,54	2105	25.027.473,59
2044	16.856.852,20	2075	20.606.471,61	2106	25.190.152,17
2045	16.966.421,74	2076	20.740.413,67	2107	25.353.888,16
2046	17.076.703,49	2077	20.875.226,36	2108	25.518.688,43
2047	17.187.702,06	2078	21.010.915,33	2109	25.684.559,91
2048	17.299.422,12	2079	21.147.486,28	2110	25.851.509,55
2049	17.411.868,37	2080	21.284.944,94	2111	26.019.544,36
2050	17.525.045,51	2081	21.423.297,09	2112	26.188.671,40
2051	17.638.958,31	2082	21.562.548,52	2113	26.358.897,76
2052	17.753.611,53	2083	21.702.705,08	2114	26.530.230,60

Nota. Cálculo de los beneficios exclusivamente considerando la compra-venta energética, habiendo añadido un 10% al primer año y con un aumento anual del 0,65%. Elaboración propia.

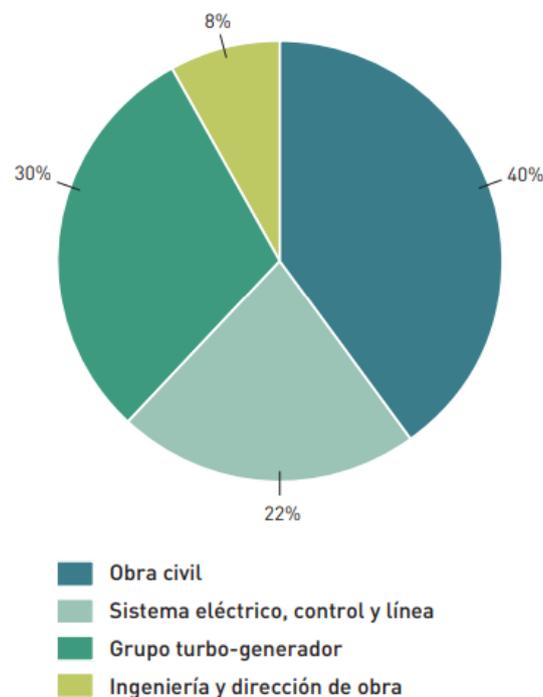
Este es el beneficio considerando únicamente la explotación de la central, es decir, considerando solo la compra-venta de la electricidad generada y consumida. A este beneficio se le deberá restar el debido coste de operación y mantenimiento anual que requiera la central.

2. Datos económicos estándar en una central hidroeléctrica

Conocer los costes, tanto de inversión inicial, como de operación y mantenimiento de una central hidroeléctrica es algo bastante característico de la instalación realizada, pero que, en líneas generales, se puede conocer. Estos datos se van a extraer del *Plan de Energías Renovables 2011-2021*, donde se recopila mucha información de las distintas formas de obtención de energía renovables, entre ellas la energía hidroeléctrica. Este plan se realiza cada década por el *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía*. (IDAE, 2011)

Acudiendo a la sección de centrales hidroeléctricas del documento publicado por IDAE (2011), se obtienen los siguientes datos:

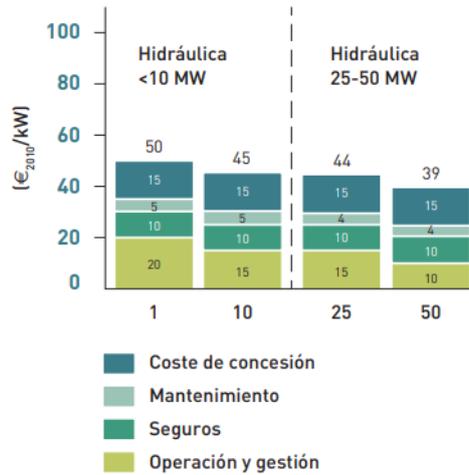
Gráfico 10: Distribución porcentual de la inversión en una central hidroeléctrica



Nota. Datos porcentuales de lo que cuesta cada una de las partes principales de una central, respecto al coste total de la inversión realizada. Tomado de *Plan de Energías Renovables 2011-2020*, por IDAE., 2011

(https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_11227_per_2011-2020_def_93c624ab.pdf)

Gráfico 11: Costes de operación y mantenimiento para centrales hidroeléctricas



Nota. Costes en €/kW de las acciones de operación y mantenimiento a realizar en una central hidroeléctrica según sea su potencia instalada en MW. Tomado de *Plan de Energías Renovables 2011-2020*, por IDAE., 2011
(https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_11227_per_2011-2020_def_93c624ab.pdf)

De los gráficos 10 y 11 se obtiene una información clave para el desarrollo del presupuesto y del estudio de viabilidad. El primer gráfico muestra en porcentajes, los diferentes factores que comportan el total de la inversión inicial. Conocer los datos en valores porcentuales será de gran ayuda para el desempeño del presupuesto, ya que se trabaja con una maquinaria tan específica y de tan grandes magnitudes que es complejo encontrar en el mercado catálogos con los precios necesarios, tanto para las turbinas, como para la instalación eléctrica. Por esto, se debe recurrir a valores porcentuales que sirvan de referencia, ya que el coste de la obra civil, a groso modo, sí que es calculable, y con este se podrán deducir los demás valores. (IDAE, 2011)

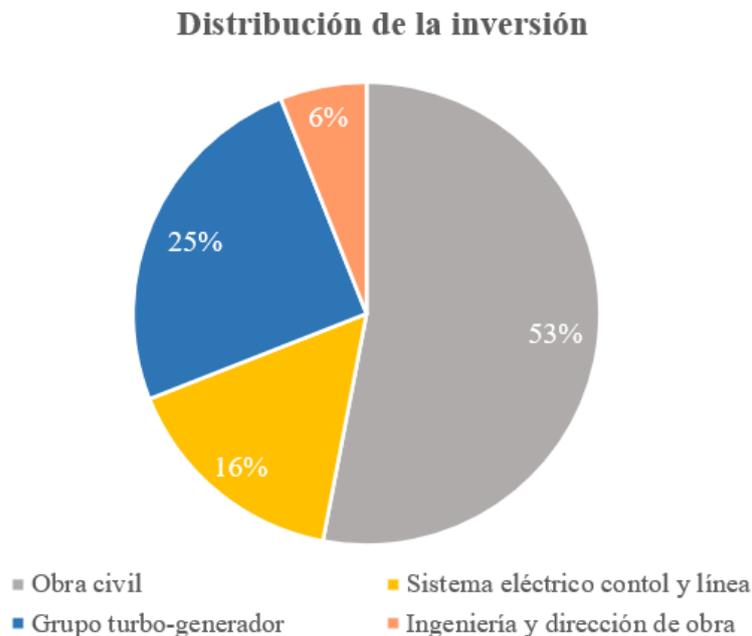
Cabe mencionar que los porcentajes de costes de inversión plasmados son una media, variable atendiendo al tipo de instalación realizado. En el documento del *Plan de Energías Renovables 2011-2021*, se especifica que, en el caso de centrales de obra nueva, como es el caso desarrollado en este proyecto, el porcentaje correspondiente a la obra civil debe adquirir valores superiores, ya que la construcción de presas o grandes balsas es un proceso muy costoso. En este proyecto se van a utilizar los porcentajes estimados por el IDAE para el cálculo de las turbinas y la red eléctrica, así como la mano de obra requerida en ambos sectores. Pero los porcentajes utilizados se van a modificar ya que la central es de nueva construcción, además de que, en el presupuesto, la mano de obra de la obra civil ya va incluida. Por ello se rebajará el porcentaje de la mano de obra y se aumentará respectivamente el de la obra civil, al haberse considerado ya la mano de obra necesaria en el presupuesto. Los porcentajes que se van a utilizar son los siguientes:

- **Obra civil:** en el documento se plantea un 40% del total. Al tratarse de una nueva obra que va a requerir de grandes costos y tiempo de construcción, se opta por aumentar este porcentaje hasta un **53%**.

- **Grupo turbina-generador:** atendiendo al gráfico aportado por el IDAE, se deduce que el grupo turbina-generador debe suponer un 30% de la inversión. El aumento realizado sobre la obra civil hace que este valor deba bajar, pero, al tratarse de unos turbo-grupos de unas dimensiones tan grandes y que requieren eficiencia tan elevadas, se estima que su precio porcentual se verá menos reducido que el de la instalación eléctrica. Por ello se decide establecer que su coste significará un **25%** de la inversión.
- **Sistema eléctrico, control y línea:** en el gráfico presentado este apartado toma un valor del 22% de la instalación. En la instalación proyectada, para ajustarse con las modificaciones porcentuales de los grupos anteriores, se estima que esta sección simbolice un **16%** del valor total de la inversión.
- **Ingeniería y dirección de obra:** toda el proceso de diseño, dimensionado y control a pie de campo debe adquirir un gran valor. No obstante, este valor será algo inferior al establecido en el gráfico (8%), debido al incremento porcentual de las demás secciones. A pesar de esto, se considera que este porcentaje no debe disminuir en exceso ya que el ser un proyecto nuevo y de tan grandes magnitudes, va a requerir muchas horas de trabajo de gente experta y calificada. En base a esto se establece que un porcentaje del **6%** respecto al total.
(IDAE, 2011)

Con los porcentajes a utilizar ya establecidos, se va a poder calcular el coste de cada una de las secciones que componen el proyecto de construcción de una central hidroeléctrica, con una estimación acorde a datos oficiales. Estos valores se van a reflejar adecuadamente en el presupuesto. La distribución final de porcentajes se ve reflejada en el *gráfico 12*.

Gráfico 12: Distribución porcentual de la inversión en la central hidroeléctrica de Tous



Nota. Datos porcentuales de lo que cuesta cada una de las partes principales de la central proyectada con las características que tiene su construcción. Elaboración propia.

En cuanto al segundo gráfico presentado, se pueden deducir los costes de operación y mantenimiento, divididos en distintas secciones, en € por cada kW de potencia instalado. Se observa una tendencia a que cuanto mayor es la potencia instalada, menor es este coste. En los precios aportados en el gráfico solo se considera hasta una potencia de 50 MW, por lo que la central calculada, con casi 332 MW de potencia en turbinado, se sale bastante de la escala. No obstante, se van a utilizar estos precios como referencia para establecer un precio de operación y poder así ajustar el cálculo del beneficio calculado, restando a ese valor los costes de ejecución de la central. (IDAE, 2011)

Siguiendo la tendencia a bajar con el aumento de potencia, se decide fijar los costes de operación y mantenimiento en un total de 34€ por kW de potencia instalada. Conocido este precio y conocida la potencia de turbinado, que es la máxima de la instalación, se puede proceder a calcular los costes de operación anuales que contabilizarán como un gasto en la central.

$$\text{Costes O\&M (\text{€})} = 34 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \cdot 331.760 \text{ kW} = 11.279.840,00 \text{ €}$$

Mantener en correcto funcionamiento la central supondrá un gasto anual de casi 11,3 millones de euros. Este valor es bastante real, ya que se trata de una instalación compleja que trabaja todos los días del año y que se debe someter a muchas revisiones. Con este valor se puede ajustar la tabla de beneficios calculados, restándolo al beneficio anual obtenido para todos los años de la serie. Así, se obtiene unos beneficios anuales como los que se muestran en la *tabla 56*.

Tabla 56: Beneficios anuales tras restar los gastos de O&M entre 2022 y 2114

Costes de operación y mantenimiento		34 €/kW	11.279.840,00		
AÑO	Beneficio	AÑO	Beneficio	AÑO	Beneficio
2022	3.337.667,86	2053	6.589.170,01	2084	10.563.932,67
2023	3.432.681,66	2054	6.705.318,57	2085	10.705.917,19
2024	3.528.313,06	2055	6.822.222,10	2086	10.848.824,61
2025	3.624.566,05	2056	6.939.885,51	2087	10.992.660,93
2026	3.721.444,69	2057	7.058.313,72	2088	11.137.432,19
2027	3.818.953,04	2058	7.177.511,72	2089	11.283.144,46
2028	3.917.095,19	2059	7.297.484,51	2090	11.429.803,85
2029	4.015.875,27	2060	7.418.237,12	2091	11.577.416,54
2030	4.115.297,42	2061	7.539.774,62	2092	11.725.988,71
2031	4.215.365,82	2062	7.662.102,12	2093	11.875.526,59
2032	4.316.084,65	2063	7.785.224,74	2094	12.026.036,48
2033	4.417.458,16	2064	7.909.147,66	2095	12.177.524,67
2034	4.519.490,60	2065	8.033.876,08	2096	12.329.997,54
2035	4.622.186,25	2066	8.159.415,23	2097	12.483.461,49
2036	4.725.549,42	2067	8.285.770,39	2098	12.637.922,95
2037	4.829.584,45	2068	8.412.946,86	2099	12.793.388,41
2038	4.934.295,71	2069	8.540.949,98	2100	12.949.864,39
2039	5.039.687,59	2070	8.669.785,11	2101	13.107.357,47
2040	5.145.764,52	2071	8.799.457,67	2102	13.265.874,25
2041	5.252.530,95	2072	8.929.973,11	2103	13.425.421,40
2042	5.359.991,36	2073	9.061.336,89	2104	13.586.005,59
2043	5.468.150,27	2074	9.193.554,54	2105	13.747.633,59
2044	5.577.012,20	2075	9.326.631,61	2106	13.910.312,17
2045	5.686.581,74	2076	9.460.573,67	2107	14.074.048,16
2046	5.796.863,49	2077	9.595.386,36	2108	14.238.848,43
2047	5.907.862,06	2078	9.731.075,33	2109	14.404.719,91
2048	6.019.582,12	2079	9.867.646,28	2110	14.571.669,55
2049	6.132.028,37	2080	10.005.104,94	2111	14.739.704,36
2050	6.245.205,51	2081	10.143.457,09	2112	14.908.831,40
2051	6.359.118,31	2082	10.282.708,52	2113	15.079.057,76
2052	6.473.771,53	2083	10.422.865,08	2114	15.250.390,60

Nota. Cálculo de los beneficios obtenidos anualmente una vez se han pagado los gastos en actividades de operación y mantenimiento. Elaboración propia.

En la *tabla 56* se han obtenido los valores del beneficio tras considerar ya los gastos por O&M, beneficio con el que se podrá proceder al cálculo del periodo de amortización una vez se conozca el valor total de la inversión.