



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

DESARROLLO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA REVERSIBLE EN EL PANTANO DE ENTREPEÑAS

Autor: Manuel Jiménez González

Director: José Manuel Clamagirand García

Madrid

Mayo de 2026

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **DESARROLLO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA REVERSIBLE EN EL PANTANO DE ENTREPEÑAS** e la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2025/26 es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

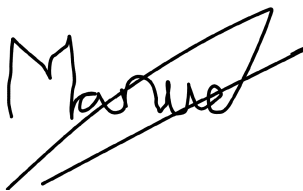
Uso de Inteligencia Artificial¹

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, las Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

1. Referencias: Usado conjuntamente con otras herramientas, como Science, para identificar referencias preliminares que luego he contrastado y validado.
2. Corrector de estilo literario y de lenguaje: Para mejorar la calidad lingüística y estilística del texto.
3. Generador previo de diagramas de flujo y contenido: Para esbozar diagramas iniciales.
4. Sintetizador y divulgador de libros complicados: Para resumir y comprender literatura compleja.
5. Revisor: Para recibir sugerencias sobre cómo mejorar y perfeccionar el trabajo con diferentes niveles de exigencia.
6. Traductor: Para traducir textos de un lenguaje a otro.

¹ Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)


Firmado: Manuel Jimenez Gonzalez
Fecha: 02/06/2026

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
Fdo:	Fdo:
Fecha:	Fecha:

DESARROLLO DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA REVERSIBLE EN EL PANTANO DE ENTREPEÑAS

Autor: Jiménez González, Manuel

Director: Clamagirand Garcia, Jose Manuel

Entidad Colaboradora: SENER MOBILITY

RESUMEN DEL PROYECTO

Este trabajo realiza el desarrollo preliminar de una central hidroeléctrica reversible (CHR) que aprovecha el salto hidráulico entre el embalse de Entrepeñas y una balsa superior de nueva construcción en el municipio de El Olivar (Guadalajara). Se dimensionan los elementos principales de la instalación: embalses, conducciones, chimeneas de equilibrio, turbinas reversibles Francis y se analiza su viabilidad económica en el mercado eléctrico español. Los resultados muestran una potencia instalada de 768 MW en modo turbinación y 736 MW en modo bombeo con un VAN de 385 M€ y una TIR del 8,6%, lo que acredita la viabilidad técnica y la rentabilidad marginal del proyecto bajo las condiciones actuales de mercado.

Palabras clave: Central Hidroeléctrica Reversible, Bombeo Hidráulico, Entrepeñas, Viabilidad Financiera,

1. Introducción

El sistema eléctrico europeo afronta un reto estructural derivado de la creciente penetración de energías renovables de generación intermitente. La fotovoltaica y la eólica cubren ya una fracción relevante de la demanda, pero su variabilidad introduce desequilibrios entre producción y consumo que requieren capacidades de almacenamiento a gran escala.

Las centrales hidroeléctricas reversibles son hoy la tecnología de almacenamiento de mayor capacidad y madurez disponible, capaz de actuar como batería a escala de red: bombeando agua en periodos de exceso de generación y turbinándola cuando la demanda supera a la oferta. España, con una orografía favorable y una cartera de embalses consolidada, ha identificado en su Programa Nacional de Almacenamiento Hidráulico

de Energía (PNAHE) más de cuarenta emplazamientos prioritarios para el desarrollo de este tipo de instalaciones, entre los cuales figura el embalse de Entrepeñas.

2. Definición del proyecto

El objetivo del trabajo es desarrollar el diseño conceptual y la evaluación de viabilidad de una CHR en el embalse de Entrepeñas (Guadalajara), empleando dicho embalse como depósito inferior y una balsa artificial de nueva construcción en la cota 1.048 m.s.n.m. como depósito superior. El salto aprovechable es de aproximadamente 340 m. El trabajo abarca el diseño topográfico de la balsa superior, el dimensionamiento hidráulico de todas las conducciones, el análisis de transitorios hidráulicos ante maniobras de parada de emergencia, el cálculo mecánico de la tubería forzada y el análisis económico de explotación en los mercados de energía, capacidad y servicios auxiliares.

3. Descripción del modelo

La obra civil principal comprende una balsa superior de 9,35 hm³ de capacidad ejecutada mediante terraplén con núcleo impermeable, dos conducciones paralelas, las cuales cuentan con dos galerías de presión (superior e inferior) de sección circular excavadas en roca, chimeneas de equilibrio en ambos extremos del trazado, un pozo blindado de 5,45 m de diámetro interior revestido con liner de acero. Ambas conducciones se dividen mediante bifurcadores para acceder a los cuatro grupos reversibles Francis de T192MW/B183MW de la central, la cual se aloja en una caverna subterránea. Aunque no se ha dimensionado la línea ni la subestación colectora, se estima que en el punto de conexión la central podrá consumir 780MW en bomba y generar 730MW en turbina. El dimensionamiento hidráulico se ha realizado combinando los criterios de velocidad límite, fórmula de Bundschu y criterio de estabilidad, resultando en diámetros de conducción que oscilan entre los 6,5m y 4m. El estudio de transitorios se ha llevado a cabo con modelo numérico, verificando que las chimeneas de equilibrio dimensionadas absorben correctamente las sobrepresiones generadas por paradas de emergencia simultáneas, que la turbina no sufre ni sobre presiones ni sobre velocidades y que la bomba no bombea un caudal negativo en las paradas de emergencia.

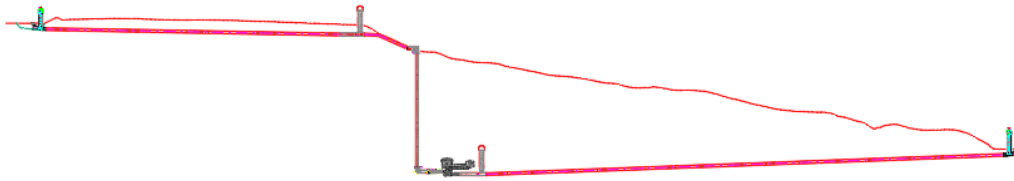


Figura 1. Sección de la central

4. Resultados

Los cálculos hidráulicos confirman que el sistema opera dentro de los límites de velocidad admisibles en todos los tramos. Las pérdidas de carga totales son de 8,5 m en modo turbinación y 4,5 m en modo bombeo. El análisis de transitorios valida las chimeneas de equilibrio de 17,6 y 19,2m de diámetro y 108 y 64,54m de altura respectivamente con oscilaciones estables que se amortiguan progresivamente y no resuenan entre ellas. El cálculo mecánico del liner determina espesores de acero S355 Y S450 entre 33 y 45 mm según tramo, dentro de los coeficientes de seguridad exigidos. En cuanto a la viabilidad económica, se estima una inversión inicial de capital de 768M€ un ingreso anual bruto de 58,7 M€ por arbitraje en el mercado diario, considerando los costes de carga, y 14,8 M€ adicionales por servicios de regulación secundaria y capacidad. El escenario base arroja un VAN de 385 M€ y una TIR del 8,6% con un horizonte de 25 años considerando valor residual.

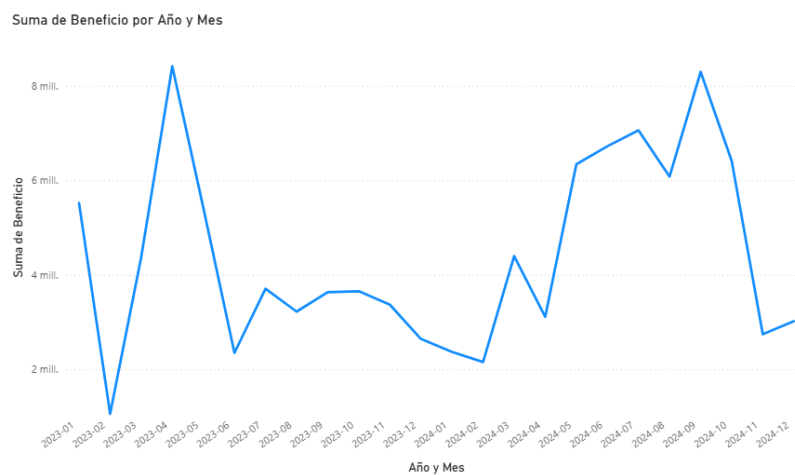


Figura 2. Predicción de los ingresos mensuales

5. Conclusiones

El emplazamiento de Entrepeñas reúne las condiciones técnicas necesarias para albergar una CHR de potencia media-alta, con un salto y un volumen regulable suficientes para operar competitivamente en el mercado eléctrico. Sin embargo, la rentabilidad del proyecto es sensible al contexto de mercado: el encarecimiento de los equipos electromecánicos —turbinas y rodets Francis con plazos de entrega superiores a cuatro años por saturación de los fabricantes ante la demanda global— y el elevado precio del acero para la tubería forzada comprimen el margen financiero hasta una TIR que, si bien positiva, resulta insuficiente para atraer inversión privada sin algún tipo de mecanismo de respaldo regulatorio. El desarrollo efectivo del proyecto requeriría un marco de retribución estable o la participación de capital público que reduzca el riesgo percibido por los inversores.

DEVELOPMENT OF A PUMPED-STORAGE HYDROELECTRIC POWER PLANT AT ENTREPEÑAS RESERVOIR

Author: Jiménez González, Manuel

Supervisor: Clamagirand Garcia, Jose Manuel

Collaborating Entity: SENER MOBILITY

ABSTRACT

This paper develops the preliminary design of a pumped-storage hydroelectric power plant (PSHPP) that takes advantage of the hydraulic head between the Entrepeñas reservoir and a newly constructed upper basin in the municipality of El Olivar (Guadalajara). The main components of the installation are sized: reservoirs, conduits, surge tanks, reversible Francis turbines, and its economic feasibility in the Spanish electricity market is analyzed.

The results show an installed capacity of 768 MW in generating mode and 736 MW in pumping mode, with a Net Present Value (NPV) of €385 million and an Internal Rate of Return (IRR) of 8.6%, demonstrating technical feasibility and marginal profitability of the project under current market conditions.

Keywords: Pumped-Storage Hydropower Plant, Hydraulic Pumping, Entrepeñas, Financial Feasibility

1. Introduction

The European electricity system faces a structural challenge due to the increasing penetration of intermittent renewable energy sources. Photovoltaic and wind power already cover a significant portion of demand, but their variability introduces imbalances between production and consumption that require large-scale storage capacity.

Pumped-storage hydropower plants are currently the most mature large-scale storage technology available, capable of acting as grid-scale batteries: pumping water during periods of excess generation and generating electricity when demand exceeds supply. Spain, with its favorable topography and established reservoir network, has identified

more than forty priority sites for this type of installation in its National Hydropower Storage Program (PNAHE), including the Entrepeñas reservoir.

2. Project definition

The objective of this work is to develop the conceptual design and feasibility assessment of a PSHPP at the Entrepeñas reservoir (Guadalajara), using it as the lower reservoir and an artificially constructed upper basin at elevation 1,048 m above sea level. The available hydraulic head is approximately 340 m.

The study includes the topographic design of the upper basin, hydraulic sizing of all conduits, analysis of hydraulic transients under emergency shutdown conditions, mechanical calculation of the penstock, and an economic analysis of operation in energy, capacity, and ancillary service markets.

3. Description of the model

The main civil works include an upper basin with a capacity of 9.35 hm³ constructed as an earth embankment dam with an impermeable core, and two parallel pipes equipped with two pressure tunnels (upper and lower), with circular cross-sections excavated in rock. Surge tanks are located at both ends of the system, along with a steel-lined vertical shaft of 5.45 m internal diameter.

Both pipes split through bifurcations to supply four reversible Francis units rated at T192 MW / B183 MW each, housed in an underground cavern power station. Although the transmission line and substation have not been explicitly designed, it is estimated that at the grid connection point the plant will consume 780 MW in pumping mode and generate 730 MW in turbine mode.

Hydraulic sizing was carried out using velocity limits, the Bundschu formula, and stability criteria, resulting in conduit diameters ranging from 6.5 m to 4 m. Transient analysis was performed using a numerical model, verifying that the surge tanks adequately absorb overpressures caused by simultaneous emergency shutdowns, that the

turbine does not experience overpressure or overspeed, and that the pump does not operate with reverse (negative) flow during emergency stops.

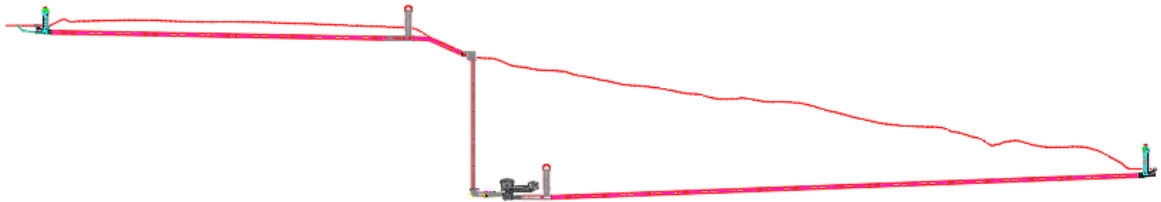


Figura 3. Power plant's cross-section

4. Results

Hydraulic calculations confirm that the system operates within admissible velocity limits across all sections. Total head losses are 8.5 m in turbine mode and 4.5 m in pumping mode.

The transient analysis validates surge tanks with diameters of 17.6 m and 19.2 m, and heights of 108 m and 64.54 m, respectively. Oscillations remain stable, progressively damped, and do not resonate between tanks.

The mechanical design of the steel liner determines thicknesses of S355 and S450 steel between 33 mm and 45 mm depending on the section, within required safety factors.

From an economic perspective, the initial capital investment is estimated at €768 million, with an annual gross revenue of €58.7 million from day-ahead market arbitrage (including pumping costs), plus an additional €14.8 million from secondary regulation and capacity services.

The base scenario yields an NPV of €385 million and an IRR of 8.6%, over a 25-year horizon including residual value.

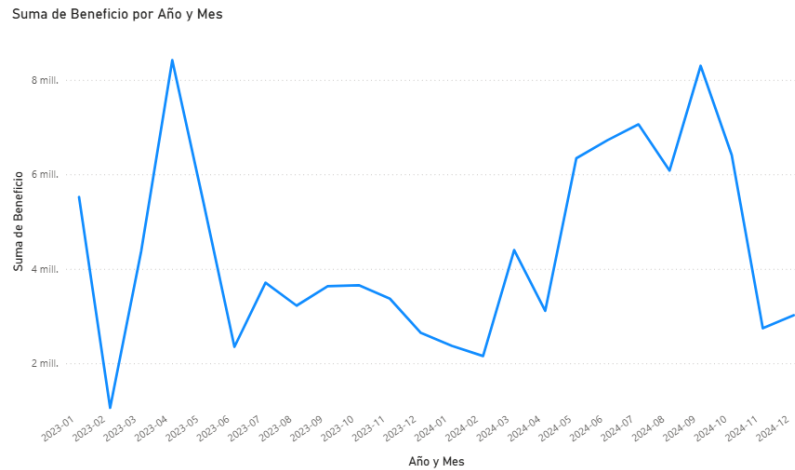


Figura 4. Monthly earnings prediction

5. Conclusions

The Entrepeñas site meets the technical conditions required to host a medium-to-large pumped-storage hydropower plant, with sufficient head and storage volume to operate competitively in the electricity market.

However, the project's profitability is sensitive to market conditions. The rising cost of electromechanical equipment, particularly Francis turbines and runners, with delivery times exceeding four years due to global demand saturation, along with the high price of steel for penstocks, compresses financial margins to an IRR that, although positive, is insufficient to attract private investment without some form of regulatory support mechanism.

The effective development of the project would require a stable remuneration framework or the participation of public capital to reduce the perceived risk for investors.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	9
Capítulo 2. Descripción de las Tecnologías.....	11
2.1 Elementos fundamentales de una CHR.....	12
2.1.1 Embalse superior.....	12
2.1.2 Tomas	13
2.1.3 Galería Superior.....	14
2.1.4 Chimeneas de equilibrio.....	14
2.1.5 Pozo Blindado	15
2.1.6 Central.....	16
2.1.7 Subestación GIS (Gas Insulated Substation).....	17
Capítulo 3. Estado de la Cuestión	19
3.1 Origen.....	19
3.2 EVOLUCIÓN Y UTILIDAD ACTUAL.....	20
3.3 Principales CHR en España.....	21
3.3.1 Cortes – La Muela.....	21
3.3.2 Aldeadávila.....	22
3.3.3 Villarino.....	23
3.4 Utilidad frente a apagones.....	24
3.4.1 Causas del Apagón.....	24
3.4.2 Restauración de la electricidad.....	25
3.5 El Programa Nacional de Almacenamiento Hidráulico de Energía (PNAHE)	26
Capítulo 4. Definición del Trabajo	28
4.1 Justificación.....	28
4.2 Objetivos	30
4.3 Metodología.....	31
Capítulo 5. Estudios previos.....	33
5.1 Estudio Topográfico del Embalse de Entrepeñas	33
5.2 Diseño de la balsa superior.....	37

5.2.1 Alternativa 1	38
5.2.2 Alternativa 2	40
5.3 Elección y Predimensionamiento	42
5.3.1 Cálculo de Potencias	42
5.3.2 Ubicación de la toma.....	45
Capítulo 6. Cálculos Hidráulicos.....	47
6.1 Cálculos de secciones de conducciones	48
6.1.1 Criterio de velocidades límite.....	48
6.1.2 Criterio de Bundschu.....	49
6.1.3 Criterio de Estabilidad.....	50
6.2 Cálculos de pérdidas de carga	54
6.2.1 Pérdidas de carga continuas	55
6.2.2 Pérdidas de carga localizadas	57
6.3 Cálculo de chimeneas.....	60
6.3.1 Chimenea Inferior	60
6.3.2 Chimenea superior	63
6.4 Cálculo de las tomas.....	64
6.4.1 Depósito Superior.....	65
6.4.2 Deposito Inferior	67
Capítulo 7. Transitorios.....	70
7.1 Transitorios modo turbina	70
7.1.1 Modelo modo turbina	70
7.1.2 Caso 1 Turbina.....	72
7.2 Transitorios modo bomba.....	81
7.2.1 Modelo modo bomba	81
7.2.2 Caso 1 Bomba.....	83
Capítulo 8. Cálculos Mecánicos.....	93
8.1 Tubería Forzada.....	94
8.2 Pozo blindado Tramo 1	97
8.3 Pozo blindado Tramo 2	99
8.4 Pozo blindado Tramo 3 y Galería de Presión Inferior.....	102
Capítulo 9. Análisis de viabilidad financiera	105

9.1	Cálculo de los ingresos.....	105
9.1.1	<i>Cálculo de ingresos netos provenientes de la generación de energía.....</i>	<i>105</i>
9.1.2	<i>Cálculo de ingresos procedentes de mercados de servicios auxiliares.....</i>	<i>113</i>
9.1.3	<i>Ingresos procedentes del mercado de capacidad.....</i>	<i>116</i>
9.2	Análisis de costes	119
9.2.1	<i>Presupuesto de la construcción.....</i>	<i>119</i>
9.2.2	<i>Expropiaciones.....</i>	<i>122</i>
9.2.3	<i>Gastos de operación.....</i>	<i>123</i>
9.3	Balance flujos de caja valor residual e indicadores	124
9.3.1	<i>Balance.....</i>	<i>124</i>
9.3.2	<i>Flujos de caja.....</i>	<i>125</i>
9.3.3	<i>Valor residual.....</i>	<i>127</i>
9.3.4	<i>Indicadores de rentabilidad.....</i>	<i>129</i>
9.3.5	<i>Cálculo del LCOS.....</i>	<i>130</i>
9.4	Análisis de riesgos.....	132
Capítulo 10. Conclusiones.....		135
Capítulo 11. Bibliografía.....		138
ANEXO I: Sección de la central.....		140
ANEXO II: Cálculo de preselección de balsas.....		141
ANEXO III: Precios por hora y mes.....		142
ANEXO IV: Balance y flujos de caja.....		164
ANEXO V: Presupuesto de la construcción.....		174
ANEXO VI: Alineación con los ODS.....		177

Índice de figuras

Figura 1. Sección de la central	6
Figura 2. Predicción de los ingresos mensuales	6
Figura 3. Power plant's cross-section.....	10
Figura 4. Monthly earnings prediction	11
Figura 5. Embalse superior CHR Tajo de la Encantada (Moreno Haya)	12
Figura 6. Sección de un Embalse Superior(Moreno Haya)	13
Figura 7. Sección de una toma(Moreno Haya).....	13
Figura 8. Comienzo de la obra de la galería superior en Nant de Drance (Suiza)	14
Figura 9. Obra de una chimenea simple	15
Figura 10. Taladro raise-boring	16
Figura 11. Diagrama de una central reversible.....	17
Figura 12. Subestación GIS Nant de Drance	18
Figura 13. CHR Cortes La Muela.....	22
Figura 14. CHR Aldeadávila	23
Figura 15. Caverna subterránea de la CHR Villarino.....	24
Figura 16. Mapa BTN50 Embalse Entrepeñas(IGN)	34
Figura 17. MTD05 Embalse de Entrepeñas(IGN).....	35
Figura 18. Curvas de Nivel Civil 3D.....	36
Figura 19. Capas Google Earth	37
Figura 20. Grading Volume Tools Balsa 1 Civil 3D.....	39
Figura 21. Ubicación y superficie Balsa 1	39
Figura 22. Renderización 3D Balsa 1	40
Figura 23. Ubicación y superficie Balsa 2.....	41
Figura 24. Renderización 3D Balsa 2	41
Figura 25. Planta de la balsa definitiva junto con la conducción	46
Figura 26. Perfil del terreno por el que discurre la canalización.....	46
Figura 27. Perfil longitudinal del trazado	52
Figura 28. Trazado de la galería superior	52

Figura 29. Bifurcación en tramo recto.....	58
Figura 30. Elementos del modelo hidráulico.....	71
Figura 31. Modelo de los embalses	71
Figura 32. Modelo de chimeneas de equilibrio	71
Figura 33. Modelo de las turbinas	72
Figura 34. Configuración del sistema de tuberías	72
Figura 35. Tuberías del sistema hidráulico.....	72
Figura 36. Curvas características de la turbina.....	73
Figura 37. Maniobra de cierre de turbina	73
Figura 38. Operación de turbinas por encima del caudal nominal	74
Figura 39. Celeridad en el sistema hidráulico	74
Figura 40. Sobrevelocidad de las turbinas.....	75
Figura 41. Aumento de presión en transitorio	76
Figura 42. Envolverte de presiones - Modo turbina	77
Figura 43. Envolverte de presiones en el trazado completo - Turbina	78
Figura 44. Nivel en chimeneas - Modo turbina	79
Figura 45. Transitorio hidráulico en chimeneas (Altura)	80
Figura 46. Transitorio hidráulico en chimeneas (Caudal).....	81
Figura 47. Modelo modo bomba	82
Figura 48. Curvas características de la bomba	82
Figura 49. Parada de emergencia en modo bomba.....	83
Figura 50. Curva de cierre de la válvula de guarda.....	84
Figura 51. Régimen permanente - Modo bomba.....	84
Figura 52. Régimen permanente en las tuberías - Modo bomba.....	85
Figura 53. Caudal de la bomba en transitorio.....	86
Figura 54. Presión de la bomba en transitorio	87
Figura 55. Velocidad de rotación de la bomba en transitorio.....	88
Figura 56. Potencia de la bomba en transitorio	89
Figura 57. Envolverte de presiones en el trazado completo (Altura piezométrica)- Bomba	90

Figura 58. Envoltente de presiones en el trazado completo (mca)- Bomba Nivel Chimeneas	91
Figura 59. Nivel en chimeneas - Modo bomba	92
Figura 60. Presiones en el tramo 1 de la tubería forzada.....	95
Figura 61. Presiones en el tramo 1 del pozo blindado.....	97
Figura 62. Presiones en el tramo 2 del pozo blindado.....	100
Figura 63. Presiones en el tramo 3 del pozo blindado y en la GPI.....	102
Figura 64. Precios horarios del mercado eléctrico (Fuente: Red eléctrica).....	108
Figura 65. Precios horarios del mercado OMIE (Fuente: OMIE y elaboración propia) ...	109
Figura 66. Beneficios anuales por operación en el mercado eléctrico	111
Figura 67. Beneficio acumulado por operación en el mercado eléctrico	113
Figura 68. Potencia y Precio por MWh de Regulación Secundaria en 2025 (Red Eléctrica)	115
Figura 69. Participación en el mercado de regulación(Elaboración propia)	116
Figura 70. Ejemplo de unidades de obra de la Base de Precios del Canal de Isabel II.....	119

Índice de tablas

Tabla 1. Operaciones de replanteo topográfico para diseño de la Alternativa 1	38
Tabla 2. Parámetros de volumen y cota de los embalses para cálculo de potencias	43
Tabla 3. Resultados de potencia y energía por balsa	44
Tabla 4. Curva de probabilidad de volumen en el embalse inferior	45
Tabla 5. Caudales, velocidades y diámetros mínimos por criterio de velocidad límite	49
Tabla 6. Diámetros y secciones mínimas por criterio de estabilidad	52
Tabla 7. Pérdidas de carga continuas por tramo de conducción	56
Tabla 8. Coeficientes de pérdida localizada en codos según ángulo	58
Tabla 9. Pérdidas de carga localizadas por tramo y elemento	60
Tabla 10. Dimensionamiento de la galería de presión del depósito superior	66
Tabla 11. Dimensionamiento de la toma del depósito superior	66
Tabla 12. Dimensionamiento de la galería de presión del depósito inferior	68
Tabla 13. Dimensionamiento de la toma del depósito inferior	68
Tabla 14. Precios medios del mercado eléctrico por hora y día de la semana (2023-2024)	107
Tabla 15. Precios medios normalizados y horas de operación seleccionadas	110
Tabla 16. Rendimientos asumidos	111
Tabla 17. Caudales y energías en modo turbinación y bombeo	111
Tabla 18. Superficies e importes de expropiación por emplazamiento	123
Tabla 19. Precios del mercado eléctrico por hora y mes - Enero	143
Tabla 20. Precios del mercado eléctrico por hora y mes - Febrero	145
Tabla 21. Precios del mercado eléctrico por hora y mes - Marzo	147
Tabla 22. Precios del mercado eléctrico por hora y mes - Abril	149
Tabla 23. Precios del mercado eléctrico por hora y mes - Mayo	151
Tabla 24. Precios del mercado eléctrico por hora y mes - Junio	153
Tabla 25. Precios del mercado eléctrico por hora y mes - Julio	155

Tabla 26. Precios del mercado eléctrico por hora y mes - Agosto	157
Tabla 27. Precios del mercado eléctrico por hora y mes - Septiembre	159
Tabla 28. Precios del mercado eléctrico por hora y mes - Octubre.....	161
Tabla 29. Precios del mercado eléctrico por hora y mes - Noviembre.....	163
Tabla 30. Balance de flujos de caja - Escenario base (Año 1-9).....	165
Tabla 31. Balance de flujos de caja - Escenario base (Año 10-18).....	167
Tabla 32. Flujos de caja - Escenario base.....	168
Tabla 33. Flujos de caja - Escenario optimista.....	169
Tabla 34. Balance de flujos de caja - Escenario optimista (Año 1-9)	170
Tabla 35. Balance de flujos de caja - Escenario optimista (Año 10-18).....	172
Tabla 36. Cálculo del valor terminal (modelo Gordon-Shapiro).....	173
Tabla 37. Presupuesto de la construcción.....	175
Tabla 38. Resumen de indicadores de rentabilidad	176

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico europeo atraviesa actualmente un proceso de transformación profunda impulsado por la creciente penetración de energías renovables, especialmente la energía solar fotovoltaica y la eólica. Estas tecnologías, fundamentales para alcanzar los objetivos de descarbonización establecidos por la Unión Europea y por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), presentan una característica común: su generación depende de condiciones meteorológicas variables y no siempre coincide temporalmente con la demanda eléctrica. Como consecuencia, aparecen periodos con excedentes de energía y otros con déficit de generación, lo que introduce importantes desafíos en la operación y estabilidad de la red eléctrica.

En este contexto, el almacenamiento energético se convierte en un elemento clave para garantizar la flexibilidad y seguridad del sistema. Entre todas las tecnologías disponibles, las centrales hidroeléctricas reversibles (CHR) destacan como la solución de almacenamiento a gran escala más madura, eficiente y fiable. Estas instalaciones permiten consumir energía eléctrica en horas de baja demanda para bombear agua hacia un embalse superior y posteriormente recuperarla mediante turbinación durante los periodos de mayor consumo o precio de la electricidad.

España cuenta con unas condiciones especialmente favorables para el desarrollo de este tipo de infraestructuras debido a su orografía, su extensa red de embalses y su experiencia histórica en ingeniería hidráulica. Como respuesta a la creciente necesidad de almacenamiento, el Gobierno de España ha impulsado el Programa Nacional de Almacenamiento Hidráulico de Energía (PNAHE), cuyo objetivo es identificar emplazamientos estratégicos para el desarrollo de nuevas centrales reversibles. Entre los embalses incluidos dentro de este programa se encuentra el embalse de Entrepeñas, considerado uno de los emplazamientos con mayor potencial para este tipo de proyectos.

La motivación para la realización de este Trabajo Fin de Máster surge del interés por analizar la viabilidad técnica y económica de una central hidroeléctrica reversible en dicho emplazamiento, estudiando tanto el diseño preliminar de la infraestructura como su posible comportamiento dentro del mercado eléctrico español. Además de su valor energético, el proyecto plantea una infraestructura con una balsa superior situada a una

cota superior a los 1040 metros sobre el nivel del mar, lo que permite disponer de un importante salto hidráulico para maximizar la generación eléctrica. Aunque no forma parte del alcance técnico del presente trabajo, esta característica podría representar en el futuro una posible utilidad adicional relacionada con el abastecimiento estratégico de agua a la Comunidad de Madrid en escenarios de necesidad hídrica.

El presente proyecto no pretende desarrollar una ingeniería de detalle completa, sino elaborar un diseño conceptual que permita evaluar si una instalación de estas características puede resultar viable desde un punto de vista técnico y financiero. Para ello, se realizará el predimensionamiento de los principales elementos hidráulicos y electromecánicos de la central, incluyendo embalses, conducciones, chimeneas de equilibrio y grupos reversibles.

Asimismo, una parte fundamental del trabajo consistirá en analizar la viabilidad económica de la instalación dentro del contexto actual del sistema eléctrico español. Las centrales hidroeléctricas reversibles obtienen gran parte de sus ingresos mediante el arbitraje energético, consumiendo electricidad en las horas de menor precio y generándola en las horas de mayor valor económico. Sin embargo, el desarrollo actual del mercado eléctrico permite además la participación en distintos mercados complementarios, como los servicios de ajuste, regulación secundaria, control de tensión o futuros mecanismos de capacidad, que resultan especialmente relevantes para este tipo de tecnologías debido a su elevada flexibilidad y rapidez de respuesta.

Por ello, el trabajo evaluará los posibles ingresos asociados tanto al mercado diario de energía como a los mercados de servicios auxiliares y capacidad, estimando la rentabilidad del proyecto mediante indicadores financieros como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) o el coste nivelado del almacenamiento (LCOS). Todo ello permitirá determinar hasta qué punto una central reversible en el embalse de Entrepeñas puede constituir una inversión viable y estratégica dentro del proceso de transición energética español.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

Una central hidráulica o hidroeléctrica es una instalación industrial que aprovecha la energía potencial del agua para generar energía eléctrica. Se suelen construir adyacentes a los cauces de los ríos que presentan grandes desniveles en poca extensión con el propósito de aprovechar los saltos naturales del agua. A grandes rasgos, el proceso de generación de la energía consiste en que el agua descendente transmita su energía a una turbina haciéndola girar y que esta a su vez haga girar a un alternador. El alternador está conectado a la red eléctrica y mediante el fenómeno conocido como inducción electromagnética es capaz de suministrar potencia a la red.

Las centrales hidroeléctricas reversibles o de bombeo (en adelante CHR) tienen el mismo funcionamiento, pero, además, disponen de una bomba capaz de consumir energía eléctrica de la red para bombear el agua hacia el depósito superior desde el que se estaba tomando la misma. Esto permite almacenar energía eléctrica en forma de energía potencial del agua, ya que esta agua que ha sido elevada podrá volver a transformarse en energía eléctrica al turbinarse en un futuro. Dentro de las CHR se distinguen dos tipos: CHR de embalse natural y CHR de bombeo puro.

Las centrales hidroeléctricas de embalse natural se distinguen por la reposición parcial del agua en el depósito superior mediante aportes naturales provenientes de arroyos o ríos. Así, el llenado del embalse se realiza gracias a una combinación entre el flujo natural del agua y el sistema de bombeo. Por otro lado, en las centrales de bombeo puro, el embalse superior se alimenta solo mediante el bombeo desde el embalse inferior, sin una conexión a un curso natural de agua. Dentro de la categoría de bombeo puro, se pueden distinguir dos subtipos de centrales: las semiabiertas, en las cuales el embalse inferior recibe aportes de agua externos y las de ciclo cerrado, en las que ninguno de los embalses recibe aportaciones.

2.1 ELEMENTOS FUNDAMENTALES DE UNA CHR

2.1.1 EMBALSE SUPERIOR

Se trata del embalse que almacena la energía potencial del agua, suelen construirse en lugares planos y elevados que se encuentren cerca de una depresión del terreno. No suelen sobrepasar profundidades de 15m por lo que su capacidad se ve condicionada por su extensión horizontal. Su planta depende en gran medida de las curvas de nivel del emplazamiento. (ver Figura 5)

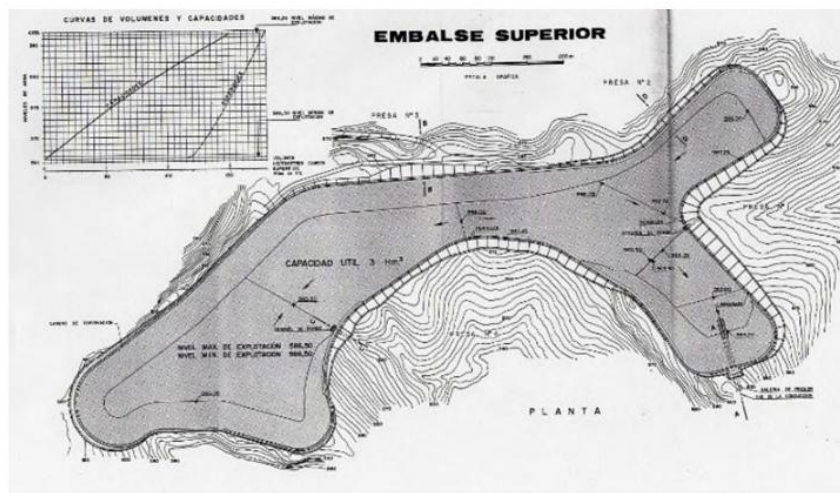


Figura 5. Embalse superior CHR Tajo de la Encantada (Moreno Haya)

Se diferencia entre la capacidad total y la capacidad útil debido a que es necesario dejar un resguardo de 2 metros entre la lámina del agua y la cota de coronación del embalse para evitar desbordamientos por oleaje causado por el viento. También es necesario mantener siempre un nivel mínimo de 3m para garantizar la sumergencia de la toma y que así no entre aire en el sistema por culpa de vórtices. (ver Figura 6)

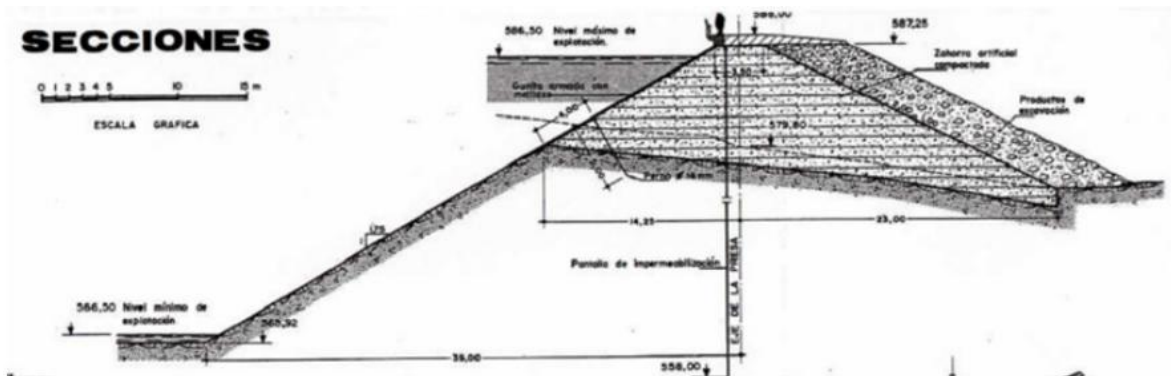


Figura 6. Sección de un Embalse Superior (Moreno Haya)

Para adaptar el embalse al terreno existente es necesario realizar desmontes y terraplenes. Es aconsejable realizarlos en una pendiente 2:1 para dar mayor estabilidad a la obra y facilitar la impermeabilización de la cara interior.

2.1.2 TOMAS

Las tomas gestionan la entrada de agua a la central, su función principal es ralentizar el agua a la entrada para evitar vórtices y pérdidas de carga excesivas. Disponen de rejillas para evitar la entrada de residuos y de compuertas para cortar la entrada de agua. (ver Figura 7)

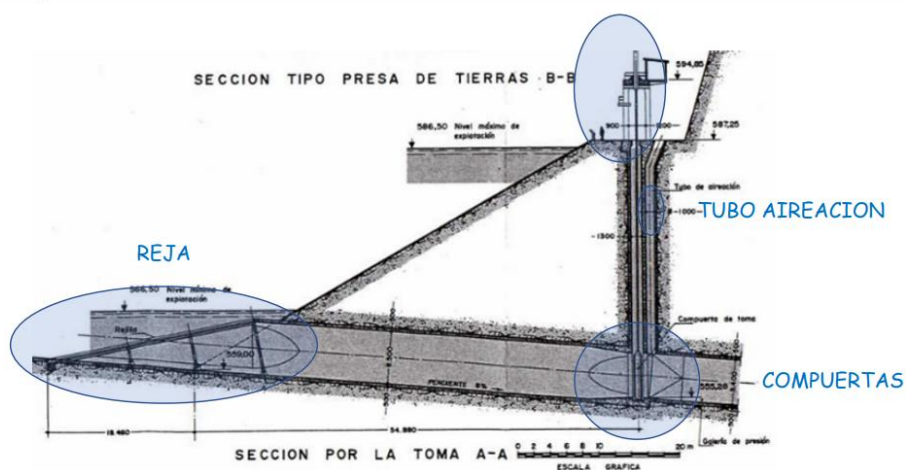


Figura 7. Sección de una toma (Moreno Haya)

El pozo de compuertas cuenta también con un tubo de aireación para permitir la evacuación de aire al llenar la central o la entrada de aire cuando se requiera el vaciado

por cuestiones de mantenimiento (En condiciones normales las conducciones se encuentran siempre llenas de agua)

2.1.3 GALERÍA SUPERIOR

Se trata de un túnel con poca pendiente a través del cual discurre el agua antes de llegar al pozo blindado. No requiere grandes refuerzos debido a que la presión no es muy alta. Se puede realizar con tuneladoras o explosivos dependiendo de la morfología del terreno y la calidad de la roca. (ver Figura 8)



Figura 8. Comienzo de la obra de la galería superior en Nant de Drance (Suiza)

2.1.4 CHIMENEAS DE EQUILIBRIO

Se tratan de cámaras cuyo propósito es regular los transitorios, se pueden colocar entre la galería superior y la tubería forzada o a la salida de la turbina. Su función consiste en aportar agua cuando se pueda dar una separación de la lámina de agua y absorber las sobrepresiones cuando se den golpes de ariete. Dependiendo de las necesidades de la central pueden ser simples o de cámaras. (ver Figura 9)

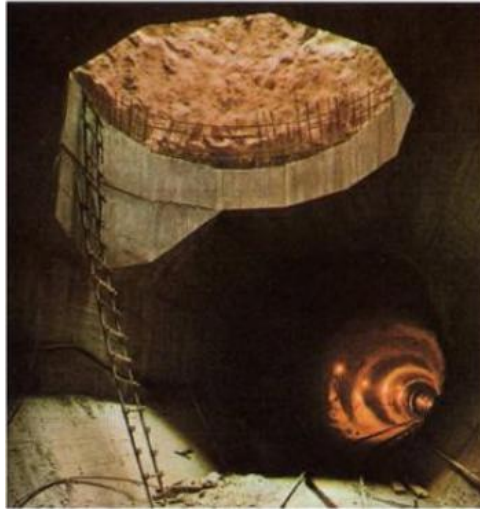


Figura 9. Obra de una chimenea simple

2.1.5 POZO BLINDADO

Galería cuya inclinación se encuentra entre 45° y 90° en este caso, debido a las altas presiones del agua, si que es necesario recubrir las paredes de hormigón con un liner de acero, cuyo espesor debe de calcularse. En caso de pozos verticales, es común que se ejecuten mediante el método raise-boring, el cual consiste en, una vez hecha la galería inferior, perforar un pequeño agujero hacia la misma a través del cual una grúa desde la superficie eleva un taladro orientado hacia arriba. (ver Figura 10)



Figura 10. Taladro raise-boring

2.1.6 CENTRAL

Caverna en la que se ubican las turbinas reversibles, los alternadores, la electrónica de potencia, la aparata de media tensión (interruptores, seccionadores, transformadores de tensión e intensidad, etc...), los transformadores de potencia y los sistemas de refrigeración y lubricación. Está ubicada a la salida del pozo blindado y conectada al mismo por un codo, las turbinas se protegen con una válvula de guarda que puede ser

esférica o de mariposa. Dispone de uno o varios puentes grúa para realizar labores de mantenimiento. (ver Figura 11)

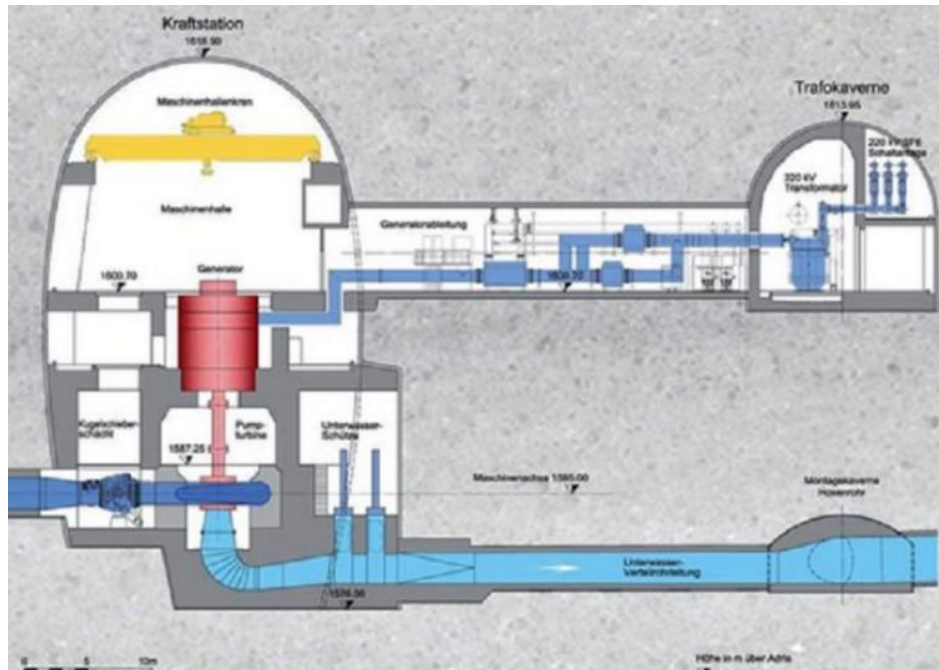


Figura 11. Diagrama de una central reversible

2.1.7 SUBESTACIÓN GIS (GAS INSULATED SUBSTATION)

Engloba toda la aparamenta de alta tensión encapsulada en cilindros metálicos rellenos de gas SF₆ o similar, dependiendo de las características de la central se puede encontrar en la caverna o en la superficie conectada a través de un pozo de cables. De aquí salen las líneas de alta tensión hacia la subestación colectora de transporte. (ver Figura 12)



Figura 12. Subestación GIS Nant de Drance

Capítulo 3. ESTADO DE LA CUESTIÓN

3.1 ORIGEN

El origen de las centrales hidroeléctricas reversibles en España está estrechamente ligado a las centrales nucleares. Las centrales nucleares son un medio de generación con un arranque muy lento, altos costes fijos, pero con un coste variable muy bajo. Esto se traduce en que normalmente resulta más rentable que operen las 24 horas del día independientemente de la situación de la demanda.

Durante la década de los 70 se decidió construir estas centrales hidroeléctricas reversibles para compensar los excesos de producción nocturna de las centrales nucleares recientemente construidas. Esto permitía almacenar ese exceso de energía para distribuirlo durante las horas pico del día. Conforme fueron avanzando los años, la demanda nocturna fue creciendo hasta que ya no eran necesarias las CHR puesto que toda la energía generada por las nucleares se consumía en el momento. A partir entonces, las CHR basan su funcionamiento en trabajar en el mercado eléctrico bombeando en las horas de menor precio, normalmente por la noche debido a la escasa demanda y turbinando en las horas de mayor precio, las cuales suelen coincidir con la tarde. Estas centrales obtienen gran parte de su beneficio a partir del arbitraje de precios. Cabe destacar que la diferencia de precios debe de compensar el rendimiento de dichas centrales, el cual ronda un 75%. Esto significa que por 100MWh de energía consumidos para bombear cierta cantidad de agua al embalse superior, se obtienen 75MWh de energía al turbinar esa misma cantidad de agua.

3.2 *EVOLUCIÓN Y UTILIDAD ACTUAL*

En los últimos años se produce un aumento de la generación eléctrica por fuentes renovables como son la eólica y la fotovoltaica. Estas fuentes renovables generan siempre que disponen de capacidad y la red debe aceptar su producción de energía. Esta forma de generación vuelve a introducir en el sistema periodos con exceso de energía, por lo que se hace necesario incluir en el sistema eléctrico medios de almacenamiento de energía. De este tipo de medios, las centrales reversibles son las que consiguen mayores rendimientos.

Según Red Eléctrica de España (REE), la potencia renovable en 2024 superó 85 GW, en un contexto de expansión especialmente intensa de la solar fotovoltaica, que añadió más de 6 GW solo en ese año. La eólica continúa siendo la principal tecnología renovable, pero la fotovoltaica ya constituye la segunda fuente del sistema y la de mayor crecimiento anual.

La potencia total instalada en el sistema eléctrico peninsular ronda actualmente los **132 GW**, de los que casi un 70% son renovables, lo que sitúa a España como uno de los países con mayor capacidad renovable per cápita en Europa. Este fuerte crecimiento, muy por encima de lo proyectado inicialmente en el PNIEC², acentúa la necesidad de sistemas capaces de absorber excedentes, desplazar energía y ofrecer servicios de ajuste, inercia y regulación.

Según Red Eléctrica, España dispone de cerca de 3.369,3 MW de almacenamiento, de los cuales 3.331 MW corresponden a bombeo hidráulico y solamente 37,9 MW proceden de baterías conectadas a la red. Este desequilibrio tecnológico refleja que, aunque las baterías están creciendo con rapidez, el bombeo sigue siendo la tecnología dominante y la única capaz de ofrecer almacenamiento de larga duración (varias horas-días) y grandes capacidades energéticas.

² El PNIEC es el *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima* de España, el documento estratégico que marca la hoja de ruta energética y climática del país hasta 2030.

El limitado desarrollo de nuevas instalaciones de bombeo en el pasado reciente es debido a la falta de emplazamientos adecuados y a una menor rentabilidad en el mercado eléctrico bajo condiciones de baja volatilidad de precios (Atienza, 2011). Sin embargo, esta situación está cambiando radicalmente debido al incremento de vertidos renovables, la mayor variabilidad horaria de precios y la entrada en vigor de programas públicos de apoyo al almacenamiento.

3.3 PRINCIPALES CHR EN ESPAÑA

La mayoría de estas centrales son propiedad de empresas privadas, en concreto, Iberdrola es propietaria de 18 centrales. También cabe destacar que este tipo de centrales están atrayendo la atención de Redeia (empresa en la que la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI) tiene una participación del 20%), la cual adquirió el proyecto de la central reversible Chira-Soria (Gran Canaria) a Endesa por 11,2M€.

Con el propósito de conocer mejor el estado actual de la cuestión, expondremos a continuación cuales son las mayores centrales que se encuentran actualmente en España

3.3.1 CORTES – LA MUELA.

Las CHR de La Muela y La Muela II constituyen el complejo de energía hidroeléctrica más grande de Europa. El complejo se encuentra ubicado en el municipio de Cortes de Pallás (Valencia) -en la cuenca del río Júcar- y cuenta con una potencia de turbinación de 1.762 MW y con 1.293 MW de bombeo. La construcción del complejo comenzó en 1983 con la instalación de la presa de Cortes, una estructura de arco-gravedad de 116 metros de altura y una potencia instalada de 290 MW. En esa misma fase se puso en marcha La Muela I, que aporta 634 MW en turbinación y 549 MW en bombeo. El depósito superior, con más de un millón de metros cuadrados de superficie, almacena hasta 24 GWh de energía, suficiente para cubrir el consumo doméstico diario de unos 6,75 millones de personas.

En 2015 se llevó a cabo una ampliación con la construcción de La Muela II, que añadió 880 MW en turbinación y 744 MW en bombeo. Esta expansión convirtió al complejo en el de mayor potencia instalada de Europa, con más de 1.800 MW en turbinación y 1.293

MW en bombeo. En total, el proyecto supuso una inversión superior a los 1.200 millones de euros. (ver Figura 13)



Figura 13. CHR Cortes La Muela

3.3.2 ALDEADÁVILA

La central hidroeléctrica de Aldeadávila se encuentra en el cañón del tramo bajo del río Duero, dentro del Parque Natural de las Arribes del Duero, en la provincia de Salamanca. Es una de las infraestructuras más relevantes de España en términos de potencia instalada y generación eléctrica. Su producción representa más del 8,5% de la producción nacional hidroeléctrica, lo que equivale al suministro energético para 733.000 hogares, y contribuye a la sostenibilidad al evitar la emisión de 1,3 millones de toneladas de CO₂ cada año.

El complejo está formado por dos centrales: Aldeadávila I, inaugurada en 1962 con un salto de agua de 139,80 metros, y Aldeadávila II, operativa desde 1986, con un salto de 137,83 metros. La primera cuenta con 809,71 MW distribuidos en seis grupos generadores, mientras que la segunda aporta 432,93 MW mediante dos grupos reversibles generador-bomba. En conjunto, suman casi 1.242 MW de potencia instalada, con una producción media anual de 2.400 GWh.

Además, la presa de Aldeadávila, una de las más altas del país, alcanza los 139,50 metros de altura y tiene una longitud de coronación de 250 metros. Su capacidad de almacenamiento es de 115 hectómetros cúbicos, distribuidos en una superficie de 368 hectáreas, lo que equivale aproximadamente a 97 estadios como el Santiago Bernabéu. Gran parte de su infraestructura se encuentra bajo tierra, incluyendo 12 kilómetros de túneles, lo que refleja la magnitud y complejidad de esta obra de ingeniería. (ver Figura 14)



Figura 14. CHR Aldeadávila

3.3.3 VILLARINO

La central hidroeléctrica de Villarino, situada en el municipio salmantino de Villarino de los Aires, se encuentra cerca de dos poblados construidos para alojar a los trabajadores. Esta instalación se alimenta del embalse de Almendra y vierte sus aguas en el embalse de Aldeadávila, ambos ubicados en el río Duero. Su potencia instalada alcanza los 856,5 MW, suficiente para suministrar energía renovable a cerca de 567.000 viviendas.

La infraestructura cuenta con seis saltos de agua, cuatro de ellos de aproximadamente 398 metros y dos de 386 metros, puestos en funcionamiento entre 1970 y 1977. Sus grupos turbina-alternador son reversibles, lo que permite que la central funcione también como

sistema de bombeo: puede trasladar agua desde el embalse inferior (Aldeadávila, en la cuenca del Duero) al superior (Almendra, en la cuenca del Tormes). (ver Figura 15)



Figura 15. Caverna subterránea de la CHR Villarino

3.4 UTILIDAD FRENTE A APAGONES

3.4.1 CAUSAS DEL APAGÓN

El 28 de abril de 2025, alrededor de las 12:33 del mediodía, España y Portugal sufrieron un apagón masivo. Durante casi tres horas, gran parte de la península ibérica quedó aislada del sistema eléctrico europeo, en lo que se considera uno de los cortes de suministro más importantes de las últimas décadas. Desde ese día el gobierno ha estado tratando de explicar definitivamente las causas de dicho apagón y, aunque al principio se especulaba sobre un ciberataque o incluso terrorismo, actualmente se ha podido esclarecer el asunto.

De acuerdo con los datos de Red Eléctrica de España (REE), todo comenzó con una avería en una planta solar ubicada en Badajoz, lo que provocó una perturbación eléctrica que se propagó rápidamente por el sistema.

La incidencia se agravó por una planificación deficiente en cuanto a generación de respaldo, ya que una central térmica fundamental no estaba operativa ese día. Esto dejó

al sistema con poca capacidad para absorber alteraciones. Además, varias plantas se desconectaron automáticamente debido a que sus sistemas de protección se activaron de forma incorrecta, lo que intensificó el desequilibrio. En cuestión de segundos, la red perdió su estabilidad.

Con el fin de llegar al final del asunto, el gobierno creó la Comisión Apagón, la cual llamo a varios expertos a declarar al Senado. El primero de estos fue Jose Manuel Clamagirand García, Director de Agua y Medio Ambiente del Grupo Sener.

Según Clamagirand, el principal culpable es Red Eléctrica por no disponer de una planificación adecuada para afrontar problemas de tensión por no activar fuentes de respaldo como las hidroeléctricas o los ciclos combinados, a pesar de que había capacidad disponible. El problema reside en que las centrales de ciclo combinado (ya sean nucleares o de carbón) y las hidroeléctricas no estaban funcionando en ese momento ya que el precio de la energía estaba a 0 (debido a la gran cantidad de energía renovable que se estaba generando en el sur de la península) y Red Eléctrica no proporciona ningún incentivo a tenerlas activas para regular los problemas que causaron el apagón.

3.4.2 RESTAURACIÓN DE LA ELECTRICIDAD

Una de las principales ventajas de las centrales hidroeléctricas es su capacidad de funcionar en isla y de realizar un arranque en negro o black start. Esto significa que pueden arrancarse a ellas mismas sin necesidad de energía de la red. Lo hacen mediante el uso de grupos electrógenos o generadores diésel, los cuales no requieren de energía externa. Estos se utilizan para dar potencia a los servicios auxiliares esenciales (compuertas, válvulas, etc.) los cuales ya permiten a la central funcionar a pleno rendimiento. Varias centrales hidroeléctricas reversibles fueron las responsables de suministrar la suficiente energía a la red para que el resto de centrales, sin la posibilidad de arrancar por si mismas, pudiesen contribuir a restituir el suministro eléctrico en el país. En concreto las centrales de La Muela I y la Muela II arrancaron el área de Levante, que además de la autonomía valenciana, comprende Murcia, parte de Teruel y de Albacete. La central de Aldeadávila también desempeñó un papel clave en la reactivación del sistema eléctrico español. Aunque se encuentra en la frontera entre Salamanca y Portugal,

su importancia radica en que forma parte de un corredor energético que enlaza el río Duero con Francia, lo que permitió restablecer la conexión con la red eléctrica francesa a través del País Vasco

3.5 EL PROGRAMA NACIONAL DE ALMACENAMIENTO HIDRÁULICO DE ENERGÍA (PNAHE)

El Programa Nacional de Almacenamiento Hidráulico de Energía (PNAHE) se ha consolidado como una de las iniciativas estratégicas más relevantes dentro de la política energética española, orientada a impulsar el desarrollo de infraestructura de almacenamiento a gran escala mediante centrales hidroeléctricas reversibles. Este programa nace como respuesta directa al incremento acelerado de generación renovable, a la necesidad creciente de flexibilidad en el sistema y a las conclusiones de estudios técnicos, entre ellos el elaborado por el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), que evidencian que las tecnologías de almacenamiento de gran capacidad difícilmente pueden recuperar su inversión exclusivamente a través del mercado eléctrico. Por esta razón, el PNAHE plantea un marco de actuación específico que permite dotar a estos proyectos de una estabilidad regulatoria y económica que favorezca su desarrollo.

Una de las contribuciones más destacadas del PNAHE es la identificación y propuesta de desarrollo de centrales hidroeléctricas reversibles en 37 embalses de titularidad estatal, seleccionados por su idoneidad técnica y por su capacidad para albergar instalaciones de bombeo de distintas escalas. Esta identificación constituye la primera planificación estructurada de emplazamientos disponibles para almacenamiento hidráulico en España, y representa un hito relevante tras décadas sin una estrategia nacional coordinada en este ámbito. La disponibilidad de estos embalses públicos proporciona una ventaja significativa, ya que reduce barreras de acceso al recurso hidráulico, disminuye los costes iniciales del proyecto y facilita la tramitación, todo ello factores que mejoran la viabilidad económica y financiera de estas inversiones.

A través de este programa, las nuevas instalaciones pueden beneficiarse del acceso a infraestructuras existentes, de esquemas potenciales de retribución regulada y de pagos

por capacidad que complementen los ingresos del mercado mayorista, respondiendo así a uno de los principales retos señalados por el IIT. Asimismo, el PNAHE sitúa al almacenamiento hidráulico como elemento central en la consecución de los objetivos del PNIEC y de la política energética europea, reforzando su papel en la reducción de vertidos renovables, en la garantía de suministro y en la provisión de servicios esenciales para la operación del sistema, como la regulación primaria y secundaria, la gestión de congestiones, la aportación de inercia síncrona y la estabilización de la red en momentos de elevada variabilidad renovable.

Capítulo 4. DEFINICIÓN DEL TRABAJO

4.1 JUSTIFICACIÓN

El análisis realizado en el capítulo anterior pone de manifiesto que, si bien las centrales hidroeléctricas reversibles constituyen actualmente la tecnología más madura y eficiente para el almacenamiento de energía a gran escala, su desarrollo reciente en España ha sido limitado debido principalmente a la falta de emplazamientos adecuados y a la incertidumbre regulatoria. No obstante, el contexto energético actual ha cambiado de forma sustancial, revalorizando este tipo de infraestructuras como elementos clave tanto para la estabilidad del sistema eléctrico como para la gestión eficiente de los recursos hídricos.

En este escenario, el Programa Nacional de Almacenamiento Hidráulico de Energía (PNAHE) identifica una serie de embalses estratégicos sobre los que desarrollar nuevas centrales reversibles. Entre ellos, el embalse de Entrepeñas destaca como uno de los emplazamientos prioritarios debido a su capacidad, localización geográfica y potencial de integración dentro del sistema energético nacional.

Desde un punto de vista crítico, las soluciones existentes en el mercado se centran principalmente en la optimización del almacenamiento energético, pero no explotan de forma integral las sinergias entre energía y agua. Es precisamente en este punto donde surge la oportunidad de este proyecto. La propuesta no solo aborda el almacenamiento energético mediante una central reversible, sino que introduce una visión más amplia, en la que la infraestructura puede desempeñar un papel estratégico en la gestión futura del recurso hídrico.

Uno de los aspectos diferenciales del proyecto es la elevación del agua hasta una cota aproximada de 1040 m. Esta característica, más allá de su impacto en el salto hidráulico y, por tanto, en la potencia generada, abre la puerta a un uso adicional de gran relevancia: la posibilidad de abastecimiento futuro de agua a la Comunidad de Madrid desde el sistema Entrepeñas-Buendía.

No obstante, es importante destacar que este uso no forma parte del alcance del presente proyecto, el cual se centra exclusivamente en el diseño y análisis de la central hidroeléctrica reversible. Aun así, se considera una línea de desarrollo futura de gran interés, que refuerza el valor estratégico de la infraestructura y que debería ser objeto de estudio en trabajos posteriores o en fases más avanzadas de planificación.

Este planteamiento cobra especial importancia si se tiene en cuenta la evolución demográfica y los retos asociados a la disponibilidad de recursos hídricos en la Comunidad de Madrid. En este sentido, el propio Canal de Isabel II, en su Plan Estratégico 2025-2030, señala que la progresiva disminución de las aportaciones de agua a los embalses, junto con el incremento de población previsto, supone un desafío creciente para garantizar el abastecimiento. En palabras de su consejero delegado, *“la progresiva disminución de las aportaciones de agua a nuestros embalses, junto con [...] el fuerte incremento de población previsto, suponen un reto creciente para el abastecimiento a la Comunidad de Madrid”*, destacando además la necesidad de adaptar las infraestructuras para asegurar la disponibilidad de agua en cantidad, calidad y continuidad en este nuevo escenario.

En este contexto, el desarrollo de infraestructuras capaces de combinar almacenamiento energético y gestión avanzada del recurso hídrico adquiere un valor estratégico significativo, posicionando el presente proyecto no solo como una solución energética, sino como una potencial pieza clave dentro del sistema hídrico a largo plazo.

Desde una perspectiva de mercado, este enfoque multipropósito constituye una ventaja competitiva clara frente a otras soluciones. Mientras que las centrales reversibles tradicionales obtienen su rentabilidad principalmente del arbitraje de precios eléctricos, el presente proyecto añade una capa adicional de valor al integrarse potencialmente en el ciclo del agua. Esto lo convierte en una inversión más atractiva para administraciones públicas e inversores privados, al diversificar las fuentes de beneficio y reducir el riesgo asociado.

Asimismo, el proyecto se alinea con los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) y con las políticas europeas de transición energética, que promueven el

desarrollo de sistemas de almacenamiento y la optimización del uso de los recursos naturales. La capacidad de la central para absorber excedentes renovables, proporcionar servicios de regulación y contribuir a la estabilidad de la red refuerza aún más su valor dentro del sistema eléctrico.

4.2 OBJETIVOS

El objetivo principal del presente proyecto es desarrollar un diseño conceptual de una central hidroeléctrica reversible en el embalse de Entrepeñas que permita evaluar su viabilidad técnica y, especialmente, económica dentro del contexto actual del sistema energético español.

A diferencia de una ingeniería de detalle, este trabajo adopta un enfoque deliberadamente generalista, centrado en la definición de los elementos fundamentales de la instalación (emplazamiento, configuración hidráulica, dimensionamiento preliminar y estimación de costes), sin entrar en el grado de precisión propio de fases posteriores del proyecto. Este planteamiento responde a la necesidad de validar, en una etapa temprana, si la inversión propuesta puede resultar competitiva y atractiva desde el punto de vista económico.

En este sentido, el proyecto se concibe como un “producto mínimo viable” (MVP) de la central, cuyo propósito es determinar si, bajo hipótesis conservadoras, la instalación es capaz de generar valor. Para ello, se ha optado por un criterio de diseño intencionadamente conservador, basado en el sobredimensionamiento de determinados elementos clave de la infraestructura. Este enfoque implica asumir mayores costes iniciales y condiciones menos favorables que las que previsiblemente se obtendrían en una fase de ingeniería de detalle.

La lógica detrás de esta decisión es que, si el proyecto resulta viable incluso bajo estas condiciones desfavorables, es razonable concluir que, tras un proceso de optimización posterior (ajuste de dimensiones, mejora de trazados, optimización de equipos y reducción de incertidumbres), la inversión final no solo será viable, sino más atractiva desde el punto de vista económico y financiero.

De este modo, los objetivos específicos del proyecto son:

- Definir una configuración preliminar de la central hidroeléctrica reversible adaptada al emplazamiento del embalse de Entrepeñas.
- Realizar un predimensionamiento de los principales elementos hidráulicos y electromecánicos.
- Estimar la potencia instalada, capacidad de almacenamiento y régimen de operación de la central.
- Evaluar de forma aproximada los costes de inversión y su posible retorno en el mercado eléctrico.
- Analizar la viabilidad económica del proyecto bajo hipótesis conservadoras.

4.3 METODOLOGÍA

La metodología empleada en el presente proyecto sigue un enfoque progresivo, partiendo de un análisis preliminar del emplazamiento hasta la evaluación técnico-económica de la solución propuesta.

En primer lugar, se realiza un estudio topográfico del entorno del embalse de Entrepeñas mediante el uso de herramientas como QGIS, Google Earth Pro y Civil 3D, lo que permite identificar las posibles ubicaciones del embalse superior y definir las alternativas de diseño. A partir de este análisis, se selecciona la opción más favorable en términos de cota, capacidad y viabilidad constructiva.

Posteriormente, se lleva a cabo un predimensionamiento de la central, incluyendo el cálculo de volúmenes, caudales, potencias y configuración de los grupos turbina-alternador. Este dimensionamiento se realiza bajo criterios conservadores, en línea con el enfoque de validación de viabilidad del proyecto.

A continuación, se desarrollan los cálculos hidráulicos de las conducciones, analizando pérdidas de carga, sobrepresiones y estabilidad del sistema, utilizando herramientas especializadas como el software Allievi. Estos cálculos permiten verificar el comportamiento del sistema en diferentes modos de operación (turbina y bombeo). Por otro lado, se realizan cálculos mecánicos orientados al dimensionamiento estructural de las conducciones, incluyendo la estimación de espesores y la verificación frente a esfuerzos derivados de las presiones internas.

Finalmente, se realiza una estimación económica preliminar basada en los principales parámetros de diseño obtenidos, con el objetivo de evaluar la viabilidad del proyecto como inversión. Todo el proceso se desarrolla con un nivel de detalle acorde a una fase conceptual, permitiendo validar el proyecto como un “producto mínimo viable” sobre el que desarrollar futuras fases de ingeniería..

Capítulo 5. ESTUDIOS PREVIOS

5.1 ESTUDIO TOPOGRÁFICO DEL EMBALSE DE ENTREPEÑAS

El embalse de Entrepeñas se encuentra en la provincia de Guadalajara, en la comunidad autónoma de Castilla-La Mancha, y está situado sobre el río Tajo. Fue inaugurado en el año 1956 y es uno de los embalses más importantes del centro de España. Tiene una capacidad máxima aproximada de 835 hectómetros cúbicos y, cuando está lleno, ocupa una superficie cercana a las 3.000 hectáreas.

Su función principal es regular el caudal del río Tajo, además de servir para el abastecimiento de agua, la producción de energía hidroeléctrica y el trasvase de agua hacia otras zonas, ya que forma parte del sistema Entrepeñas-Buendía. La presa es de tipo gravedad y está construida principalmente con hormigón. La central que se encuentra actualmente en la presa tiene una potencia de 37MW

El embalse tiene una gran importancia económica y social para la zona, especialmente para municipios como Sacedón, donde se desarrollan actividades turísticas, deportivas y de ocio. Sin embargo, el nivel del agua suele variar mucho según las precipitaciones y los trasvases, lo que afecta tanto al medio natural como a la población local.

Con el fin de estudiar la topografía de la zona se van a descargar los mapas BTN50 (Base Topográfica Nacional Escala 1:50.000) y los raster del PNOA (Plan Nacional de Ortofotografía Aérea) con resolución MDT05 (Modelo Digital del Terreno resolución 5m). Ambos archivos se pueden encontrar en la página web del IGN (Instituto Geográfico Nacional) (ver Figura 17 y Figura 16)

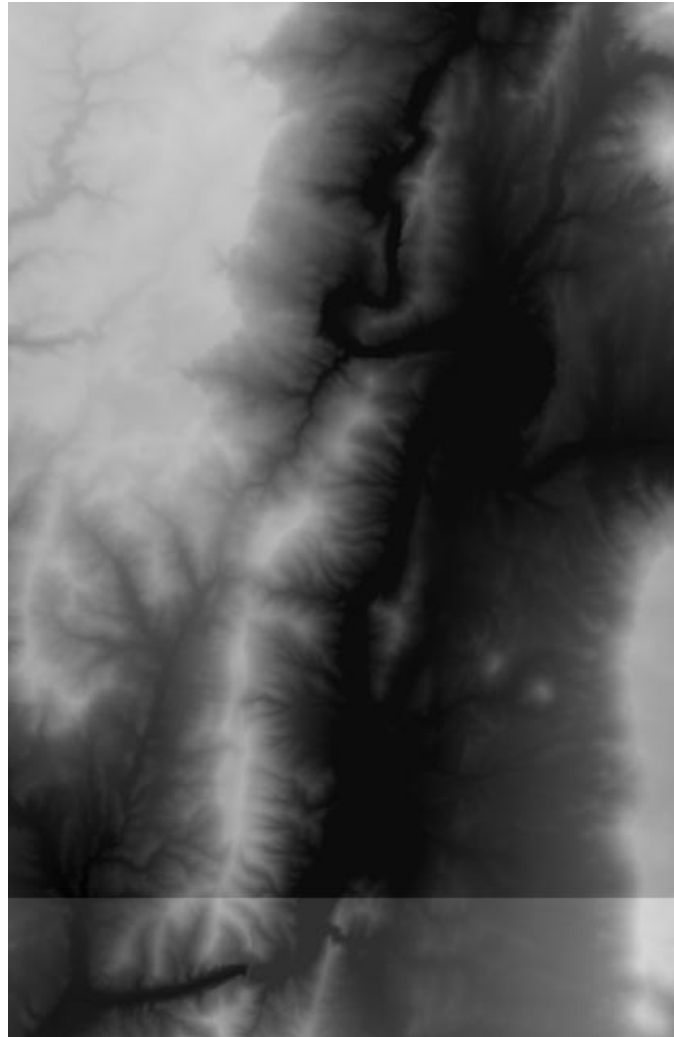


Figura 17. MTD05 Embalse de Entrepeñas(IGN)

La descarga de dichos archivos está compartimentalizada a partir de las hojas MTN50, las cuales dividen todo el territorio nacional en cuadrículas. En este caso se requería la descarga de las hojas 562 y 537. Para el manejo de estos archivos se ha utilizado el software gratuito QGIS, el cual permite su manipulación y exportación a distintos formatos.

Una vez analizado el terreno, se puede descartar la costa este del embalse como posible emplazamiento debido a la existencia de poblaciones como Peñalagos, Las Brisas y Las Anclas. También se puede descartar el suroeste del embalse debido a que se trata de un terreno demasiado escarpado. Esto nos deja como único posible emplazamiento la meseta localizada al noroeste del embalse.

Para el análisis preliminar se ha utilizado Google Earth Pro, gracias a su medición de alturas se ha podido determinar que el área con una mayor altura se encuentra en las inmediaciones del pueblo El Olivar. Esta herramienta permite trazar rutas y polígonos con facilidad, lo que posteriormente permitirá considerar carreteras, líneas de alta tensión y poblaciones.

Con el objetivo de estudiar más al detalle esta zona se va a importar la superficie a Civil 3D para poder definir las curvas de nivel.

Para ello se crea primero una superficie y se le añade como definición el DEM (Digital Elevation Model) extraído de QGIS. Posteriormente, utilizando las herramientas de análisis de superficies y modificando el display se pueden clasificar las curvas de nivel por colores en función de la elevación. (ver Figura 18)

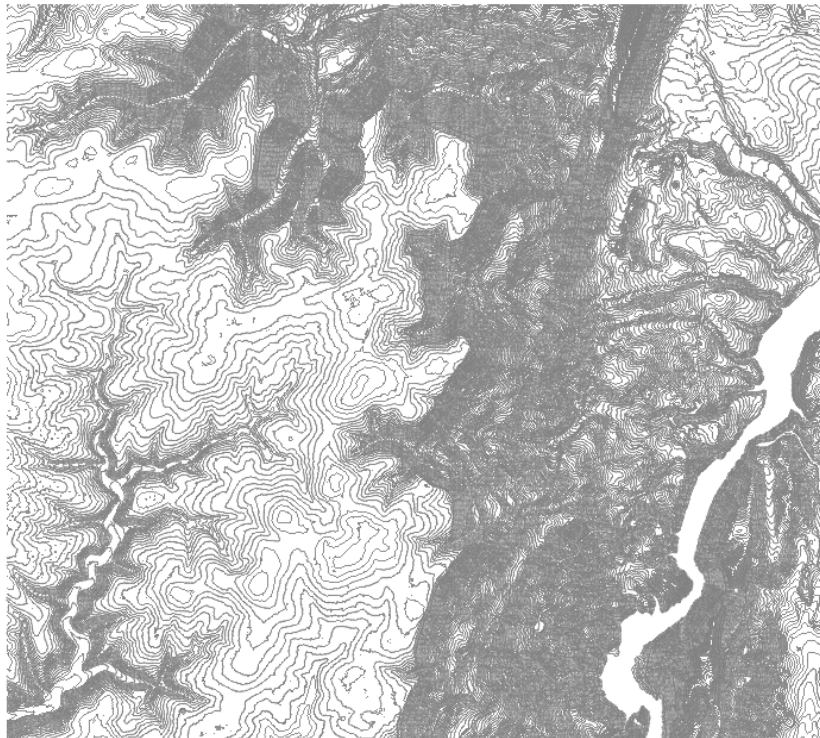


Figura 18. Curvas de Nivel Civil 3D

5.2 DISEÑO DE LA Balsa SUPERIOR

Se van a estudiar dos alternativas para la balsa superior, la primera localizada entre Budia y El Olivar y la segunda entre El Olivar y Alocén. Se han escogido estos dos emplazamientos tras ver que son los que cuentan con una mayor altitud (las curvas de nivel moradas representan 1040m)

Antes de empezar a diseñar las balsas es fundamental importar al dibujo todos los elementos que puedan interferir con el diseño, en este caso desde Google Earth pro se puede observar que el pueblo de El Olivar, la carretera GU-998 y una línea de 132kV que sale de la subestación del Olivar pueden condicionar la localización de la balsa. También se comprueba que no haya espacios Red Natura cerca. Natura 2000 es una red ecológica europea de áreas de conservación de la biodiversidad. Consta de Zonas Especiales de Conservación (ZEC) establecidas de acuerdo con la Directiva Hábitat y de Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) designadas en virtud de la Directiva Aves. En nuestro caso no afecta a la construcción de la balsa pero sí que podría afectar a la colocación de la toma inferior. (ver Figura 19)



Figura 19. Capas Google Earth

Una vez representado todo, se pueden guardar las rutas y polígonos como ficheros .kmz e importarlos a Civil 3D

5.2.1 ALTERNATIVA 1

Para diseñar las balsas se va a utilizar la herramienta de Grading del Civil 3D, a partir de una línea característica o feature line permite modificar la superficie existente creando desmontes y terraplenes. Como ya se comentó previamente, ambas operaciones se van a realizar con pendiente 2:1. Tomando como línea de partida una curva de nivel que represente la superficie del agua se van a realizar las siguientes operaciones:

<i>Operación</i>	<i>Distancia</i>	<i>Línea de partida</i>	<i>Propósito y comentarios</i>
Grade to Relative Elevation	2m	Línea Agua	Subir 2m la pared para considerar el guardaolas
Grade to Relative Elevation	-13m	Línea Agua	Excavar los 10m de altura útil y el resguardo de 3m
Grade to Distance	6m	Línea coronación	Corte horizontal para crear el camino perimetral que rodea la balsa
Grade to Surface		Exterior del camino	Conecta la balsa con la superficie existente
Create Infill		Interior de la Balsa	Elimina todo el terreno que se encuentre dentro de la balsa a una altura superior a -13m sobre la línea del agua

Tabla 1. Operaciones de replanteo topográfico para diseño de la Alternativa 1

Una vez hecha la balsa se ajustará la feature line de forma que el volumen de tierra retirado se compense lo máximo posible con el volumen de tierra añadido. Esto se puede ver con la siguiente herramienta: (ver Figura 20)

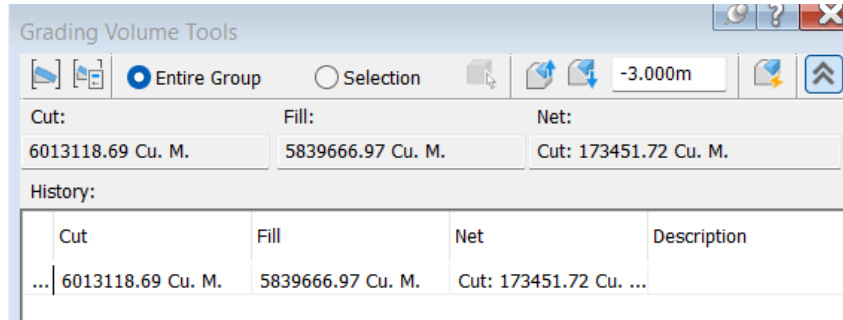


Figura 20. Grading Volume Tools Balsa 1 Civil 3D

Se modificará tanto el trazado de la línea, para evitar terraplenes demasiado grandes, como la altura de toda la balsa para intentar equilibrar los volúmenes lo máximo posible. (ver Figura 22 y Figura 21)

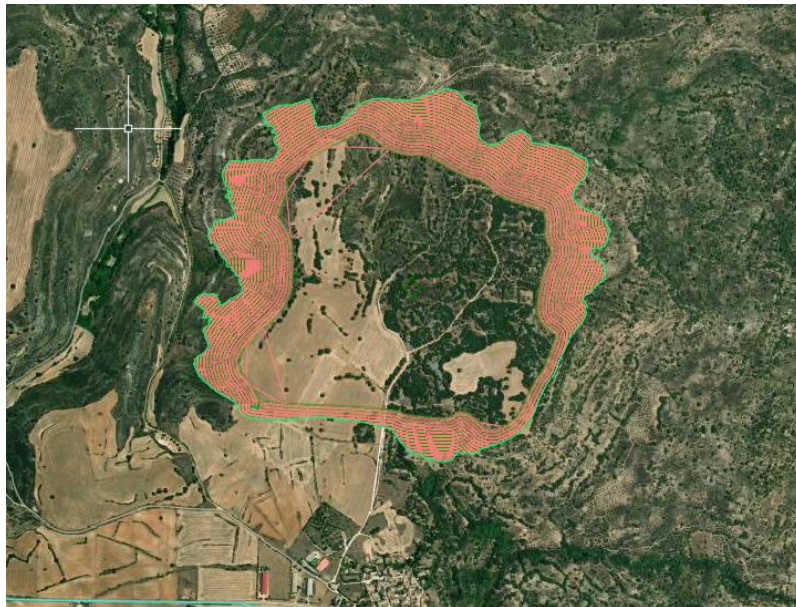


Figura 21. Ubicación y superficie Balsa 1



Figura 22. Renderización 3D Balsa 1

Una vez diseñada la balsa, se toma la altura final y la superficie encerrada de la línea del agua y la superficie del fondo para calcular el volumen total y la potencia estimada de la central.

5.2.2 ALTERNATIVA 2

Se repite el mismo proceso en el segundo emplazamiento, esta vez considerando tanto la línea de alta tensión como la carretera, para obtener el siguiente resultado. (ver Figura 24 y Figura 23)



Figura 23. Ubicación y superficie Balsa 2

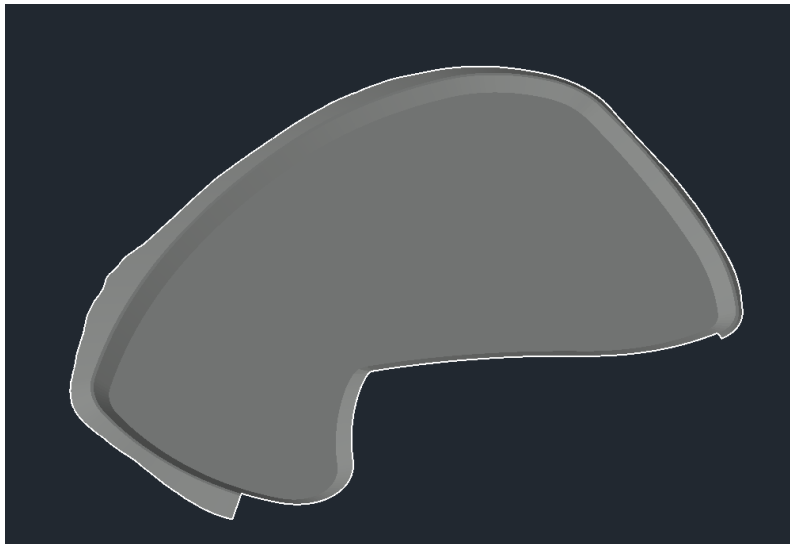


Figura 24. Renderización 3D Balsa 2

5.3 ELECCIÓN Y PREDIMENSIONAMIENTO

Como ya se comentó previamente, el objetivo de las balsas era alcanzar una potencia de 840MW en bomba y poder operar por 8h en turbina. Se van a realizar los cálculos con el salto máximo para no exceder el límite superior de potencia en bomba. El nivel máximo y mínimo del Embalse inferior se han obtenido a partir de los niveles históricos del Embalse de Entrepeñas proporcionados por la Confederación Hidrográfica del Tajo.

5.3.1 CÁLCULO DE POTENCIAS

Para comprobar si se alcanza la potencia en bomba se va a utilizar un Excel con los siguientes datos de partida:

	<i>Embalse Inferior</i>	<i>Balsa 1</i>	<i>Balsa 2</i>
Cota coronación (m)	714	1.043	1.048
Cota solera balsa (m)	690	1.028	1.033
Superficie solera (m ²)	248.975	649.955	671.506
Resguardo Olas (m)	2	2	2
Superficie agua max (m ²)	32.130.000	716.614	765.270
Altura útil máxima (m)	22	13	13
Capacidad total (m ³)	356.168.725	8.882.699	9.339.044

Resguardo mínimo volumen (m)	3	3	3
Altura útil uso (m)	19	10	10
Capacidad nominal (m3)	355.421.800	6.932.834	7.324.526
Terraplén (m3)		5.839.667	2.774.970
Desmonte (m3)		6.013.119	2.439.292
Prestamos (m3) (+)	0	-173.452	335.679

Tabla 2. Parámetros de volumen y cota de los embalses para cálculo de potencias

Nótese que la Balsa 2 dispone de 400.000 m³ de volumen adicionales, está 6m más alta y requiere de menos de la mitad de movimiento de tierra.

Debido a la potencia requerida se estima que serán necesarios 4 grupos turbina/alternador.

Ya que todavía no se han calculado las pérdidas de carga, se estimará el salto neto en turbina dividiendo el bruto por 1,0146 y la altura en bomba multiplicándolo por 1,0071.

Se divide la capacidad entre 8h (28.800s) para calcular el caudal que se podría turbinar en un ciclo. Una vez conocido el caudal turbinado se calcula la potencia por turbina con la siguiente fórmula:

$$P_T = g \cdot Q_T \cdot H_n \cdot \rho_T$$

Siendo:

- g : Gravedad
- Q_T: Caudal por turbina

- H_n : Salto neto
- P_T : Rendimiento de la turbina (se estima en 0,93)

Una vez conocida la potencia en el eje de la turbina se puede calcular la potencia total en el punto de conexión multiplicándola por el número de grupos (4), aplicando los rendimientos del generador y transformador (ambos 0,98) y restándole las pérdidas de línea (estimadas en 0,65%).

Para calcular la potencia en bomba se repite el mismo procedimiento partiendo del caudal en turbina multiplicado por 0,85.

Finalmente, se obtienen los siguientes resultados (Cálculos completos en Anexo I)

	<i>Balsa 1</i>	<i>Balsa 2</i>
Q Bomba (m ³ /s)	51	53,55
Q Turbina (m ³ /s)	60	63
P Bomba (kW)	796.403	843.370
P Turbina (kW)	722.025	764.606

Tabla 3. Resultados de potencia y energía por balsa

Después de analizar los resultados, a falta de un factor a analizar, todo indica a que la segunda opción es la mejor. El siguiente paso consiste en ver dónde ubicar la toma en el embalse inferior, dependiendo de cuál sea la ubicación ideal se tomará la decisión de que balsa construir.

5.3.2 UBICACIÓN DE LA TOMA

Como ya se ha visto antes, el puente por el que cruza la N-204 delimita la zona protegida por Red Natura. Esto llevaría a pensar que la ubicación ideal se encuentra al norte del puente. Inspeccionando más en detalle las ortofotos y curvas de nivel se llega a la conclusión de que esa zona es un arenal y que, por lo tanto, no se puede realizar una excavación. Por otro lado, si se comprueban los niveles históricos del embalse, se puede observar que en épocas de poco volumen esa área queda sobre el agua.

<i>Cota Embalse (m)</i>	<i>Volumen Embalse (Hm³)</i>	<i>Prob Vol esté por debajo</i>
675	61,76	1%
680	92,54	2,9%
685	133,77	8,3% (ver Figura 25 y Figura 26)

Tabla 4. Curva de probabilidad de volumen en el embalse inferior

Debido a estas circunstancias, la toma se debe de colocar en el espacio Red Natura, lo que implica que ambas balsas están equidistantes a la toma y afirma la elección de la balsa 2 como definitiva.



Figura 25. Planta de la balsa definitiva junto con la conducción

Una vez conocido el trazado de las conducciones se puede dibujar un alignment en Civil 3D con el motivo de conocer el perfil del terreno a través del cual discurrirá la toma.

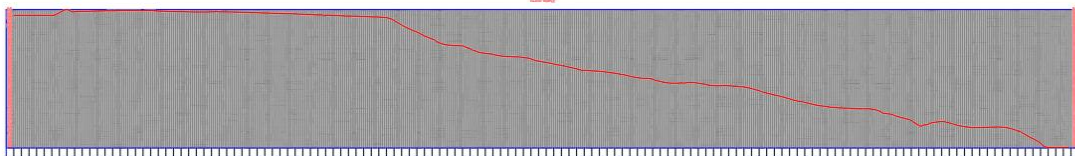


Figura 26. Perfil del terreno por el que discurre la canalización

Capítulo 6. CÁLCULOS HIDRAÚLICOS

Debido a las dimensiones de la central se va a estudiar el diseño de dos centrales en paralelo de dos grupos cada una. Esto permitirá facilitar la obra civil, reducir los diámetros de las conducciones e incluso ejecutar la obra en dos fases.

El objeto siguiente capítulo es presentar los cálculos justificativos hidráulicos de las conducciones de la CHR.

Se realizarán los siguientes cálculos:

- Cálculo de sobrepresión máxima en conducciones, en el transitorio definido por el disparo simultaneo de los dos grupos funcionando en turbina
- Cálculo de sobrepresión máxima en conducciones, en el transitorio definido por el disparo simultaneo de dos grupos funcionando en bomba.
- Estudio de pérdida de carga en las conducciones en modo turbina.
- Estudio de pérdida de carga en las conducciones en modo bomba.
- Consideraciones de las galerías de presión frente a la construcción.
- Cálculos de espesores de tubería
- Calculo estabilidad con disparo de 1 grupo en turbina con 2 grupos funcionando.
- Calculo estabilidad con disparo de 1 grupo en bomba con 2 grupos funcionando.

Los cálculos realizados con software Allievi de UPV no consideran el rodete reversible por lo que se han realizado modelizando una turbina Francis y una bomba con curva de puntos universal, por lo que el cálculo realizado es aproximado, pero no exacto.

En el caso de los cálculos de celeridades en los tramos de conducción de acero se ha trabajado suponiendo celeridades debidas únicamente al acero. El hormigón de

recubrimientos de galería se ha supuesto únicamente transmisor de esfuerzos y no se tienen datos geotécnicos que permitan afinar el cálculo.

El cálculo de espesores al existir falta de información geotécnica se ha realizado con presiones calculadas con celeridades superiores a las mostradas en el cálculo para estar en el lado de la seguridad.

Al no disponer de valores de fabricantes de turbina exactos respecto a la estabilidad necesaria para el rodete reversible, se han realizado estimaciones. El disponer de la información requerida podrá optimizar las secciones de galería y de chimeneas calculadas en el presente documento.

6.1 CÁLCULOS DE SECCIONES DE CONDUCCIONES

Se establecen varios criterios para el dimensionamiento de las galerías y tuberías de la central reversible. Posteriormente el dimensionado final se realizará a partir de las dimensiones mínimas establecidas en los siguientes puntos y considerando cuestiones de estabilidad del sistema o de pérdidas del mismo.

Posteriormente a la declaración de diámetros mínimos por el criterio de velocidades límite se comprueba la estabilidad según el criterio de la US Bureau of Reclamation, entrando en un proceso iterativo en el diseño de las conducciones.

6.1.1 CRITERIO DE VELOCIDADES LÍMITE

Para el funcionamiento de una central hidráulica se tienen en cuenta los siguientes límites de velocidad:

- [1] Galerías de hormigón. $v= 3-5$ m/s
- [2] Galerías con tubo de acero horizontales. $v= 3-5$ m/s
- [3] Pozos blindados $v= 5-7$ m/s

Teniendo en cuenta el caudal unitario máximo (en modo turbina) de $62 \text{ m}^3/\text{s}$ para dos grupos, se identifican por lo tanto los siguientes diámetros mínimos que deben disponerse en los siguientes sistemas:

	<i>Caudal (m³/s)</i>	<i>Velocidad (m/s)</i>	<i>Diámetro mínimo (m)</i>
Galería Superior	124	4	6,28
Tubería Forzada	124	5	5,62
Pozo Blindado	124	6	5,13
Galería Inferior de alta presión	124	6	5,13
Galería Inferior de alta presión (1 grupo)	62	5	3,97
Galería Inferior de baja presión (1 grupo)	62	5	3,97
Galería de Restitución	124	4	6,28

Tabla 5. Caudales, velocidades y diámetros mínimos por criterio de velocidad límite

6.1.2 CRITERIO DE BUNDSCHU

Se establece las dimensiones mínimas por el criterio establecido en la fórmula de Bundschu:

Galería superior, tubería forzada, pozo blindado, galería inferior de alta presión y galería inferior de baja presión (restitución-aspiración):

$$D = \sqrt[7]{\frac{5,2 \cdot Q^3}{H}} = \sqrt[7]{\frac{5,2 \cdot 124^3}{330}} = 4,36 \text{ m}$$

Galería inferior de alta presión toma de 1 grupo:

$$D = \sqrt[7]{\frac{5,2 \cdot Q^3}{H}} = \sqrt[7]{\frac{5,2 \cdot 62^3}{330}} = 3,24 \text{ m}$$

Donde:

D diámetro de la conducción (m)

Q caudal (m³/s)

H presión estática más presión dinámica (m) (se estima en 345 m)

6.1.3 CRITERIO DE ESTABILIDAD

El criterio de estabilidad viene dado por el US Bureau of Reclamation donde se comparan las inercias de la máquina con las inercias del agua para establecer un criterio de estabilidad estadístico en la comparación de ambas inercias. El objetivo principal es asegurar que el flujo del agua alcance el régimen permanente antes de que el grupo se haya estabilizado para evitar correcciones constantes en la turbina. Para ello se compararán los tiempos de arranque del agua y de la turbina.

Tiempo de arranque del agua

Este es el tiempo que se requiere para que se acelere el flujo del agua de velocidad cero a velocidad correspondiente a caudal nominal ($Q_t(2U) = 124 \text{ m}^3/\text{s}$ total y $Q_t(1U) = 62 \text{ m}^3/\text{s}$ unitario) cuando hay un salto H_n estimado en 340 m. Nótese que se han modificado los

valores de los diámetros de las conducciones para adoptar diámetros disponibles comercialmente.

$$T_w = \frac{Qt}{g \cdot H_n} \cdot \sum \left(\frac{L_t}{F_n} \right)$$

	<i>Caudal</i> (m ³ /s)	<i>Velocidad</i> (m/s)	<i>Diámetro</i> (m)	<i>Sección mínima</i> (m ²)	<i>Longitud</i> (m)
Galería Superior	124	3,75	6,5	33,18	889
Tubería Forzada	124	4,41	6	28,27	539
Pozo Blindado	124	5,34	5,45	23,33	317
Galería Inferior de alta presión	124	5,34	5,45	23,33	15
Galería Inferior de alta presión (1 grupo)	62	4,96	4	12,56	15
Galería Inferior de baja	62	4,96	4	12,56	15

presión (1 grupo)					
Galería de Restitución	124	3,75	6,5	33,18	1.595

Tabla 6. Diámetros y secciones mínimas por criterio de estabilidad

Para la estimación de las longitudes de las conducciones se ha realizado un primer boceto sobre el perfil del terreno extraído de Civil 3D (ver Figura 28 y Figura 27)

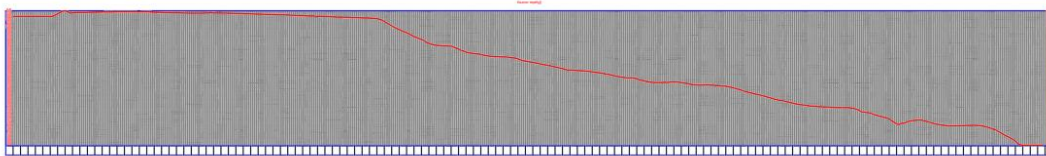


Figura 27. Perfil longitudinal del trazado

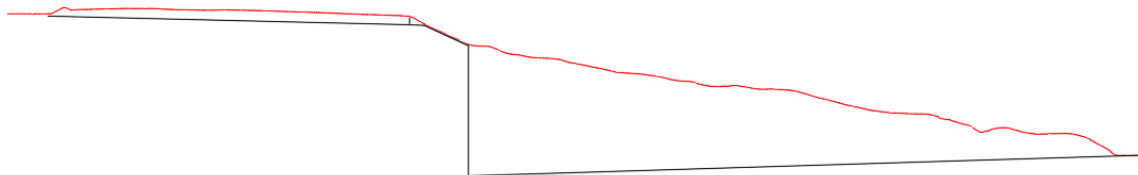


Figura 28. Trazado de la galería superior

Como punto de partida se ha tomado una pendiente de 1,5% en la galería superior, se ha tratado de seguir el terreno en la tubería forzada y se ha bajado el pozo blindado a 50m por debajo del nivel del embalse inferior para garantizar una sumergencia suficiente del rodete de la turbina y así evitar la cavitación.

$$T_w = \frac{124}{9,8 \cdot 330} \cdot \left(\frac{889 + 1640}{31} + \frac{539}{24,8} + \frac{317 + 20}{20,67} \right) + \frac{62}{9,8 \cdot 330} \cdot \left(\frac{15 + 15}{12,4} \right) = 4,63 \text{ s}$$

Puesto que se van a añadir chimeneas de equilibrio al final de la galería superior y al comienzo de la inferior se puede ajustar el cálculo utilizando el tiempo de arranque entre las mismas.

$$T_w = \frac{124}{9,8 \cdot 330} \cdot \left(\frac{539}{24,8} + \frac{317 + 20}{20,67} \right) + \frac{62}{9,8 \cdot 330} \cdot \left(\frac{15 + 15}{12,4} \right) = 1,5 \text{ s}$$

Tiempo de arranque mecánico

Es el tiempo que requiere la unidad para pasar de velocidad cero a velocidad nominal con Par nominal aplicado, suponiendo la unidad desconectada de la red. Estimamos los siguientes valores tomando un coseno de phi de 0,86 y un rendimiento del alternador de 0,98:

- [1] Potencia alternador S = 237 MVA.
- [2] Potencia turbina P = 200 MW.
- [3] Velocidad alternador: Se selecciona velocidad 375 rpm establecidos en la selección de turbina.

En alternador se puede considerar

$$PD^2 a (t.m^2) = 55 \cdot \left[\frac{S}{N^{1.5}} \right]^{1.25} = 55 \cdot \left[\frac{227.000}{375^{1.5}} \right]^{1.25} = 4.065,24 t.m^2$$

En turbina se puede considerar

$$PD^2 t (t.m^2) = 1,5 \cdot \left[\frac{P}{N^{1.5}} \right]^{1.25} = 1,5 \cdot \left[\frac{200.000}{375^{1.5}} \right]^{1.25} = 94,64 t.m^2$$

Donde N = rpm, S= kVA

$$PD^2 (t.m^2) = PD^2 a (t.m^2) + PD^2 t (t.m^2) = 4.159,88 t.m^2$$

La inercia I es

$$I(kg.m^2) = PD^2 (t.m^2) \cdot 250 = 1.039.969,75 kg.m^2$$

El tiempo de arranque mecánico será:

$$T_m = \frac{I(\text{kg} \cdot \text{m}^2) \cdot \omega}{T(\text{N} \cdot \text{m})} = \frac{I(\text{kg} \cdot \text{m}^2) \cdot \omega^2}{P(\text{W})} = \frac{1.039.969,75 \cdot 1.542,13}{200.000 \cdot 1.000} = 8,02s$$

$$\omega^2 = \frac{4 \cdot \pi^2 \cdot N^2}{3.600} = \frac{4 \cdot \pi^2 \cdot 375^2}{3.600} = 1.542,13$$

Por último, para que la central cumpla con el criterio de estabilidad, se debe de cumplir la siguiente ecuación:

$$\frac{T_m}{T_w^2} > 3,5 \rightarrow \frac{8,02}{1,5^2} = 3,56$$

Se puede calcular también el índice de estabilidad como la división entre ambos tiempos:

$$\frac{T_m}{T_w} = 5,34$$

De acuerdo con la literatura, valores entre 5 y 8 cuentan con niveles aceptables de regulación.

6.2 CÁLCULOS DE PÉRDIDAS DE CARGA

Las pérdidas de carga se producen desde la toma en el depósito superior hasta la descarga al embalse inferior debido al caudal, área de paso de las conducciones, material de fabricación de las conducciones y por los elementos singulares que puedan existir en el trazado de dichas conducciones.

Para obtener el salto neto de la central, tanto en modo turbina como en modo bomba, es necesario realizar el cálculo de pérdida de carga de las conducciones tanto por valores continuos (tuberías) como las debidas por elementos localizados (válvulas, codos, tomas, etc.). En este capítulo se muestran los cálculos en turbina, realizando cálculos en bomba para corrección en hoja Excel, pero que se pueden determinar cómo similares, excepto debido al caudal empleado.

Se establecerán las pérdidas de carga para uno de los grupos que corresponderá al situado más lejano del circuito de alta presión en el distribuidor.

6.2.1 PÉRDIDAS DE CARGA CONTINUAS

Para el cálculo de pérdidas de carga continuas se empleará la fórmula de Darcy

$$\Delta H = \frac{f}{D} \cdot \frac{v^2}{2g} \cdot L$$

Siendo:

ΔH = pérdida de carga (m).

f = factor de fricción que se obtiene con la fórmula de Colebrook considerando una rugosidad absoluta para el acero de $K = 0,05$ mm y para el hormigón $K = 1$ mm.

D = Diámetro de tubería (m).

v = velocidad del agua (m/s).

g = aceleración de la gravedad

L = longitud del tramo considerado

La fórmula de Colebrook para calcular el factor de fricción por iteración es la siguiente:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \cdot \log \left(\frac{2,51}{Re\sqrt{f}} + \frac{K}{3,71 \cdot D} \right)$$

Siendo:

Re = número de Reynolds $Re = \frac{v \cdot D}{\nu}$, donde ν es la viscosidad cinemática del agua, que suponiendo la temperatura del agua a 20° C es igual a $1,0036 \cdot 10^{-6}$ cm²/s, el diámetro D (cm) y la velocidad del agua v en cm/s

<i>Conducción</i>	<i>L (m)</i>	<i>K (mm)</i>	<i>V(m/s)</i>	<i>D (m)</i>	<i>Re</i>	<i>f</i>	<i>ΔH(m)</i>
Galería superior	889	1	3,75	6,5	2,43E+11	0,01311	1,29
Tubería Forzada	539	0,05	4,41	6	2,64E+11	0,00842	0,75
Pozo blindado	317	0,05	5,34	5,45	2,90E+11	0,00847	0,72
Galería inferior alta presión	15	0,05	5,34	5,45	2,90E+11	0,00847	0,03
Galería inferior alta presión grupo 1 grupo	15	0,05	4,96	4	1,98E+11	0,00892	0,04
Galería inferior baja presión grupo 1 grupo	15	1	4,96	4	1,98E+11	0,01445	0,07
Galería inferior baja presión (restitución-aspiración)	1595	1	3,75	6,5	2,43E+11	0,01311	2,29

Tabla 7. Pérdidas de carga continuas por tramo de conducción

6.2.2 PÉRDIDAS DE CARGA LOCALIZADAS

Las pérdidas de carga localizadas en elementos puntuales se calculan dependiendo del elemento en cuestión. No obstante, existe una condición general que se define por la siguiente fórmula:

$$\Delta H = K \cdot \frac{v^2}{2g}$$

Donde K es el coeficiente de pérdida de carga. A continuación, se describen algunas pérdidas de carga de diversos elementos.

- Embocadura abocinada para toma de agua $\Delta H = 0,03 \cdot \frac{v^2}{2g}$
- Estrechamiento: $\Delta H = a \cdot \left(1 - \left(\frac{D_2}{D_1}\right)^2\right) \cdot \frac{v_2^2}{2g}$ siendo el índice 1 correspondiente a la entrada y el índice 2 correspondiente a la salida. El coeficiente “a” depende del ángulo de estrechamiento generado. En nuestro caso seleccionamos ángulos de estrechamiento de 15°

Ángulo	6°	10°	15°	20°	30°	40°	50°
a	0.14	0.20	0.30	0.40	0.70	0.90	1.00

Tabla 8. Coeficientes de pérdida localizada en codos según ángulo

- Codo: $\Delta H = \left[0,131 + 1,847 \cdot \left(\frac{D}{2R} \right)^{3,5} \right] \cdot \frac{\vartheta}{90} \cdot \frac{v_2^2}{2g}$. Donde R es el radio de curvatura (m) y ϑ el ángulo de desviación del eje de la conducción (grados sexagesimales).
- Ensanchamiento $\Delta H = \left(1 - \left(\frac{D_1}{D_2} \right)^2 \right) \cdot \frac{v_1^2}{2g}$ siendo el índice 1 correspondiente a la entrada y el índice 2 correspondiente a la salida. Otra forma sería la utilización de $\Delta H = K \cdot \frac{(v_1^2 - v_2^2)}{2g}$ tal como aparece en la siguiente figura seleccionando un ángulo de 20° y una relación de diámetros de 1,5. (ver Figura 29)

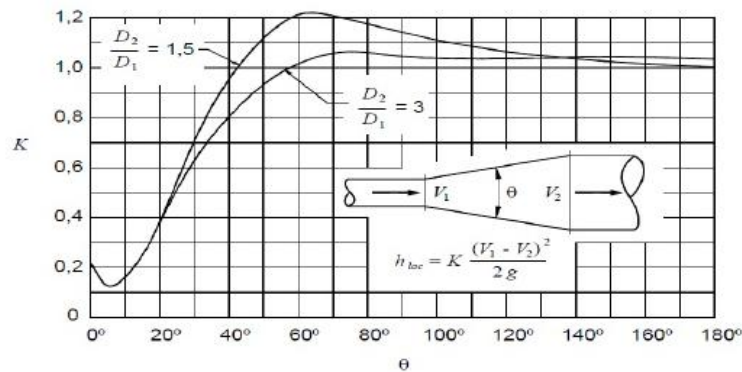


Figura 29. Bifurcación en tramo recto

- [1] Bifurcación tramo recto $\Delta H = 0,125 \cdot n \cdot \frac{v^2}{2g}$
- [2] Confluencia tramo recto $\Delta H = 0,3 \cdot \frac{v^2}{2g}$
- [3] Válvula esférica abierta $\Delta H \approx 0$.
- [4] Entrada en depósito $\Delta H = 0,5 \cdot \frac{v^2}{2g}$.

<i>Conducción</i>	<i>Elemento</i>	<i>V(m/s)</i>	<i>k</i>	<i>ΔH(m)</i>
Galería superior	Toma	3,75	0,2	0,14
Tubería forzada	Estrechamiento	4,41	0,044	0,04
	Codo de 22,5° con R=25m	4,41	0,033	0,03
	Estrechamiento	5,34	0,052	0,08
Pozo blindado	Codo de 66,1° con R=25m	5,34	0,097	0,14
	Codo de 90° con R=25m	5,34	0,132	0,19
Galería presión inferior (2 grupos)	Bifurcación	5,34	0,25	0,36
Galería presión inferior (1 grupo)	Estrechamiento (4m a 2,5m)	4,96	0,183	0,23
Galería baja presión (1 grupo)	Ensanchamiento (2,5m a 4m)	12,63	0,011	0,09

Galería baja presión (2 grupos)	Confluencia	3,75	0,3	0,22
Galería de restitución	Descarga al Embalse	3,75	0,5	0,36

Tabla 9. Pérdidas de carga localizadas por tramo y elemento

En total se estiman unas pérdidas de carga de 6,93m las cuales se dividen en 1,74m de pérdidas localizadas y 5,19m de pérdidas continuas

6.3 CÁLCULO DE CHIMENEAS

Se calculan a continuación dos tipos de chimeneas, de cámaras y chimenea simple. Debido a que las cotas de los embalses se encuentran considerablemente por encima de los nudos de las chimeneas, es muy probable que la altura mínima venga dada por estos y no por el volumen necesario para absorber los transitorios. Aun así, se va a calcular primero la chimenea de cámaras para conocer dicho volumen.

6.3.1 CHIMENEA INFERIOR

6.3.1.1 Chimenea de cámaras

Un primer dimensionamiento de la chimenea viene dado por el criterio de Thoma. Se calcula el área de Thoma tal como se muestra a continuación:

$$A_{th_max} = 52,16 \cdot \frac{D_{gi}^{(10/3)}}{H_{max}} = 52,16 \frac{6,5^{(10/3)}}{352} = 75,95 \text{ m}^2$$

$$A_{th_min} = 52,16 \cdot \frac{D_{gi}^{(10/3)}}{H_{min}} = 52,16 \frac{6,5^{(10/3)}}{309} = 86,51 \text{ m}^2$$

Donde:

H_{max} es el salto neto máximo.

H_{min} es el salto neto mínimo

D_{gi} es el diámetro efectivo de la galería inferior.

Se considera el área con salto máximo para obtener una mayor altura y estar del lado de la seguridad. La sección del pozo de conexión debe ser superior al área de Thoma en un factor de 1,8. Luego considerando que el pozo de conexión debe tener una sección de $1,8 \cdot 79,95 = 136,7 \text{ m}^2$ el diámetro deberá ser al menos de 13,2 m de diámetro.

El nivel máximo de la chimenea con un área de $136,7 \text{ m}^2$ será Z_{max} será:

$$Z_{\text{max}} = \left(\frac{Q}{F_c} \right) \cdot \sqrt{\frac{F_c \cdot L_{gi}}{F_{gi} \cdot g}} = \left(\frac{124}{136,7} \right) \cdot \sqrt{\frac{136,7 \cdot 1595}{33,18 \cdot 9,8}} = 23,49 \text{ m}$$

Siendo:

Q el caudal que recorre la galería inferior

F_{gi} la sección de la galería inferior (m^2)

L_{gi} la longitud de la galería inferior (m)

F_c la sección de la chimenea (m^2)

Z_{max} el nivel máximo que alcanza el nivel del agua en la chimenea

El periodo de oscilación en la chimenea será:

$$T = 2\pi \cdot \sqrt{\frac{F_c \cdot L_{gi}}{F_{gi} \cdot g}} = 2\pi \cdot \sqrt{\frac{136,7 \cdot 1595}{33,18 \cdot 9,8}} = 163 \text{ s}$$

Los volúmenes de cámara serán los siguientes:

- Volumen de cámara de expansión (cierre):

$$V_c = \frac{\pi}{2^{\left(\frac{17}{3}\right)} \cdot g \cdot n^2} \cdot D^{\left(\frac{10}{3}\right)} \cdot \ln\left(\frac{m^2 + 1}{m^2}\right)$$

Donde

N = coeficiente de Manning (= 0,011)

$$m^2 = \frac{Z_{max}}{\Delta H_{gb}} = \frac{23,49}{3,58} = 6,56$$

$$V_c = \frac{\pi}{2^{\left(\frac{17}{3}\right)} \cdot 9,8 \cdot 0,011^2} \cdot 6,5^{\left(\frac{10}{3}\right)} \cdot \ln\left(\frac{6,56 + 1}{6,56}\right) = 3792,6 \text{ m}^3$$

- Volumen de cámara de alimentación (apertura):

$$V_a = \frac{\pi}{2^{\left(\frac{17}{3}\right)} \cdot g \cdot n^2} \cdot D^{\left(\frac{10}{3}\right)} \cdot \left[\ln\left(\frac{m^2 + 1}{m^2}\right) + \frac{1}{m} \cdot \left(\frac{m + 1}{m - 1}\right) \right]$$

$$V_a = \frac{\pi}{2^{\left(\frac{17}{3}\right)} \cdot 9,8 \cdot 0,011^2} \cdot 6,5^{\left(\frac{10}{3}\right)} \cdot \left[\ln\left(\frac{5,05 + 1}{5,05}\right) + \frac{1}{2,56} \cdot \left(\frac{2,56 + 1}{2,56 - 1}\right) \right] = 27621,2 \text{ m}^3$$

6.3.1.2 Chimenea simple

Al disponer una diferencia entre el nivel máximo de trabajo en la balsa inferior entre la cota 722 m.s.n.m. y 687 m.s.n.m. se observa que una chimenea simple debe disponer al menos de 35 metros de altura debido únicamente a esta variación. A esta altura habría que añadirle 50m debido a las diferencias de cotas entre el punto más bajo de la chimenea y el del embalse y los 23,5m de Z_{max}

Si se observan los valores de volumen necesarios en el cálculo de cámaras y se elige la suma que en este caso es de 31.414 m³, se realiza una primera aproximación en el diámetro necesario de una chimenea simple, tendríamos que con 108,5 metros de altura una sección de 289,53 m² sería necesaria. Esto corresponde a un diámetro de 19,2 m.

6.3.2 CHIMENEA SUPERIOR

6.3.2.1 Chimenea de cámaras

Se considerará el mismo área de Thoma ya que el diámetro de la galería es el mismo.

El nivel máximo de la chimenea con un área de 136,7 m² será Z_{max} será:

$$Z_{max} = \left(\frac{Q}{F_c}\right) \cdot \sqrt{\frac{F_c \cdot L_{gs}}{F_{gs} \cdot g}} = \left(\frac{124}{136,7}\right) \cdot \sqrt{\frac{136,7 \cdot 889}{33,18 \cdot 9,8}} = 17,54 \text{ m}$$

Siendo:

Q el caudal que recorre la galería superior

F_{gs} la sección de la galería superior (m²)

L_{gs} la longitud de la galería superior (m)

F_c la sección de la chimenea (m²)

Z_{max} el nivel máximo que alcanza el nivel del agua en la chimenea

El periodo de oscilación en la chimenea será:

$$T = 2\pi \cdot \sqrt{\frac{F_c \cdot L_{gi}}{F_{gi} \cdot g}} = 2\pi \cdot \sqrt{\frac{136,7 \cdot 889}{33,18 \cdot 9,8}} = 122s$$

Los volúmenes de cámara serán los siguientes:

- Volumen de cámara de expansión (cierre):

$$V_c = \frac{\pi}{2^{\left(\frac{17}{3}\right)} \cdot g \cdot n^2} \cdot D^{\left(\frac{10}{3}\right)} \cdot \ln\left(\frac{m^2 + 1}{m^2}\right)$$

Donde

N = coeficiente de Manning (= 0,011)

$$m^2 = \frac{Z_{max}}{\Delta H_{gb}} = \frac{17,54}{1,43} = 12,27$$

$$V_c = \frac{\pi}{2^{\left(\frac{17}{3}\right)} \cdot 9,8 \cdot 0,011^2} \cdot 6,5^{\left(\frac{10}{3}\right)} \cdot \ln\left(\frac{12,27 + 1}{12,27}\right) = 2095 \text{ m}^3$$

- Volumen de cámara de alimentación (apertura):

$$V_a = \frac{\pi}{2^{\left(\frac{17}{3}\right)} \cdot g \cdot n^2} \cdot D^{\left(\frac{10}{3}\right)} \cdot \left[\ln\left(\frac{m^2 + 1}{m^2}\right) + \frac{1}{m} \cdot \left(\frac{m + 1}{m - 1}\right) \right]$$

$$V_a = \frac{\pi}{2^{\left(\frac{17}{3}\right)} \cdot 9,8 \cdot 0,011^2} \cdot 6,5^{\left(\frac{10}{3}\right)} \cdot \left[\ln\left(\frac{12,27 + 1}{12,27}\right) + \frac{1}{3,5} \cdot \left(\frac{3,5 + 1}{3,5 - 1}\right) \right] = 15842 \text{ m}^3$$

6.3.2.2 Chimenea simple

Al disponer una diferencia entre el nivel máximo de trabajo en la balsa superior entre la cota 1046 m.s.n.m. y 1036 m.s.n.m. se observa que una chimenea simple debe disponer al menos de 10 metros de altura debido únicamente a esta variación. A esta altura habría que añadirle 37m debido a las diferencias de cotas entre el punto más bajo de la chimenea y el del embalse y los 17,54m de Z_{max}

Si se observan los valores de volumen necesarios en el cálculo de cámaras y se elige la suma que en este caso es de 15846 m³, se realiza una primera aproximación en el diámetro necesario de una chimenea simple, tendríamos que con 65 metros de altura una sección de 243,8 m² sería necesaria. Esto corresponde a un diámetro de 17,6 m. Debido a la topografía del terreno y a las cotas del embalse, es imposible que esta chimenea no aflore a través del suelo, lo que resulta un impedimento debido a las regulaciones ambientales actuales.

6.4 CÁLCULO DE LAS TOMAS

Para el cálculo de las tomas se debe tener en cuenta que el dimensionamiento de las mismas se realiza para evitar vórtices en la superficie de la lámina de agua. Se trata de evitar la formación de un vórtice que puede ser crítico si el núcleo de aire alcanzara la

toma. El cálculo por lo tanto persigue tanto una velocidad baja del agua como una sumergencia de la toma que eviten dichos vórtices.

Para esto disponemos de las siguientes fórmulas.

$$\frac{h_t}{D} > 2,3 \cdot F_p + 1$$

Donde

h_t = Sumergencia del eje de la conducción con respecto al nivel mínimo del agua.

D = Diámetro de la tubería (m)

F_p = Numero de Froude de la toma

$$F_p = \frac{V}{\sqrt{g \cdot D}}$$

Donde

D es el diámetro hidráulico.

V es la velocidad media de la conducción.

$g = 9,80 \text{ m/s}^2$

6.4.1 DEPÓSITO SUPERIOR

El depósito superior se conecta con la galería superior.

La conducción es de 6,5 m de diámetro. Se realiza una toma para disminuir la velocidad del agua. El caudal máximo que discurrirá por la toma es de $124 \text{ m}^3/\text{s}$

<i>GALERÍA</i>	<i>DE</i>
<i>PRESIÓN</i>	

Diámetro (m)	6,5
Sección (m ²)	33,18
Caudal (m ³ /s)	124
Velocidad (m/s)	3,75

Tabla 10. Dimensionamiento de la galería de presión del depósito superior

Se diseña una toma radial que disponga de la superficie que asegura una velocidad del agua de 1,0 m/s.

<i>TOMA</i>	
<i>Sección mínima (m²)</i>	124
<i>Caudal (m³/s)</i>	124
<i>Velocidad (m/s)</i>	1,0

Tabla 11. Dimensionamiento de la toma del depósito superior

Suponemos para los cálculos una toma sectorizada con tajamares, dejando 4 vanos de paso. La altura de los vanos la disponemos en 7,5 m y la anchura de cada vano en un valor medio 4,13m. Por lo tanto el valor para el cálculo del número de Froude será el diámetro equivalente a la superficie de la toma, el cual se calcula con la siguiente fórmula.

$$D_{eq} = \frac{4A}{P} = \frac{4 * 4 * 7,5 * 4,13}{4 * (7,5 + 4,13)} = 10,65m$$

Cálculos respecto a eje de tubería.

$$F_p = \frac{3,75}{\sqrt{9,8 \cdot 6,5}} = 0,47$$

$$h_t > D \cdot (2,3 \cdot F_p + 1) = 6,5 \cdot (2,3 \cdot 0,47 + 1) = 13,53m$$

La sumergencia del eje de la tubería debería de ser en este caso de 13,53 m

Cálculos respecto a eje de toma

$$F_p = \frac{1,0}{\sqrt{9,8 \cdot 10,65}} = 0,098$$

$$h_t > D \cdot (2,3 \cdot F_p + 1) = 10,65 \cdot (2,3 \cdot 0,098 + 1) = 13,05 m$$

La sumergencia del eje de la toma debería de ser en este caso de 13,05 m.

Por tanto, la toma debe estar situada a una altura mínima de 13,53 metros por debajo de la cota mínima del depósito superior. La cota mínima es de 1033 metros, así la altura de la toma se fija en 1019,47 metros.

6.4.2 DEPOSITO INFERIOR

El depósito inferior se conecta mediante una galería de baja presión con la central. Esta galería dispone de unas compuertas de seccionamiento situadas inmediatamente al lado a la toma en el interior de la balsa.

La conducción es de 6,5 m de diámetro. Se realiza una toma para disminuir la velocidad del agua. El caudal máximo que discurrirá por la toma es de 124 m³/s

<i>GALERÍA DE PRESION</i>	
Diámetro (m)	6,5
Sección (m ²)	33,18

Caudal (m ³ /s)	124
Velocidad (m/s)	3,75

Tabla 12. Dimensionamiento de la galería de presión del depósito inferior

Se diseña una toma abocinada que disponga de la superficie que asegura una velocidad del agua de 1 m/s.

<i>TOMA</i>	
Sección mínima (m ²)	124
Caudal (m ³ /s)	124
Velocidad (m/s)	1

Tabla 13. Dimensionamiento de la toma del depósito inferior

Suponemos para los cálculos una toma sectorizada con tajamares, dejando 4 vanos de paso. La altura de los vanos la disponemos en 7,5 m y la anchura de cada vano en un valor medio 4,13m. Por lo tanto el valor para el cálculo del número de Froude será el diámetro equivalente a la superficie de la toma, el cual se calcula con la siguiente fórmula.

$$D_{eq} = \frac{4A}{P} = \frac{4 * 4 * 7,5 * 4,13}{4 * (7,5 + 4,13)} = 10,65m$$

Cálculos respecto a eje de tubería.

$$F_p = \frac{3,75}{\sqrt{9,8 * 6,5}} = 0,47$$

$$h_t > D \cdot (2,3 \cdot Fp + 1) = 6,5 \cdot (2,3 \cdot 0,47 + 1) = 13,53m$$

La sumergencia del eje de la tubería debería de ser en este caso de 13,53 m

Cálculos respecto a eje de toma

$$F_p = \frac{1,0}{\sqrt{9,8 \cdot 10,65}} = 0,098$$

$$h_t > D \cdot (2,3 \cdot Fp + 1) = 10,65 \cdot (2,3 \cdot 0,098 + 1) = 13,05 m$$

La sumergencia del eje de la toma debería de ser en este caso de 13,05 m.

Por tanto, la toma debe estar situada a una altura mínima de 13,53 metros por debajo de la cota mínima del depósito superior. La cota mínima es de 1033 metros, así la altura de la toma se fija en 1019,47 metros.

Una vez conocidas las dimensiones de todos los elementos se puede dibujar la central completa sobre el perfil del Civil 3D. (Véase Anexo I)

Capítulo 7. TRANSITORIOS

Se estudian transitorios tanto en modo turbina como en modo bomba. Los transitorios se estudiarán con el software ALLIEVI del ITA de la Universidad Politécnica de Valencia, tomando los resultados como indicativos. El proyecto de construcción deberá realizar un estudio de transitorios más adecuado contando con las curvas de la turbina-bomba.

Este estudio de transitorios arrojará las presiones máximas que servirán para el cálculo de espesores de acero en los recubrimientos de los túneles, por lo que forma parte de un proceso iterativo de cálculo, ya que los espesores influyen en el cálculo de las celeridades, y estas en las presiones máximas obtenidas.

Se debe tener en cuenta que el cálculo se realiza en base a una turbina Francis y a una bomba modeladas por Allievi cuyas curvas no corresponden a los rodetes reversibles, por lo que el cálculo mostrado es una aproximación.

7.1 TRANSITORIOS MODO TURBINA

Los transitorios en modo turbina a estudiar son los siguientes:

- [1] Caso 1 Turbina) Parada de emergencia simultanea de dos turbinas con nivel máximo en depósito superior y nivel mínimo en depósito inferior.
- [2] Caso 2 Turbina) Estabilidad. Parada de emergencia de una turbina y funcionamiento normal de una turbina con deposito superior en nivel máximo y deposito inferior con nivel mínimo.

7.1.1 MODELO MODO TURBINA

A continuación, se observa el modelo: (ver Figura 30)

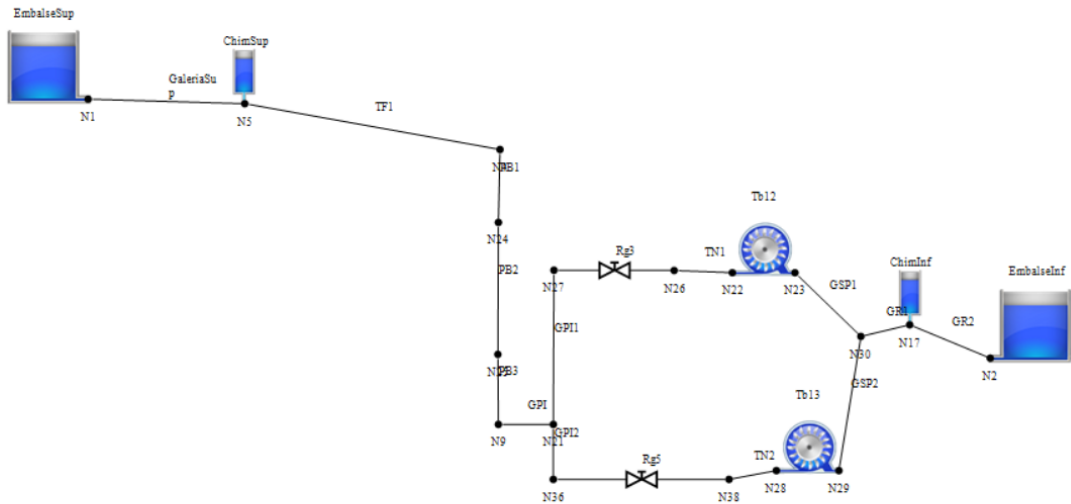


Figura 30. Elementos del modelo hidráulico

Se definen los siguientes elementos:

- Embalses o depósitos:

Se incluyen dos depósitos, uno de grandes dimensiones (Embalse de Entrepeñas) y otro de pequeñas dimensiones (Deposito superior) (ver Figura 31)

	Depósitos - Datos básicos								Vertedero/Aliviadero			
	Nombre	Ni	Nf	Zs (m)	Tipo	S (m ²)	Z0 (m)	Zvar	L (m)	Z Cresta (m)	Cq	Descarga
	EmbalseSup	---	N1	1033	PD	766617	1046	No	2	1047	0,3	---
	EmbalseInf	N2	---	687	GD		705					

Figura 31. Modelo de los embalses

- Chimeneas:

Se incluyen chimeneas en las galerías inferior y superior. (ver Figura 32)

	Chimeneas - Datos básicos								Ramal de unión						
	Nombre	Nudo	Zu (m)	Act	Tipo	D (m)	Rug (mm)	Zb (m)	Vol. acum.	D (mm)	L (m)	Rug (mm)	K sal	K ent	Calc K
	ChimSup	N5	1002	<input checked="" type="checkbox"/>	SC	17,6	1	1010		6700	8	1	5,6E-05	6,1E-05	...
	ChimInf	N17	638	<input checked="" type="checkbox"/>	SC	19,2	1	646		6700	8	1	5,6E-05	6,1E-05	...

Figura 32. Modelo de chimeneas de equilibrio

- Turbinas: se define una turbina que trabaje en rendimiento óptimo para un salto de 340m, dando los 62,5 m³/s suponiendo pérdida de carga de 7 metros. Los

parámetros relacionados con el control PID se han obtenido experimentalmente.
(ver Figura 33)

Nombre	Turbinas - Datos básicos						Distribuidor		Rendimiento óptimo						Variación de la carga	Desconexión		Regulación PID			
	Ni	Nf	Z (m)	D (m)	I	H reg	Ap inc	Ap max	Q	H	P	Rend	N nom	Cmin		Maniobra	Kp	Ki	Kd	Kra	
Tb12	N22	N23	638	2,5	1040	375	22	43,7	62	340	192	92,85	375	90		1,45	0,1381	0,29	-10		
Tb13	N28	N29	638	2,5	1040	375	22	43,7	62	340	192	92,85	375	90		1,45	0,1381	0,29	-10		

Figura 33. Modelo de las turbinas

- Válvulas (ver Figura 34)

Válvula Regulación - Datos básicos							
Nombre	Ni	Nf	Z (m)	DN (mm)	k Ramal	Tipo	
Rg5	N36	N38	638	2500	0	Esférica	
Rg3	N27	N26	638	2500	0	Esférica	

Figura 34. Configuración del sistema de tuberías

- Tuberías:
 - En el modelo hay tuberías que no son reales pero que el modelo necesita para trabajar. Estas están disponen de una celeridad de 0 m/s y la rugosidad se deja en -0,1 mm para que no tengan efecto sobre el modelo. (ver Figura 35)

Nombre	Tuberías - Datos básicos										Pérdidas	
	Ni	Zi (m)	Nf	Zf (m)	Dint (mm)	L (m)	e (mm)	a (m/s)	Perfil	Rug (mm)	k	
GaleriaSup	N1	1033	N5	1002	6500	889	500	800,6667	Calc.	----	1	0,2
TF1	N5	1002	N4	955	6000	539	20	704,2741	Calc.	----	0,05	0,07
GPI	N9	638	N21	638	5450	15	60	1019,6617	Calc.	----	0,05	0,25
GR2	N17	638	N2	687	6500	1580	500	907,1504	Calc.	----	1	0,5
TN1	N26	638	N22	638	4000	1	40	0	Calc.	----	-0,1	0
TN2	N38	638	N28	638	4000	1	40	0	Calc.	----	-0,1	0
GPI1	N27	638	N21	638	4000	15	400	1368,2859	Calc.	----	0,05	0,183
GPI2	N21	638	N36	638	4000	15	400	1368,2859	Calc.	----	0,05	0,183
PB1	N4	955	N24	850	5450	105	30	833,9276	Calc.	----	0,05	0,0936
PB2	N24	850	N25	745	5450	105	40	912,9175	Calc.	----	0,05	0,0936
PB3	N25	745	N9	638	5450	107	60	1019,6617	Calc.	----	0,05	0,0936
GSP1	N29	638	N30	638	4000	15	20	292,2402	Calc.	----	1	0,011
GSP2	N23	638	N30	638	4000	15	20	292,2402	Calc.	----	1	0,011
GR1	N30	638	N17	638	5450	15	20	251,7568	Calc.	----	1	0,3

Figura 35. Tuberías del sistema hidráulico

7.1.2 CASO 1 TURBINA

En este caso se estudiará la parada de emergencia simultanea de dos turbinas con nivel máximo en depósito superior 1046 m.s.n.m. y nivel mínimo 687 m.s.n.m. en depósito inferior.

Para ello se fija la siguiente curva de descarga para ambas turbinas: (ver Figura 36)

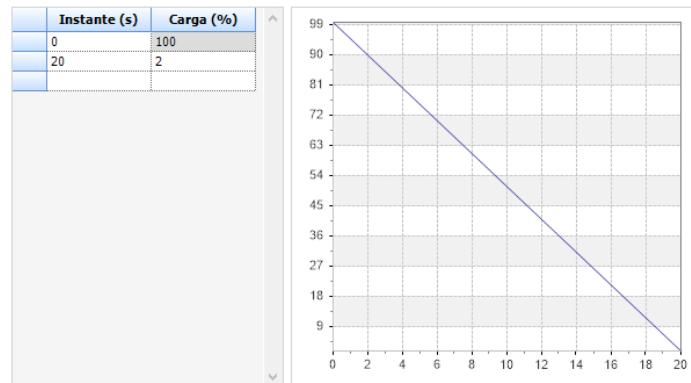


Figura 36. Curvas características de la turbina

Se tiene en cuenta que la turbina en el modelo dispone de una carga mínima (en este caso fijada a 90% de carga) a partir de la cual pasa al modelado del cierre que se muestra a continuación: (ver Figura 37)

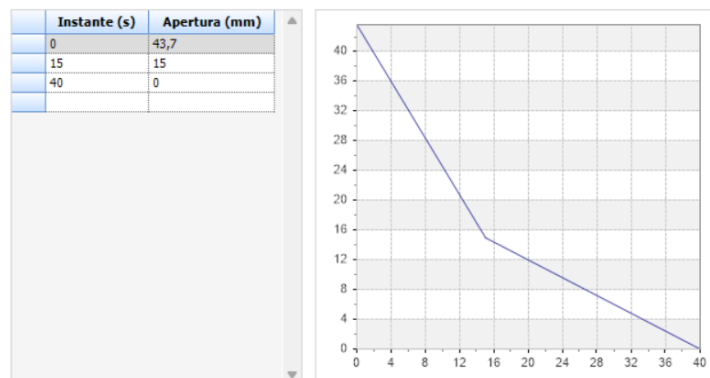


Figura 37. Maniobra de cierre de turbina

Se muestra la maniobra del cierre en base a una turbina con apertura máxima en distribuidor de 43,7 mm que es el modelo introducido en Allievi para turbinas que son tipo Francis (existirán algunas diferencias con el modelo del rodete de una turbina reversible, pero se acepta el modelo en esta fase actual de proyecto).

Régimen permanente

- Turbina

El régimen permanente encontrado para este caso es el siguiente para las turbinas: (ver Figura 38)

	Nombre	Qt (m3/s)	Ht (m)	Pot (Mw)	Rend(%)
1	Tb12	64.05	349.46	201.06	91.58
2	Tb13	64.05	349.46	201.06	91.58

Figura 38. Operación de turbinas por encima del caudal nominal

En este caso las turbinas trabajan por encima de los 62 m³/s nominales ya que se dispone de mas salto del definido por disponer el embalse inferior de nivel minimo. No obstante para los calculos es adecuado tomar esta suposicion sin regulacion de potencia a 112,5 MW por máquina.

- Tuberías (ver Figura 39)

	Nombre	Q(l/s)	V(m/s)	F. Fric.	Per. Fric. (m)	Pérd.men. (m)
1	GaleriaSup	128091.20	3.86	0.01311	1.36	0.15
2	TF1	128091.20	4.53	0.00841	0.79	0.07
3	GPI	128091.20	5.49	0.00845	0.04	0.38
4	GR2	128091.20	3.86	0.01311	2.42	0.38
5	TN1	64045.59	5.10	0.00000	0.00	0.00
6	TN2	64045.59	5.10	0.00000	0.00	0.00
7	GPI1	-64045.59	-5.10	0.00891	-0.53	0.24
8	GPI2	64045.59	5.10	0.00891	0.04	0.24
9	PB1	128091.20	5.49	0.00845	0.25	0.14
10	PB2	128091.20	5.49	0.00845	0.25	0.14
11	PB3	128091.20	5.49	0.00845	0.26	0.14
12	GSP2	64045.59	5.10	0.01445	0.07	0.01
13	GSP1	64045.59	5.10	0.01445	0.07	0.01
14	GR1	128091.20	5.49	0.01356	0.06	0.46

Figura 39. Celeridad en el sistema hidráulico

Régimen transitorio

- Salto neto y velocidad en turbina: (ver Figura 40)

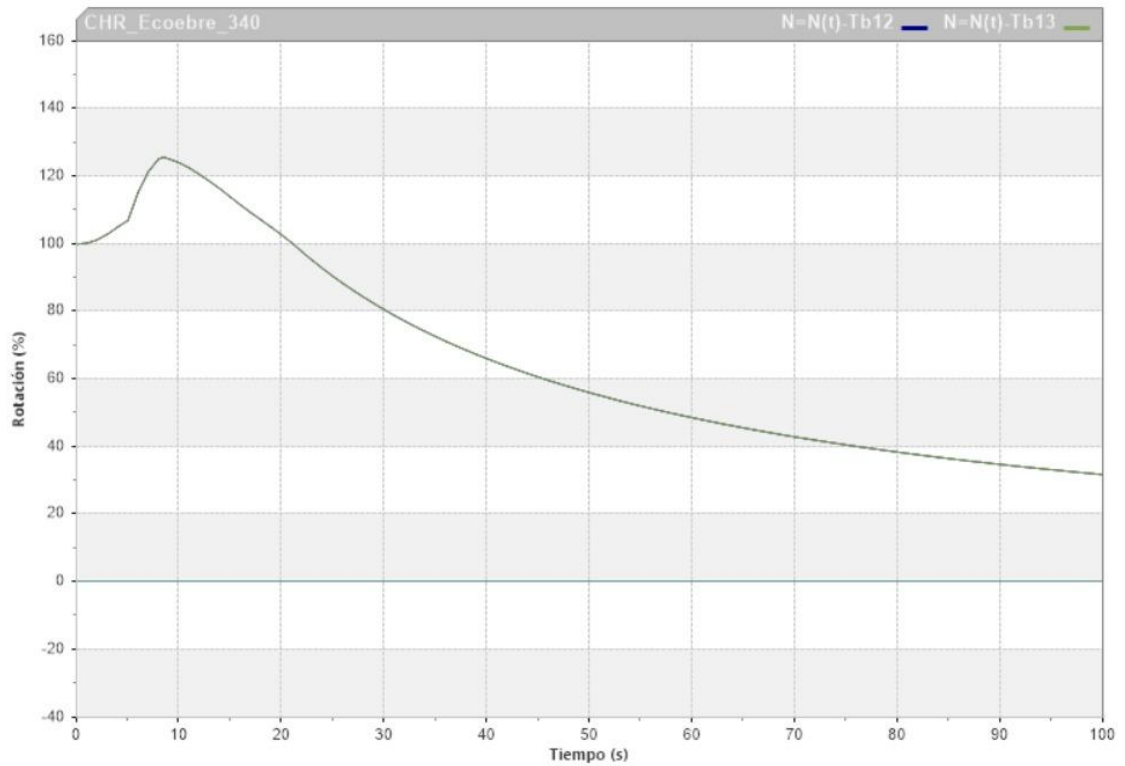


Figura 40. Sobrevelocidad de las turbinas

Se observa una sobrevelocidad de las turbinas que llega hasta un 125,75% (ver Figura 41)

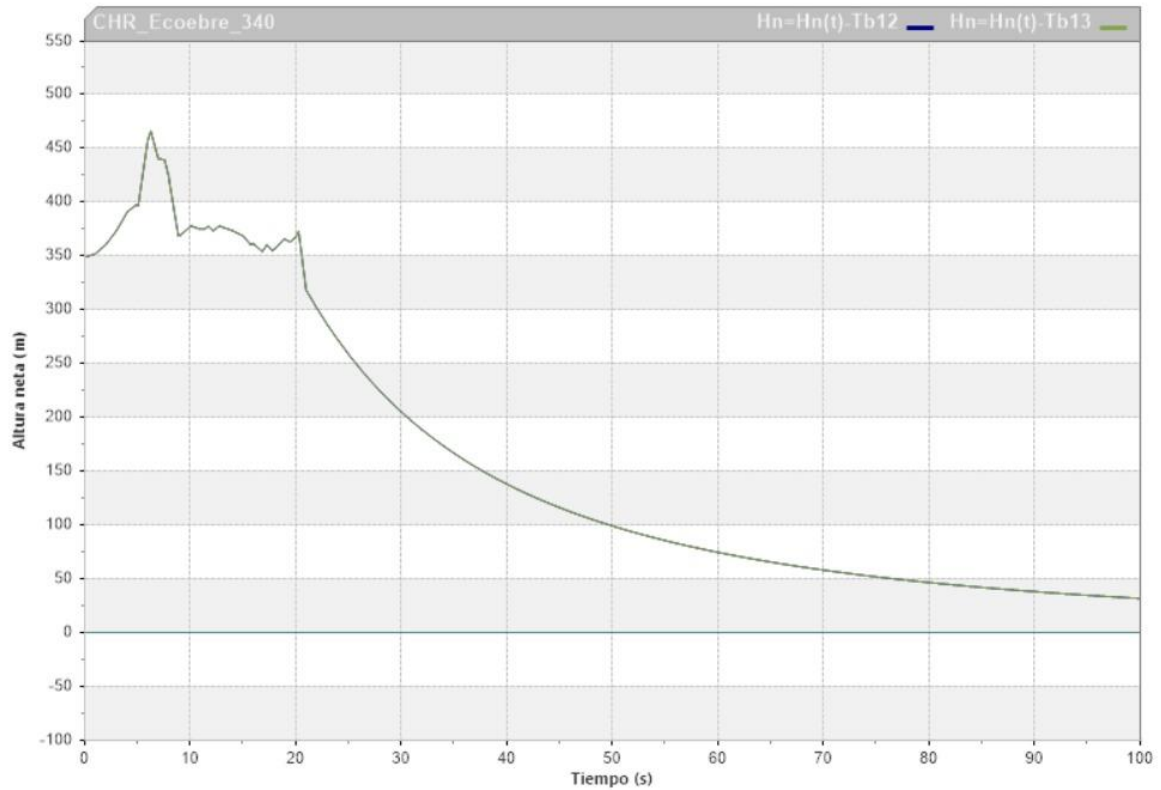


Figura 41. Aumento de presión en transitorio

Se observa un aumento de la presión hasta 413 mca (18,3%)

- Potencia en el eje: (ver Figura 42)

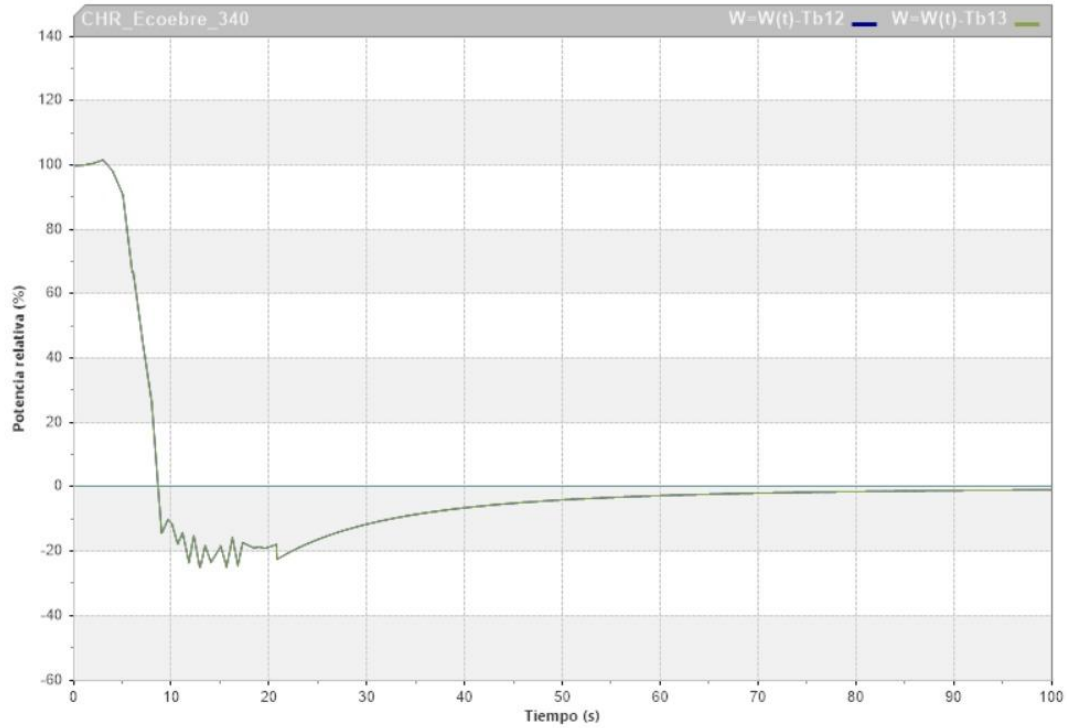


Figura 42. Envoltente de presiones - Modo turbina

- Envoltente:

Se muestra a continuación la envoltente en Alturas (m.s.n.m.) del trazado completo de las tuberías. (ver Figura 43)

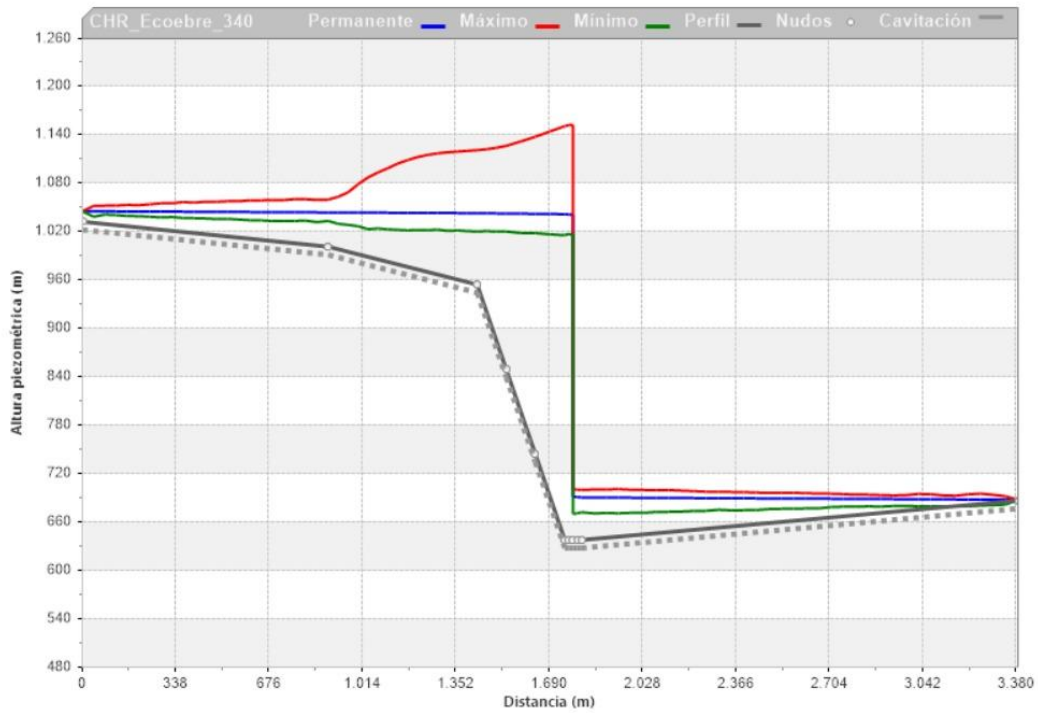


Figura 43. Envolvente de presiones en el trazado completo - Turbina

Se muestra a continuación la envolvente en presiones (mca) del trazado completo de las tuberías. (ver Figura 44)

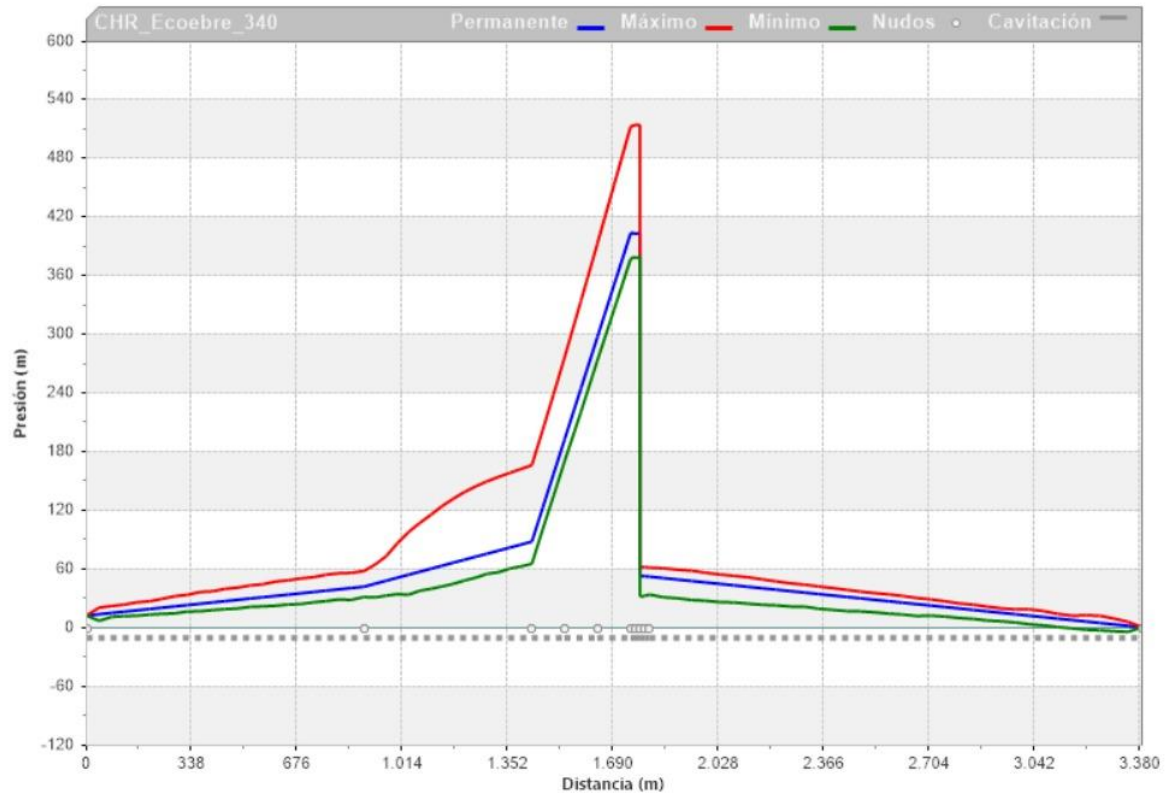


Figura 44. Nivel en chimeneas - Modo turbina

- Chimeneas: (ver Figura 46 y Figura 45)

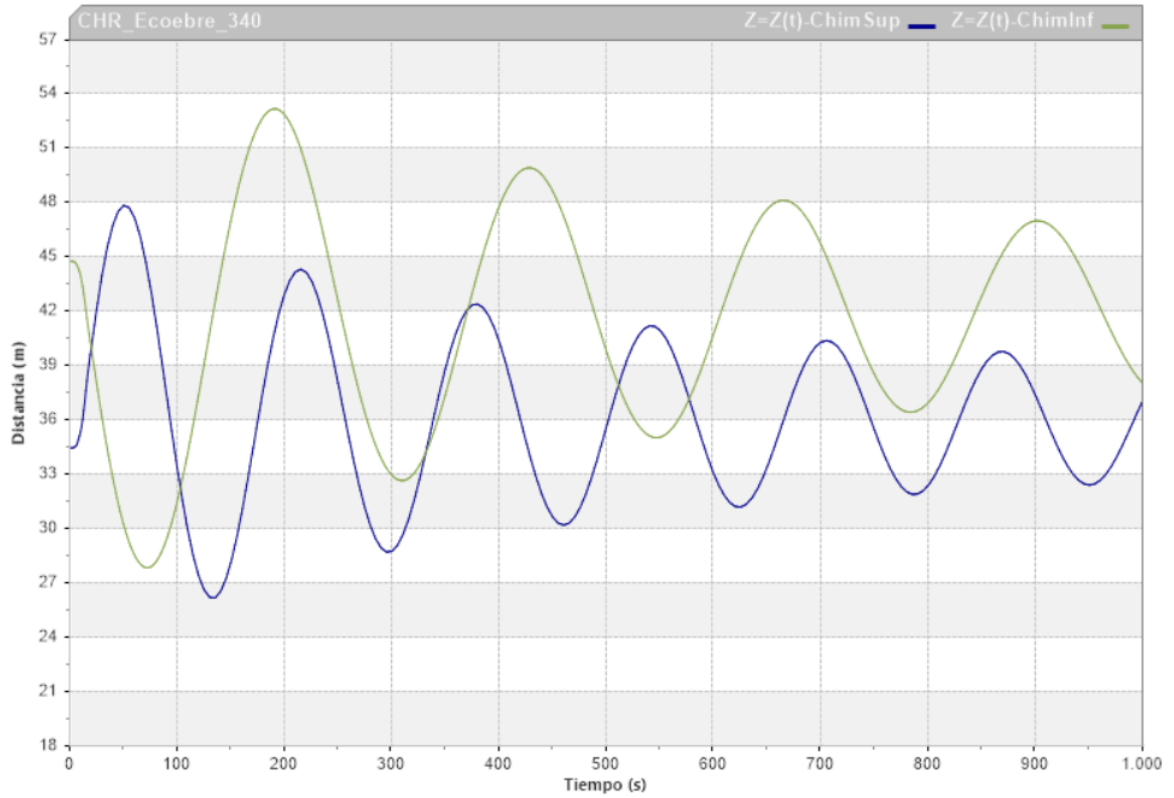


Figura 45. Transitorio hidráulico en chimeneas (Altura)

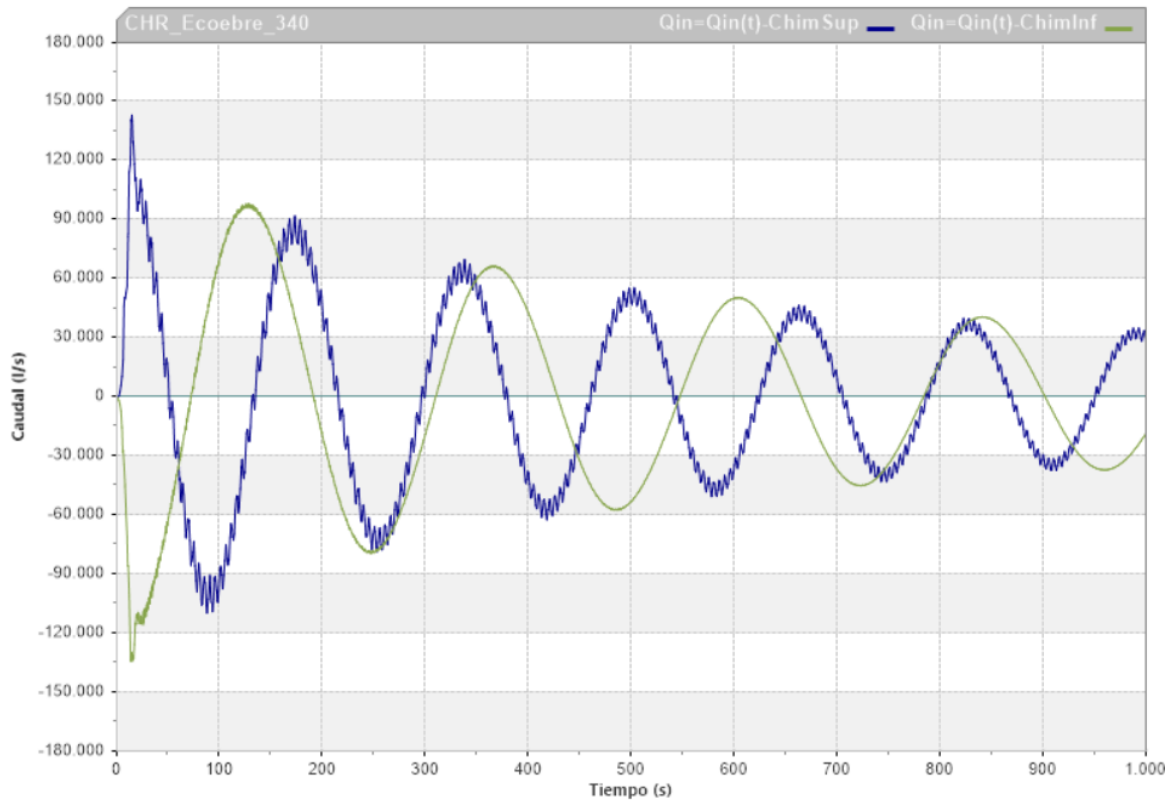


Figura 46. Transitorio hidráulico en chimeneas (Caudal)

7.2 TRANSITORIOS MODO BOMBA

Los transitorios en modo turbina a estudiar son los siguientes:

- [1] Caso 1 Bomba) Parada de emergencia simultanea de cuatro bombas con nivel máximo en depósito superior y nivel mínimo en depósito inferior.
- [2] Caso 2 Bomba) Estabilidad. Parada de emergencia de una bomba y funcionamiento normal de las otras bombas con deposito superior en nivel máximo y depósito inferior con nivel mínimo.

7.2.1 MODELO MODO BOMBA

Se trata del mismo esquema solo que sustituyendo las turbinas por bombas (ver Figura 48 y Figura 47)

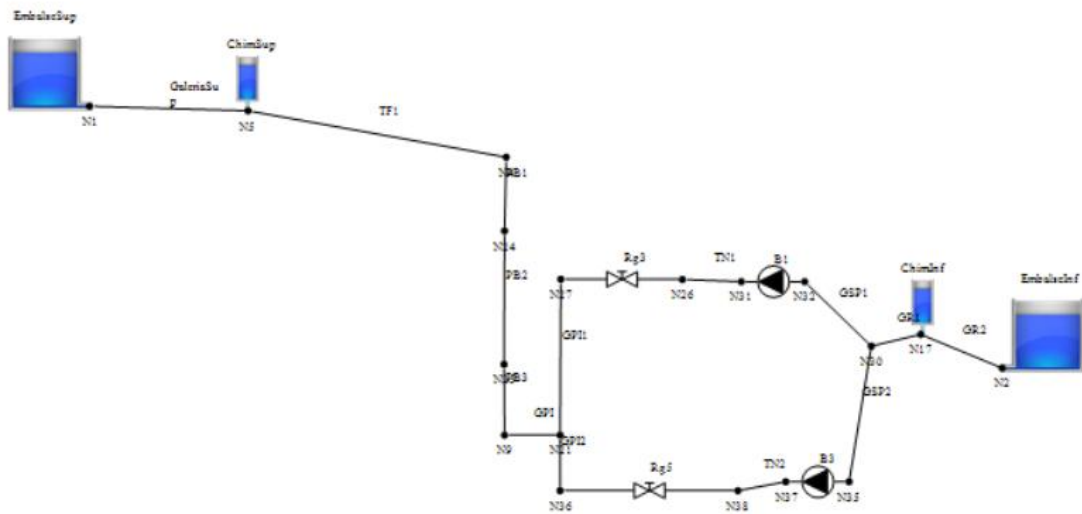


Figura 47. Modelo modo bomba

Se define una bomba que trabaje en rendimiento óptimo, para un salto de 344m, dando 50,1 m³/s. Estos valores no coinciden con los del predimensionamiento debido a que Allievi utiliza una curva de bomba específica y no todos los valores de caudal y salto son posibles. Se hizo un primer cálculo con los valores anteriores y se observó que en régimen permanente la bomba no podía aportar más caudal para el salto neto nominal. Se definen las válvulas de regulación, pero no actúan (se dejan suponiendo un distribuidor pero no es posible actuar con ellas simulándolo, así que se realiza la parada solo con la válvula de guarda)

Estación de bombeo - Datos básicos						Instalación			Rotación				Pa			
Nombre	Ni	Nf	Z (m)	Num	Curva	V Reg	V Ret	By-Pass	Nreg	Nnom	I	Inicial	Paran	Inst. par.	Nuevo arr	
B1	N32	N31	638	1	Universale	Si	No	No	375	375	120445	Calc.	En marcha	Si	30	No
Rendimiento óptimo						V Regulación										
		Q (l/s)	H (m)	P (Kw)	Rend(%)	DN (mm)	Tipo	Modelo	Maniobra	V Retención	By-Pass					
		50100	344	183991,146	91,89	1600	Esférica			K	K					
B3	N35	N37	638	1	Universale	Si	No	No	375	375	120445	Calc.	En marcha	Si	30	No

Figura 48. Curvas características de la bomba

7.2.2 CASO 1 BOMBA

En este caso se estudiará la parada de emergencia simultanea de cuatro bombas con nivel máximo en depósito superior 1046m.s.n.m. y nivel mínimo 687 m.s.n.m. en depósito inferior.

El transitorio es complejo ya que la parada inmediata de la bomba produce una caída de la columna de agua no disponiendo de medios anti-ariete excepto la válvula esférica que debe cerrar para evitar la caída de la columna de agua. No obstante, al disponer de inercia en la bomba se debe hacer un cierre que aproveche dicha inercia, ganado tiempo en el cierre, evitando un golpe de ariete excesivamente brusco.

Se debe tener en cuenta que es una pérdida de control directa bien por parada de emergencia o por perdida de control y se produce la desactivación de todos los elementos en el mismo instante

La parada de la bomba se inicia en el siguiente tiempo: (ver Figura 49)

Parada/Arranque							
Inicial	Paran	Inst. par.	Nuevo arr	Arrancan	Inst. arr.	Duración (s)	Nueva par
En marcha	Si	30	No				No
En marcha	Si	30	No				No

Figura 49. Parada de emergencia en modo bomba

Se realiza la pérdida de control o parada de emergencia en el segundo 30. No se planea el cierre de la válvula de regulación de la propia bomba al no ser similar a un distribuidor.

La curva de cierre de la válvula de guarda que permite que el caudal de vuelta no sea excesivo es la siguiente: (ver Figura 50)

Datos de la maniobra tabulada

Se introducen los puntos de instante y apertura que definen la maniobra de la válvula de regulación

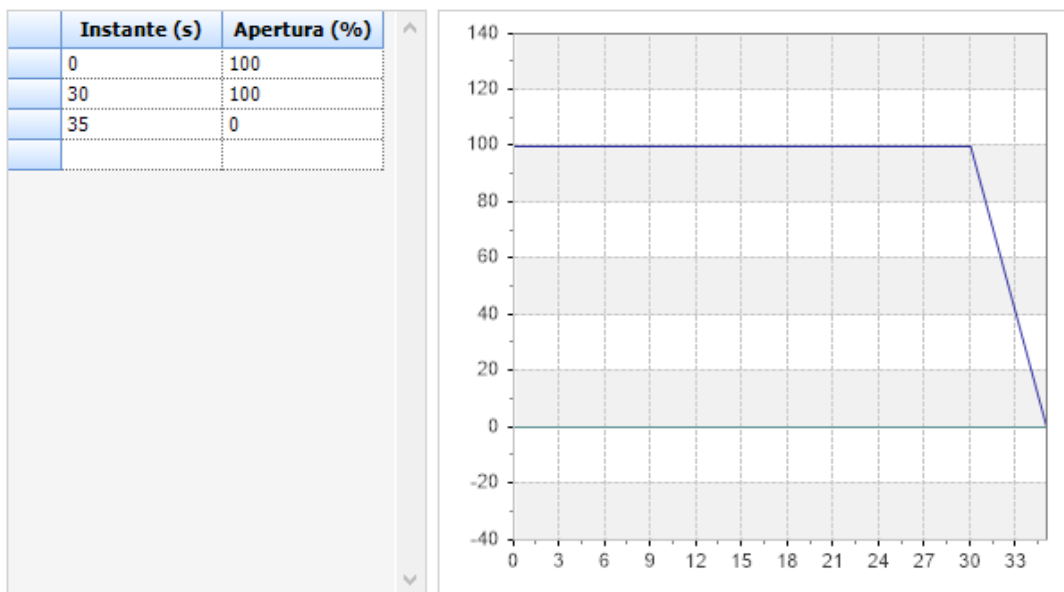


Figura 50. Curva de cierre de la válvula de guarda

Régimen permanente

- Bomba

El régimen permanente encontrado para este caso es el siguiente para las bombas: (ver Figura 51)

	Nombre	bombas	Qb(l/s)	Hb(m)	Pot(Kw)	Rend(%)	Perd. val. ret(m)	Perd. val. reg(m)	Q Bypass (l/s)	Perd. Bypass (m)
1	B1	1	43405.80	364.32	174393.70	88.95		0.00		
2	B3	1	43405.80	364.32	174393.70	88.95		0.00		

Figura 51. Régimen permanente - Modo bomba

Se observa que en este caso la bomba con salto mayor al óptimo da un menor caudal como es esperable. No se consideran limitaciones debidas al caudal.

Tuberías (ver Figura 52)

	Nombre	Q(l/s)	V(m/s)	F. Fric.	Per. Fric. (m)	Pérd.men. (m)
1	GaleriaSup	86811.60	2.62	0.01314	0.63	0.07
2	TF1	86811.60	3.07	0.00860	0.37	0.03
3	PB1	86811.60	3.72	0.00863	0.12	0.07
4	PB2	86811.60	3.72	0.00863	0.12	0.07
5	PB3	86811.60	3.72	0.00863	0.12	0.07
6	GPI	86811.60	3.72	0.00863	0.02	0.18
7	TN1	43405.80	8.84	0.00000	0.00	0.00
8	GSP1	43405.80	3.45	0.01448	0.03	0.01
9	GPI2	43405.80	3.45	0.00910	0.02	0.11
10	TN2	43405.80	8.84	0.00000	0.00	0.00
11	GSP2	43405.80	3.45	0.01448	0.03	0.01
12	GR1	86811.60	3.72	0.01358	0.03	0.21
13	GR2	86811.60	2.62	0.01314	1.11	0.17
14	GPI1	43405.80	3.45	0.00910	0.02	0.11

Figura 52. Régimen permanente en las tuberías - Modo bomba

Régimen transitorio

- Caudal bomba:

Buscamos un cierre de válvula con una rapidez suficiente como para que la bomba no pase a caudal negativo. Justo antes de que termine de cerrar la válvula de guarda la bomba experimenta un pequeño caudal negativo al haber perdido toda su inercia, se observará a continuación si esto influye en gran medida o si es un efecto despreciable. Se debe evitar en el funcionamiento normal ya que son esfuerzos que a la larga degradan la máquina. (ver Figura 53)

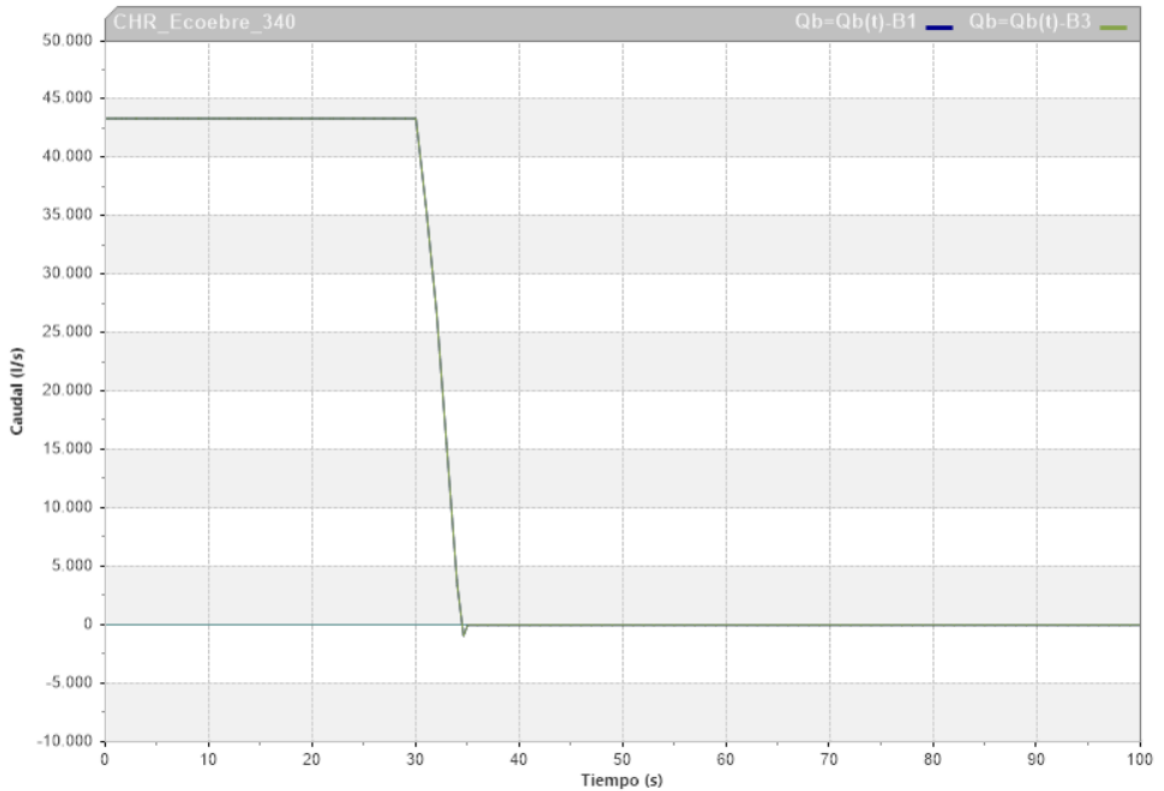


Figura 53. Caudal de la bomba en transitorio

- Salto bomba:

Se observa que el salto va disminuyendo con un pequeño pico cuando la bomba recupera caudal negativo por no haber cerrado del todo la válvula. Es una variación pequeña aceptada en el transitorio modelizado. (ver Figura 54)

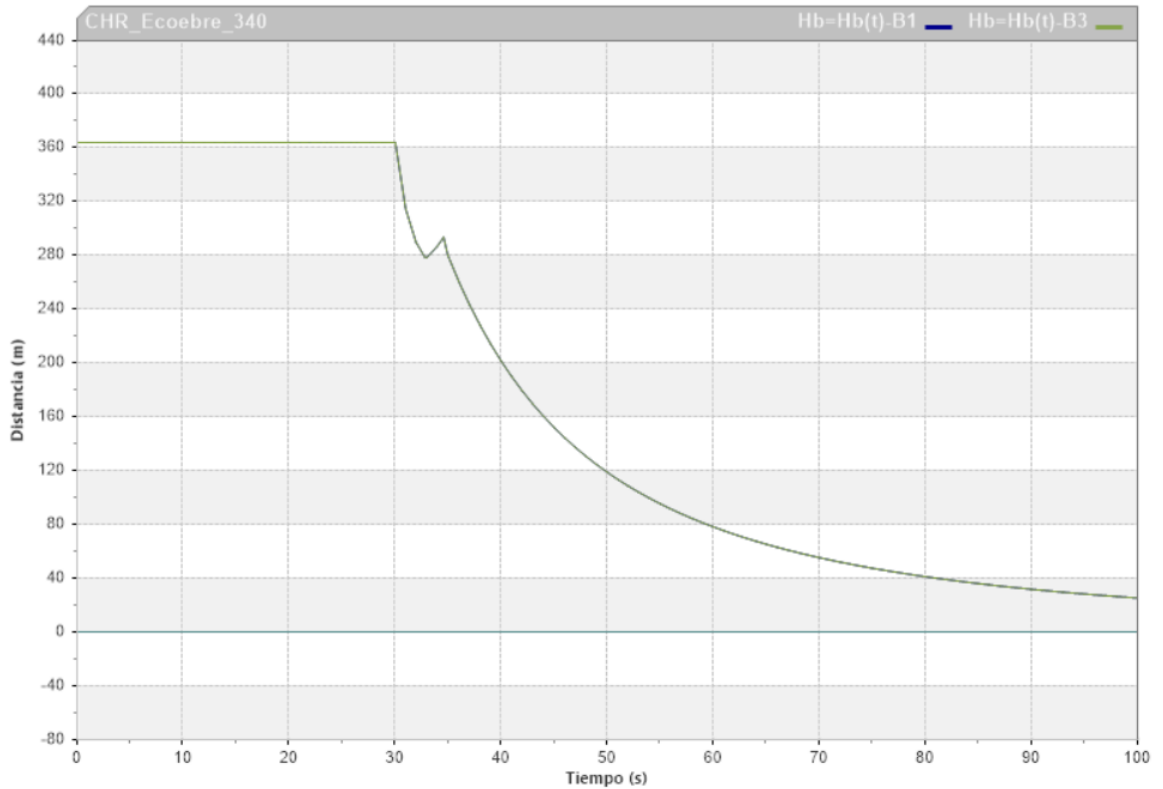


Figura 54. Presión de la bomba en transitorio

- Velocidad rotacion

La velocidad de rotacion va bajando con la inercia de la maquina y en ningun caso pasa a negativo

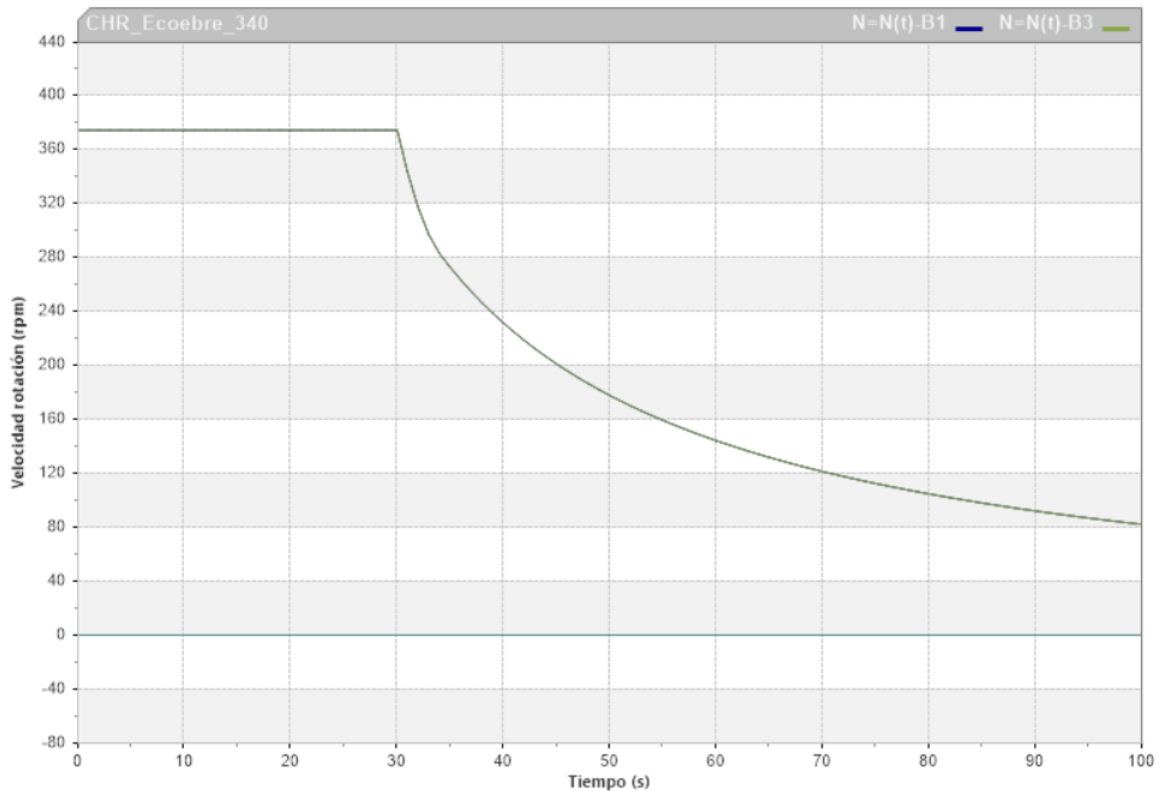


Figura 55. Velocidad de rotación de la bomba en transitorio

- Potencia de bomba

Disminución correcta de la potencia de la bomba. Se produce la parada de emergencia desde el segundo 30 con una pérdida de potencia que se realiza entre los 5-10 segundos. Se debe tener en cuenta que la apertura de interruptor que no se modeliza en este caso se realiza en el segundo 30 por lo que de cara a la red no existe esta potencia y sería cero. (ver Figura 56)

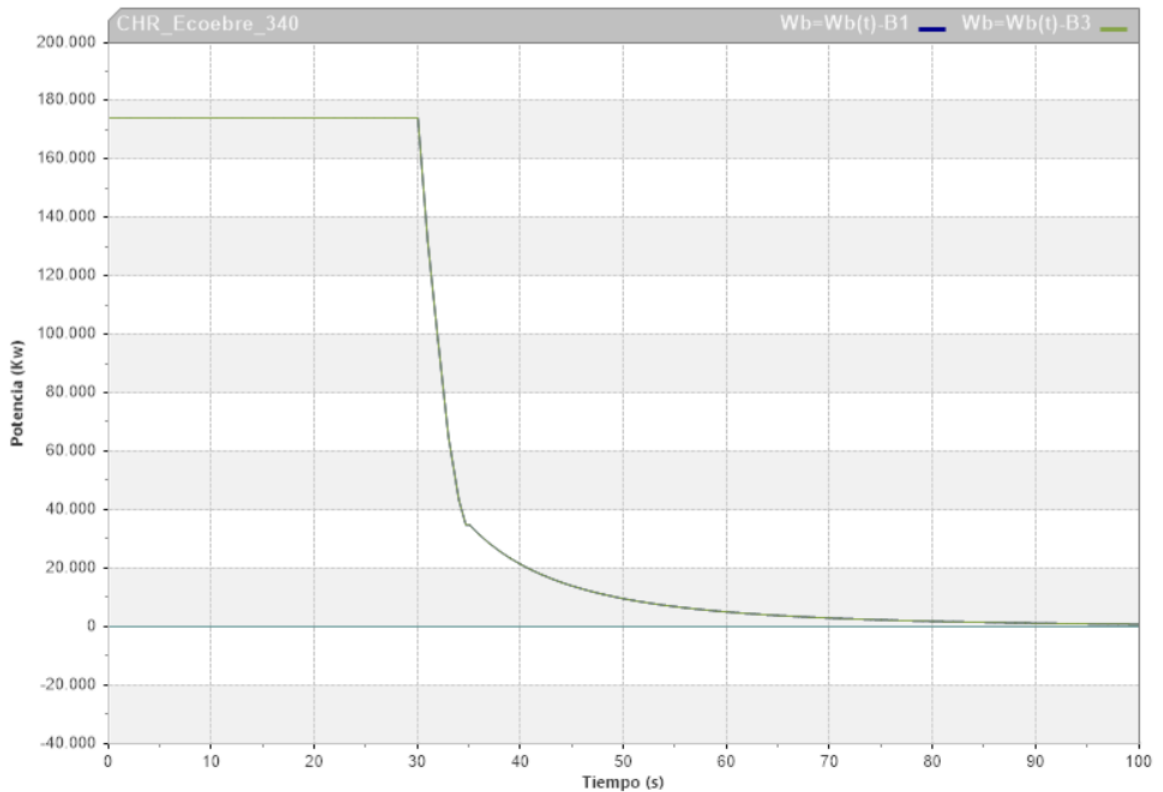


Figura 56. Potencia de la bomba en transitorio

- Envolvente:

Se muestra a continuación la envolvente en Alturas (m.s.n.m.) del trazado completo de las tuberías. La línea gris representa la altura real de los puntos mientras que las otras representan las presiones del agua en diversos puntos. Se comprueba que en ningún momento estas estén por debajo de la gris, ya que esto implicaría que ocurre cavitación en las tuberías (ver Figura 57)

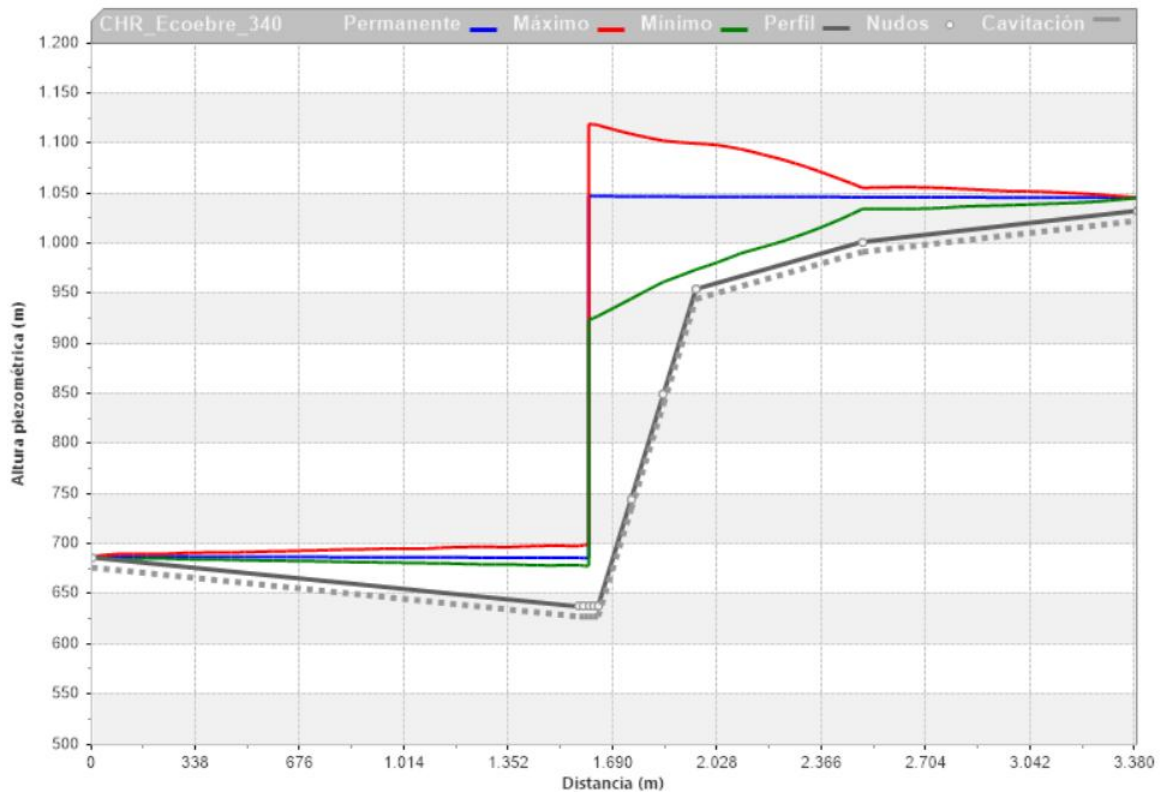


Figura 57. Envolvente de presiones en el trazado completo (Altura piezométrica)- Bomba

Se muestra a continuación la envolvente en presiones (mca) del trazado completo de las tuberías. Las presiones son inferiores a las obtenidas en turbina. La presión máxima observada es de 481 (mca) que es un valor de aproximadamente un 40 % sobre el valor de altura manométrica neta de bomba. (ver Figura 58)

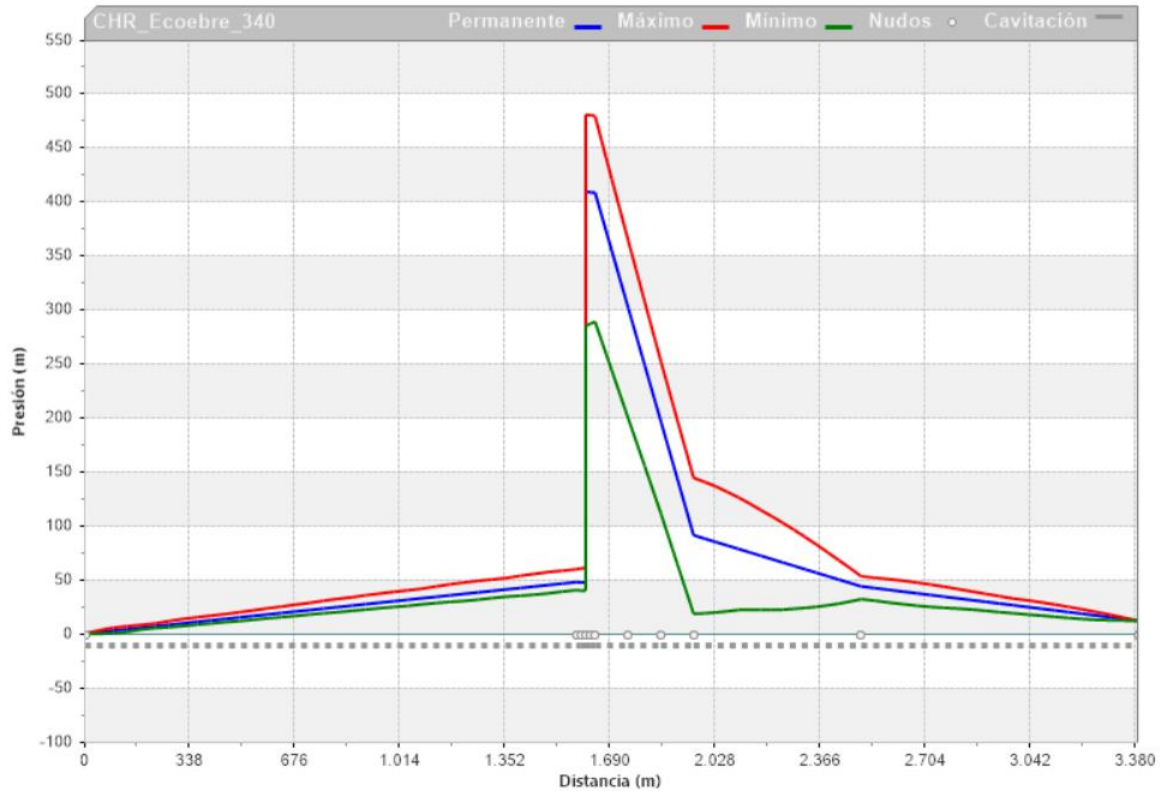


Figura 58. Envolvente de presiones en el trazado completo (mca)- Bomba Nivel Chimeneas

Los niveles de las chimeneas disponen de ondas estables que se amortiguan pero que se debe tener en cuenta el gran periodo que acumulan y que debe generar decisiones de arranque o parada de central según posición. (ver Figura 59)

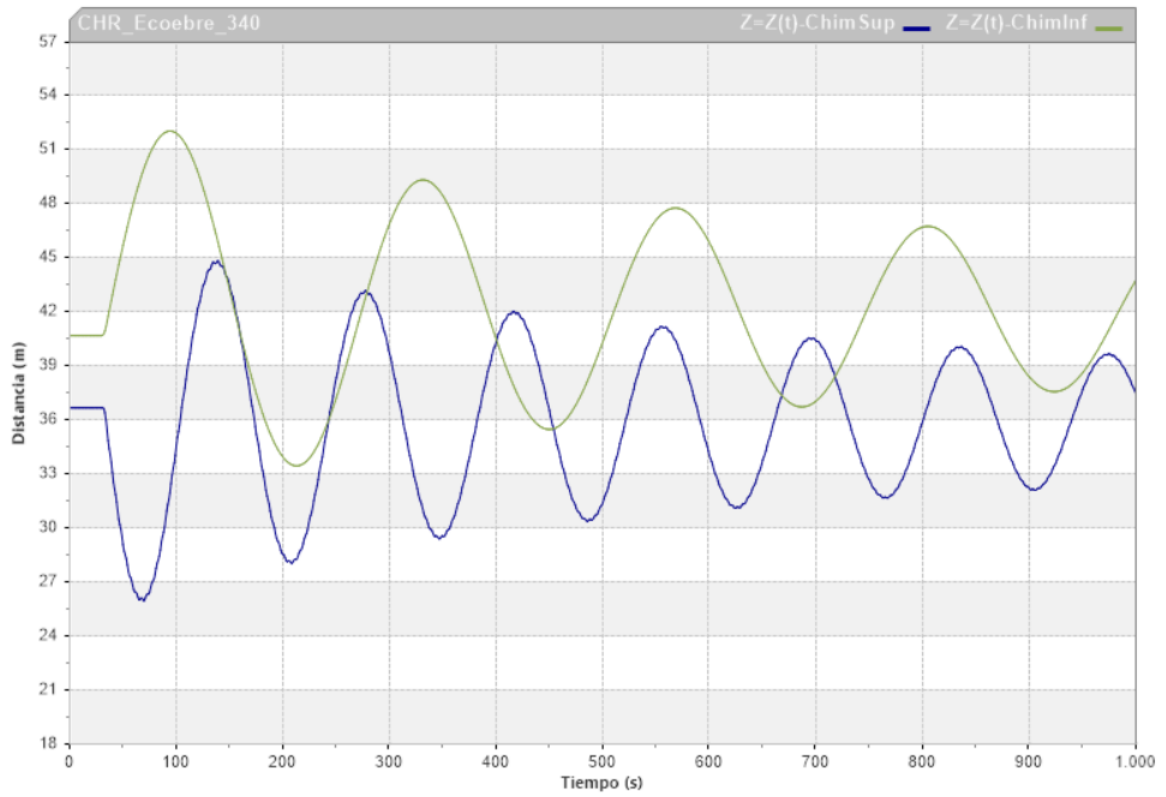


Figura 59. Nivel en chimeneas - Modo bomba

Capítulo 8. CÁLCULOS MECÁNICOS

El tipo de acero a emplear en la realización de las conducciones es S-355 hasta S-690. Se va a dimensionar el espesor según tramos. Se debe tener en cuenta que al no disponer de información sobre el terreno se ha supuesto que el acero del recubrimiento o el blindaje es el que no solo soporta toda la tensión sino el que se deforma. Esta suposición obliga a realizar un cálculo suponiendo una celeridad mayor de la observada en los cálculos de transitorios anteriores para ponerse en el lado de la seguridad. En cualquier caso el hormigón del recubrimiento se ha considerado que no trabaja y que solo transmite los esfuerzos y deformaciones del acero al terreno circundante.

Para el cálculo de la presión máxima admisible en cada tramo se va a seguir la norma ASME B31.4 la cual exige que se cumplan las siguientes condiciones:

- La presión en el interior de la conducción en el régimen permanente no deberá de sobrepasar la presión máxima admisible multiplicada por un factor de seguridad de 0,72 (1/1.389)
- La presión máxima en el transitorio dentro de la conducción no deberá de superar en más de un 10% la máxima admisible del régimen permanente.

Se va a asumir una soldadura por arco eléctrico, la cual conlleva un coeficiente de minoración por soldaduras de 1 (ASME B31.4 Tabla 403.2.1-1)

El cálculo realizado es orientativo. No incluye el dimensionamiento de piezas complejas como distribuidores y sigue una lógica analítica simple que debe ser analizada con más detalle al tratarse de aceros de alto límite elástico.

Aplicando la fórmula de los tubos:

$$e = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \sigma_f \cdot K_f}$$

Siendo:

P Presión total mayorada (Kg/cm²)

D Diámetro de la tubería (cm)

σ_f Resistencia del acero

K_f Minoración por uniones

El espesor resultante debe de cumplir la siguiente formula relativa al espesor mínimo para evitar problemas de soldaduras y ovalidad:

$$t \geq \frac{D}{165}$$

Se considera como presión de sobrecarga la parada de emergencia de dos turbinas simultaneas.

La colocación de refuerzo en las tuberías se realizará sin calculo y atendiendo a la estadística mediante los siguientes parámetros:

- $D/e = 100-400$. Es la relación entre diámetro y espesor
- $L/e = 60-240$ distancia entre rigidizadores
- $g/D = 0,00015-0,0005$ holgura con respecto a diámetro

El uso de concepto de refuerzos se tendrá que validar posteriormente ya que usualmente

8.1 TUBERÍA FORZADA

En la tubería de 6 m de diámetro, se obtiene el espesor mínimo necesario para resistir la tensión circunferencial debida a la presión de servicio. Se utiliza en este tramo acero S355

La grafica de presiones de la conducción con disparo de dos turbinas simultaneas nos muestra (ver Figura 60)

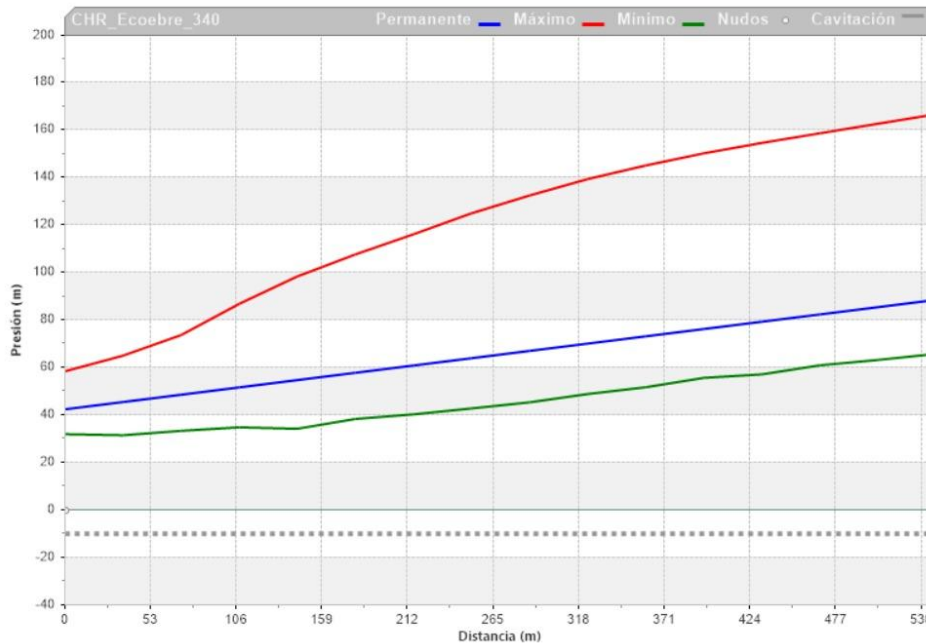


Figura 60. Presiones en el tramo 1 de la tubería forzada

La presión máxima observada es de 166,86 mca en el transitorio y 88,62 mca en el permanente

Límites elásticos

1) Cargas constantes

Presión máxima en bomba: 88,62 mca,

Presión mayorada funcionamiento carga constante:

$$P = (88,62) \cdot 1,389 = 123,1 \text{ mca} = 12,3 \text{ kg/cm}^2$$

Aplicando la fórmula de los tubos:

$$e = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \sigma_f \cdot K_f} = \frac{12,3 \cdot 600}{2 \cdot 3520 \cdot 0,9} = 1,16 \text{ cm}$$

Siendo:

P Presión total mayorada

- D Diámetro de la tubería
- σ_f Resistencia del acero (elástico)
- σ_R Resistencia del acero (rotura)
- K_f Minoración por uniones

2) Sobrecargas

Presión máxima en bomba: 166,86 mca,

Presión mayorada funcionamiento emergencia:

$$P = \frac{(166,86)}{1,1 * 0,72} = 210,7 \text{ mca} = 21,07 \text{ kg/cm}^2$$

Aplicando la fórmula de los tubos:

$$e = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \sigma_f \cdot K_f} = \frac{21,07 \cdot 600}{2 \cdot 3520 \cdot 0,9} = 2,0 \text{ cm}$$

Siendo:

- P Presión total mayorada
- D Diámetro de la tubería
- σ_f Resistencia del acero (elástico)
- σ_R Resistencia del acero (rotura)
- K_f Minoración por uniones

Se comprueba que cumpla con el diámetro mínimo:

$$t \geq \frac{D}{165} = \frac{600}{165} = 3,63 \text{ cm}$$

Como en este caso el diámetro mínimo es mayor y no se aconseja escoger un acero estructural con menor límite elástico por temas de soldadura, se toma un espesor de 3,63cm

8.2 POZO BLINDADO TRAMO 1

En el tramo 1 del pozo blindado de 5,45 m de, diámetro, se obtiene el espesor mínimo necesario para resistir la tensión circunferencial debida a la presión de servicio. Se utiliza en este tramo acero S355

La gráfica de presiones de la conducción con disparo de dos turbinas simultaneas nos muestra (ver Figura 61)

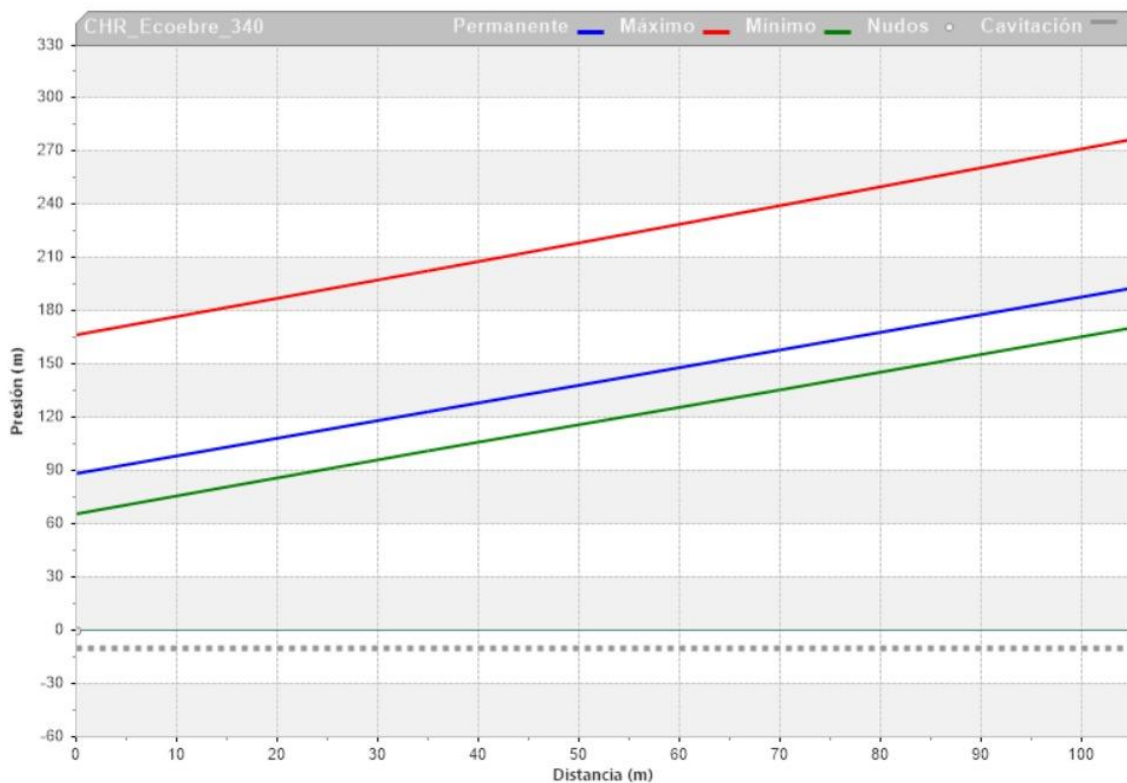


Figura 61. Presiones en el tramo 1 del pozo blindado

La presión máxima observada es de 277,16 mca en el transitorio y 193,23mca en el permanente

Límites elásticos

Cargas constantes

Presión mayorada funcionamiento carga constante:

$$P = \frac{193,23}{0,72} = 268,38 \text{ mca} = 26,84 \text{ kg/cm}^2$$

Aplicando la fórmula de los tubos:

$$e = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \sigma_f \cdot K_f} = \frac{26,84 \cdot 545}{2 \cdot 3520 \cdot 0,9} = 2,3 \text{ cm}$$

Siendo:

- P Presión total mayorada
- D Diámetro de la tubería
- σ_f Resistencia del acero (elástico)
- K_f Minoración por uniones

3) Sobrecargas

Presión máxima en turbina: 277,16 mca,

Presión mayorada funcionamiento emergencia:

$$P = \frac{(277,16)}{0,72 \cdot 1,1} = 349,94 \text{ mca} = 35 \text{ kg/cm}^2$$

Aplicando la fórmula de los tubos:

$$e = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \sigma_f \cdot K_f} = \frac{35 \cdot 545}{2 \cdot 3520 \cdot 0,9} = 3,01 \text{ cm}$$

Siendo:

- P Presión total mayorada
- D Diámetro de la tubería
- σ_f Resistencia del acero (elástico)
- K_f Minoración por uniones

Se comprueba que cumpla con el diámetro mínimo:

$$t \geq \frac{D}{165} = \frac{545}{165} = 3,3 \text{ cm}$$

Como en este caso el diámetro mínimo es mayor y no se aconseja escoger un acero estructural con menor límite elástico por temas de soldadura, se toma un espesor de 3,3cm

8.3 POZO BLINDADO TRAMO 2

En el tramo 2 del pozo blindado de 5,45 m de, diámetro, se obtiene el espesor mínimo necesario para resistir la tensión circunferencial debida a la presión de servicio. Se utiliza en este tramo acero S355.

La gráfica de presiones de la conducción con disparo de dos turbinas simultaneas nos muestra (ver Figura 62)

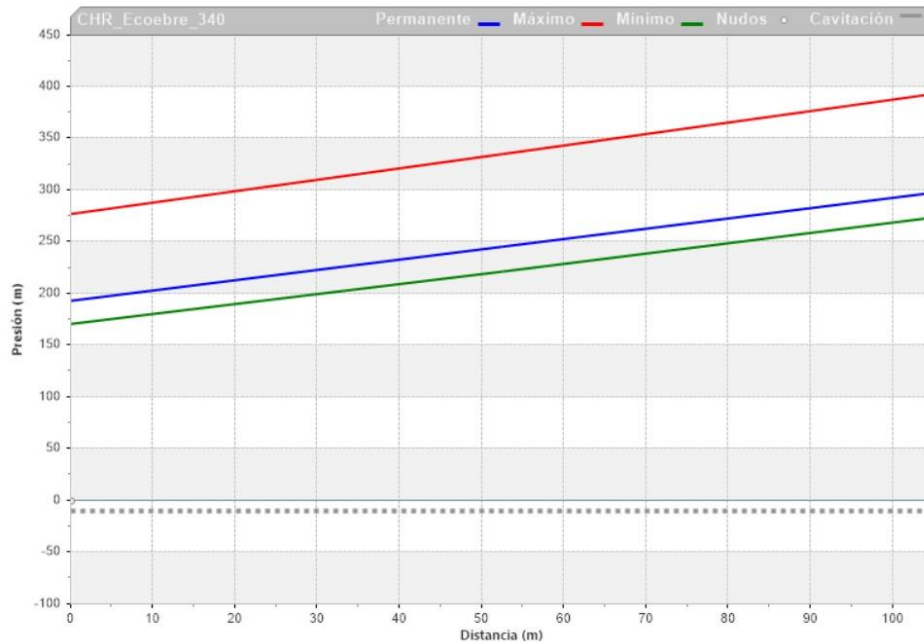


Figura 62. Presiones en el tramo 2 del pozo blindado

La presión máxima observada es de 393,39 mca en el transitorio y 297,83 mca en el permanente

Límites elásticos

Cargas constantes

Presión mayorada funcionamiento carga constante:

$$P = \frac{297,83}{0,72} = 413,65 \text{ mca} = 41,37 \text{ kg/cm}^2$$

Aplicando la fórmula de los tubos:

$$e = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \sigma_f \cdot K_f} = \frac{41,37 \cdot 545}{2 \cdot 3520 \cdot 0,9} = 3,56 \text{ cm}$$

Siendo:

P Presión total mayorada

D Diámetro de la tubería

σ_f Resistencia del acero (elástico)

K_f Minoración por uniones

4) Sobrecargas

Presión mayorada funcionamiento emergencia:

$$P = \frac{(393,39)}{0,72 \cdot 1,1} = 496,7 \text{ mca} = 49,67 \text{ kg/cm}^2$$

Aplicando la fórmula de los tubos:

$$e = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \sigma_f \cdot K_f} = \frac{49,67 \cdot 545}{2 \cdot 3520 \cdot 0,9} = 4,27 \text{ cm}$$

Siendo:

P Presión total mayorada

D Diámetro de la tubería

σ_f Resistencia del acero (elástico)

K_f Minoración por uniones

Se comprueba que cumpla con el diámetro mínimo:

$$t \geq \frac{D}{165} = \frac{545}{165} = 3,3 \text{ cm}$$

En este caso el acero S355 cumple con el límite mínimo y se toma un espesor de 4,27 cm

8.4 POZO BLINDADO TRAMO 3 Y GALERÍA DE PRESIÓN INFERIOR

Se van a calcular el tramo 3 del pozo blindado y la galería de presión inferior a la vez ya que comparten tanto la presión máxima como el diámetro de 5,45 m. Se obtiene el espesor mínimo necesario para resistir la tensión circunferencial debida a la presión de servicio. Se utiliza en este tramo acero S450

La grafica de presiones de la conducción con disparo de dos turbinas simultaneas nos muestra (ver Figura 63)

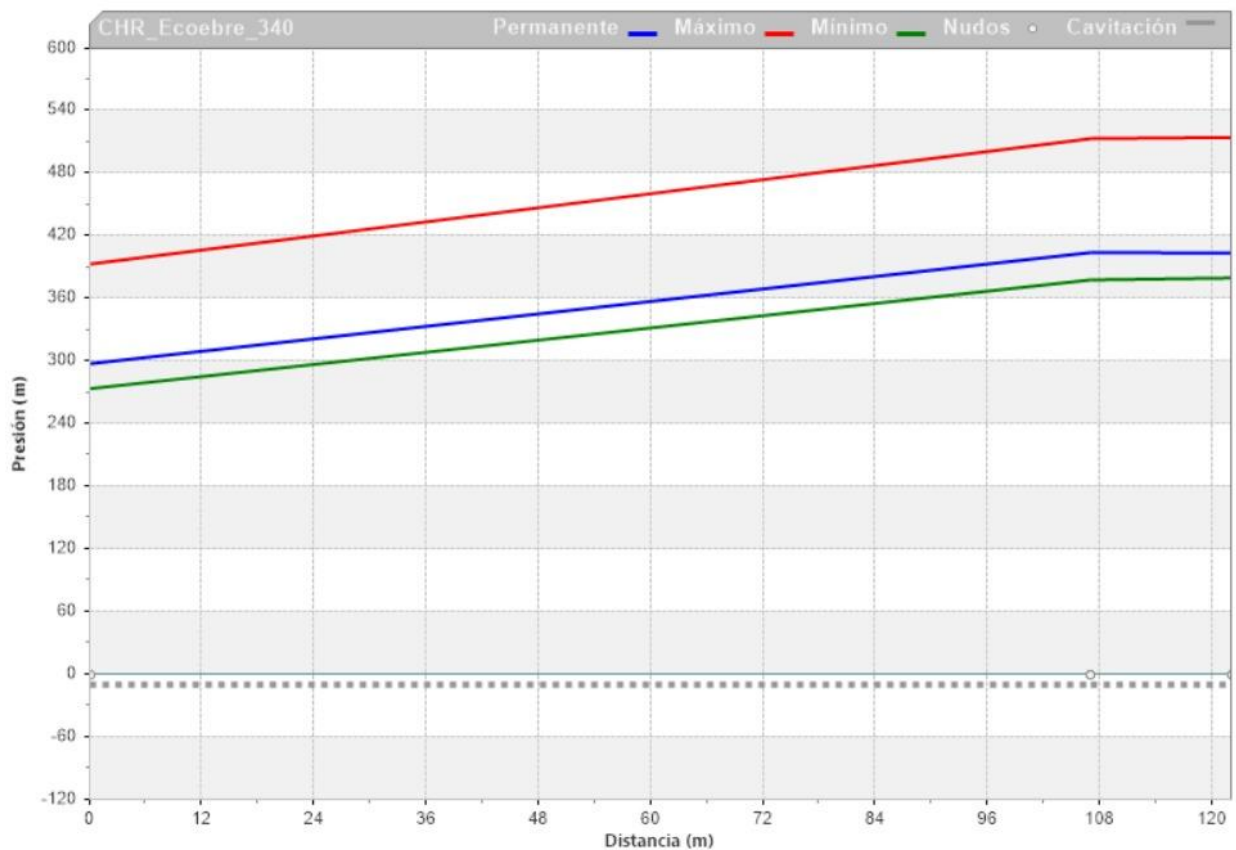


Figura 63. Presiones en el tramo 3 del pozo blindado y en la GPI

La presión máxima observada es de 514,84 mca en el transitorio y 404,02 mca en el permanente.

Límites elásticos

Cargas constantes

Presión mayorada funcionamiento carga constante:

$$P = \frac{404,02}{0,72} = 561,14 \text{ mca} = 56,11 \text{ kg/cm}^2$$

Aplicando la fórmula de los tubos:

$$e = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \sigma_f \cdot K_f} = \frac{56,11 \cdot 545}{2 \cdot 3520 \cdot 0,9} = 3,87 \text{ cm}$$

Siendo:

- P Presión total mayorada
- D Diámetro de la tubería
- σ_f Resistencia del acero (elástico)
- K_f Minoración por uniones

5) Sobrecargas

Presión mayorada funcionamiento emergencia:

$$P = \frac{(514,84)}{0,72 \cdot 1,1} = 650,05 \text{ mca} = 65 \text{ kg/cm}^2$$

Aplicando la fórmula de los tubos:

$$e = \frac{P \cdot D}{2 \cdot \sigma_f \cdot K_f} = \frac{65 \cdot 545}{2 \cdot 4386 \cdot 0,9} = 4,5 \text{ cm}$$

Siendo:

- P Presión total mayorada
- D Diámetro de la tubería

σ_f Resistencia del acero (elástico)

K_f Minoración por uniones

Se comprueba que cumpla con el diámetro mínimo:

$$t \geq \frac{D}{165} = \frac{545}{165} = 3,3 \text{ cm}$$

En este caso el acero S450 cumple con el límite mínimo y se toma un espesor de 4,5 cm

Capítulo 9. ANÁLISIS DE VIABILIDAD FINANCIERA

9.1 CÁLCULO DE LOS INGRESOS

El cálculo de los ingresos es un aspecto esencial para determinar la rentabilidad económica de la central. Las CHR tienen dos fuentes principales de ingresos:

- Los ingresos netos provenientes de la generación de energía y que dependerán del diferencial de precios entre los periodos de turbinación y bombeo.
- Los ingresos derivados de los servicios auxiliares que remuneran la capacidad reservada para regular el sistema y la energía efectivamente activada.

9.1.1 CÁLCULO DE INGRESOS NETOS PROVENIENTES DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA

La primera y principal fuente de ingresos de una CHR son los ingresos derivados de las operaciones diarias en el mercado. Estos ingresos se derivan del arbitraje de potencia que realiza la central y serán mayores cuanto mayor sea el diferencial de los precios durante el día. Los ingresos netos que puede generar dependen en gran medida del comportamiento del mercado eléctrico y de la capacidad de la instalación para aprovechar los periodos de mayor valor de la energía.

Así, hemos tratado de cuantificar el rendimiento económico derivado de la operación de la planta, considerando su disponibilidad para generar y bombear energía en función de las condiciones del sistema y de la evolución esperada de los precios.

Los datos de partida han sido obtenidos de la web de Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE), que es la empresa responsable de la gestión del mercado mayorista de electricidad en España y Portugal. Su función principal es organizar y operar las subastas en las que los distintos agentes del sistema (productores, comercializadoras y grandes consumidores) compran y venden energía eléctrica para cada hora del día siguiente (mercado diario) y en los diferentes mercados intradiarios.

OMIE actúa como una entidad neutral y transparente que garantiza la correcta formación de los precios de la electricidad en función de la oferta y la demanda. Además, proporciona información pública sobre los resultados de las subastas, los precios horarios y los volúmenes de energía intercambiados, lo que permite analizar el comportamiento del mercado eléctrico ibérico y facilitar la toma de decisiones de los agentes que participan en él. Se han extraído de la API de su página web los valores horarios del mercado de contado (spot) para su análisis.

En este procedimiento hemos utilizada la información de tres variables:

- a. Fecha
- b. Hora
- c. Precio al contado o spot de la electricidad

La información utilizada se inicia el 1 de enero de 2023 y termina el 31 de diciembre de 2024.

Para este cálculo se han clasificado las horas de cada día de la semana y mes en 3 grupos: (a) horas de turbinación, (b) horas de bombeo y (c) horas de pausa.

El primer paso en nuestra estimación es extraer los precios medios diarios en función del día de la semana, el mes y la hora. En la siguiente tabla incluimos los datos medio anuales. Los datos por meses, que son los que hemos utilizado en nuestro modelo para tener en cuenta la climatología, están incluidos en el Anexo I.

(€/MWh)								Media
Horas	lun.	mar.	mié.	jue.	vie.	sáb.	dom.	por hora
0	77,50	89,09	85,82	84,31	84,54	84,20	78,17	83,40
1	71,44	82,80	78,91	77,89	79,12	78,21	71,13	77,10
2	67,61	79,04	75,01	74,66	75,32	73,70	66,77	73,18
3	65,48	77,36	73,20	73,39	73,37	70,92	63,85	71,08
4	64,46	75,71	71,14	72,56	71,75	69,50	61,90	69,57
5	69,20	79,50	74,15	75,54	74,29	69,45	62,12	72,03

6	79,66	90,03	84,57	84,93	83,24	72,02	63,41	79,69
7	97,36	103,55	98,11	98,57	95,34	75,38	63,18	90,19
8	102,13	106,70	101,66	99,92	97,91	73,52	56,64	91,18
9	87,89	91,90	89,24	88,24	85,14	65,29	45,10	78,94
10	73,30	78,16	75,49	73,63	72,98	53,13	31,65	65,45
11	63,68	70,33	66,34	65,55	64,55	44,77	26,46	57,36
12	60,17	67,13	63,40	62,38	60,82	40,61	25,25	54,23
13	57,90	64,94	61,46	59,75	57,36	38,36	24,62	52,04
14	55,84	62,94	58,77	57,71	54,50	35,53	24,53	49,96
15	55,48	61,70	57,40	56,96	53,74	34,27	23,42	48,98
16	61,23	65,94	61,94	61,52	57,08	38,64	28,38	53,52
17	73,14	76,27	73,06	69,48	66,74	49,83	39,94	64,05
18	86,83	88,37	85,88	81,46	78,57	64,14	55,11	77,18
19	103,56	104,67	101,54	96,59	94,13	79,50	75,30	93,60
20	115,84	116,29	111,27	107,20	104,57	92,15	90,94	105,46
21	113,00	114,46	110,99	109,01	105,26	95,74	96,78	106,46
22	101,78	103,74	100,74	100,28	97,50	90,43	90,97	97,92
23	91,60	92,96	89,78	90,19	89,73	83,81	82,73	88,68
Media diaria	79,00	85,15	81,24	80,07	78,23	65,55	56,11	75,05

Tabla 14. Precios medios del mercado eléctrico por hora y día de la semana (2023-2024)

Fuente: OMIE y elaboración propia

Evidentemente, estos precios reflejan la evolución de la demanda de electricidad a lo largo del día. Según los datos de Red Eléctrica de noviembre de 2025, la demanda total peninsular fue en torno a 20–30 GW de potencia instantánea, con variaciones según día de la semana y hora. Así, los días laborables mostraron un pico matinal entre 08:00 y 09:00 horas de aproximadamente 28–30 GW, un pico vespertino entre 19:00 y 21:00 horas con una demanda de 30–32 GW y un valle nocturno entre 03:00–05:00 horas en torno a 20–22 GW. Los sábados la curva es más plana, con un pico máximo algo menor (entre 27–28 GW) mientras que el valle nocturno permanece similar (alrededor de 20

GW). Los domingos el consumo es más bajo en general, con picos vespertinos de 26–27 GW y un valle nocturno de unos 19 GW. (ver Figura 64)

Gráfico 1. Demanda de electricidad por horas (noviembre 2025)

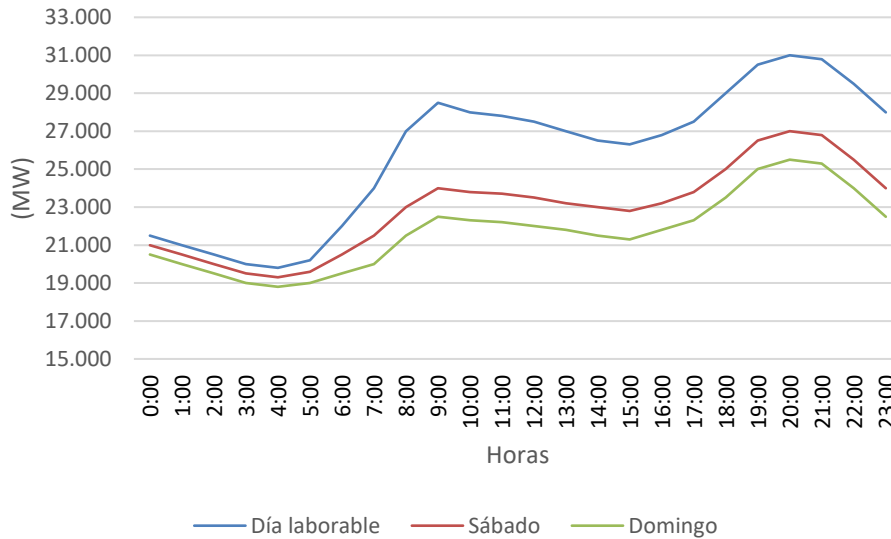


Figura 64. Precios horarios del mercado eléctrico (Fuente: Red eléctrica)

Fuente: Red eléctrica y elaboración propia

En segundo lugar, se han seleccionado las 8 horas con un precio más alto para la turbinación y las 9 horas de precio más bajo para el bombeo. El resto de horas se han desechado. Mostramos la selección de las horas en la tabla de la página siguiente, sombreado en azul para turbinación y sombreado en verde para bombeo,

Previamente, hemos comprobado que existe un comportamiento sistemático del precio de la electricidad según de la hora y del día de la semana que está parcialmente relacionado con la demanda de electricidad que hemos mostrado anteriormente.

Para eliminar distorsiones del nivel medio de precios de la electricidad, se han realizado los cálculos en base 100, siendo el 100 el precio medio de cada día. Se puede concluir que, durante los días laborables se producen dos momentos de precios por encima de la media, entre las 6 y las 9 horas y entre las 19 horas y las 24 horas. Durante los fines de semana el pico es más acentuado por las noches. Asimismo, hemos calculado la

desviación sobre la media de los precios por hora de la electricidad y hemos observado que los sábados y domingos muestran la mayor desviación típica sobre el precio medio, un 29,2% y un 42,1% respectivamente, de martes a jueves la desviación es de un 20% aproximadamente, mientras que los lunes está en un punto intermedio en el 23,6%. En la gráfica siguiente mostramos el precio por hora y día de la semana de los años 2023 y 2024.

Gráfico 2. Comportamiento del precio por hora

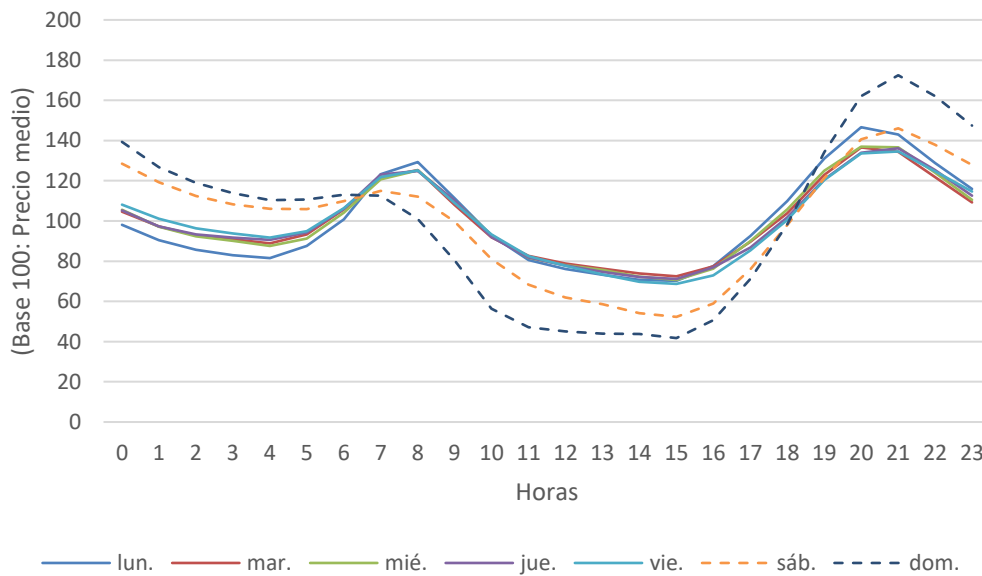


Figura 65. Precios horarios del mercado OMIE (Fuente: OMIE y elaboración propia)

Fuente: OMIE y elaboración propia

	lun.	mar.	mié.	jue.	vie.	sáb.	dom.	Media
0	98	105	106	105	108	128	139	111
1	90	97	97	97	101	119	127	103
2	86	93	92	93	96	112	119	98
3	83	91	90	92	94	108	114	95
4	82	89	88	91	92	106	110	93
5	88	93	91	94	95	106	111	96

6	101	106	104	106	106	110	113	106
7	123	122	121	123	122	115	113	120
8	129	125	125	125	125	112	101	121
9	111	108	110	110	109	100	80	105
10	93	92	93	92	93	81	56	87
11	81	83	82	82	83	68	47	76
12	76	79	78	78	78	62	45	72
13	73	76	76	75	73	59	44	69
14	71	74	72	72	70	54	44	67
15	70	72	71	71	69	52	42	65
16	78	77	76	77	73	59	51	71
17	93	90	90	87	85	76	71	85
18	110	104	106	102	100	98	98	103
19	131	123	125	121	120	121	134	125
20	147	137	137	134	134	141	162	141
21	143	134	137	136	135	146	172	142
22	129	122	124	125	125	138	162	130
23	116	109	110	113	115	128	147	118

Tabla 15. Precios medios normalizados y horas de operación seleccionadas

Fuente: OMIE y elaboración propia

Se han calculado los caudales y energías que corresponderían a la potencia establecida a partir de los siguientes rendimientos.

Rendimiento Rodete	92%
Rendimiento Generador	98,5%
Rendimiento Transformador	98,5%

Perdidas Línea	0,5%
-----------------------	-------------

Tabla 16. Rendimientos asumidos

Aplicando estos rendimientos a las potencias obtenidas en el régimen permanente con salto nominal se obtienen la siguiente energía consumida/vertida a la red

	<i>Modo Turbinación</i>	<i>Modo Bombeo</i>
Potencia Eje (MW)	768	732
Energía Red(MWh)	730	770
Caudal (Hm³/h)	0,888	0,726

Tabla 17. Caudales y energías en modo turbinación y bombeo

Fuente: Elaboración propia

Hemos asumido que la energía resultante es directamente proporcional al caudal. Así, se determinará el caudal turbinado o bombeado teniendo en cuenta los límites de capacidad del embalse correspondiente en caso. Así se calcula la energía tomada/cedida a la red y, por último, se computa el beneficio multiplicando dicha energía por el precio en esa hora. (ver Figura 66)

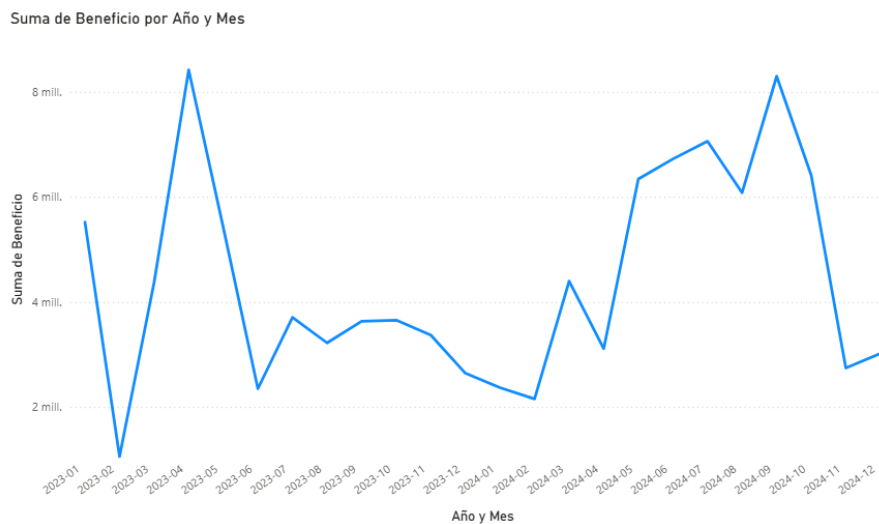


Figura 66. Beneficios anuales por operación en el mercado eléctrico

Tomando estos datos se alcanzan unos beneficios anuales de 58.700.000€ en el año 2024.
(ver Figura 67)

Gráfico 3. Ingresos acumulados anuales 2024-2025

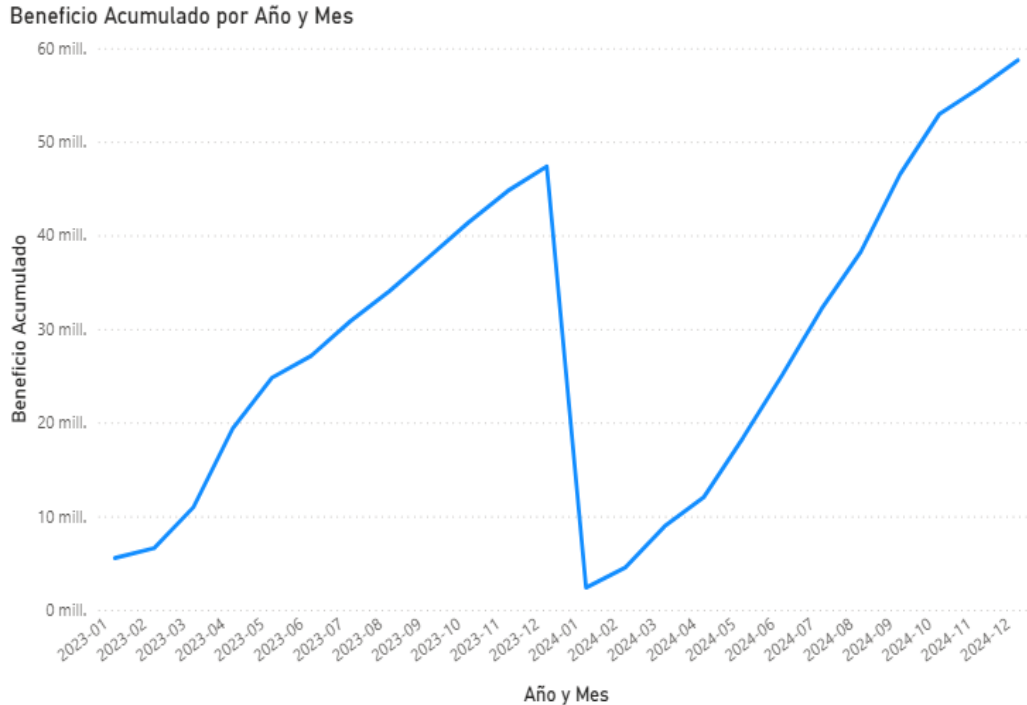


Figura 67. Beneficio acumulado por operación en el mercado eléctrico

9.1.2 CÁLCULO DE INGRESOS PROCEDENTES DE MERCADOS DE SERVICIOS AUXILIARES

Además de generar ingresos por la operativa expuesta en el epígrafe anterior, las CHR pueden complementar sus ingresos en los mercados de servicios auxiliares. Estos servicios, además de reforzar la estabilidad del sistema, ofrecen oportunidades económicas significativas para aquellas instalaciones capaces de aportar flexibilidad operativa.

Los mercados de servicios auxiliares, también gestionados por el operador del sistema, se encargan de garantizar la seguridad y calidad del suministro eléctrico. En ellos se adquieren, de forma competitiva, servicios tales como la regulación de frecuencia, el control de tensión, la reposición de reservas o el arranque en negro, entre otros. Entre todos ellos, el de regulación secundaria destaca tanto por su relevancia técnica como por su potencial económico.

La regulación secundaria actúa corrigiendo las desviaciones entre la generación y la demanda en escalas de tiempo muy cortas, normalmente del orden de segundos o minutos. Las unidades participantes ofrecen su capacidad para aumentar o reducir la potencia generada (o consumida, en el caso de almacenamiento), en respuesta directa a las órdenes del operador del sistema. Este servicio se retribuye en dos componentes: una por disponibilidad, que remunera la capacidad reservada para regular, y otra por energía efectivamente activada, que compensa las maniobras realizadas para mantener la frecuencia dentro de los márgenes establecidos.

Desde el punto de vista de una central reversible, este mercado representa una fuente de ingresos complementaria y más estable que el arbitraje puro entre precios altos y bajos del mercado diario. En situaciones en las que la diferencia de precios entre las horas de bombeo y generación no alcanza para cubrir los rendimientos y costes de operación, la venta de capacidad reguladora puede aportar una rentabilidad adicional significativa. De hecho, las características técnicas de estas centrales (rápida respuesta, gran capacidad de modulación y elevado rendimiento global) las convierten en candidatas idóneas para la prestación de regulación secundaria.

Por tanto, una vez comprobado que la operación exclusiva en el mercado diario puede resultar insuficiente durante determinados periodos, parece lógico concluir que la participación simultánea en el mercado de servicios auxiliares, y especialmente en el de regulación secundaria, constituye un paso necesario para alcanzar la sostenibilidad económica de la instalación. Este tipo de diversificación no solo permite maximizar los ingresos anuales, sino que además refuerza la integración de la central en la gestión dinámica del sistema eléctrico, aportando valor tanto al operador como al conjunto del mercado. (ver Figura 68)

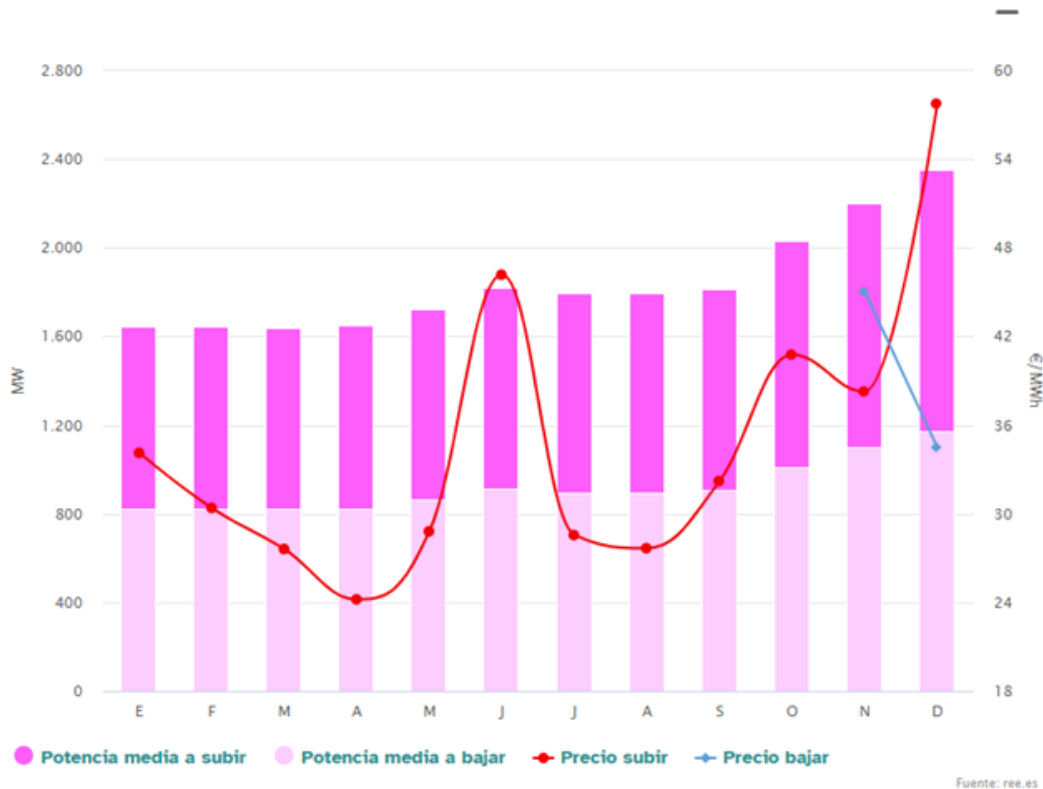


Figura 68. Potencia y Precio por MWh de Regulación Secundaria en 2025 (Red Eléctrica)

Tal como se observa en la figura anterior, los precios del servicio de reserva de regulación secundaria presentan una marcada variabilidad estacional, alcanzando sus valores mínimos durante la primavera (por debajo de 25 €/MW·h en los meses de abril y mayo) y máximos superiores a 55 €/MW·h en los meses de invierno. Esta oscilación responde principalmente a la mayor necesidad de capacidad reguladora durante los periodos de alta demanda y a la menor disponibilidad de generación flexible, lo que incrementa el valor económico del servicio. En paralelo, la potencia media requerida por el sistema se mantiene relativamente estable, en torno a 1.500 MW a subir y 1.200 MW a bajar, lo que confirma que el mercado ofrece una oportunidad sostenida de participación para unidades con capacidad de respuesta rápida, como las centrales hidroeléctricas reversibles.

Para que el modelo pueda reconocer las horas en las que la central opera en el mercado de regulación secundaria (horas en las que previamente se encontraba parada) se modifica la tabla con el ranking de las horas.

Se va a asumir que la central puede aportar 40MW en capacidad a subir durante las horas en las que no está operando en el mercado diario. Se tomarán los precios de remuneración mensuales de la gráfica anterior para calcular los ingresos adicionales. (ver Figura 69)

Gráfico 4. Comparación de Ingresos por Regulación Secundaria y Mercado Diario

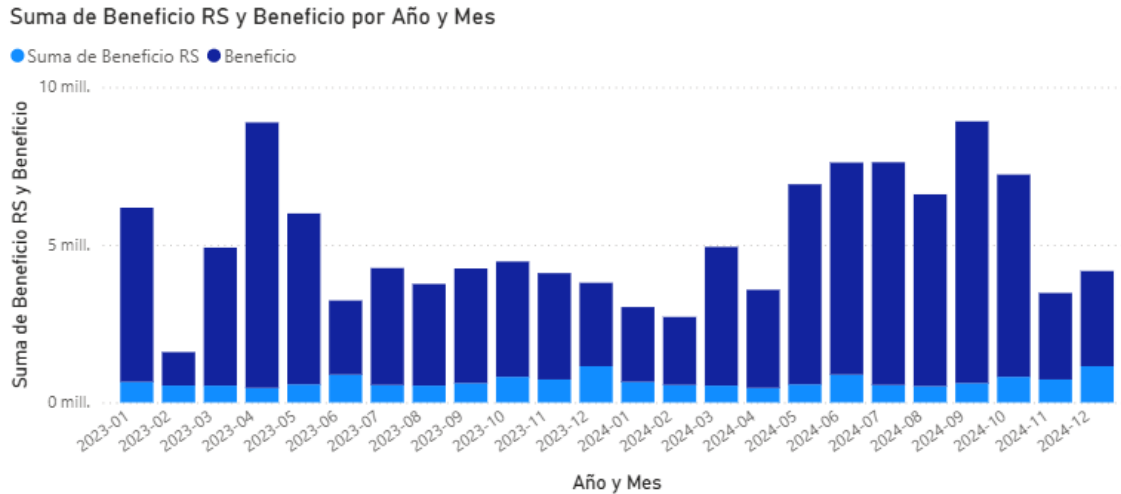


Figura 69. Participación en el mercado de regulación (Elaboración propia)

Una vez realizados los cálculos, la participación en el mercado de regulación secundaria aportaría unos ingresos anuales de 8.100.000€ En total se alcanzarían unos ingresos anuales de 66.800.000€ en el año 2024

9.1.3 INGRESOS PROCEDENTES DEL MERCADO DE CAPACIDAD

El mercado de capacidad es un mecanismo en estudio para el sistema eléctrico peninsular español que tiene como objetivo principal garantizar la seguridad de suministro a medio y largo plazo, asegurando que exista suficiente potencia disponible para cubrir la demanda incluso en periodos de alta tensión o escasez de generación. Esta iniciativa se propone como un complemento a los mercados existentes de energía y servicios auxiliares, reconociendo que los precios marginales del mercado diario no siempre generan incentivos suficientes para la inversión en activos que aporten firmeza y flexibilidad al sistema.

El diseño propuesto, pendiente de aprobación definitiva, prevé la celebración de subastas competitivas de capacidad organizadas por el operador del sistema, Red Eléctrica de

España (REE), con supervisión de la Secretaría de Estado de Energía. Las subastas pueden tener diferentes horizontes temporales, como subastas de capacidad principal, orientadas a necesidades estructurales de más largo plazo, y subastas de ajuste, dirigidas a cubrir desviaciones puntuales que no hayan sido atendidas por las primeras.

En estas subastas, los participantes, que pueden incluir tanto generadores de energía como instalaciones de almacenamiento y agentes de respuesta de la demanda, ofrecen potencia firme (medida en MW) que se comprometen a tener disponible para prestar servicio cuando el sistema lo requiera. La adjudicación se realiza de forma competitiva, y los participantes seleccionados reciben una retribución por su capacidad asegurada durante el periodo de prestación acordado

La principal fuente de ingresos derivada del mercado de capacidad es la retribución por disponibilidad. Es decir, los activos adjudicatarios de capacidad perciben pagos periódicos simplemente por comprometer su potencia para estar operativos en momentos críticos para el sistema. Esta retribución se suma a los ingresos obtenidos en los mercados de energía y servicios auxiliares, actuando como un complemento estable que mejora la predictibilidad de los flujos de caja de proyectos intensivos en capital.

En el caso de instalaciones de almacenamiento como las centrales hidroeléctricas reversibles, la inclusión en el mercado de capacidad, combinada con ingresos por arbitraje energético y servicios de regulación secundaria, podría diversificar y robustecer el perfil de ingresos del proyecto. Sin embargo, la cuantificación efectiva de estos ingresos dependerá del diseño final del mercado, la estructura de subastas y la competencia entre tecnologías en las mismas.

A efectos de este estudio, y ante la ausencia de resultados definitivos de subastas en el mercado de capacidad español, resulta necesario recurrir a referencias internacionales comparables para estimar los ingresos potenciales. En este sentido, el mercado de capacidad italiano constituye una referencia relevante, tanto por su grado de desarrollo como por las similitudes estructurales entre ambos sistemas eléctricos. En la subasta celebrada para el año de entrega 2026, los precios de adjudicación para capacidad

existente se situaron en el entorno de 46.000 €/MW·año, reflejando el valor asignado a la disponibilidad de potencia firme en un sistema con alta penetración renovable.

Para el presente análisis se adopta un enfoque prudente, asumiendo que la central hidroeléctrica reversible puede comprometer en el mercado de capacidad un 20 % de su potencia instalada, sin que ello afecte de forma significativa a su operación en el mercado diario ni a su participación en los mercados de servicios auxiliares. Dado que la potencia total de la instalación analizada asciende a 730 MW, la potencia ofertada en el mercado de capacidad sería de 146 MW.

Por tanto, la central podría obtener aproximadamente 6,7 millones de euros anuales en concepto de pagos por capacidad. Lo que, sumado a los anteriores ingresos llegaría a un total de 73.500.000€ ingresos anuales

9.2 ANÁLISIS DE COSTES

9.2.1 PRESUPUESTO DE LA CONSTRUCCIÓN

Para estimar los costes derivados de la obra civil y el acopio de equipamientos se han utilizado diversas bases de precios, entre ellas la del Canal de Isabel II y la del software de cálculo de estructuras Cype. Estas bases de precio son el punto de partida para los contratistas que realizan obras puesto que les permite conocer el importe que van a percibir por cada servicio. (ver Figura 70)

U01022010 m3	Excavación en zanja, por medios mecánicos, en terreno blando (suelo con golpeo en el ensayo SPT menor o igual que 10 golpes / 30 cm), medido sobre perfil.	DOCE EUROS con VEINTITRÉS CÉNTIMOS	12,23
U01022020 m3	Excavación en zanja, por medios mecánicos, en terreno medio (suelo con golpeo en el ensayo SPT entre 10 y 30 golpes / 30 cm), medido sobre perfil.	TRECE EUROS con SESENTA Y TRES CÉNTIMOS	13,63
U01022030 m3	Excavación en zanja, por medios mecánicos, en terreno de transición entre medio y duro (suelo con golpeo en el ensayo SPT entre 30 y 50 golpes / 30 cm), medido sobre perfil.	QUINCE EUROS con TRES CÉNTIMOS	15,03
U01022040 m3	Excavación en zanja, por medios mecánicos, en terreno duro (suelo con golpeo en el ensayo SPT superior a 50 golpes / 30 cm), medido sobre perfil.	DIECISIETE EUROS con OCHENTA Y UN CÉNTIMOS	17,81

Figura 70. Ejemplo de unidades de obra de la Base de Precios del Canal de Isabel II

Según nuestros cálculos, el coste total de realización de la central es de 768 M€, incluidos los impuestos. El presupuesto se estructura en cuatro grandes bloques: obra civil, equipos electromecánicos, gestiones administrativas e impuestos y cánones.

a. Obra Civil – 394.275.900 €

Incluye las actuaciones de excavación, estructuras, conducciones, pozos, galerías, tomas, accesos y obras complementarias necesarias para el funcionamiento hidráulico y estructural de la central.

Principales capítulos:

- Depósito Superior – 152,87 M€
- Central – 47,42 M€
- Acceso Central – 38,77 M€
- Tubería Forzada – 36,79 M€

- Galería Inferior de Restitución – 33,64 M€
- Galería Superior – 14,78 M€
- Pozo Blindado – 14,38 M€
- Otras actuaciones menores: tomas, chimeneas, accesos, etc.

Estas partidas representan la base estructural y de obra subterránea del proyecto, con especial peso en el movimiento de tierras, sostenimiento y conducciones a presión.

b. Equipos Electromecánicos – 274.151.700 €

Comprende el suministro e instalación de todos los equipos electromecánicos y de control asociados a la operación de la central.

Capítulos principales:

- Edificio Central – 245,62 M€
- Subestación – 16,88 M€
- Línea de Evacuación – 6,01 M€
- Otras instalaciones auxiliares

Este bloque concentra los sistemas de generación, transformación y evacuación eléctrica, representando la parte tecnológica del proyecto.

c. Gestiones Administrativas – 22.423.000 €

Incluye gastos previos, expropiaciones, estudios, proyectos y tramitaciones administrativas.

- Expropiaciones: 4,42 M€
- Estudios y proyectos: 18,00 M€

El coste directo del proyecto (Presupuesto de Ejecución Material, PEM) asciende a:
PEM = 695,98 M€

De este importe:

- La obra civil representa aproximadamente el 56,6%
- Los equipos electromecánicos el 39,4%
- Las gestiones administrativas el 3,2%

La obra civil constituye el núcleo económico del proyecto, destacando las estructuras hidráulicas y conducciones, mientras que los equipos electromecánicos concentran la inversión tecnológica asociada a la generación.

d. Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO) – 3.154.208 €

El ICIO es un impuesto municipal que grava las construcciones, instalaciones u obras que requieren licencia urbanística dentro de un municipio. Su base imponible se calcula a partir del coste real y efectivo de la obra y su objetivo es obtener ingresos para el ayuntamiento en función de la inversión realizada.

Según el Real Decreto Legislativo 2/2004, este tributo se aplica a todas las actuaciones que incrementen el valor de los bienes inmuebles, tanto en el ámbito residencial como comercial, abarcando desde nuevas edificaciones hasta obras de mejora o fomento.

Para este caso se va a considerar un ICIO del 0,8% sobre el coste de la obra sin tener en cuenta los equipos electromecánicos

e. Canon urbanístico – 1.971.380 €

El canon de urbanismo es la garantía económica que los ayuntamientos exigen a los promotores o constructores antes de autorizar la edificación de una parcela. Su finalidad es asegurar la correcta urbanización del terreno, es decir, que disponga de los servicios e infraestructuras básicas (viales, alumbrado, saneamiento, etc.) antes o durante la construcción.

Este canon se materializa normalmente mediante un depósito o aval equivalente al coste estimado de las obras de urbanización, que el promotor entrega al ayuntamiento como

fianza. Si el promotor no ejecuta dichas obras, el consistorio puede realizarlas utilizando esa garantía.

De este modo, el canon de urbanismo actúa como un mecanismo de seguridad y financiación preventiva, garantizando que las parcelas queden correctamente urbanizadas, independientemente del resultado o continuidad de la obra principal.

Para este caso se va a considerar un Canon del 0,5% sobre el coste de la obra sin tener en cuenta los equipos electromecánicos.

f. Presupuesto de ejecución y baja por gran obra

Dada la magnitud del proyecto, se considera una baja del 10% sobre el PEM por gran obra, habitual en este tipo de actuaciones debido a economías de escala y competencia en licitación. Partiendo de esta oferta se le tiene que añadir los gastos generales y el beneficio industrial. Estos porcentajes son los que reconoce el estado como costes y márgenes de beneficio aceptables para las constructoras.

- Gastos generales (13%): 96,90 M€
- Beneficio industrial (6%): 44,72 M€

Finalmente, se estima un presupuesto de ejecución de contrata de 762M€

9.2.2 EXPROPIACIONES

Se han estimado las superficies ocupadas por los distintos elementos del proyecto para así poder aproximar el coste devengado de la expropiación del terreno en la siguiente tabla:

<i>Emplazamiento</i>	<i>Superficie (ha)</i>	<i>Importe Expropiación</i>
Balsa superior	67,1	375.760,00 €
Apoyos línea	2,1	11.760,00 €

Linea	40,5	8.100,00 €
Subestación	0,73	4.088,00 €
Total terrenos	110,43	399.708,00 €

Tabla 18. Superficies e importes de expropiación por emplazamiento

Se ha considerado un importe a pagar de 20.000€ por hectárea expropiada.

9.2.3 GASTOS DE OPERACIÓN

Se consideran como gastos de operación anuales un 1% del CAPEX. En cuanto a los gastos de mantenimiento se asume un importe a desembolsar cada 5 años de 950.000€.

También se considerará un Canon sobre el uso del agua del 2,55% sobre los ingresos de generación, un impuesto sobre generación del 7% de los ingresos y un impuesto de sociedades del 25% sobre el beneficio

9.3 BALANCE FLUJOS DE CAJA VALOR RESIDUAL E INDICADORES

9.3.1 BALANCE

Con carácter previo al análisis de los flujos de caja, el modelo financiero incorpora una proyección simplificada del balance de la sociedad vehículo del proyecto, con el objetivo de reflejar la estructura patrimonial asociada a la construcción y explotación de la central hidroeléctrica reversible. Este balance permite identificar la composición de los activos necesarios para el desarrollo del proyecto, así como la forma en que estos se financian a través de recursos propios y ajenos.

Activo

El activo del balance está dominado por el inmovilizado material, reflejo del carácter intensivo en capital del proyecto. En este epígrafe se incluyen fundamentalmente las inversiones asociadas a la obra civil, las instalaciones hidráulicas y los equipos electromecánicos necesarios para la operación de la central. Durante la fase de construcción, una parte significativa de estas inversiones se registra como inmovilizado en curso, trasladándose posteriormente a inmovilizado material una vez la instalación entra en operación.

Asimismo, el balance recoge la capitalización de intereses devengados durante el periodo de construcción. Estos intereses, asociados a la financiación de la inversión, se incorporan al valor del activo conforme a la normativa contable vigente, incrementando el coste de adquisición del inmovilizado hasta el inicio de la explotación.

Junto al activo no corriente, el balance incorpora determinados elementos de activo corriente, entre los que destacan los derechos de cobro frente a la Hacienda Pública y la tesorería. La tesorería se mantiene en niveles reducidos y estables a lo largo del periodo analizado, al haberse supuesto una política de no acumulación de caja, destinándose cualquier exceso de liquidez a la amortización anticipada de la deuda financiera.

Por último, se incluyen los activos fiscales diferidos, derivados principalmente de las bases imponibles negativas generadas en los primeros años del proyecto como consecuencia del elevado nivel de amortización y de los costes financieros iniciales. Estos activos reflejan el derecho a compensar dichas pérdidas con beneficios futuros, contribuyendo a mejorar la fiscalidad efectiva del proyecto en la fase de explotación.

Recursos propios

En el pasivo del balance, los recursos propios representan la aportación de capital realizada por los promotores del proyecto y constituyen la base patrimonial sobre la que se estructura la financiación de la central. Esta partida recoge el capital social desembolsado en el momento inicial, así como la evolución de los resultados acumulados a lo largo del tiempo.

Durante los primeros ejercicios, los recursos propios pueden verse reducidos por la generación de resultados negativos, habituales en proyectos de infraestructura de gran escala durante la fase inicial de explotación. No obstante, a medida que la central entra en régimen de operación estable y se consolidan los ingresos, los resultados positivos permiten recuperar progresivamente el valor de los recursos propios.

La estructura de recursos propios adoptada en el modelo refleja un enfoque prudente, alineado con las prácticas habituales en proyectos financiados bajo esquemas de project finance, en los que se busca un equilibrio entre el apalancamiento financiero y la solvencia patrimonial. De este modo, los recursos propios actúan como colchón frente a posibles desviaciones operativas o de mercado, reforzando la estabilidad financiera del proyecto y reduciendo el riesgo percibido por los financiadores.

9.3.2 FLUJOS DE CAJA

Para evaluar la viabilidad económica y financiera del proyecto, se va a distinguir entre tres tipos de flujos de caja: flujos de caja operativos, flujos de caja de inversión y flujos de caja de financiación. Esta desagregación permite analizar de forma independiente la capacidad del proyecto para generar recursos, el esfuerzo inversor necesario y el impacto de la estructura financiera sobre la liquidez y el riesgo del proyecto.

Flujos de caja operativos

Los flujos de caja operativos recogen la capacidad del proyecto para generar liquidez a partir de su actividad ordinaria de explotación. Estos flujos se obtienen a partir de los ingresos generados por la venta de energía en el mercado eléctrico y la prestación de servicios auxiliares, una vez deducidos los costes de operación y mantenimiento, los cánones aplicables y los impuestos asociados a la actividad.

En el modelo, el flujo de caja operativo se calcula partiendo del resultado operativo, al que se incorporan los ajustes necesarios para eliminar partidas sin impacto en la caja, como la amortización del inmovilizado. Asimismo, se consideran los efectos fiscales derivados de la actividad, incluyendo el aprovechamiento de bases imponibles negativas generadas en los primeros años de explotación. El resultado es un flujo de caja que refleja la capacidad real del proyecto para generar recursos antes de atender las necesidades de inversión y financiación.

Este flujo constituye el pilar fundamental del análisis financiero, ya que determina la sostenibilidad económica del proyecto a largo plazo y su capacidad para hacer frente al servicio de la deuda y remunerar a los inversores.

Flujos de caja de inversión

Los flujos de caja de inversión recogen las salidas de caja asociadas a la ejecución del proyecto, concentradas fundamentalmente en los primeros años del horizonte temporal analizado. Estos flujos reflejan el esfuerzo inversor necesario para poner en marcha la central hidroeléctrica reversible y constituyen el principal desembolso inicial del proyecto.

En el modelo financiero, los flujos de inversión se consideran de forma agregada. Su inclusión permite captar el impacto temporal de la inversión sobre la liquidez del proyecto y diferenciar claramente la fase de construcción de la fase de explotación.

Una vez finalizada la ejecución y puesta en operación de la central, los flujos de caja de inversión dejan de tener un peso relevante, pasando el análisis financiero a depender

fundamentalmente de la capacidad del proyecto para generar flujos de caja operativos suficientes para atender el servicio de la deuda y sostener su viabilidad económica a largo plazo.

Flujos de caja de financiación

Los flujos de caja de financiación reflejan la estructura financiera adoptada para el desarrollo del proyecto y su evolución a lo largo del tiempo. En este bloque se incluyen, por un lado, las entradas de caja derivadas de la aportación de recursos propios y de la formalización de la deuda financiera y, por otro, las salidas de caja asociadas al servicio de la deuda, que comprende el pago de intereses y la amortización del principal.

El modelo incorpora una política de cash sweep total, de modo que cualquier exceso de caja generado por el proyecto, una vez atendidos los flujos operativos y el servicio obligatorio de la deuda, se destina íntegramente a la amortización anticipada del préstamo. Esta hipótesis permite reducir de forma progresiva el endeudamiento, acelerar la devolución del principal y disminuir el riesgo financiero del proyecto, manteniendo al mismo tiempo un nivel de caja constante y suficiente para la operativa.

De este modo, los flujos de caja de financiación no solo reflejan la carga financiera del proyecto, sino que actúan como un mecanismo de ajuste que vincula directamente la generación de caja operativa con la reducción del apalancamiento, reforzando la solidez financiera del modelo.

9.3.3 VALOR RESIDUAL

El valor residual (VR) representa el valor económico que genera un activo de generación una vez finalizado el período contractual o financiero inicial, pero antes de que concluya su vida operativa real. Como señala Jenkin et al. (2019) en su estudio para el National Renewable Energy Laboratory (NREL), los análisis financieros que no capturan el valor completo a lo largo de toda la vida útil de un activo tienden a infravalorarlo sistemáticamente. Esta distinción es relevante porque en la práctica coexisten tres intervalos temporales distintos: la vida contractual, durante la cual la energía se vende a un precio predeterminado; la vida financiera, durante la cual los inversores esperan

recuperar el capital invertido; y la vida operativa real, que frecuentemente supera con creces a las dos anteriores. Entre el fin de la vida contractual y el fin de la vida financiera se genera precisamente el valor residual, mientras que cualquier valor adicional más allá de la vida financiera constituye lo que el estudio denomina Follow-on Value (FOV) o valor de continuación.

Las centrales hidroeléctricas y de bombeo-turbinación son el ejemplo más ilustrativo de esta divergencia entre vida financiera y vida operativa. El estudio del NREL documenta que plantas de generación hidráulica construidas hace más de 80 años siguen operando de forma rentable en la actualidad, y la Bonneville Power Administration gestiona un sistema de 22 GW con una vida media de activos superior a 50 años y planes de operación por al menos 75 años adicionales a un coste anualizado de apenas 30 \$/kW-año, lo que hace que la continuidad operativa sea enormemente atractiva frente a la construcción de nueva capacidad. Para una central de bombeo-turbinación como la modelizada en este trabajo, cuyo horizonte financiero se ha fijado en 30 años, es razonable asumir que la vida operativa real se extenderá muy por encima de ese umbral, lo que justifica la inclusión de un valor terminal explícito en el modelo.

Desde el punto de vista metodológico, el VR puede estimarse mediante varios enfoques. El más sencillo consiste en asumir una extensión del contrato en términos similares a los actuales. Un segundo enfoque proyecta los flujos futuros a partir de precios mayoristas esperados, utilizando curvas forward o extrapolación de tendencias históricas de precios. Un tercer enfoque, y el más habitual en modelos de valoración de empresas e infraestructuras, es el modelo de Gordon-Shapiro o renta perpetua creciente, que expresa el valor residual en el año N como:

$$VR_N = \frac{FCN_{N+1}}{(K_u - g)}$$

donde FCN_{N+1} es el flujo de caja del negocio proyectado para el primer año tras el horizonte de análisis, K_u es el coste de capital no apalancado del proyecto, equivalente a la TIR del proyecto sin efecto del apalancamiento financiero, y g es la tasa de crecimiento perpetuo de los flujos, que en este caso puede justificarse como la inflación esperada del

precio de la energía, situándose entre el 1,0% y el 2,5% según el escenario considerado. Dado que en el año 30 del modelo la deuda financiera está completamente amortizada gracias al mecanismo de cash sweep, el valor terminal se apropia íntegramente por el accionista.

La viabilidad técnica y económica de extender la vida útil de este tipo de activos más allá del horizonte financiero inicial está ampliamente documentada en el estudio del NREL a través de ejemplos concretos de repotenciación. El caso más directamente comparable al de una central de bombeo es el de la central Waldeck 1 en Alemania, de 90 años de antigüedad y 140 MW de capacidad, que fue completamente rehabilitada entre 2004 y 2009 por un coste de 50 millones de euros, equivalente a aproximadamente 500 \$/kW, manteniéndola en operación durante al menos 50 años adicionales. Su central hermana, Waldeck 2, de 42 años y 440 MW, fue rehabilitada aumentando su capacidad hasta 480 MW por 30 millones de euros, lo que supone un coste medio de apenas 100 \$/kW sobre la capacidad existente y de unos 1.000 \$/kW sobre los 40 MW adicionales de nueva capacidad instalada. Ambas cifras contrastan radicalmente con el coste de construcción de una nueva instalación de bombeo equivalente, que el propio estudio sitúa en más de 2.000 \$/kW, lo que pone de manifiesto que la rehabilitación y extensión de vida es no solo técnicamente factible sino económicamente óptima en la gran mayoría de los casos.

9.3.4 INDICADORES DE RENTABILIDAD

A partir de los flujos de caja obtenidos, se procede al cálculo de los principales indicadores de rentabilidad del proyecto.

La Tasa Interna de **Retorno (TIR)** del proyecto se sitúa en el **8,70%**, reflejando una rentabilidad moderada pero positiva a lo largo de su vida útil. Por su parte, la **TIR del inversor, calculada sobre los flujos de caja atribuibles a los recursos propios, alcanza el 8,83%**, valor que, si bien resulta coherente con el perfil de riesgo del proyecto, pone de manifiesto una rentabilidad ajustada desde la perspectiva del capital privado.

Una vez conocida la TIR del inversor se puede calcular el coste medio ponderado del capital con la siguiente fórmula:

$$CMPC = K_e \cdot \frac{E}{E + D} + K_d \cdot (1 - T) \cdot \frac{D}{E + D}$$

Donde K_e es el coste de los fondos propios, E es el dinero invertido de fondos propios, D es la cantidad de deuda financiera, K_d el coste de la deuda y T el porcentaje de impuestos.

En este trabajo, el K_e se ha estimado con la siguiente expresión a partir de los siguientes supuestos:

$$K_e = R_f + \beta \cdot ERP = 2,5\% + 0,54 \cdot 5,8\% = 5,63\%$$

- Una prima de riesgo país (ERP) para España del 5,8%, de acuerdo con los datos de Damodaran (enero 2026), que recoge el mayor riesgo relativo frente a economías más estables.
- Una beta desapalancada del sector de energías renovables de 0,54.
- Un tipo libre de riesgo aproximado del 2,5%, correspondiente al bono alemán a 10 años, siguiendo la metodología habitual en valoraciones en euros.

Sustituyendo estos valores queda un CMPC de **5,63%**.

Descontando los flujos de caja a una tasa del 5,63 %, se obtiene un **Valor Actual Neto (VAN) de 380,2 millones de euros**, lo que indica que el proyecto genera valor en términos absolutos bajo las hipótesis planteadas. Finalmente, el periodo de recuperación de la inversión (payback) se sitúa entre los años 17 y 18, lo que refleja el carácter intensivo en capital del proyecto y la larga maduración típica de este tipo de infraestructuras energéticas.

9.3.5 CÁLCULO DEL LCOS

El Coste Nivelado del Almacenamiento (Levelized Cost of Storage, LCOS) es un indicador ampliamente utilizado para evaluar la competitividad económica de tecnologías de almacenamiento energético. De forma análoga al LCOE en generación, el LCOS mide el coste medio por unidad de energía efectivamente entregada a lo largo de la vida útil del proyecto, permitiendo comparar distintas tecnologías en términos homogéneos.

El LCOS se define como el cociente entre el valor actual de todos los costes asociados al sistema de almacenamiento y el valor actual de la energía total suministrada por dicho sistema. Matemáticamente, se expresa como:

$$LCOS = \frac{(\sum CAPEX_t + OPEX_t + Coste Carga_t) \cdot (1 + r)^{-t}}{\sum MWh_t \cdot (1 + r)^{-t}} = 128 \frac{\text{€}}{MWh}$$

En el numerador se incluyen tanto la inversión inicial (CAPEX) como los costes de operación y mantenimiento (OPEX), los costes de reposición de equipos si los hubiera y, en el caso de tecnologías como el bombeo hidráulico, el coste de la energía consumida para el proceso de carga. En el denominador se considera la energía neta generada por la instalación, teniendo en cuenta su rendimiento.

Para obtener un valor representativo, tanto los costes como la energía se descuentan a valor presente mediante una tasa que refleje el coste de capital del proyecto (WACC).

El uso del WACC como tasa de descuento permite incorporar tanto el coste de la deuda como la rentabilidad exigida por los accionistas, reflejando adecuadamente el riesgo del proyecto.

De este modo, el LCOS proporciona una medida sintética del coste real del almacenamiento por MWh, siendo especialmente útil en este trabajo para complementar los indicadores tradicionales como el VAN y la TIR. Mientras estos últimos evalúan la rentabilidad financiera del proyecto, el LCOS permite analizar su eficiencia económica y su posicionamiento competitivo dentro del sistema eléctrico.

9.4 ANÁLISIS DE RIESGOS

A partir de los resultados obtenidos en el análisis económico-financiero, resulta necesario evaluar los principales riesgos asociados al proyecto, no tanto con el objetivo de cuestionar su coherencia técnica o su utilidad para el sistema eléctrico, sino de contextualizar la rentabilidad obtenida dentro del entorno actual de inversión. En este sentido, la central hidroeléctrica reversible presenta un perfil de riesgo moderado-alto, característico de infraestructuras intensivas en capital y fuertemente condicionadas por factores externos.

Riesgo regulatorio

El riesgo regulatorio constituye uno de los factores más relevantes del proyecto. Una parte significativa de los ingresos depende del diseño de los mercados eléctricos y, en particular, de la retribución asociada a los servicios de ajuste y almacenamiento. Cambios en los mecanismos de remuneración, en los requisitos de participación o en las prioridades operativas del sistema podrían afectar de manera directa a los flujos de caja esperados.

No obstante, este riesgo se ve parcialmente mitigado por la orientación estratégica de la política energética tanto a nivel nacional como europeo, que reconoce el papel central del almacenamiento en sistemas con alta penetración renovable. Iniciativas como los programas de planificación de almacenamiento o los esquemas de pagos por capacidad apuntan a una evolución regulatoria favorable, si bien todavía insuficientemente consolidada como para reducir de forma significativa la incertidumbre a largo plazo.

Riesgo de mercado

El proyecto está expuesto a la volatilidad inherente a los precios del mercado eléctrico y de los servicios auxiliares. La rentabilidad depende, en gran medida, de la existencia de variaciones suficientes entre horas valle y punta, así como de una demanda sostenida de servicios de regulación secundaria. En escenarios de baja volatilidad de precios o de sobrecapacidad reguladora, los ingresos podrían situarse por debajo de los valores estimados.

Sin embargo, la diversificación de fuentes de ingresos, combinando mercado diario y servicios auxiliares, contribuye a suavizar esta exposición. Además, la creciente variabilidad del sistema eléctrico, derivada del peso creciente de la generación renovable no gestionable, sugiere que la necesidad de flexibilidad y regulación tenderá a mantenerse estructuralmente elevada en el medio y largo plazo.

Riesgo operativo y técnico

Desde el punto de vista técnico, el riesgo operativo es relativamente reducido. Las centrales hidroeléctricas reversibles constituyen una tecnología madura, ampliamente implantada y con elevados estándares de fiabilidad. Los posibles riesgos asociados a averías, mantenimientos extraordinarios o indisponibilidades temporales se consideran gestionables y coherentes con las hipótesis de costes de operación y mantenimiento planteadas en el estudio.

Asimismo, la complejidad técnica del proyecto se ve compensada por exhaustivos procesos de diseño, supervisión y validación propios de este tipo de infraestructuras, lo que reduce significativamente la probabilidad de desviaciones críticas durante la fase de explotación.

Riesgo financiero

El elevado volumen de inversión inicial y el largo periodo de recuperación del capital constituyen uno de los principales factores de riesgo desde la perspectiva del inversor. La rentabilidad del proyecto es sensible al coste de la financiación, a la evolución de los tipos de interés y a eventuales desviaciones en los ingresos previstos. En un entorno financiero más restrictivo, estas variables incrementan el coste de oportunidad de inmovilizar capital durante varias décadas.

Este riesgo no invalida el proyecto desde un punto de vista económico, pero sí condiciona su atractivo para el capital privado, especialmente en ausencia de mecanismos que aporten mayor estabilidad a los ingresos.

Riesgo hidrológico y ambiental

Aunque se trata de una instalación de bombeo en circuito mayoritariamente cerrado, el proyecto no es completamente ajeno a condicionantes hidrológicos y medioambientales. Episodios de sequía prolongada, restricciones administrativas o mayores exigencias ambientales podrían limitar puntualmente la operación o aumentar los costes de cumplimiento normativo. No obstante, este riesgo es inferior al de otras tecnologías hidráulicas convencionales y se encuentra razonablemente acotado dentro del marco actual de planificación.

Valoración global del riesgo

En conjunto, los riesgos identificados no cuestionan la viabilidad técnica del proyecto ni su relevancia estratégica para el sistema eléctrico, pero sí explican por qué la rentabilidad obtenida, aun siendo positiva, puede resultar insuficiente para atraer inversión privada en las condiciones actuales de mercado. El perfil de riesgo del proyecto se sitúa, por tanto, en un nivel que requiere mecanismos adicionales de estabilidad y apoyo para reducir la percepción de incertidumbre y adecuar la rentabilidad esperada a las exigencias habituales del mercado de capitales.

Capítulo 10. CONCLUSIONES

El presente trabajo ha abordado, desde una perspectiva integral, el diseño conceptual y la evaluación de viabilidad de una central hidroeléctrica reversible en el embalse de Entrepeñas. A lo largo de los distintos capítulos se han desarrollado los elementos fundamentales que caracterizan este tipo de instalaciones: el dimensionamiento hidráulico de la obra civil (embalse superior, tomas, galerías, chimeneas de equilibrio y pozo blindado), el análisis de transitorios hidráulicos, el cálculo mecánico de la tubería forzada y, finalmente, la evaluación del potencial económico de la instalación en los mercados energéticos.

Desde el punto de vista técnico, los resultados obtenidos confirman que el emplazamiento seleccionado es adecuado para albergar una instalación de esta naturaleza. El salto hidráulico aprovechable, cercano a los 340 m, junto con los caudales de diseño establecidos, permite alcanzar una potencia instalada significativa tanto en modo turbinación como en modo bombeo. Los cálculos hidráulicos acreditan que las conducciones diseñadas satisfacen los criterios de velocidad límite y estabilidad, y el análisis de transitorios demuestra que las chimeneas de equilibrio dimensionadas son capaces de absorber los golpes de ariete generados por las maniobras de parada de emergencia sin comprometer la integridad de las tuberías forzadas. Por su parte, los cálculos mecánicos verifican que los espesores de acero del liner del pozo blindado son suficientes para resistir las presiones de operación con los coeficientes de seguridad exigidos.

Sin embargo, el paso del diseño técnico a la ejecución real tropieza hoy con un conjunto de condicionantes externos que conviene señalar con claridad, ya que afectan de manera directa a la viabilidad práctica de proyectos de este tipo en España.

En primer lugar, el contexto regulatorio no acompaña. A diferencia de otros países europeos que han puesto en marcha mecanismos de retribución garantizada o pagos por capacidad específicos para el almacenamiento hidráulico, España carece actualmente de un marco estable que reduzca el riesgo percibido por los inversores privados. El PNAHE identifica el embalse de Entrepeñas como uno de los emplazamientos estratégicos prioritarios, pero la identificación de un emplazamiento y su desarrollo efectivo son cosas

muy distintas cuando no existen ayudas o garantías de ingreso que permitan estructurar la financiación a largo plazo con condiciones razonables.

En segundo lugar, el coste de los equipos electromecánicos principales ha experimentado un encarecimiento muy notable en los últimos años. Las turbinas reversibles tipo Francis, cuyo diseño y fabricación requieren una ingeniería altamente especializada, se encuentran en un mercado bajo una presión de demanda inédita: China e India están ejecutando actualmente una cartera de proyectos hidroeléctricos de bombeo de dimensiones históricas, lo que ha saturado la capacidad de los grandes tecnólogos mundiales, entre ellos Voith, Andritz, GE Vernova, Toshiba, y ha disparado tanto los plazos de entrega como los precios de los rodets y los grupos turbina-alternador. Para un proyecto del tamaño del estudiado en este trabajo, el sobrecoste respecto a un escenario de mercado normalizado puede suponer decenas de millones de euros adicionales sobre el presupuesto base, con el consiguiente impacto en la TIR del proyecto.

En tercer lugar, el precio del acero, material fundamental tanto para el liner del pozo blindado como para la tubería forzada, se ha mantenido en niveles elevados como consecuencia de la volatilidad de los mercados de materias primas y de los costes energéticos asociados a su producción. En el caso concreto de este proyecto, la tubería forzada requiere aceros de alta resistencia capaces de soportar presiones próximas a los 50 bar en los tramos más profundos, lo que limita las alternativas de suministro y reduce el margen de negociación frente a los fabricantes.

El análisis de viabilidad económica, aun así, ofrece resultados que pueden calificarse de razonablemente sólidos bajo las hipótesis planteadas. La Tasa Interna de Retorno para el accionista, situada en el 8,6% incorporando el Valor Terminal, y el Valor Actual Neto positivo de aproximadamente 385 millones de euros, confirman que el proyecto es capaz de generar valor en el largo plazo. No obstante, este margen resulta ajustado cuando se contrasta con las rentabilidades habitualmente exigidas para infraestructuras energéticas de riesgo comparable típicamente entre el 10% y el 12%, y más aún si se tienen en cuenta los sobrecostes de equipos y materiales descritos anteriormente, que no han sido incorporados en su totalidad en el presupuesto base utilizado.

En consecuencia, la principal conclusión de este trabajo es que la central hidroeléctrica reversible en Entrepeñas es técnicamente viable y económicamente interesante, pero su desarrollo práctico en el corto plazo requeriría alguna forma de respaldo institucional, ya sea mediante esquemas de retribución regulada, contratos por diferencias o participación pública directa, que compense tanto la incertidumbre de los ingresos como el encarecimiento estructural de los equipos y materiales que afecta a todo el sector en el momento actual. Sin ese apoyo, el margen de seguridad financiero es demasiado estrecho para atraer inversión privada en las condiciones de mercado presentes.

Capítulo 11. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Agency for the Cooperation of Energy Regulators. (2022). *Capacity Mechanisms in the EU*.
- [2] Andrew Blakers, M. S. (2021). *A review of pumped hydro energy storage*. Canberra: IOP Publishing.
- [3] Atienza, R. (2011). *El papel del almacenamiento hidráulico en sistemas eléctricos con alta penetración renovable*.
- [4] Baca Urbina, G. (1990). *Evaluación de proyectos*. Ed. McGraw Hill.
- [5] Canal de Isabel II . (2022). *Base de Precios Revision 7*. Madrid.
- [6] Cano, J. L. (1989). *Estudio de proyectos*. Ed. S. P. UPM. Madrid.
- [7] Damodaran, A. (2023). *Cost of Capital by Sector*. New York: NYU Stern School of Business.
- [8] De Cos Castillo, M. (1995). *Teoría General del Proyecto. Ingeniería de Proyectos/Project* . Valencia: Ed. S. P. UPV.
- [9] Denholm, P. e. (2021). *The Role of Energy Storage in Grid Flexibility. Renewable & Sustainable Energy Reviews*.
- [10] ENTSO-E. (2022). *Balancing Markets and Ancillary Services in Europe*.
- [11] Fernández, P. (2009). *La prima de riesgo del mercado segun 100 libros*. Navarra: IESE Business School.
- [12] Gatti, S. (2018). *Project Finance in Theory and Practice*. Academic Press.
- [13] Kirschen, D. &. (2018). *Fundamentals of Power System Economics*. Wiley.
- [14] Lazard. (2023). *Levelized Cost of Storage (LCOS)*.
- [15] MIT Energy Initiative. (2016). *Utility of the Future*.
- [16] Naciones Unidas. (1978). *Manual para la redacción de estudios de viabilidad industrial*. Viena: Ed. ONUDI.
- [17] OMIE. (2024). *Informes anuales del mercado eléctrico*. Madrid.
- [18] Red Eléctrica de España (REE). (2023). *Servicios de ajuste del sistema eléctrico*.
- [19] Sapag Chain, N. y. (2000). *Preparación y evaluación de proyectos*. Madrid: Ed. McGraw Hill.
- [20] Terna. (2023). *Italian Capacity Market – Auction Results for Delivery Year 2026*.
- [21] Thomas Jenkin, D. F. (2019). *Estimating the Impact of Residual Value for Electricity Generation Plants on Capital Recovery, Levelized Cost of Energy, and Cost to Consumers* . National Renewable Energy Laboratory .

-
- [22] Trueba, I. C. (1995). *Proyectos empresariales. Formulación, evaluación*. Madrid: Ed. Mundi-Prensa.
- [23] Valentín, C. L. (2025). *ANÁLISIS DE LAS NECESIDADES* . Madrid: Instituto de Investigación Tecnológica (Universidad Pontificia Comillas).
- [24] Vortices at intake Works of pump-storage schemes. Martinerie et al. 6 th International Symposium on Ultrasonic Dopler Methods for Fluid Mechanics and Fluid Engineering
- [25] IEC 60193 Second Edition 1999-11. “Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines – Model acceptance tests”
- [26] ISO 2533:1975 “Standard Atmosphere”
- [27] Rögener, H., Herbst., G., Properties of water and equations of state with special respect to the “Thermodynamic Method” of testing hydraulic turbines and pumps. Technical University of Hanover, Germany 1978
- [28] Cuesta Diego L., Vallarino, E. “Aprovechamientos Hidroeléctricos” Tomos I y II. Colección Senior 19. Colegio de Ingenieros de Caminos Canales y Puertos.
- [29] Power tunnels and penstocks: The economics reexamined. F. Fahlbusch
- [30] Modelling and Controlling Hydropower plants. German Ardul Muñoz. Springer
- [31] Applied Hydraulic Transients. Third Edition. M. Hanif Chaudry
- [32] Hydroactustic Modelling and Numerical Simulation of Unsteady operation of Hydroelectric Systems. “Thesis Cristophe Nicolet. Ecole Polytechnique Federale de Lausanne.
- [33] TK Nielsen, M Fjortoft Svarstad, “Unstable behavior of Reversible Pump Turbine characteristics in the laboratory”. Norwegian University of Science and Technology, Water Power Laboratory.
- [34] TK Nielsen, Frunde Olimstad, “Dynamic Behaviour of Reversible Pump Turbine in Turbine Mode operation”. Norwegian University of Science and Technology, Water Power Laboratory.
- [35] Xin Liu, Yongyao LU ”A selected literature review of efficiency improvements in hydraulic turbines”. Renewable and Sustainable Energy Reviews 51 (2015) 18-28 , June 2015

ANEXO I: SECCIÓN DE LA CENTRAL



ANEXO III: PRECIOS POR HORA Y MES

Horas	Enero							Media por hora
	lun.	mar.	mié.	jue.	vie.	sáb.	dom.	
0	56,27	78,48	59,68	65,81	71,87	66,30	46,44	63,46
1	49,89	71,73	50,34	57,91	67,15	58,56	40,00	56,42
2	48,07	67,59	45,04	54,03	61,81	54,15	38,17	52,67
3	45,47	67,92	43,41	51,22	57,65	50,59	34,62	50,19
4	44,03	67,50	42,73	50,17	55,37	46,24	33,54	48,64
5	52,07	69,80	44,75	52,65	58,85	45,32	33,51	51,25
6	61,90	80,37	59,48	65,00	68,62	47,88	34,13	59,95
7	81,01	94,72	77,21	83,66	83,17	54,45	36,14	73,35
8	99,22	107,50	97,92	99,92	99,32	59,69	40,56	86,85
9	95,98	102,21	90,16	93,34	92,71	60,64	41,97	82,98
10	83,86	88,21	79,79	76,75	84,24	52,57	36,51	72,19
11	77,05	80,85	67,07	72,44	75,11	44,67	33,31	64,84
12	74,16	78,41	63,63	68,06	70,34	40,50	33,41	61,78
13	72,80	77,18	61,28	65,41	65,07	38,84	32,34	59,63
14	72,02	76,97	58,34	63,95	61,63	38,23	32,25	58,32
15	72,49	76,88	58,55	65,53	60,15	37,72	30,71	58,13
16	80,01	80,91	64,18	74,34	69,67	47,20	35,17	65,05
17	92,98	96,39	85,15	90,91	89,42	62,78	50,54	81,61
18	113,36	108,44	99,25	105,32	105,61	79,15	67,66	97,43
19	125,68	124,48	128,18	114,59	118,90	82,97	79,11	111,27
20	122,27	124,70	134,65	115,57	119,54	84,45	85,41	113,01
21	111,37	106,56	106,44	100,08	109,83	78,65	82,91	99,87
22	92,79	88,63	85,32	87,68	91,81	70,31	68,16	83,77

23	80,98	76,28	69,59	72,91	79,49	63,13	54,25	71,15
Media diaria	79,40	87,20	73,84	76,97	79,89	56,87	45,87	71,83

Tabla 19. Precios del mercado eléctrico por hora y mes - Enero

Horas	Marzo							Media
	lun.	mar.	mié.	jue.	vie.	sáb.	dom.	por hora
0	65,35	64,37	86,42	63,93	40,91	44,96	54,44	59,76
1	60,06	58,76	77,92	56,55	34,94	42,14	52,54	54,29
2	57,40	56,03	75,65	54,12	32,23	40,29	50,99	51,95
3	55,29	53,28	75,21	53,42	30,99	39,61	42,96	49,67
4	53,96	51,51	72,89	53,23	30,67	36,88	41,57	48,25
5	58,31	55,79	78,43	56,66	34,79	38,30	42,43	51,66
6	67,33	73,60	89,21	64,95	45,24	39,44	43,19	59,85
7	89,70	96,65	107,12	83,67	55,06	44,30	42,87	73,27
8	90,42	96,13	106,30	80,44	53,68	40,20	39,51	71,41
9	69,84	68,12	80,15	63,95	42,53	34,78	33,04	55,42
10	59,05	53,91	60,96	48,67	30,26	28,15	29,20	43,70
11	51,07	48,77	55,53	39,08	26,15	26,99	27,55	38,75
12	47,48	46,23	50,79	34,65	22,96	24,25	27,41	35,70
13	45,49	43,65	48,94	31,64	20,57	22,77	27,35	33,79
14	44,03	41,93	45,97	27,73	17,59	22,23	27,03	31,78
15	41,89	40,31	44,76	26,50	17,31	21,07	25,67	30,53
16	44,96	42,74	48,52	29,32	20,26	22,94	28,38	33,33
17	49,93	53,14	61,08	39,19	29,76	28,87	33,37	41,69
18	62,26	76,28	78,15	54,88	44,09	42,97	45,86	57,19
19	92,51	117,79	109,89	80,09	65,19	57,96	64,24	82,97
20	106,01	132,07	117,33	87,80	77,68	70,75	75,66	94,28
21	91,65	111,89	103,16	77,80	72,03	65,90	74,33	84,50
22	79,43	98,76	93,77	66,77	60,41	54,81	67,80	73,84
23	66,02	88,83	81,60	57,07	52,81	48,45	61,82	64,63
Media diaria	64,56	69,61	77,07	55,50	39,92	39,13	43,89	55,09

Tabla 20. Precios del mercado eléctrico por hora y mes - Febrero

Horas	Abril							Media por hora
	lun.	mar.	mié.	jue.	vie.	sáb.	dom.	
0	44,70	53,03	54,02	62,73	70,88	64,35	49,88	56,81
1	41,03	45,18	51,93	59,16	65,98	54,87	44,03	51,38
2	37,00	44,01	46,60	57,75	63,47	52,34	43,40	48,89
3	35,24	43,59	46,31	56,76	66,51	48,89	41,62	48,01
4	35,40	41,77	46,11	57,26	61,97	47,47	39,50	46,67
5	37,78	49,09	49,24	60,48	63,13	47,91	39,24	49,15
6	43,14	56,80	59,05	62,99	74,33	50,01	41,49	54,90
7	60,26	70,81	78,68	83,05	88,19	54,64	40,69	67,28
8	60,94	68,56	74,11	73,06	87,21	56,74	36,94	64,73
9	42,91	50,23	54,48	61,22	57,54	47,08	20,06	47,14
10	28,11	38,66	44,79	40,12	44,91	29,63	8,14	32,99
11	21,58	34,36	36,71	32,18	35,32	24,30	6,96	26,97
12	19,62	32,57	32,88	29,61	31,97	19,54	7,84	24,53
13	17,39	30,67	30,83	28,08	24,80	16,97	3,17	21,39
14	16,56	24,87	29,13	24,28	19,21	11,38	1,52	17,83
15	11,53	18,21	26,64	21,46	16,51	4,42	0,05	13,75
16	11,53	17,26	26,45	20,93	15,76	2,44	1,31	13,30
17	17,76	19,58	28,97	22,25	18,74	3,61	2,33	15,82
18	24,79	25,64	34,39	30,17	27,87	9,14	7,76	22,43
19	43,47	44,20	52,99	54,47	52,43	32,44	24,82	43,06
20	69,60	69,75	70,06	84,43	76,27	60,08	59,77	69,65
21	74,56	78,55	89,92	96,95	87,31	66,37	78,30	81,23
22	61,09	69,24	75,78	84,00	78,01	60,98	70,20	70,93
23	50,71	57,45	61,06	74,58	67,01	54,86	56,96	60,02
Media diaria	37,78	45,17	50,05	53,25	53,97	38,35	30,25	43,70

Tabla 21. Precios del mercado eléctrico por hora y mes - Marzo

Horas	Mayo							Media
	lun.	mar.	mié.	jue.	vie.	sáb.	dom.	por hora
0	74,43	74,81	68,84	64,11	71,03	76,87	65,27	70,72
1	68,80	68,95	61,01	58,11	64,94	71,83	59,33	64,62
2	66,28	64,97	56,78	53,90	62,29	66,17	55,09	60,72
3	64,75	63,66	55,43	53,59	59,80	61,29	54,68	59,00
4	63,42	62,72	52,66	54,39	57,07	61,39	55,01	58,00
5	67,17	66,82	54,93	56,53	61,14	62,59	54,88	60,55
6	73,77	73,06	62,48	65,33	67,68	65,10	55,44	66,25
7	84,53	84,78	71,23	75,85	79,46	64,77	51,27	73,58
8	81,97	81,61	66,18	70,19	70,55	51,56	37,00	66,28
9	64,32	64,07	53,45	55,20	55,58	38,73	18,50	50,72
10	51,29	52,60	41,87	39,71	43,39	26,49	13,86	39,10
11	37,90	44,73	37,09	32,38	35,27	22,61	13,06	32,40
12	34,70	42,76	36,16	27,96	33,56	22,16	12,09	30,43
13	32,51	38,40	33,22	25,34	30,17	18,48	12,21	27,67
14	30,74	36,17	29,69	23,88	24,05	15,74	12,18	25,06
15	28,56	30,81	25,10	21,96	21,81	16,47	7,94	22,17
16	28,52	29,96	25,82	22,33	21,07	14,31	6,69	21,66
17	30,91	34,27	30,16	28,46	28,59	18,93	7,52	26,02
18	34,94	39,33	36,73	32,61	38,45	30,13	17,60	33,18
19	57,03	60,17	48,63	50,71	51,75	48,10	36,56	50,65
20	82,17	78,45	67,68	70,41	70,64	68,41	60,72	71,37
21	92,82	92,09	85,93	94,29	87,76	80,20	77,82	87,52
22	90,79	83,47	81,18	89,16	81,16	80,14	77,80	83,49
23	81,16	72,44	70,41	76,47	72,43	76,51	69,45	74,10
Media diaria	59,31	60,05	52,19	51,79	53,73	48,29	38,83	52,30

Tabla 22. Precios del mercado eléctrico por hora y mes - Abril

Horas	Junio							Media
	lun.	mar.	mié.	jue.	vie.	sáb.	dom.	por hora
0	70,25	94,78	101,49	107,26	103,58	83,10	77,13	91,20
1	61,05	89,36	92,48	103,28	99,15	76,19	70,27	84,72
2	60,35	88,35	89,29	102,04	95,29	72,13	66,42	82,12
3	58,58	85,46	87,56	101,63	92,75	71,95	63,06	80,29
4	57,65	85,31	85,45	99,38	90,39	72,62	61,87	79,09
5	60,24	85,57	89,39	100,04	92,85	73,24	62,52	80,66
6	69,88	101,54	96,18	108,75	98,39	71,52	61,52	86,71
7	82,11	114,04	112,86	116,76	109,34	69,97	53,38	93,62
8	76,71	104,21	107,08	108,76	108,71	62,74	39,80	86,40
9	68,65	85,20	92,57	97,16	95,78	57,07	28,79	74,67
10	58,87	70,60	82,15	84,25	83,97	45,49	20,20	63,30
11	48,69	63,69	71,99	76,51	71,54	34,23	13,11	53,89
12	47,07	59,95	71,04	72,46	67,96	30,60	10,18	50,92
13	45,79	58,04	68,33	68,74	64,58	30,08	10,92	49,10
14	43,64	54,82	64,66	64,64	61,42	24,81	8,82	45,70
15	42,70	52,42	60,74	63,50	57,47	23,07	9,81	43,86
16	43,85	53,90	60,95	64,20	57,87	24,96	11,21	44,89
17	50,79	58,70	71,90	68,71	60,77	34,95	23,69	52,40
18	59,20	70,09	79,30	75,75	70,28	42,94	37,85	61,83
19	69,68	81,26	96,89	90,53	89,26	55,91	51,36	76,10
20	91,61	103,06	108,30	107,21	102,16	74,28	65,58	92,78
21	108,75	121,81	127,42	120,96	112,53	90,31	85,03	109,06
22	104,60	118,33	118,61	119,22	112,83	94,67	90,97	108,19
23	90,96	106,95	106,72	107,56	104,05	86,85	82,12	97,71
Media diaria	65,49	83,64	89,31	92,89	87,62	58,49	46,07	74,55

Tabla 23. Precios del mercado eléctrico por hora y mes - Mayo

Horas	Julio							Media por hora
	lun.	mar.	mié.	jue.	vie.	sáb.	dom.	
0	100,60	103,66	106,06	108,00	104,32	102,11	94,40	102,59
1	93,01	93,65	99,40	100,19	98,66	99,42	85,36	95,51
2	84,49	92,02	95,97	96,10	95,88	92,82	80,75	90,88
3	84,30	90,28	94,80	97,12	94,77	91,48	80,83	90,24
4	83,54	88,77	94,15	96,36	92,17	91,40	78,94	89,08
5	87,71	92,01	94,71	100,00	93,94	91,05	80,65	91,20
6	95,53	98,86	104,55	106,77	101,29	93,52	82,26	97,30
7	106,94	108,19	112,29	112,59	107,28	93,00	79,28	102,63
8	103,72	102,59	109,83	107,69	103,68	75,20	54,53	93,67
9	90,34	90,00	99,47	90,16	89,18	58,17	31,90	78,29
10	78,59	76,34	87,36	80,42	78,34	44,19	16,21	65,69
11	70,96	70,66	77,94	74,58	71,88	33,67	11,66	58,49
12	68,63	68,45	77,05	73,06	67,31	28,53	10,73	56,00
13	66,28	66,76	74,48	68,79	64,31	21,18	10,21	52,92
14	62,62	63,14	72,39	67,20	59,67	17,12	10,85	50,20
15	60,09	60,54	69,78	64,85	56,78	17,56	10,93	48,44
16	58,66	61,99	68,10	65,35	55,88	19,97	11,30	48,53
17	64,42	69,64	71,10	68,80	62,12	27,13	13,62	53,63
18	71,44	77,21	81,93	75,15	69,92	41,99	26,57	63,30
19	86,91	94,38	97,28	93,14	84,04	60,26	59,77	82,13
20	104,95	110,11	111,83	112,62	101,53	84,28	91,41	102,28
21	119,68	125,46	123,62	120,24	110,37	103,06	110,25	116,18
22	118,45	123,72	123,49	117,69	111,45	106,01	115,60	116,73
23	107,66	109,86	111,95	109,47	103,00	99,24	110,90	107,48
Media diaria	86,23	89,09	94,15	91,93	86,57	66,35	56,62	81,39

Tabla 24. Precios del mercado eléctrico por hora y mes - Junio

Horas	Agosto							Media
	lun.	mar.	mié.	jue.	vie.	sáb.	dom.	por hora
0	104,39	117,29	113,40	113,44	114,56	115,64	105,63	112,43
1	96,38	112,33	107,03	108,12	111,28	111,79	96,13	106,67
2	91,07	104,57	101,75	103,86	105,88	108,51	89,82	101,33
3	90,56	105,24	98,66	104,41	107,28	109,78	88,23	101,19
4	88,61	102,01	94,11	104,52	107,63	107,58	81,10	98,63
5	97,71	102,76	96,67	106,97	107,94	108,19	81,97	100,81
6	106,16	112,73	107,22	112,05	113,05	110,41	83,16	106,88
7	118,52	119,26	117,87	115,93	118,02	110,05	80,04	111,74
8	117,59	117,96	114,82	112,66	114,78	103,74	62,16	106,70
9	106,66	103,35	99,44	100,19	104,48	81,55	41,21	91,44
10	89,34	89,95	83,76	90,34	89,88	61,94	16,67	75,28
11	78,74	83,43	77,08	79,96	81,89	51,77	12,48	67,18
12	76,48	81,02	75,90	78,14	79,95	47,70	12,58	65,22
13	75,77	80,42	78,58	78,08	77,84	47,19	12,91	65,09
14	73,96	78,29	77,63	76,83	76,07	45,19	13,04	63,69
15	72,21	74,67	75,06	76,23	73,39	44,19	11,46	61,73
16	72,44	76,90	77,44	76,63	72,87	46,06	12,68	62,86
17	80,14	81,48	87,09	80,95	78,06	50,55	24,23	69,49
18	92,94	91,68	98,00	89,76	86,42	70,40	38,57	81,56
19	116,28	110,88	111,00	109,61	107,47	93,58	75,27	103,58
20	128,83	123,27	125,62	123,68	120,29	114,60	106,46	120,40
21	140,28	134,03	135,56	135,65	129,13	126,33	119,90	131,53
22	126,55	125,17	126,13	127,48	122,50	121,00	118,74	124,00
23	118,30	117,25	117,33	117,32	115,26	113,63	109,42	115,54
Media diaria	98,33	101,92	99,88	100,95	100,66	87,56	62,24	93,54

Tabla 25. Precios del mercado eléctrico por hora y mes - Julio

Horas	Septiembre								Media
	lun.	mar.	mié.	jue.	vie.	sáb.	dom.	por hora	
0	97,31	103,91	102,17	92,06	98,72	108,88	109,19	101,86	
1	90,77	95,86	95,97	88,53	93,68	103,74	103,05	96,07	
2	88,91	92,65	93,74	85,86	90,22	96,65	97,58	92,30	
3	86,90	91,47	93,40	83,75	89,98	93,49	92,93	90,31	
4	85,02	89,13	90,87	82,75	88,77	92,22	90,04	88,44	
5	89,37	91,66	92,10	84,37	88,46	90,14	89,30	89,34	
6	104,12	105,07	101,17	97,26	97,87	92,65	93,03	98,62	
7	119,65	116,35	115,07	113,76	110,67	96,66	94,15	109,19	
8	124,48	121,29	119,78	116,31	111,90	97,25	87,34	110,80	
9	109,56	105,60	108,13	106,36	96,35	86,76	69,11	96,95	
10	84,04	82,89	88,07	81,87	81,44	70,01	36,93	74,57	
11	68,41	71,99	75,62	74,28	74,70	54,19	23,05	62,64	
12	62,44	66,42	71,34	71,56	69,53	47,61	17,27	57,44	
13	60,11	65,98	69,31	66,35	64,19	45,55	14,78	54,58	
14	52,86	63,75	65,32	64,93	59,24	39,07	14,33	50,69	
15	49,18	64,53	55,79	64,03	56,85	38,54	10,39	47,82	
16	55,67	67,29	55,93	66,98	58,81	47,72	13,44	51,71	
17	71,96	79,43	72,22	71,65	68,42	60,82	25,34	63,76	
18	98,56	93,06	89,30	91,20	86,27	89,92	48,34	84,94	
19	119,17	117,66	111,75	111,31	108,87	118,29	93,90	111,46	
20	141,16	134,25	128,54	125,61	126,41	127,31	112,14	127,84	
21	143,47	131,36	125,44	124,36	124,88	133,23	117,88	128,74	
22	117,85	116,99	110,78	111,14	112,73	119,70	111,29	114,42	
23	110,78	107,13	101,58	105,25	107,86	112,77	103,42	107,09	
Media diaria	92,99	94,82	93,06	90,90	90,28	85,97	69,51	87,98	

Tabla 26. Precios del mercado eléctrico por hora y mes - Agosto

Horas	Octubre							Media
	lun.	mar.	mié.	jue.	vie.	sáb.	dom.	por hora
0	90,27	94,24	73,69	72,28	78,30	77,21	98,79	83,40
1	83,54	88,35	66,94	63,07	70,15	69,56	89,82	75,86
2	77,66	84,63	63,77	61,92	64,42	64,79	74,71	70,69
3	72,95	81,05	58,53	59,62	60,52	59,34	73,41	66,94
4	72,56	78,04	55,94	57,24	60,60	57,75	71,89	65,26
5	75,90	82,62	59,26	62,38	60,44	57,86	72,03	67,72
6	92,87	92,06	76,42	76,58	73,57	66,44	74,54	79,42
7	115,96	110,69	90,43	95,86	92,53	73,05	77,15	94,29
8	132,22	123,83	104,03	105,99	105,45	76,45	75,10	104,02
9	109,69	108,22	95,29	96,91	88,57	73,30	65,29	91,64
10	94,25	96,32	74,05	79,77	69,74	62,38	46,58	75,35
11	83,08	78,74	64,83	62,94	54,29	55,76	35,44	62,65
12	76,66	72,93	60,22	59,64	47,22	44,22	33,50	56,95
13	72,60	70,69	56,45	56,41	44,77	42,17	32,11	54,20
14	71,07	69,11	49,69	53,19	42,96	39,14	33,01	51,78
15	70,83	69,36	50,11	51,56	42,34	31,66	30,44	50,19
16	79,24	70,21	57,65	58,91	44,92	32,96	42,80	56,01
17	97,16	84,43	70,97	69,90	60,56	48,50	58,78	70,77
18	117,43	103,25	96,50	92,11	81,55	70,83	81,91	92,63
19	142,33	120,52	112,48	109,75	102,92	94,79	107,56	113,48
20	153,17	127,02	120,96	122,38	112,69	109,12	115,87	123,48
21	124,05	115,87	109,27	115,39	103,52	102,85	115,20	112,66
22	106,03	99,08	94,48	98,79	91,81	93,66	99,53	97,81
23	95,86	85,32	87,23	88,73	85,91	87,86	94,17	89,31
Media diaria	96,14	91,94	77,05	77,97	72,49	66,32	70,37	79,44

Tabla 27. Precios del mercado eléctrico por hora y mes - Septiembre

Horas	Noviembre							Media
	lun.	mar.	mié.	jue.	vie.	sáb.	dom.	por hora
0	73,70	86,83	86,75	78,40	80,39	88,48	68,08	80,58
1	69,56	80,25	81,25	72,11	75,83	81,32	63,05	74,96
2	64,71	77,48	78,58	67,66	72,18	76,59	59,72	71,17
3	62,06	76,14	76,03	66,60	69,80	74,13	58,54	69,22
4	62,09	74,63	72,56	65,78	69,35	71,97	55,56	67,59
5	67,22	82,37	76,39	69,68	73,92	72,28	56,10	71,26
6	82,37	95,61	85,63	78,75	86,62	75,19	57,72	80,36
7	111,14	112,51	96,30	97,56	101,13	81,14	61,59	94,45
8	119,80	119,56	100,05	103,99	106,25	85,76	59,16	99,21
9	97,08	101,78	91,12	91,06	96,31	79,34	51,56	87,06
10	80,36	84,47	78,70	80,12	86,66	68,22	43,44	74,83
11	73,15	79,34	67,28	74,63	78,83	61,18	37,72	67,65
12	69,65	77,28	62,48	71,44	76,67	60,80	36,85	65,21
13	63,97	73,57	62,09	70,19	74,39	59,77	39,85	63,62
14	61,67	72,46	59,04	69,45	75,85	59,19	41,44	62,94
15	71,23	75,06	65,20	68,66	84,41	61,35	43,30	67,22
16	93,76	93,38	82,39	85,85	96,82	74,16	59,00	83,70
17	118,50	116,50	99,28	97,44	106,18	90,36	79,39	100,91
18	135,02	135,07	114,35	114,76	116,81	97,57	91,81	114,77
19	132,99	135,53	109,91	121,52	118,38	98,92	96,94	116,04
20	123,45	132,21	107,79	115,10	117,02	97,30	96,93	112,59
21	111,76	122,04	97,99	105,83	108,88	93,88	91,54	104,36
22	104,33	109,60	92,18	96,09	102,76	87,89	83,18	96,45
23	92,85	102,50	83,37	87,05	96,73	80,17	76,58	88,36
Media diaria	89,27	96,51	84,45	85,40	90,51	78,21	62,88	83,94

Tabla 28. Precios del mercado eléctrico por hora y mes - Octubre

Horas	Diciembre							Media
	lun.	mar.	mié.	jue.	vie.	sáb.	dom.	por hora
0	79,03	106,47	92,78	97,10	99,70	87,33	83,11	91,98
1	71,73	101,93	85,66	85,81	91,64	80,50	73,34	84,15
2	67,43	95,33	80,71	80,24	85,14	75,98	68,01	78,75
3	63,46	91,04	77,52	76,27	80,08	70,12	65,41	74,62
4	60,81	88,64	75,33	74,75	77,88	67,85	64,01	72,54
5	67,58	92,67	79,35	77,78	81,41	66,47	63,11	75,18
6	83,45	102,25	88,77	92,77	88,82	71,09	63,27	83,80
7	104,30	114,35	102,14	108,45	101,81	78,59	68,12	96,09
8	113,77	123,61	113,47	119,07	110,24	85,98	71,51	104,48
9	104,27	117,94	111,79	112,25	104,18	82,64	67,76	99,21
10	85,73	106,98	99,25	97,06	92,01	70,88	55,17	85,85
11	72,74	97,59	87,18	87,77	83,55	57,87	51,80	76,18
12	69,04	93,49	84,19	85,17	80,37	54,82	51,43	73,37
13	67,58	91,17	83,76	85,63	78,60	53,23	51,53	72,35
14	68,65	91,35	84,49	84,52	78,45	53,08	52,74	72,63
15	71,83	95,36	88,77	88,05	81,01	54,28	53,98	75,43
16	90,38	110,06	101,77	99,55	91,55	67,39	66,73	88,91
17	117,20	125,01	114,18	114,50	107,97	93,42	88,64	108,20
18	130,34	132,77	126,49	122,05	116,39	104,40	101,93	118,75
19	135,85	132,06	127,87	124,93	119,60	107,49	108,38	121,96
20	137,29	131,82	128,46	126,60	120,46	107,25	110,02	122,78
21	126,65	122,07	122,71	124,50	114,73	101,70	102,73	115,99
22	119,12	115,04	112,68	116,53	106,89	96,05	94,68	108,30
23	109,47	105,14	100,52	105,23	99,43	89,02	89,24	99,45
Media diaria	92,40	107,67	98,74	99,44	95,50	78,23	73,61	91,71

Tabla 29. Precios del mercado eléctrico por hora y mes - Noviembre

ANEXO IV: BALANCE Y FLUJOS DE CAJA

Balance (miles de €) — Años 1-15

Cifras en miles de euros

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Inversión total	153.601	153.601	153.601	153.601	153.601										
Plan de ejecución	0	0	0	0	0										
Activo															
Inmovilizado material	153.601	307.201	460.802	614.402	768.003	729.603	691.203	652.802	614.402	576.002	537.602	499.202	460.802	422.402	384.001
Construcciones						768.003	768.003	768.003	768.003	768.003	768.003	768.003	768.003	768.003	768.003
Capitalización de intereses	0	0	0	0	0										
Inmovilizado en curso	153.601	307.201	460.802	614.402	768.003										
(Amortización ac)						-38.400	-76.800	-115.200	-153.601	-192.001	-230.401	-268.801	-307.201	-345.601	-384.001
Activos fiscales diferidos															
Tesorería	-175.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Recursos Propios															
RRPP	-6.420	39.660	85.741	131.821	131.821	147.337	163.962	181.722	200.646	220.763	242.103	264.697	288.576	313.771	340.316
totales															

Recursos propios	-6.420	39.660	85.741	131.821	131.821	131.821	131.821	131.821	131.821	131.821	131.821	131.821	131.821	131.821	131.821
Reservas		0	0	0	0	0	15.517	32.141	49.901	68.825	88.943	110.283	132.876	156.755	181.950
Beneficio del año	0	0	0	0	0	15.517	16.625	17.760	18.924	20.117	21.340	22.594	23.879	25.195	26.545
Deuda financiera	111.020	218.541	326.061	433.582	541.102	487.185	432.161	376.000	318.676	260.159	200.418	139.425	77.146	13.550	-51.395
Total	104.601	258.201	411.802	565.402	672.923	634.523	596.122	557.722	519.322	480.922	442.522	404.122	365.722	327.321	288.921

Tabla 30. Balance de flujos de caja - Escenario base (Año 1-9)

Balance (miles de €) — Años 16-30

Cifras en miles de euros

	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Inversión total															
Plan de ejecución Activo															
Inmovilizado material	345.601	307.201	268.801	230.401	192.001	153.601	115.200	76.800	38.400	0	0	0	0	0	0
Construcciones	768.003	768.003	768.003	768.003	768.003	768.003	768.003	768.003	768.003	768.003	768.003	768.003	768.003	768.003	768.003
Capitalización de intereses															
Inmovilizado en curso (Amortización ac)	-422.402	-460.802	-499.202	-537.602	-576.002	-614.402	-652.802	-691.203	-729.603	-768.003	-768.003	-768.003	-768.003	-768.003	-768.003
Activos fiscales diferidos															
Tesorería	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Recursos Propios															
RRPP totales	368.246	397.593	173.721	135.321	96.921	58.520	20.120	-18.280	-56.680	-95.080	-95.080	-95.080	-95.080	-95.080	-95.080
Recursos propios	131.821	131.821	-122.852	-193.543	-265.762	-339.545	-414.934	-491.967	-570.686	-651.133	-723.751	-798.184	-874.479	-952.681	-1.032.837
Reservas	208.496	236.425	265.772	296.573	328.864	362.682	398.066	435.054	473.687	514.006	556.053	628.671	703.104	779.399	857.600

Beneficio del año	27.929	29.347	30.801	32.291	33.818	35.384	36.988	38.633	40.319	42.047	72.618	74.434	76.294	78.202	80.157
Deuda financiera	-117.724	-185.472	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	250.521	212.121	173.721	135.321	96.921	58.520	20.120	-18.280	-56.680	-95.080	-95.080	-95.080	-95.080	-95.080	-95.080

Tabla 31. Balance de flujos de caja - Escenario base (Año 10-18)

Cuenta de Resultados (miles de €) — Años 1-15

Cifras en miles de euros

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ingresos netos de bombeo/turbina	0					54.300	55.657	57.049	58.475	59.937	61.435	62.971	64.546	66.159	67.813
Ingresos adicionales						14.800	15.170	15.549	15.938	16.336	16.745	17.163	17.593	18.032	18.483
Ingresos totales						69.100	70.827	72.598	74.413	76.273	78.180	80.135	82.138	84.192	86.296
TREI															
Gastos de explotación	0					-10.011	-10.261	-10.518	-10.781	-11.050	-11.327	-11.610	-11.900	-12.198	-12.502
EBITDA						59.089	60.566	62.080	63.632	65.223	66.854	68.525	70.238	71.994	73.794
Amortización						-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400
EBIT						20.689	22.166	23.680	25.232	26.823	28.454	30.125	31.838	33.594	35.394
Resultado financiero						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PBT	0	0	0	0	0	20.689	22.166	23.680	25.232	26.823	28.454	30.125	31.838	33.594	35.394

Impuestos	0	0	0	0	0	-5.172	-5.542	-5.920	-6.308	-6.706	-7.113	-7.531	-7.960	-8.398	-8.848
Beneficio neto	0	0	0	0	0	15.517	16.625	17.760	18.924	20.117	21.340	22.594	23.879	25.195	26.545

Tabla 32. Flujos de caja - Escenario base

Cuenta de Resultados (miles de €) — Años 16-30

Cifras en miles de euros

	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Ingresos netos de bombeo/turbina	69.509	71.246	73.027	74.853	76.724	78.643	80.609	82.624	84.689	86.807	88.977	91.201	93.481	95.818	98.214
Ingresos adicionales	18.945	19.419	19.904	20.402	20.912	21.435	21.971	22.520	23.083	23.660	24.252	24.858	25.479	26.116	26.769
Ingresos totales	88.454	90.665	92.932	95.255	97.636	100.077	102.579	105.144	107.772	110.467	113.228	116.059	118.961	121.935	124.983
TREI															
Gastos de explotación	-12.815	-13.135	-13.464	-13.800	-14.145	-14.499	-14.861	-15.233	-15.614	-16.004	-16.404	-16.814	-17.235	-17.666	-18.107
EBITDA	75.639	77.530	79.468	81.455	83.491	85.578	87.718	89.911	92.159	94.463	96.824	99.245	101.726	104.269	106.876
Amortización	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400	-38.400
EBIT	37.239	39.130	41.068	43.055	45.091	47.178	49.318	51.511	53.758	56.062	96.824	99.245	101.726	104.269	106.876
Resultado financiero	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PBT	37.239	39.130	41.068	43.055	45.091	47.178	49.318	51.511	53.758	56.062	96.824	99.245	101.726	104.269	106.876
Impuestos	-9.310	-9.782	-10.267	-10.764	-11.273	-11.795	-12.329	-12.878	-13.440	-14.016	-24.206	-24.811	-25.431	-26.067	-26.719

Beneficio neto	27.929	29.347	30.801	32.291	33.818	35.384	36.988	38.633	40.319	42.047	72.618	74.434	76.294	78.202	80.157
----------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

Tabla 33. Flujos de caja - Escenario optimista

Flujos de Caja (miles de €) — Años 1-15

Cifras en miles de euros

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Flujo de caja de operaciones		0	0	0	0	53.917	55.025	56.160	57.324	58.517	59.740	60.994	62.279	63.596	64.946
EBIT		0	0	0	0	20.689	22.166	23.680	25.232	26.823	28.454	30.125	31.838	33.594	35.394
+ Amortizaciones						38.400	38.400	38.400	38.400	38.400	38.400	38.400	38.400	38.400	38.400
- Impuestos +/-		0	0	0	0	-5.172	-5.542	-5.920	-6.308	-6.706	-7.113	-7.531	-7.960	-8.398	-8.848
Variación de NOF															
Hacienda pública		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Activos fiscales diferidos						0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo caja de inversión	-153.601	-153.601	-153.601	-153.601	-153.601	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capex	-153.601	-153.601	-153.601	-153.601	-153.601	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja del negocio	-153.601	-153.601	-153.601	-153.601	-153.601	53.917	55.025	56.160	57.324	58.517	59.740	60.994	62.279	63.596	64.946

Flujo de caja de financiación	-21.399	153.601	153.601	153.601	107.520	-53.917	-55.025	-56.160	-57.324	-58.517	-59.740	-60.994	-62.279	-63.596	-64.946
Rdos financiero +/- Deuda financiera	-14.980	107.520	107.520	107.520	107.520	-53.917	-55.025	-56.160	-57.324	-58.517	-59.740	-60.994	-62.279	-63.596	-64.946
+/- Ampliación de capital	-6.420	46.080	46.080	46.080	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incremento de Caja	-175.000														
Caja final	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Inyección de tesorería necesaria	-21.399	153.601	153.601	153.601	153.601	-53.917	-55.025	-56.160	-57.324	-58.517	-59.740	-60.994	-62.279	-63.596	-64.946

Tabla 34. Balance de flujos de caja - Escenario optimista (Año 1-9)

Flujos de Caja (miles de €) — Años 16-30

Cifras en miles de euros

	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Flujo de caja de operaciones	66.329	67.747	69.201	70.691	72.218	73.784	75.388	77.033	78.719	80.447	72.618	74.434	76.294	78.202	80.157
EBIT	37.239	39.130	41.068	43.055	45.091	47.178	49.318	51.511	53.758	56.062	96.824	99.245	101.726	104.269	106.876
+ Amortizaciones	38.400	38.400	38.400	38.400	38.400	38.400	38.400	38.400	38.400	38.400	0	0	0	0	0
- Impuestos +/-	-9.310	-9.782	-10.267	-10.764	-11.273	-11.795	-12.329	-12.878	-13.440	-14.016	-24.206	-24.811	-25.431	-26.067	-26.719
Variación de NOF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hacienda pública	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Activos fiscales diferidos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo caja de inversión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capex	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja del negocio	66.329	67.747	69.201	70.691	72.218	73.784	75.388	77.033	78.719	80.447	72.618	74.434	76.294	78.202	80.157
Flujo de caja de financiación	-66.329	-67.747	-69.201	-70.691	-72.218	-73.784	-75.388	-77.033	-78.719	-80.447	-72.618	-74.434	-76.294	-78.202	-80.157
Rdos financiero															

+/- Deuda financiera	-66.329	-67.747	185.472	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+/- Ampliación de capital	0	0	-254.673	-70.691	-72.218	-73.784	-75.388	-77.033	-78.719	-80.447	-72.618	-74.434	-76.294	-78.202	-80.157
Incremento de Caja															
Caja final	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Inyección de tesorería necesaria	-66.329	-67.747	-69.201	-70.691	-72.218	-73.784	-75.388	-77.033	-78.719	-80.447	-72.618	-74.434	-76.294	-78.202	-80.157

Tabla 35. Balance de flujos de caja - Escenario optimista (Año 10-18)

Métricas Financieras: Valor Residual, WACC, TIR y VAN

Cálculo del Valor Terminal mediante modelo Gordon-Shapiro. Escenario base con $g = 1,5\%$

<i>Concepto</i>	<i>Valor</i>
Tasa de crecimiento perpetuo (g)	1,5%
Tasa de descuento post-deuda ($K_u = \text{TIR proyecto}$)	5,65%
FCL negocio año 30 (referencia) (€)	80.156.760
FCL negocio año 31 estimado = $\text{FCL}_{30} \times (1+g)$ (€)	81.359.111
Valor Terminal en año 30 = $\text{FCL}_{31} / (K_u - g)$ (€)	1.959.365.212
Valor Terminal descontado a $t=0$ (€)	376.482.041
—— TIRs ——	
TIR Proyecto (sin Valor Terminal)	5,65%
TIR Accionista (sin Valor Terminal)	9,45%
TIR Proyecto (con Valor Terminal)	8,47%
TIR Accionista (con Valor Terminal)	8,6%
—— Valoración ——	
WACC	5,7%
VAN del Proyecto (€)	562.303.587

Tabla 36. Cálculo del valor terminal (modelo Gordon-Shapiro)

ANEXO V: PRESUPUESTO DE LA CONSTRUCCIÓN

<i>Descripción</i>	<i>Importe (€)</i>
Obra civil	
Total acceso deposito superior	139.290€
Total deposito superior	152.867.796€
Total toma 1 deposito superior	3.674.049€
Total toma 2 deposito superior	3.674.049€
Total Galería superior	14.779.763€
Total tubería forzada	36.793.186€
Total pozo blindado 90º	14.379.711€
Total Galería inferior presión	2.721.782€
Total toma de grupos	2.031.907€
Total central	47.421.273€
Total acceso central	38.773.460€
Total Galería inferior restitución	33.635.327,76 €
Total chimenea superior 1	4.478.549€
Total chimenea superior 2	4.478.549€
Total chimenea inferior 1	8.592.014€
Total chimenea inferior 2	8.592.014€
Total acceso compuerta toma embalse	171.600€
Total posible actuación embalse	4.704.000€
Total toma 1 embalse	3.674.049€
Total toma 2 embalse	3.674.049€
Total pozo barras	2.890.528€
Total subestación	1.161.768€
Total acceso subestación	270.850€
Total accesos tubería forzada	696.375€
Subtotal Obra civil	394.275.947€
Equipos electromecánicos	
Total toma 1 deposito superior	906.000€
Total toma 2 deposito superior	906.000€
Total deposito superior	1.000.000€
Total toma 1 compuertas embalse	906.000€
Total toma 2 compuertas embalse	906.000€
Total edificio central	245.622.547€
Total pozo acceso	600.000€
Total subestación	16.883.386€
Total línea evacuación	6.007.306€
Total subestación medida	414.500€
Subtotal Equipos electromecánicos	274.151.740€
Gestiones administrativas	
Total expropiaciones	4.423.000€

Total estudios y proyectos	18.000.000€
Subtotal Gestiones administrativas	22.423.000€
Impuestos y canones	
Icio	3.154.207€
Canon urbanístico	1.971.379€
Total central pem	695.976.274€
(10%) Baja gran obra	626.378.647€
(13%) Gastos generales	96.900.776€
(6%) Beneficio industrial	44.723.435€
Total central pec	768.002.859€

Tabla 37. Presupuesto de la construcción

<i>Ud</i>	<i>Medición</i>	<i>Descripción</i>	<i>P. unit. (€)</i>	<i>Importe (€)</i>
		Deposito superior		
		Movimiento de tierras		
m2	912.505	Prospeccion arqueologica superficial	0,05	45.625€
m2	912.505	Desbroce y limpieza con arbustos	3,75	3.421.893€
m3	456.252	Carga y transporte carre. 10 km	1,30	593.128€
m3	975.716	Excavación en vaciado	2,67	2.605.163€
m3	975.716	Exc.desmonte m/mec.terr.duro	17,29	16.870.142€
m3	487.858	Excavación en roca c/compres.	27,42	13.377.076€
m3	336.307	Suelo seleccionado fondo excavacion	28,39	9.547.769€
m3	2.775.000	Escollera balsa	18,85	52.308.750€
m3	336.307	Carga de tierras	4,52	1.520.109€
m3	2.775.000	Transporte interior excavacion	0,96	2.664.000€
m3	823.566	Transporte carre. 10 km excavacion	1,50	1.235.349€
		Subtotal movimiento de tierras		104.189.009€
		Impermeabilizacion y drenaje		
m2	672.615	Impermeabilizacion y drenaje fondo	60	40.356.900€
m2	118.530	Impermeabilizacion taludes	60	7.111.821€
		Subtotal impermeabilizacion y drenaje		47.468.721€
		Caminos interiores		
m2	15.040	Camino perimetral balsa	23,53	353.891€
ml	3.760	Vallado perimetral	14,94	56.174€
		Subtotal caminos interiores		410.065€
		Obra desague vertedero		
Ud	2	Desague vertedero	400.000	800.000€
		Subtotal obra desague vertedero		800.000€
	2	Total deposito superior		152.867.796€

Tabla 38. Resumen de indicadores de rentabilidad

ANEXO VI: ALINEACIÓN CON LOS ODS

- **1. Conexión del proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible**

El presente Trabajo Fin de Máster, centrado en el desarrollo conceptual de una central hidroeléctrica reversible en el embalse de Entrepeñas, presenta una relación directa con varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) definidos por las Naciones Unidas dentro de la Agenda 2030. Debido a la naturaleza energética, tecnológica y medioambiental del proyecto, su contribución se extiende a distintas dimensiones de sostenibilidad: biosfera, sociedad y economía.

El ODS principal con el que se relaciona el proyecto es el **ODS 7: Energía asequible y no contaminante**, perteneciente a la dimensión de sociedad. En particular, el trabajo se vincula directamente con la **Meta 7.2**, cuyo objetivo consiste en “aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas”, y con la **Meta 7.b**, orientada a ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios energéticos modernos y sostenibles.

Las centrales hidroeléctricas reversibles constituyen actualmente la tecnología de almacenamiento energético de gran capacidad más madura y eficiente disponible. Su principal función es facilitar la integración de energías renovables intermitentes, como la solar fotovoltaica y la eólica, absorbiendo excedentes energéticos en horas de baja demanda mediante el bombeo de agua y devolviendo dicha energía al sistema durante los periodos de mayor consumo. Gracias a ello, estas instalaciones contribuyen de forma directa a incrementar la penetración renovable y a reducir la dependencia de tecnologías fósiles de respaldo.

El proyecto desarrollado en este TFM se alinea especialmente con los objetivos del Programa Nacional de Almacenamiento Hidráulico de Energía (PNAHE), iniciativa estratégica impulsada en España para fomentar el desarrollo de nuevas infraestructuras de almacenamiento energético. La central propuesta permitiría aportar flexibilidad al sistema eléctrico español, mejorar la estabilidad de la red y reducir los vertidos renovables provocados por la sobreproducción fotovoltaica y eólica.

Asimismo, el trabajo también presenta relación con otros ODS secundarios pertenecientes a dimensiones diferentes.

Dentro de la dimensión económica, destaca el **ODS 9: Industria, innovación e infraestructura**, especialmente en relación con la **Meta 9.1**, que promueve el desarrollo de infraestructuras fiables, sostenibles y resilientes. El proyecto requiere el diseño de importantes infraestructuras hidráulicas y electromecánicas, incluyendo conducciones de presión, chimeneas de equilibrio, cavernas subterráneas y grupos reversibles de elevada potencia. Además, incorpora herramientas avanzadas de modelización hidráulica, simulación de transitorios y análisis financiero, contribuyendo al desarrollo de soluciones tecnológicas aplicadas al sector energético.

Por otro lado, dentro de la dimensión de biosfera, el proyecto guarda relación con el **ODS 13: Acción por el clima**, particularmente con la **Meta 13.2**, orientada a incorporar medidas relativas al cambio climático en políticas y estrategias nacionales. El almacenamiento hidráulico desempeña un papel esencial en la descarbonización del sistema eléctrico, ya que permite sustituir generación fósil de respaldo por energía renovable almacenada. Además, las centrales reversibles ayudan a estabilizar la red eléctrica frente a escenarios de alta penetración renovable, contribuyendo a un sistema energético más resiliente y sostenible.

De forma adicional, el proyecto presenta una posible relación futura con el **ODS 6: Agua limpia y saneamiento**, debido a la existencia de una balsa superior situada a una cota superior a 1040 metros sobre el nivel del mar. Aunque el presente trabajo se centra exclusivamente en el aprovechamiento energético, esta infraestructura podría llegar a tener interés estratégico en escenarios futuros relacionados con la gestión y abastecimiento de recursos hídricos.

En conjunto, el proyecto refleja cómo una infraestructura energética puede generar impactos positivos simultáneamente en distintos ámbitos de sostenibilidad, combinando transición energética, innovación tecnológica y resiliencia frente al cambio climático.

- **2. Cuantificación de la contribución a los ODS**

La central hidroeléctrica reversible desarrollada en el presente TFM ha sido diseñada con una potencia aproximada de 768 MW en modo turbinación y 736 MW en modo bombeo, situándose dentro del rango de las grandes infraestructuras de almacenamiento energético del sistema eléctrico español.

La instalación dispone de una capacidad útil de almacenamiento aproximada de 7,3 hm³ y ha sido concebida para operar durante aproximadamente 8 horas continuas en modo turbinación, lo que permite almacenar y devolver a la red eléctrica una cantidad significativa de energía renovable. Considerando la potencia media de generación y el tiempo de operación previsto, la central podría suministrar aproximadamente:

- 6.100 MWh de energía por ciclo completo de descarga

Esta capacidad energética resulta equivalente al consumo eléctrico diario aproximado de más de 600.000 hogares españoles, tomando como referencia un consumo medio doméstico de 10 kWh diarios.

Desde el punto de vista del ODS 7, la principal aportación del proyecto consiste en facilitar la integración de energías renovables dentro del sistema eléctrico español. Las centrales reversibles permiten almacenar excedentes renovables que, de otro modo, podrían perderse mediante vertidos energéticos. En escenarios de elevada producción solar y eólica, como los previstos en el PNIEC, esta capacidad de almacenamiento resulta fundamental para alcanzar mayores porcentajes de generación renovable sin comprometer la estabilidad de la red.

Además, la instalación podría contribuir de forma indirecta a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Si se considera que la energía almacenada sustituye parcialmente generación procedente de ciclos combinados de gas natural, y tomando como referencia un factor medio de emisión de aproximadamente 0,20 toneladas de CO₂ por MWh generado, la central podría evitar potencialmente:

- Hasta 1.220 toneladas de CO₂ por cada ciclo completo de generación

Considerando una operación frecuente a lo largo del año, el impacto acumulado sobre la reducción de emisiones podría resultar muy significativo, reforzando así su contribución al ODS 13.

Desde el punto de vista económico y de infraestructura (ODS 9), el proyecto contempla una inversión estimada de aproximadamente:

- 768 millones de euros de inversión inicial

Esta inversión implicaría el desarrollo de obra civil de gran complejidad, excavaciones subterráneas, fabricación de conducciones de acero de gran diámetro e instalación de equipos electromecánicos avanzados, contribuyendo potencialmente a la generación de empleo cualificado y actividad económica asociada al sector energético e industrial.

El análisis económico realizado en el trabajo muestra además que la central podría obtener ingresos mediante distintos mecanismos del mercado eléctrico:

- Participación en el mercado diario mediante arbitraje energético.
- Participación en servicios auxiliares y regulación secundaria.
- Posible participación futura en mercados de capacidad.

Bajo las hipótesis consideradas en el proyecto, la instalación presenta:

- Valor Actual Neto (VAN): 385 millones de euros
- Tasa Interna de Retorno (TIR): 8,6 %

Estos resultados muestran que, además de su contribución ambiental y estratégica, la infraestructura presenta potencial para convertirse en una inversión económicamente viable dentro del contexto de transición energética actual.

Finalmente, aunque no forma parte del alcance principal del TFM, la construcción de una balsa superior situada a más de 1040 metros de altitud introduce una posible utilidad estratégica adicional relacionada con la gestión futura del agua. En escenarios de estrés hídrico o incremento de demanda en la Comunidad de Madrid, una infraestructura de estas características podría llegar a desempeñar un papel complementario dentro de sistemas de regulación y abastecimiento, reforzando indirectamente su relación con los objetivos de sostenibilidad a largo plazo.

