



Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos,  
Canales y Puertos.  
UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



# Estudio de viabilidad de una central reversible en la cuenca del Nansa

Trabajo realizado por:  
*Alaia Malaina Arjones*

Dirigido:  
*Manuel del Jesus Peñil*

Titulación:  
**Grado en Ingeniería Civil**

Mención:  
**Construcción**

Santander, Junio de 2019

**TRABAJO FINAL DE GRADO**

## Resumen

Título: Estudio de viabilidad de una central de bombeo en la cuenca del Nansa  
Autora: Alaia Malaina Arjones  
Director: Manuel del Jesus Peñil  
Convocatoria: Junio 2019  
Palabras Clave: Nansa, predicción, energía, electricidad, precio

El objetivo principal de este estudio es comprobar si es posible optimizar la producción de energía eléctrica del complejo hidroeléctrico de Saltos del Nansa, ubicado en la cuenca del Nansa, Cantabria, mediante el diseño de una central reversible. Esta central reversible haría uso de la diferencia de altura entre el embalse de la Cohilla y el contraembalse de la Lastra, lugar donde se encuentra la central de Peña de Bejo. Esta central es la que genera más energía en todo el sistema y controla los caudales que entran en el mismo a través de su embalse superior.

La razón de necesitar esta optimización de recursos nace de la previsión de una disminución de caudales en el río Nansa, río del que se nutre el mencionado aprovechamiento. Esta disminución de caudales acarrearía una disminución de producción de energía eléctrica, con las consecuentes pérdidas monetarias y disminución de generación de energías renovables.

Además, este escenario no se da solo en esta cuenca en concreto, sino en la mayoría de las cuencas del país. Vista esta situación, se quiso diseñar una alternativa. Las centrales hidroeléctricas reversibles parecieron una buena idea, ya que son una forma de conseguir que el embalse superior del aprovechamiento esté lleno total o parcialmente al empezar las horas punta de demanda de energía, optimizando así su capacidad de producción. Estas instalaciones están cogiendo bastante importancia debido a su poder de almacenar energía de forma indirecta en las horas valle de demanda del día cuando se crean excedentes de electricidad, que de otra manera se pierden. El uso de estos excesos podría hacer que el proceso de bombeo de agua fuera lo suficientemente barato como para conseguir un beneficio neto más que aceptable.

Para el diseño de esta instalación, se hizo uso del programa Hec-ResSim. A través de este, fue posible modelar el comportamiento hidráulico de la cuenca y del aprovechamiento de los Saltos del Nansa.

Paralelamente se hizo un pequeño estudio de cómo iban a evolucionar la demanda y el precio de la electricidad en España, para poder así hacer una predicción lo más ajustada posible de la producción futura del aprovechamiento. Esta predicción se hizo de forma estacional para el periodo de 2045-2065, obteniendo cuatro series de datos.

De toda la información obtenida, se calculó que los Saltos del Nansa iban a sufrir una bajada de producción de energía eléctrica debido a la reducción de caudales entrantes. Para poder optimizar su futura producción, se decidió diseñar una central reversible.

Aplicando los métodos actuales de diseño de centrales hidroeléctricas y dentro de las limitaciones que imponía tener la central hidroeléctrica convencional ya construida, se diseñó de la forma más óptima posible la central de bombeo.

Esta central de bombeo incluye un pozo de hormigón armado colocado por debajo de donde está ubicada actualmente la central de Peña de Bejo, equipado con una turbina-bomba al fondo y un alternador-motor encima. Ambos están conectados entre sí y con los dos embalses correspondientes, la Cohilla y la Lastra. A parte, la instalación dispone de todo el equipo auxiliar necesario para su correcto funcionamiento.

Una vez diseñada, se calcularon los costes de la central y se volvieron a realizar las predicciones de producción de energía mediante el programa de Hec-ResSim. Los resultados no fueron tan buenos como se esperaban, mayormente porque el modelo de precios de la electricidad diaria en España no daba el suficiente juego. Esto hace que sea muy complicado que el aprovechamiento salga lo suficientemente rentable como para mejorar los beneficios en comparación con la central hidroeléctrica convencional.

Hubo que tener en cuenta que, al instalar una central de bombeo en la central que está aguas arriba del aprovechamiento, el resto del sistema sufriría carencias de agua durante los procesos de bombeo de la misma. Por lo que, en caso de salir el proyecto rentable, sería muy importante comprobar que esta diferencia de producción en el resto de centrales de Saltos del Nansa no perjudicaría demasiado a los beneficios que se pudieran obtener con la central diseñada.

Finalmente se buscaron varias alternativas que respaldan la idea de que las centrales reversibles irán aumentando su rentabilidad en el futuro. Principalmente a causa del desarrollo del resto de fuentes de energía renovables.

## Abstract

Title: Study of the viability of a pumped-storage power plant in the Nansa basin  
Author: Alaia Malaina Arjones  
Director: Manuel del Jesus Peñil  
Call: June 2019  
Key Words: Nansa, prediction, energy, electricity, price

The main aim of this study is to check the possibility of optimizing the power production in the Saltos del Nansa hydropower plants, located in the Nansa basin, Cantabria, by designing a pumped-storage hydropower plant. This plant would make use of the height difference between the Cohilla and Lastra reservoirs, where the Peña de Bejo plant is located. This plant is the most power generating one in the system and it controls the flows entering into the Saltos del Nansa from the upper reservoir.

The reason for the need of this optimization comes from the predicted reduction in discharge through the Nansa river, from which the exploitation is nourished. This flow reduction would lead to a reduction in the power production, with the resulting monetary losses and the decrease of the use of renewable energy sources.

Moreover, this scenario is not just happening in this basin, but in the majority of basins in the country. Because of this, an alternative was designed. Pumped-storage hydropower plants were considered a good idea, given that they are a method to maintain the upper reservoir partly or totally full just before the periods of high energy demand, optimizing in that way the capacity of the exploitation. This kind of hydropower plant is getting more and more importance due to the fact that they are one of the few methods known to "store" produced energy excesses in an indirect way. In case this energy excess couldn't be stored by using other method, it would be lost, which normally happens. The use of this energy is profitable for the pumped-storage power plants because that energy is used for pumping the water upwards in a more economical way, because the excess energy is sold cheaper than the normal one.

To design this plant, the Hec-ResSim software was used to model the behaviour of the Nansa basin and the Saltos del Nansa hydropower plants.

At the same time, we studied how the Spanish energy demand and price was going to develop in the next decades, so that we could make the predictions of the future power production as accurate as possible. This prediction was carried out in a seasonal way for the 2045-2065 time period, so four data series were obtained.

From all this information, we predicted that the production in the Saltos del Nansa would be reduced due to decreasing inflows. With the idea of minimizing this reduction in productivity, we decided to optimize the productivity of the plant by converting it into a pumped-storage power plant.

Applying the current methods, the new pumped-storage power plant was designed by optimizing the production as much as possible considering the limitations imposed by the already existing conventional hydroelectric plant.

The pumped-storage plant includes a reinforced concrete well located just under the actual Peña de Bejo plant, equipped with a bomb-turbine at the bottom of it and an alternator-engine above it. They are connected between them and with the two reservoirs, la Cohilla and la Lastra. Apart from that, the installation is supplied with all the required auxiliary equipment for its proper functioning.

Once it was designed, the energy production predictions were repeated by using the Hec-ResSim model. The results were not as good as expected, because the Spanish daily energy price model is not variable enough. This is not favourable at all and hinders designing a new plant efficient enough so that it generates higher profit than the existing conventional plant.

It was important to take into account that, when installing a pumped-storage power plant in the upper part of the basin, the rest of the hydroelectric system would suffer some flow shortage during the pumping periods. Because of that, in case the project was profitable, it would be necessary to check that the energy production variation in the rest of the basin is not too bad for the profits obtained from the main plant.

Finally, some alternatives were studied which pointed out that the pumped-storage power plants would, in the future, increase their profitability due to several reasons. Mainly due to the development of the rest of renewable energy sources.



---

Agradecimientos a Julián Ferreiro por hacerme n favores para poder realizar el TFG.

# Índice

<b>1 INTRODUCCIÓN</b>	<b>9</b>
1.1 Cambio climático	9
1.2 Energía eléctrica en España	11
1.2.1 Tasación de la energía eléctrica	11
1.2.2 Predicción de precios de la energía eléctrica	12
1.3 Centrales hidroeléctricas reversibles	15
<b>2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO</b>	<b>18</b>
2.1 Ubicación geográfica	18
2.2 Relieve	19
2.2.1 La cuenca	19
2.2.2 El río	19
2.3 Usos de suelo y ocupación	20
2.3.1 Climatología	21
2.4 Aprovechamiento	22
<b>3 DATOS</b>	<b>24</b>
3.1 Datos de aforo	24
3.2 Características de los embalses y sus respectivas centrales hidroeléctricas	25
3.2.1 Embalse de la Cohilla - central de Peña de Bejo	25
3.2.2 Contraembalse de la Lastra - central de Rozadío	27
3.2.3 Azud de Celis - central de Celis	28
3.2.4 Embalse de Palombera	29
3.3 Leyes de explotación	30
3.3.1 Compuertas de la Cohilla	31
3.3.2 Túnel de Peña de Bejo	32
3.3.3 Aliviadero de la Cohilla	33
3.3.4 Cota diaria de la Cohilla	33
3.3.5 Tuberías de la central de Palombera	33
3.3.6 Cota diaria y aliviadero de Palombera	34
3.3.7 Canal de derivación	34
<b>4 METODOLOGÍA</b>	<b>35</b>
4.1 Modelado en Hec-ResSim	36

4.1.1	Calibración del modelo en Hec-ResSim	38
4.1.2	Validación del modelo en Hec-ResSim	38
4.2	Análisis económico de las variaciones de producción	39
4.2.1	Ajuste del precio de la electricidad	45
4.3	Diseño del nuevo sistema en Saltos del Nansa	47
4.3.1	Pozo de hormigón armado	48
4.3.2	Turbina-bomba	48
4.3.3	Alternador-motor	57
4.3.4	Válvulas	60
4.3.5	Tubería forzada	60
4.3.6	Túnel de descarga y tubo de aspiración	65
4.3.7	Sumergencia	67
4.3.8	Nuevas leyes de explotación	67
<b>5</b>	<b>RESULTADOS</b>	<b>68</b>
5.1	Calibración y validación del modelo en Hec-ResSim	68
5.1.1	Calibración	68
5.1.2	Validación	71
5.2	Producción de energía eléctrica futura en las condiciones actuales	73
5.3	Nueva central de bombeo	75
5.3.1	Pozo de hormigón	75
5.3.2	Turbina-bomba	75
5.3.3	Alternador-motor	78
5.3.4	Válvulas	78
5.3.5	Túnel de descarga y tubo de aspiración	79
5.3.6	Leyes de explotación	80
5.3.7	Presupuesto	86
5.3.8	Amortización	86
5.4	Análisis económico	87
5.5	Mejoras de las predicciones	91
5.5.1	Aumento de los picos diarios del precio diario de la energía eléctrica	91
5.5.2	Energía sobrante	92
5.5.3	Integración con eólica o térmica	92
<b>6</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>94</b>

<b>A Hec-ResSim</b>	<b>97</b>
<b>B Planos del pozo de hormigón</b>	<b>113</b>
<b>C Presupuesto</b>	<b>118</b>
<b>D Justificación de precios</b>	<b>126</b>

# 1 INTRODUCCIÓN

## 1.1 Cambio climático

El cambio climático, como bien es sabido por la población mundial a día de hoy, es el esperado resultado del aumento de las concentraciones atmosféricas de gases de efecto invernadero resultantes de las actividades humanas. Muchos gases de efecto invernadero, incluido el dióxido de carbono,  $CO_2$ , ocurren naturalmente y mantienen la Tierra caliente encerrando parte del calor terrestre en la atmósfera. Sin embargo, desde la primera Revolución Industrial a finales del siglo XVIII, se han acumulado cada vez más y más cantidades desorbitadas de  $CO_2$  en la atmósfera. Este fenómeno se ha dado en particular a causa del transporte y la quema de combustibles fósiles para la generación de electricidad. Se cree que otros gases, como los CFC (clorofluorocarbonos, componente base de los aerosoles) empeoran el proceso. Este aumento de concentraciones de gases dañinos causan un aumento significativo en la temperatura terrestre a niveles mayores que en cualquier otra época del pasado. Según el consenso científico actual, en caso de continuar con las tasas actuales de crecimiento económico y poblacional, las temperaturas medias globales aumentarán en  $3^\circ C$  para final de siglo. Acompañado de esto estaría un aumento en los niveles de precipitación global de un 15%.

España es uno de los países a nivel mundial más vulnerable a este hecho. Según Greenpeace, España se encuentra en pleno proceso de cambio climático, con lo que se prevé que en los próximos años aumenten considerablemente los fenómenos meteorológicos extremos. Partiendo de los datos empíricos observados, Greenpeace augura un aumento de olas de calor, lluvias torrenciales e inundaciones en pueblos y ciudades del Mediterráneo, así como una mayor presencia de huracanes en la península Ibérica, un fenómeno atípico hasta la fecha. A ello habrá que sumar la subida del nivel del mar, la intensificación de los incendios y la desertificación.

Hay varios datos proporcionados por Greenpeace que son dignos de mención. Entre ellos, que en las últimas décadas las temperaturas medias en España se han incrementado un 50% más que la media del hemisferio Norte y el triple que la media global, aproximadamente  $1.5^\circ C$ . A día de hoy el 20% de la Península se puede considerar desierto, y hay un gran riesgo de llegar al 75% a finales de siglo. Siete de las diez cuencas hidrográficas con mayor sequía crónica de Europa se encuentran en España y se han perdido más del 80% de los glaciares pirenaicos. De hecho, para 2050 se podrían perder totalmente de forma irreparable. El calentamiento del océano es el factor principal del aumento de los huracanes, siendo en 2017 la primera vez que un huracán rozó las costas de Europa. Y muchas consecuencias más que se quedan fuera del marco meteorológico.

Para parar esto, o atenuarlo por lo pronto, se han ido estableciendo acuerdos internacionales entre países para regular las emisiones de GEI (gases de efecto invernadero) y optimizar la producción y el consumo de la energía. El más actual es el Acuerdo de París, que se pondrá en marcha en 2020, cuando finalice la vigencia del Protocolo de Kioto. Este acuerdo fue negociado durante la XXI Conferencia sobre Cambio Climático (COP 21) por los 195 países miembros de las Naciones Unidas cuyo objetivo principal fue reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, en el contexto del desarrollo sostenible y de los esfuerzos por erradicar la pobreza”.

Según estas conferencias, uno de los agravantes de este cambio climático proviene de los sistemas actuales de generación de energía, ligado al abrupto aumento de su demanda a nivel mundial. Por ello, muchas políticas apuestan por el desarrollo de energías renovables, entre ellas la energía hidroeléctrica.

La energía hidroeléctrica se presenta muy atractiva ya que no necesita ningún combustible para su funcionamiento y las infraestructuras tienen una vida útil muy larga. Además, tiene una eficiencia de un 70%-80%, mientras que otro tipo de centrales, como pueden ser las térmicas, no superan el 40%. Sin embargo, estas mismas grandes infraestructuras pueden suponer el desplazamiento de poblaciones y un gran impacto en la ecología de la zona. A causa de esto, mucha gente se presenta reacia al

desarrollo de esta fuente de energía. Aún así, muchos gobiernos creen que la energía hidroeléctrica es crucial para el desarrollo de la economía.

Sin embargo, la efectividad a largo plazo de esta fuente de energía esta cogida con pinzas a causa del cambio climático. Aunque muchos piensen que un aumento de las precipitaciones beneficiarán la producción de este sistema, al ser este aumento solamente en forma de lluvias torrenciales puntuales, no hace más que dificultar la planificación y el correcto funcionamiento de las centrales.

Además, si bien es cierto que las épocas lluviosas podrían ser aún más húmedas, las épocas calurosas de sequía también aumentarían. Esto supondría que en la época del año en la cual menos caudal tienen los ríos, habría mayor demanda de energía (para aparatos refrigerantes de todo tipo principalmente). Esto podría suponer un problema por la imposibilidad de generar energía mediante este sistema.

Este efecto de las sequías se vería aumentado por la evapotranspiración causada por el gran aumento de las temperaturas. Ya que causaría que durante el resto del año la escorrentía de los ríos y por consiguiente la producción de estas centrales disminuyera considerablemente.

Un aumento de la incertidumbre a la hora de generar predicciones meteorológicas podría causar efectos negativos, al no poder organizar con antelación la explotación del caudal disponible y causar inundaciones o sequías involuntarias. India es un país que ya está sufriendo las consecuencias del cambio climático en sus centrales hidroeléctricas. Por poner datos concretos, en el año 2006, India palió tal cantidad de lluvias en época de sequía que estuvieron obligados a abrir las compuertas de varias presas de urgencia, produciendo inundaciones en varias poblaciones cercanas con las consecuentes pérdidas humanas y materiales. En contraposición a esto, en el periodo de 2008-2009, la generación de energía hidroeléctrica en India se redujo en un 8.42% a causa de una falta de precipitaciones en la época de lluvias, originando muchos problemas a la hora de abastecer a toda la población con electricidad.

No hay que olvidar las centrales colocadas en ríos que se alimentan del agua de glaciares. Estas centrales, no hay ninguna duda al respecto, sufrirán grandes dificultades en unos años al derretirse casi por completo los glaciares de los que se nutren.

Pero los problemas no son solo provenientes del cambio climático.

En primer lugar, en caso de que se tomara la energía hidroeléctrica como una de las fuentes base de la generación de energía, teniendo en cuenta que la demanda de energía está en continuo aumento, habría que construir muchas infraestructuras, lo que derivaría en una gran emisión de contaminantes durante ese periodo, a parte de una gran inversión de capital del cual no todos los países disponen.

Hay que tener en cuenta también que las leyes de protección medioambiental actuales dificultan enormemente la construcción de nuevas grandes presas por los impactos que generan. Además, países como Alemania o España tienen instalada ya una potencia hidroeléctrica próxima a su potencial máximo, en base a su orografía y regímenes de caudal.

Con todo esto, varios estudios concluyen que, a causa de las variaciones inducidas por el futuro cambio climático, la producción global de las centrales hidroeléctricas se reducirá entorno al 20% en los próximos años, dependiendo este porcentaje de la localización global de la central en cuestión.

Viendo la dificultad de construir nuevos aprovechamientos de este tipo, este estudio nace de la necesidad de optimizar la generación de energía hidroeléctrica en los ya existentes. En este caso en los Saltos del Nansa, haciendo frente a las carencias de caudales en el futuro. Al ser la central de Peña de Bejo, alimentada por el embalse de la Cohilla, la central con mayor potencial eléctrico, se ha elegido rediseñar esta central. De esta manera, se espera que los Saltos puedan seguir abasteciendo con la misma rentabilidad que hasta ahora a 100 años vista.

## 1.2 Energía eléctrica en España

### 1.2.1 Tasación de la energía eléctrica

Para poder cuantificar la pérdida económica que supondría la reducción de producción de energía eléctrica de los Saltos del Nansa, se realizó un pequeño estudio de las predicciones de coste de la energía eléctrica en las próximas décadas.

En la actualidad, los precios de la energía eléctrica están regulados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y por la Comisión Nacional de la Energía, integrada desde 2013 en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En España, la gestión de la casación entre la oferta de venta de energía y la demanda programada es llevada por el Operador del Mercado Ibérico (OMI), ya que desde 2004, las operaciones del mercado eléctrico español y portugués se llevan de forma conjunta. Esta entidad está compuesta por dos sociedades gestoras, la OMI - Polo Portugués (OMIP) y la OMI - Polo Español (OMIE). OMIP lidera el mercado a plazo y el OMIE el mercado al contado, o spot.

El mercado principal es el mercado al contado, formado por el mercado diario y el mercado intradiario. El mercado diario negocia tres cuartas partes de la energía consumida al año, y su precio resultado es referencia para el resto de mercados. En este mercado se llevan a cabo las transacciones de energía eléctrica para las 24h del día siguiente, en periodos de programación horaria.

El cálculo del precio de la electricidad lo realiza el Operador del Mercado mediante una casación de las ofertas de venta y de adquisición de energía, haciendo uso del algoritmo denominado EUPHEMIA. El algoritmo funciona como se muestra en la figura 1.

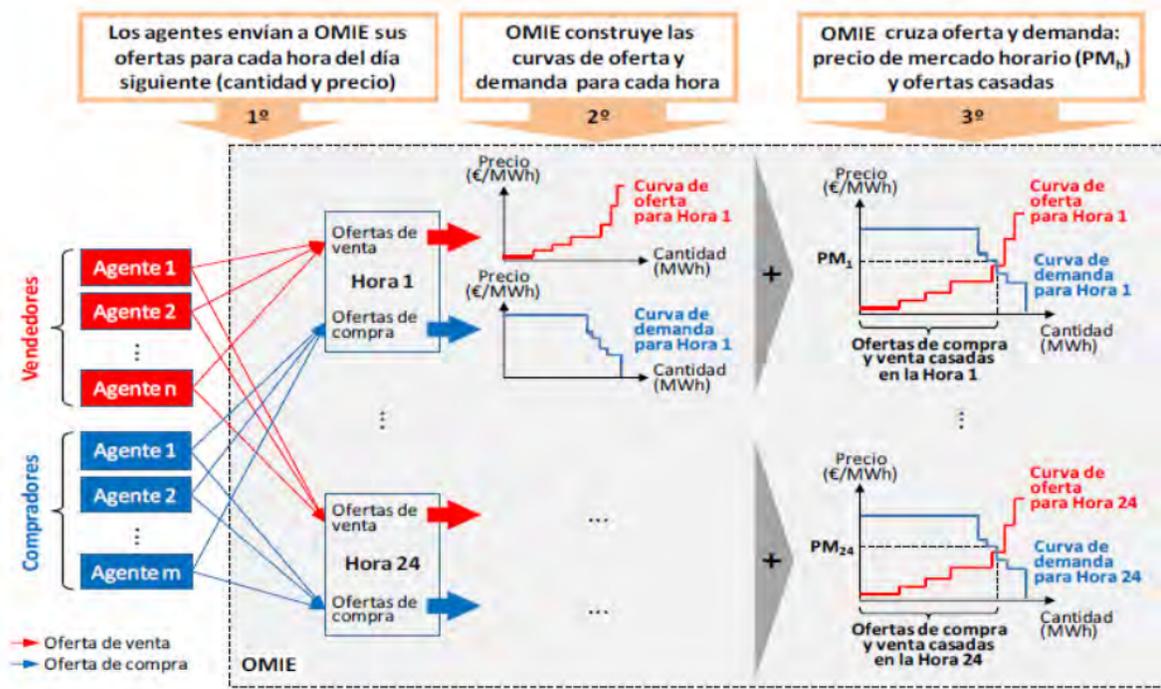


Figura 1: Esquema del funcionamiento del mercado diario [17]

Primero, determina la curva de venta. Para ello, crea un listado de menor a mayor de las ofertas

de venta de energía disponibles para cada periodo de programación. Este periodo de programación tiene una envergadura de 24h. Después, calcula la curva de adquisición. Esta curva se desarrolla a través de un listado de mayor a menor de las ofertas de adquisición recibidas para el mismo periodo de programación. Ambas curvas, forman una gráfica como la mostrada en la figura 2

Del cruce de estas dos curvas, se obtiene el punto de casación del mercado. Este punto asegura el suministro de toda la demanda exigida, vendiendo la energía eléctrica al menor precio posible. Todas las unidades casadas, es decir, que hayan sido incluidas para completar la demanda de dicho periodo, cobran el precio del punto de casación de energía, independientemente del precio que habían ofertado.

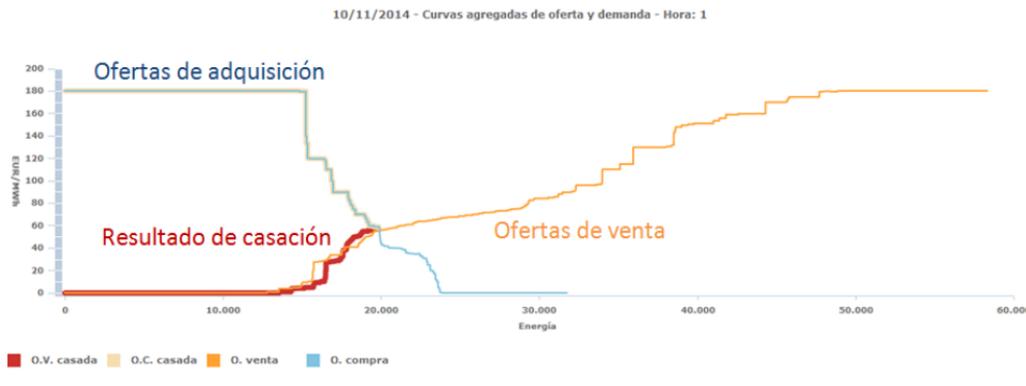


Figura 2: Curvas agregadas de oferta y de demanda para una hora concreta 19

Las primeras empresas en entrar en el mercado mayorista, generalmente llamado pool, son las que ofertan su energía a precio 0 €/MWh. Estas empresas son las que producen energía con potencia no superior a 50MW y/o utilizan como energía primaria energías renovables o residuos, y aquellas de cogeneración que implican una tecnología con un nivel de eficiencia y ahorro energético considerable. El Estado dota de incentivos económicos, de los que se hablará en la página 45 para fomentar su desarrollo y favorecer su incorporación al sistema eléctrico.

Esto explica el encarecimiento de la energía eléctrica en los periodos de punta de demanda del día. Al aumentar la demanda de energía eléctrica en ciertos periodos, es necesario incluir mayor número de proveedores en la curva agregada de oferta para poder suplir la totalidad de la misma. Cuantos más proveedores hagan falta, mayor será la oferta de venta. Este precio seguirá en aumento hasta incluir la totalidad de la oferta de venta de energía. Si llegado este punto hicieran falta más proveedores, se pasaría al comercio internacional de energía eléctrica, pidiéndole lo necesario a Francia en la mayoría de los casos.

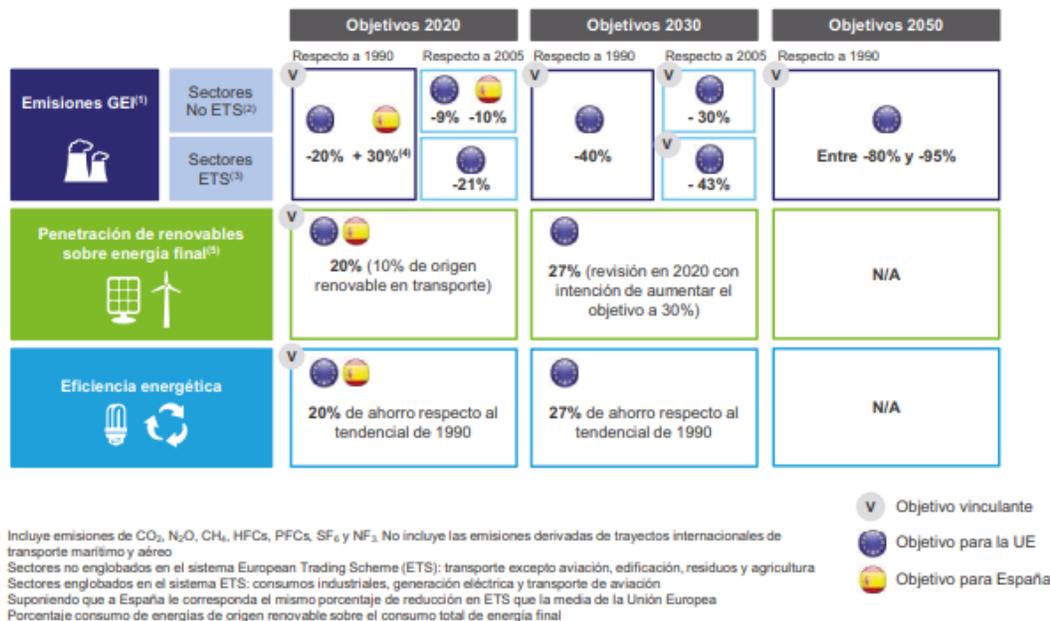
### 1.2.2 Predicción de precios de la energía eléctrica

El sector energético, además de tener que enfrentarse al reto del cambio climático, hay que unirle la aceleración de los desarrollos tecnológicos y los cambios sociales, todos ellos afectando tanto a la demanda de energía como a las tecnologías que se utilizan para producirla.

Entre las variables que se presentan decisivas a la hora de encontrarnos con un futuro o con otro, se han considerado dignos de mención las regulaciones en contra del cambio climático, las políticas económicas y los avances tecnológicos.

Como se ha mencionado anteriormente, la Unión Europea ha estado tomando varias medidas para disminuir los efectos adversos todo lo posible. Uno de los objetivos que nos interesa en esta explicación

es el de reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), siendo el más importante de ellos el  $CO_2$ , a través de la mitigación, adaptación y resiliencia de los ecosistemas a efectos del Calentamiento Global. En la figura 3 se puede ver muy resumidos los objetivos básicos de estas regulaciones.



Fuente: Comisión Europea; Análisis Monitor Deloitte.

Figura 3: Análisis de los objetivos medioambientales de la Unión Europea: 2020, 2030 y 2050

Como se puede observar, en Europa los objetivos están puestos en un 40 % de reducción en 2030 y un 95 % en 2050, en ambos casos respecto a 1990. Para conseguir estos objetivos, es necesario sustituir la necesidad de utilizar energías provenientes de productos petrolíferos y del carbón por energías eléctricas limpias. Esto aumentaría la demanda de las mismas en gran medida, como es esperable.

Siguiendo el crecimiento económico actual, tanto global como estatalmente cada vez es mayor la demanda de servicios, incluidos los energéticos. En este apartado habría que incluir el aumento de demanda ligado al crecimiento demográfico del país y la relación que hay entre el crecimiento del PIB y el crecimiento de la demanda energética. En los últimos años, por el contrario, los crecimientos del PIB y de la demanda energética se han ido alejando, aumentando a mayor rapidez el PIB que la demanda energética. Aun así siguen manteniendo una correlación discernible.

Los avances tecnológicos tienen las dos caras de la moneda. Por un lado, el desarrollo de innovaciones tecnológicas como el vehículo eléctrico aumentaría la demanda de electricidad en gran medida. Por otro lado, el diseño de mejoras o nuevas técnicas de generación de energía eléctrica podría mejorar el rendimiento y dar mayor accesibilidad a ella, pudiendo llegar al autoabastecimiento o smart cities. Este sistema se basa en tener la capacidad de generar energía eléctrica en el propio punto de consumo o en las proximidades, eliminando así las pérdidas por transporte, descongestionando líneas y mejorando la eficiencia global.

En las últimas décadas, varios países europeos han apostado por invertir en energías renovables. España es un claro ejemplo de ello, ya que lleva varios años apostando por la energía eólica y fotovoltaica. Actualmente, estas energías tienen un papel importante en la generación de energía diaria.

Como se puede ver en la figura 4, prácticamente una cuarta parte de la energía que se consume en España proviene de estas fuentes de energía. Se espera que para el año 2020 la energía eólica aporte el 18% de la energía eléctrica en el mercado y la energía solar el 30%. Por desgracia, a día de hoy seguimos dependientes de las fuentes de energía no renovables, por la escasez de infraestructuras de energías renovables y la variabilidad de estas mayormente.

Cobertura de la demanda eléctrica peninsular. Año 2018 (%)

■ Nuclear	20,6%	■ Eólica	19,0%
■ Carbón	13,5%	■ Hidráulica	13,2%
■ Ciclo combinado	10,2%	■ Solar fotovoltaica	2,9%
■ Cogeneración	11,2%	■ Solar térmica	1,7%
■ Residuos no renovables	0,9%	■ Otras renovables	1,4%
■ Turbinación bombeo <sup>(2)</sup>	0,8%	■ Residuos renovables	0,3%
		■ Saldo importador de intercambios internacionales	4,3%

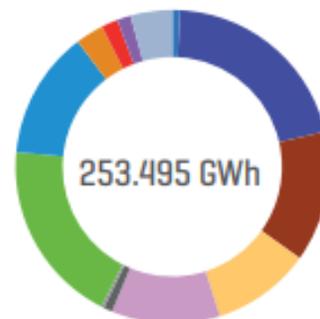


Figura 4: Cobertura de la demanda eléctrica peninsular en 2018 [25]

Con todo esto, varios estudios apuntan que la tendencia de la demanda de energía eléctrica tanto mundial como española es de ir en aumento. Teniendo en cuenta el método de tasación explicado en el apartado anterior, es lógico pensar que el precio de la energía eléctrica irá en aumento.

Según un estudio, en caso de seguir el mismo curso de aumento de demanda de energía eléctrica que hasta el momento, la demanda en España variaría en los próximos años de la manera que se muestra en la figura 5. La zona sombreada representa la demanda de energía eléctrica, con la línea de valor medio verde y la línea de tendencia azul, referenciada en el eje vertical izquierdo expresado en 1000 GWh. La línea roja representa el precio medio de mercado, la verde la tendencia mínima y la roja oscuro la tendencia máxima, con referencia en el eje vertical derecho expresado en €/MWh.

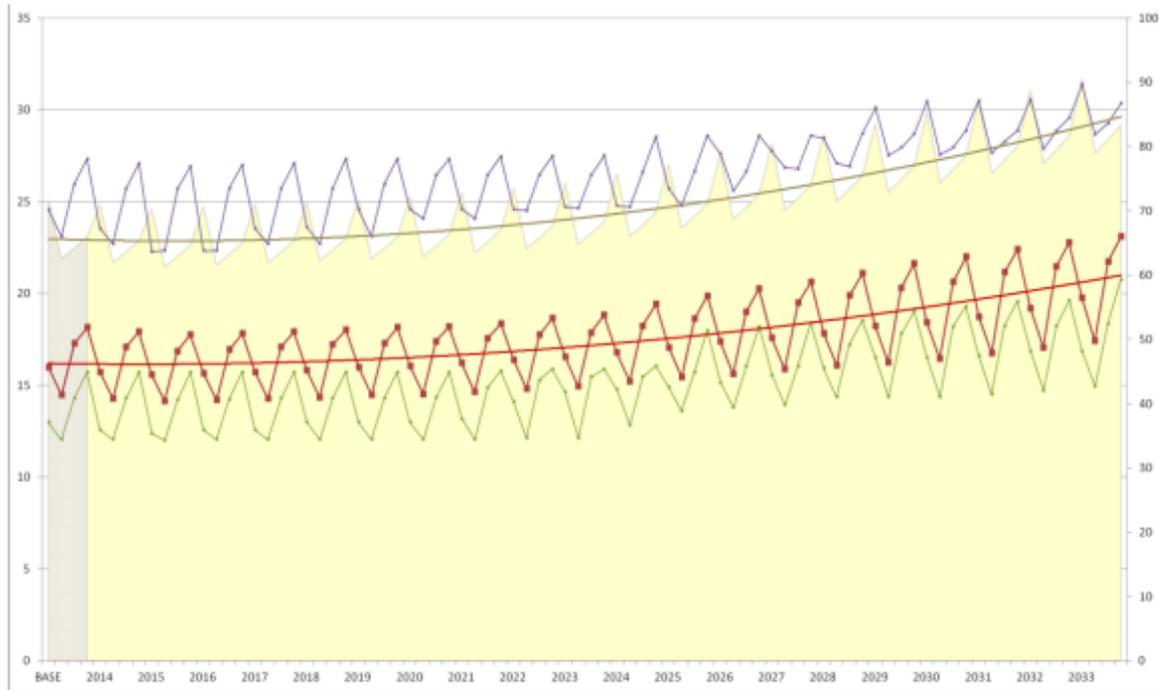


Figura 5: Predicción del aumento de la demanda y el precio de la energía eléctrica 19

En esta gráfica se puede ver el aumento que podría sufrir el precio de la energía eléctrica en las próximas décadas, y cómo en este aumento se va a ir acentuando la diferencia de precio entre estaciones, siendo otoño la estación más cara y primavera la más barata.

Aún así, es prácticamente imposible dar datos certeros respecto al tema, por la gran volatilidad de la que se ha estado hablando. Lo poco que se puede sacar en claro es que la tendencia tanto de la demanda como del precio de la electricidad es de subir. Por ello, es primordial para los países que haya un aumento de aprovechamientos de fuentes de energía o una optimización de las ya existentes.

En el caso de los Saltos del Nansa, hemos querido proponer la modificación de la central hidroeléctrica convencional de Peña de Bejo a una central reversible, dadas sus múltiples cualidades.

### 1.3 Centrales hidroeléctricas reversibles

A día de hoy, España tiene agotados la mayoría de los lugares en los que se pueden construir centrales hidroeléctricas convencionales de forma eficiente. Por ello, el diseño de centrales hidroeléctricas reversibles, también denominadas centrales de bombeo, parece ser una solución interesante para poder seguir aumentando la disponibilidad de fuentes de energía renovables en el país.

Estas centrales surgieron en España en la década de los sesenta con objetivo de aprovechar los excedentes nocturnos de la energía producida en centrales nucleares y térmicas ante la dificultad de regulación de carga por parte de las mismas. En la actualidad, retoman un relevante papel en el sistema de producción eléctrico debido al desarrollo de las energías renovables, especialmente la eólica, cuyo carácter intermitente puede producir excedentes energéticos a cualquier hora del día.

Este tipo de centrales está experimentando un importante crecimiento a nivel mundial, con un

incremento de la capacidad instalada a través de numerosos proyectos en ejecución o ya finalizados. El crecimiento ha sido especialmente notable en países de Europa, Asia y Norteamérica. En España destaca principalmente el complejo hidráulico Cortes-La Muela, por constituir el mayor sistema europeo de bombeo de agua y uno de los mayores proyectos hidroeléctricos de Iberdrola en España. Está formado por el salto de Cortes II (1989) y la ampliación mediante incorporación del salto de bombeo de La Muela (2013).

Otro ejemplo destacado es el proyecto en vías de construcción de Soria-Chira en las islas Canarias. Esta central hidroeléctrica reversible se diseña con el objetivo de aportar a las islas con una mayor garantía de abastecimiento de energía eléctrica, ya que su sistema eléctrico cuenta con una pobre red de instalaciones para abastecer a las islas. Para poder mejorar estas condiciones, se decidió diseñar una central reversible para poder almacenar energía y utilizarla en los momentos pico de demanda energética. Además, este nuevo diseño trae la innovación de poder utilizar agua de mar en las épocas de sequía.

Una central hidroeléctrica reversible, también denominada central de bombeo, es una instalación de almacenamiento de energía que consta de dos embalses de agua a cotas diferentes, pudiendo funcionar a bombeo y en turbinado, como se puede ver en la figura 6.

Por una parte, el modo bombeo consiste en elevar el agua del embalse inferior al superior. En este proceso de bombeo se absorbe energía eléctrica de la red que queda almacenada en forma de energía potencial en el embalse superior. Este proceso se realiza en los periodos valle de consumo del día, cuando hay excedentes de energía eléctrica, por lo que su precio es menor. A este sistema se le denomina "forma indirecta de almacenamiento de energía".

Por otra parte, el modo turbinado consiste en verter el agua del embalse superior al inferior, generando energía eléctrica a un precio mayor que el anterior gracias a la subida de precios durante los periodos pico de consumo del día. El agua queda almacenada en el embalse inferior, disponible para repetir el ciclo.

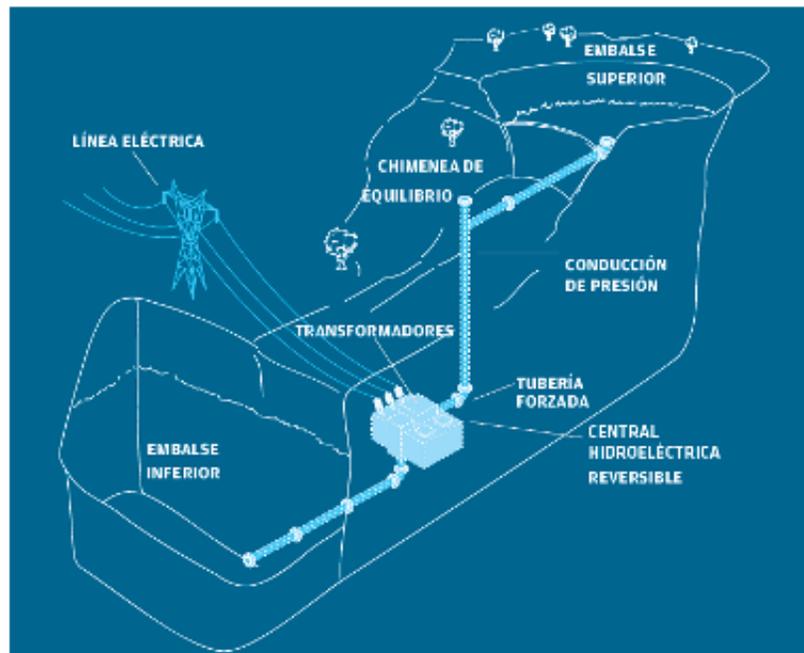


Figura 6: Esquema del funcionamiento de una central de bombeo [25]

Dentro de las centrales de bombeo, se pueden diferenciar dos grandes tipos, las centrales puras y las mixtas. Las puras constan de dos embalses, cuyo agua embalsada es la única que utilizan para generar energía a través del bombeo y turbinado de la misma. Las únicas entradas en el sistema serían las derivadas de la precipitación, y las salidas serían las pérdidas por evaporación o infiltración.

En cambio, en el caso de las centrales mixtas, uno de los embalses o ambos recibe entradas de caudal de forma externa, que suele ser un río. Este tipo de central surgió por la necesidad de optimizar el rendimiento de centrales que se estaban quedando obsoletas por la falta de caudal proveniente del río del que se nutrían. La similitud con nuestra cuenca de estudio es más que evidente.

Otra clasificación más específica para estas centrales tiene que ver con la localización de las cámaras de los grupos hidroeléctricos. Se pueden diferenciar tres tipos distintos: central subterránea, central exterior en pie de presa, y central en pozo accesible desde la superficie del terreno.

La central subterránea, como su propio nombre indica, es la que se encuentra bajo tierra en la zona más óptima comprendida en los alrededores de ambos embalses. Es usual diseñar este tipo de centrales cuando la calidad del terreno no exige muchos sobrecostes, o la topografía de la zona no ayuda a diseñar una construcción en el exterior. Suelen ser obras de costes elevados por la necesidad de excavar no solo la central, sino que también hay que generar las conexiones con el exterior.

Las centrales exteriores a pie de presa se encuentran aguas abajo de la presa del embalse inferior. De esta manera, consiguen la sumergencia requerida mediante la diferencia entre el nivel mínimo de operación del embalse y el cauce. Hay varios casos de este tipo en España, la central de bombeo de Aguayo y la central El Tajo de la Encantada, entre otros.

Finalmente están las centrales de pozo. Dichas centrales son elegidas en casos en los que el espacio para construir está bastante restringido y el capital a invertir en la obra tampoco es especialmente elevado. Se basa en un pozo, normalmente constituido de hormigón armado, en el que se disponen varias plantas para colocar toda la maquinaria de la generación de energía, es decir, las turbinas, bombas, alternadores y motores.

La ventaja principal de las centrales reversibles es que proporcionan una elevada calidad y garantía al suministro de energía eléctrica, facilitando el seguimiento de la curva de carga, es decir, de las variaciones de la demanda diaria. La mayor desventaja, en cambio, es la dificultad de conseguir la combinación de los procesos de bombeo y turbinado óptima para garantizar los mayores beneficios posibles.

## 2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

### 2.1 Ubicación geográfica

Nuestro área de estudio se encuentra en la cuenca hidrográfica del Nansa, ubicada prácticamente en su totalidad en la zona occidental de la Comunidad Autónoma de Cantabria, a excepción de una pequeña porción al noroeste que forma parte del Principado de Asturias, como se puede ver en las figuras 7, 8 y 9. A lo largo de su recorrido, el río Nansa y sus afluentes cruzan cinco municipios (Polaciones, Tudanca, Rionansa, Lamasón y Herrerías), desembocando en el Val de San Vicente, lugar donde se encuentra ubicada la ría de Tina Menor. En su camino al mar se encuentra con poblaciones como Tudanca, Cosío, Puentenansa y Pesués. Estos son pueblos pequeños, lo que contribuye a la conservación del paisaje que rodea al río.



Figura 7: Norte de España con la cuenca coloreada 13

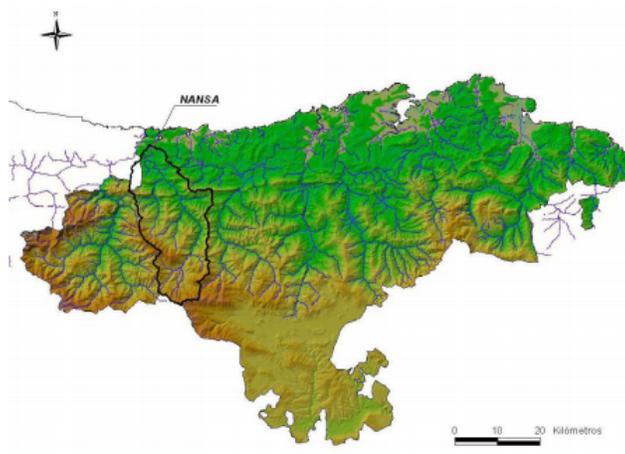


Figura 8: Mapa de Cantabria con la cuenca delineada 13

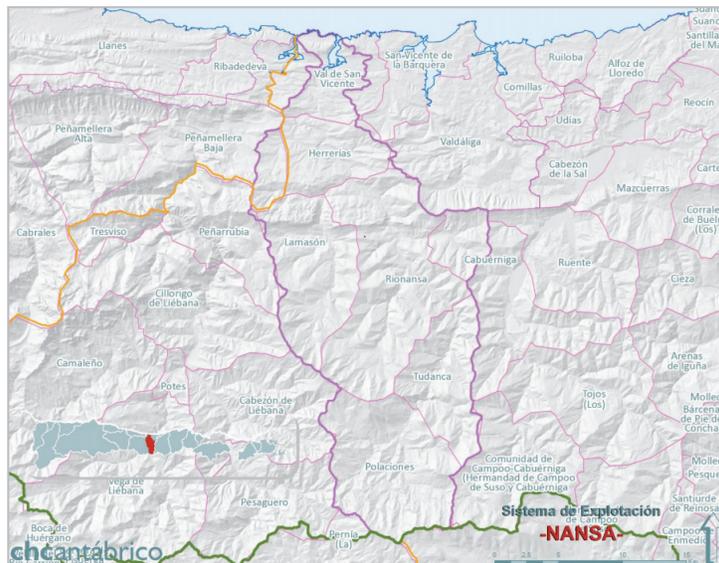


Figura 9: Mapa de las provincias de Cantabria con la cuenca delineada [28]

## 2.2 Relieve

### 2.2.1 La cuenca

La cuenca está delimitada por las divisorias de las cuencas de los ríos Saja, Escudo, Deva y Gandarillas; además de por las Sierras de Peña Labra y de Isar, el Cueto de la Concilla por el sur; y el Cantábrico por el norte, cubriendo en total un área de  $429.5 \text{ km}^2$ .

La altitud en la cuenca varía de 2170m en la zona del nacimiento del río Nansa hasta llegar prácticamente al nivel del mar. Estas variaciones dan lugar a la explotación hidroeléctrica en la zona. Los rangos de pendientes son elevadas, ya que el 85 % del territorio supera el 20 % de pendiente, y más de la mitad de esta inclinación es superior al 40 %, mientras que solo un 5 % tiene menos de un 10 % de desnivel.

A continuación en la figura [10] se puede ver un mapa con el relieve de la cuenca de estudio.

### 2.2.2 El río

El río Nansa, río principal de nuestro área de estudio, es un curso fluvial que desde su nacimiento, al unirse pequeños arroyos que surgen en las Sierras de Peña Labra y Peña Sagra, hasta su desembocadura, en el Mar Cantábrico, a través de la Ría de Tina Menor, en Pesués, recorre 53 Km. En tan corto recorrido ha de salvar un desnivel de algo más de 1.500 metros desde las cumbres de las montañas hasta su final en el mar. Sus principales afluentes son el Río Lamasón o Tanea, de 11,7 Km de longitud, y Vendul, de 8,2 Km.

El río discurre en su nacimiento por espesos bosques sobre altas pendientes sin generar vegas, hasta llegar al embalse de La Cohilla, a la altura de Puente Pumar, donde se desvía parte del agua para usar en la primera central del sistema hidroeléctrico. Este valle escarpado es el Valle de Tudanca, cuyas verticales paredes conducen el río para salir a una vega amplia, entre los pueblos de La Lastra y

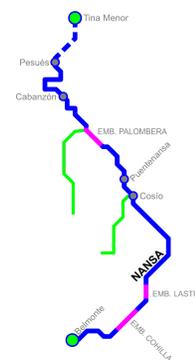


Figura 11: Plano del río Nansa [28]

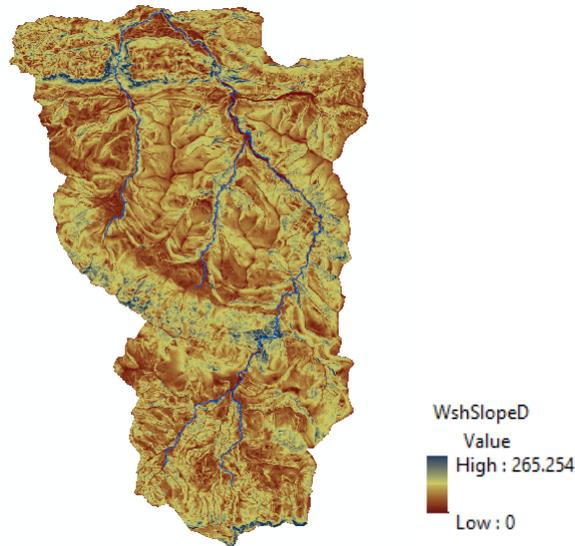


Figura 10: Relieve de la cuenca

Tudanca. Allí se vuelve a represar en el contraembalse de La Lastra, donde se encuentra la salida de la central de Peña de Bejo, central considerada a pie de presa de la Cohilla. Sigue el curso pasando por Cosío, Puentenansa y Celis, donde finalmente se encuentra con el embalse de Palombera. Aquí, parte del agua se vuelve a desviar para ser usada en la central de Palombera, punto final del estudio. El río continúa hasta la Ría de Tina Menor, donde desemboca en el mar Cantábrico.

Se han facilitado esquemas del río tanto en planta como en perfil mediante las figuras 11 y 12 para poder acerse una idea de la topografía del mismo.

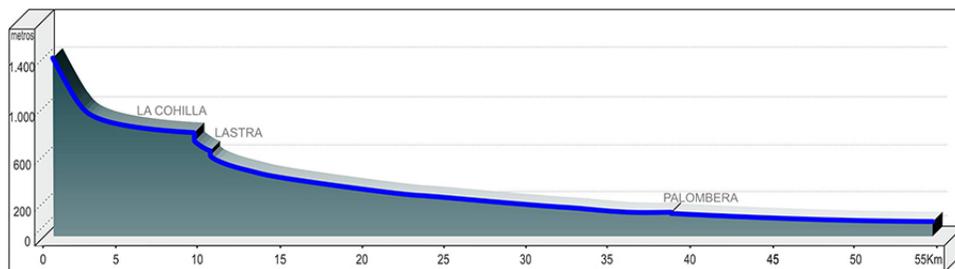


Figura 12: Perfil del río Nansa 28

### 2.3 Usos de suelo y ocupación

A causa de la complicada orografía de la zona, la práctica de labranza y ganadería, así como la mayor parte del turismo y la hostelería, se ve reducida mayormente a la zona más baja de la cuenca, en Val de San Vicente. Es por ello que los núcleos poblacionales más grandes se encuentran en la costa y en los puntos de intersección de varias carreteras, siendo el núcleo más grande el de Pesués, con 350 habitantes.

Siguiendo por la misma línea, se puede concluir que los usos de suelo principales en la cuenca son

forestal arbolado y desarbolado, predominando los matorrales con machas de bosques autóctonos. En la zona más baja se podrán encontrar las zonas de cultivo y pradera. Esto hace que el uso del agua del río Nansa se centre prácticamente en toda su totalidad a la producción de energía.

El mapa que se encuentra a continuación, figura 13 sigue la nomenclatura del Corine Land Cover a nivel 3. Siendo los números empezados en 2 referidos a zonas agrícolas, en 3 a zonas forestales, en 4 a zonas húmedas y en 5 a superficies de agua.

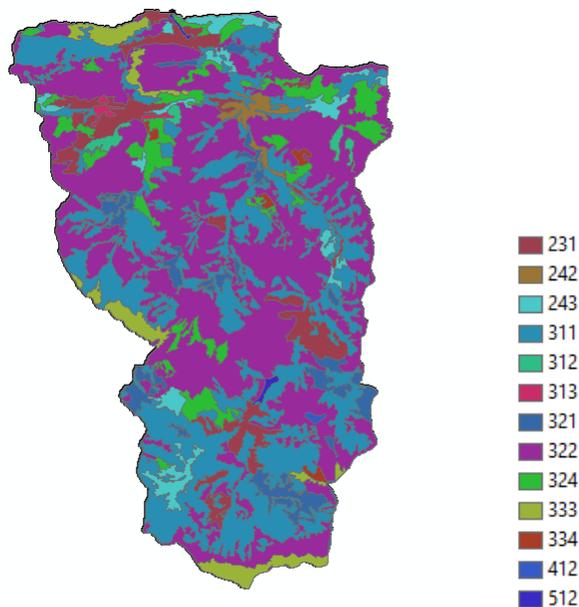


Figura 13: Mapa de los usos del suelo

### 2.3.1 Climatología

En el caso de nuestro área de estudio, se encuentra en la zona occidental de Cantabria, lo que lo sitúa dentro de la fachada costera occidental europea, zona en la que predomina el clima oceánico atlántico. Por lo tanto, el régimen de temperaturas se caracteriza por ser predominantemente suave, templado y con escasa oscilación térmica estacional. Con una media anual de 11-16 °C, sin superar los 24°C ni bajar de los 6°C en las estaciones de verano e invierno, respectivamente.

Según los datos de AEMET, las precipitaciones son muy abundantes y uniformemente repartidas en la zona, destacando los meses de enero, abril, octubre y noviembre, superando la cantidad anual de 1.215 mm, con un mínimo estival en julio, aunque no existe ningún periodo de aridez. En las figuras 14 y 15 se muestra esta tendencia. Esto ocurre a causa del clima que pasa a ser un mediterráneo continentalizado, aunque suavizado en el verano por la cercanía de la Cordillera Cantábrica. En esta estación también se aprecia un descenso de las precipitaciones alcanzando un máximo de tan solo 556 mm. La distribución de las precipitaciones a lo largo del año en estas zonas es bastante regular. Son zonas que se encuentran bajo la acción continua de las borrascas del frente polar. Los días de lluvia en estas zonas superan los 150 al año.

Existe un incremento de la temperatura media anual desde las zonas montañosas, entre las que discurre el cauce principal, hasta las zonas más bajas del valle, así como desde las zonas de cabecera hacia el estuario de Tina Mayor. También hay una disminución de las precipitaciones medias anuales en dirección noreste. Estas son máximas en la zona más cercana a la sierra de Peña Sagra, cerca de

la zona más alta de la cuenca, con precipitaciones medias anuales de 2.500 mm.

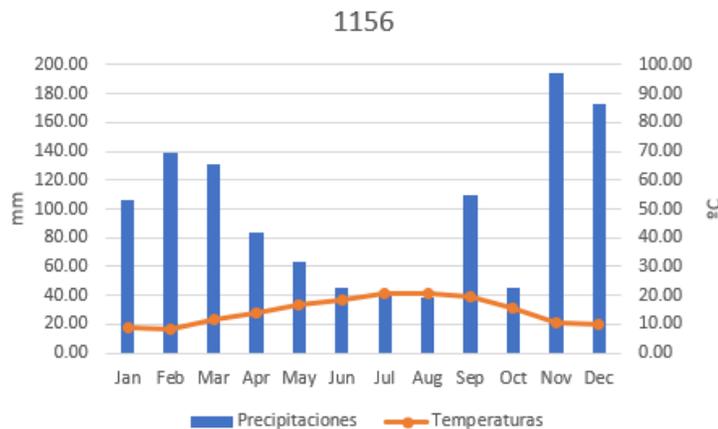


Figura 14: Climograma anual de la estación meteorológica 1156, ubicada en la zona de la cuenca del Nansa

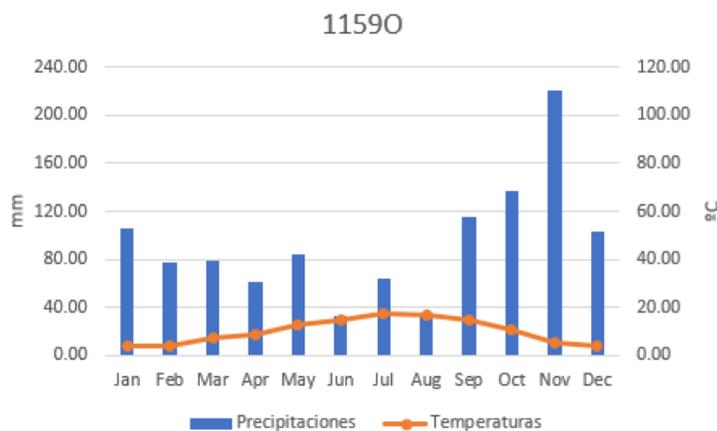


Figura 15: Climograma anual de la estación meteorológica 11590, ubicada en la zona de la cuenca del Nansa

## 2.4 Aprovechamiento

En 1941 la sociedad Saltos del Nansa S.A. fue fundada para abastecer de energía a la industria local mediante el sistema de aprovechamientos integral ubicado en el río que le da el nombre al sistema y a la sociedad, el río Nansa. Dicho sistema fue diseñado y construido por ACCIONA Energía, con el objetivo de hacer uso de todo el potencial hidroeléctrico de la cuenca. El aprovechamiento consta de cuatro centrales.

El sistema de aprovechamiento integral está dirigido desde la presa de la Cohilla, situada aguas abajo de la incorporación del río Collarín, en el comienzo del estrechamiento que supone la Hoz de Bejo. Esta presa da lugar a la formación del embalse de la Cohilla, motor principal de la generación de energía hidroeléctrica en la cuenca. A este embalse se incorporan también, por la margen derecha,

mediante un canal, parte de los caudales circulantes por el arroyo Vado de la Reina, cuya confluencia con el río Nansa se produce 2 km aguas abajo del emplazamiento de la presa de La Cohilla.

De este embalse, a 400m aguas arriba de la presa, sale la toma de agua que posteriormente pasa por una chimenea de presión. Finalmente se convierte en una tubería forzada y llega a la primera central del sistema, la central de Peña de Bejo.

Una vez llega a la central, el agua pasa por las turbinas y se desagua en el contraembalse de la Lastra. Este contraembalse se crea gracias a la presa vertedero de la Lastra, que está diseñado únicamente como regulador de agua y, en caso de inutilidad momentánea de la Cohilla, el agua embalsada aquí será la reserva para que el resto de sistema no sufra parones.

A través del estribo izquierdo de la citada presa de La Lastra se realiza la toma del canal de derivación de Rozadío, cuya longitud es de unos 13 km y cuya capacidad de transporte es de 7.500 L/s. Según gente de la zona, los habitantes de los pueblos por los que pasa este canal suelen tener discusiones con el equipo de ACCIONA, ya que a la mínima que aparecen filtraciones en alguna zona, lo achacan a este canal. Al final del canal hay una cámara de carga comunicando con dos tuberías forzadas que dan a la central de Rozadío.

El agua pasa por segunda vez por las turbinas y se desagua en el pequeño embalse, de capacidad despreciable, contenido por el azud de Celis. Este azud deriva el agua al canal de Celis, cuyo trazado discurre por la margen izquierda del río Nansa, y es de unos 10 km de largo y su capacidad de transporte es de unos 8.500 L/s. El canal acaba en la central de Celis, pasando por tercera vez el agua por las turbinas, y se desagua en el embalse de Palombera. Este embalse se sujeta por la presa de gravedad de Palombera.

De dicha presa sale el canal de derivación de Herrerías, pasando por una última cámara de carga con una longitud aproximada de 7.5 km y una capacidad de transporte de 15.000L/s . Entrando posteriormente en una tubería forzada y encaminando el agua por las turbinas de la central de Herrerías. El agua es finalmente devuelto al curso del río natural.

La más importante es la primera, Peña de Bejo, que, aun estando a 3km de la presa de la Cohilla, por sus características está considerada central a pie de la presa (presa de bóveda que fue la más alta de España y la tercera de Europa cuando se construyó). A causa de los embalses, esta es la cuenca de Cantabria con el régimen hidrológico más alterado que hay. La potencia total es de 48.7MW, siendo la central de Peña de Bejo la generadora de 28.8MW.



Figura 16: Perfil longitudinal de los Saltos del Nansa 13

### 3 DATOS

#### 3.1 Datos de aforo

Para la realización de este estudio fue necesario conseguir datos de entrada de caudal a la cuenca en los periodos de presente y futuro, 1985-2005 y 2045-2065. Estos datos fueron obtenidos de un estudio previo sobre el efecto del cambio climático en la misma cuenca. Las series de caudales para ambos periodos temporales fueron:

- Entrada en el embalse de la Cohilla
- Entrada por el río Vendul y Sembrano
- Entrada por el río Hoyamala
- Entrada por el río Lamasón



Figura 17: Ríos de la cuenca del Nansa 13

En la figura [17](#) se muestran marcados en morado las entradas de caudal al río Nansa desde los distintos afluentes.

## 3.2 Características de los embalses y sus respectivas centrales hidroeléctricas

### 3.2.1 Embalse de la Cohilla - central de Peña de Bejo

La central hidroeléctrica más importante del complejo es Peña de Bejo, ubicada a 3 km aguas abajo de la presa de la Cohilla. Aún estando a esa distancia, es considerada central de pie de presa por sus características (disponer desde la toma de agua en el embalse superior de tuberías forzadas para el transporte del agua).

La presa de la Cohilla fue la presa de bóveda más alta de España y la tercera de Europa en su construcción. Fue construida entre 1944 y 1951 por habitantes de la zona, muchas familias que se desplazaron para conseguir trabajo, y presos de la posguerra haciendo trabajos forzados. Durante la construcción, fue preciso desviar el río y excavar su lecho, para lo que se aprovecharon la toma y conducción en túnel del salto de la Peña de Bejo. La conducción consiste en dos túneles por la margen izquierda de 626m y 1326m, unidos con un túnel artificial de tubería metálica recubierta de hormigón de 15m.

Como el salto de la Peña de Bejo estuvo más de tres años en servicio sin tener embalse, se hizo en el Nansa un pequeño azud de 7m de altura que desviaba al río el primer túnel y se vertía el agua al final de este por el barranco de la Cohilla, donde después se emplazó el túnel artificial. Por este barranco es por donde pasa actualmente la carretera que lleva a la coronación de la presa.

Al terminarse la presa de la Cohilla se dispuso una torre de toma sumergida como prolongación del túnel en el embalse y al irse llenando este fueron tomando presión los túneles hasta más de 60m, presión a la que trabajaban con embalse lleno. Al colocar la central a 3km de la presa, se consigue una altura manométrica a embalse lleno de 328m.

Durante el año 1944 y la primera mitad de 1945 se hizo la instalación de la maquinaria de machaqueo y hormigonado, construcción de tolvas y apertura de canteras, al tiempo que se comenzó con las labores de excavación. A finales de 1945 se empezó el hormigonado de los cimientos en el cauce y los bloques altos de la margen derecha.

En los años 1946 y 1947 se continuó con el hormigonado. La presa se construyó con las juntas abiertas, dándose a estas forma dentada. La junta que coincidía con el cauce se ensanchó en su zona inferior, para dejar espacio para el agua en las avenidas.

En 1948 se comenzó a excavar y hormigonar la margen izquierda, con ciertos retrasos a causa de una grieta que encontraron en la pudinga. Para 1950 se había construido hasta la cota 748m, se cerraron los desagües de fondo y se hizo un embalse parcial hasta la cota 747.85m con un volumen útil de 2.500.000  $m^3$ . En este momento, la central de Peña de Bejo empezó a beneficiarse del salto de la presa.

En 1951, el hormigonado había concluido y se rellenaron las juntas. Desgraciadamente, uno de los túneles falló dos veces a causa del revestimiento. Fue necesario vaciar el embalse para reparar las averías. Por último, se terminó el montaje de la compuerta del aliviadero, y en la madrugada del día 12 de mayo de 1951 se llenó el embalse por primera vez, alcanzándose la cota máxima, 777.85m.

Como ya se ha mencionado antes, la presa está hecha de hormigón, con piedra obtenida de canteras próximas y cemento de la fábrica Alfa en Mataporquera. Se decidió armar la presa con varilla de acero para evitar grietas durante la ejecución. Cuenta con dos desagües de fondo que permiten vaciar el embalse en 8 días, y un aliviadero de superficie flanqueado por dos muros de hormigón con una

compuerta de  $11 \times 7.5 \text{ m}^2$ . Dicho aliviadero vierte las aguas a un túnel excavado en la roca, con un diseño que asegura lanzar el agua a gran velocidad al fondo del Vallejo de Lesna. También tiene colocados dos péndulos, uno interior y otro exterior, para poder medir periódicamente la posición de la presa y poder evitar movimientos de la misma.

La categoría dada en función del riesgo potencial es A, lo que significa que su rotura o funcionamiento incorrecto puede afectar gravemente a núcleos urbanos o servicios esenciales, o producir daños materiales o medioambientales muy importantes.

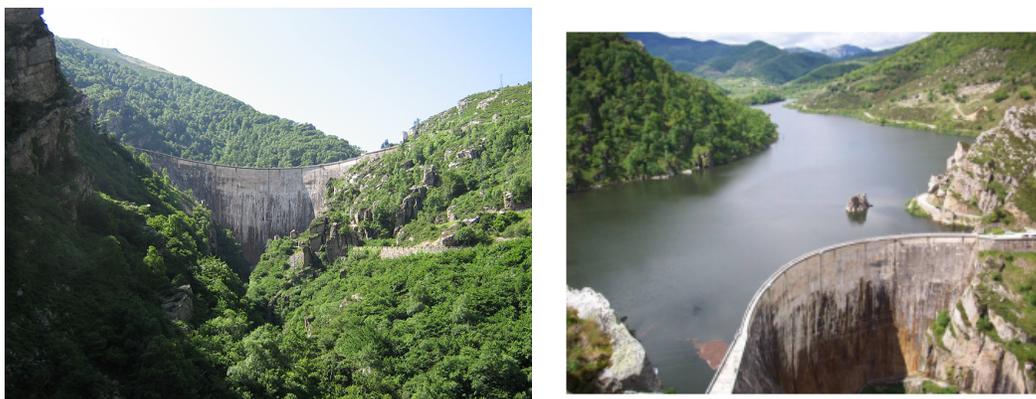


Figura 18: Presa y embalse de la Cohilla

A continuación se exponen las características principales de la presa y su embalse.

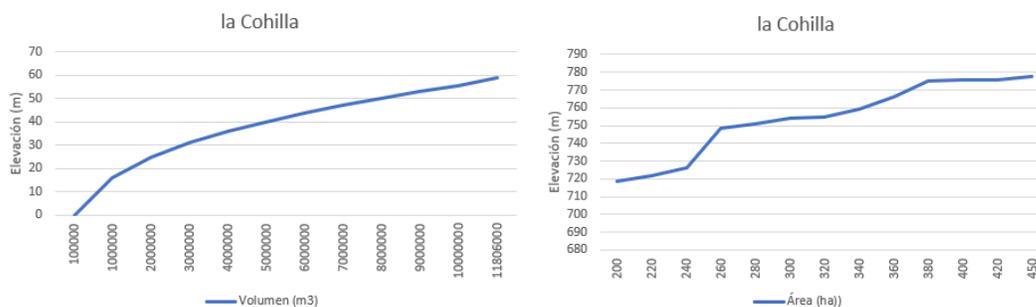


Figura 19: Curvas elevación-volumen-área del embalse de la Cohilla

Características	Datos
Altura desde la cota de cimentación (m)	116
Cota de cimentación de la presa (m)	664,85
Longitud de coronación de la presa (m)	288
Cota de cauce (m)	676,85
Volumen cuerpo presa ( $m^3 \times 1000$ )	181
Caudal punta avenida del proyecto ( $m^3/s$ )	364
Número de desagües de la presa	1

Cuadro 1: Datos de la presa de la Cohilla

Características	Datos (m)
Superficie del embalse (ha)	450
Superficie de la cuenca hidrográfica ( $km^2$ )	90,5
Volumen ( $hm^3$ )	11,8
Cota del máximo nivel normal (m)	77,85

Cuadro 2: Datos del embalse de la Cohilla

Características	Datos (m)
Potencia total instalada (KVA)	19.080
Total caudal máximo derivable (L/S)	6.000
Tipos de turbina	2 Pelton (+ 1 auxiliar) de eje horizontal
Salto bruto útil de las turbinas (m)	260
Caudal unitario de las turbinas (L/S)	Principales: 3.000 (auxiliar: 20)
Potencia de las turbinas (CV)	Principal: 10.300 (auxiliar: 65,5)
Tipos de alternador	2 trifásicos (+ 1 auxiliar)
Potencia de los alternadores (KVA)	Principales: 9.500 (auxiliar: 80)

Cuadro 3: Datos de la central de Peña de Bejo

### 3.2.2 Contraembalse de la Lastra - central de Rozadío

Posterior a la proyección del embalse de la Cohilla, se decidió que era buena idea diseñar un complejo hidroeléctrico integral para aprovechar la totalidad del potencial de la cuenca. De ahí surgió el diseño de las otras tres centrales del sistema.

La construcción del contraembalse de la Lastra empezó poco después del inicio de la presa de la Cohilla, en 1945, y terminó antes de que acabase la construcción de la presa de la Cohilla.

Un canal de 13 km de longitud y 2m de anchura deriva el caudal desde el contraembalse de la Lastra hasta un depósito cerca de la central de Rozadío. Su sección es rectangular y está construido en hormigón con el interior revestido de cemento. Inicialmente estaba al descubierto, pero años después de su puesta en servicio se amplió para conducir más caudal y se cubrió. Actualmente tiene una capacidad de  $6.500L/s$ .

El depósito hasta el que conduce el agua es una construcción rectangular con capacidad para  $4.000m^3$  hecha de hormigón y mampostería hidráulica. De él parten tres tuberías. Las dos principales son circulares de 90 cm de diámetro y casi 600m de longitud; fabricadas con tubos de chapa de acero unidos entre sí con roblones y bridas. La tercera se añadió en 1972, tiene 1.20 m de diámetro y las uniones son soldadas. Cuando se proyectaron estos dos saltos se daba respuesta al mercado eléctrico de los años 40, con una punta matinal para consumo industrial y otra de alumbrado al anochecer. Pero la industrialización y el desarrollo del consumo doméstico que sucedieron en los años 60 necesitaron más energía eléctrica, por ello se aumentó el caudal y la potencia, y se ampliaron las infraestructuras.

A continuación se exponen las principales características de las instalaciones.



Figura 20: Central de Peña de Bejo y contraembalse de la Lastra

Características	Datos
Altura desde la cota de cimentación (m)	448
Cota de cimentación de la presa (m)	419.6
Longitud de coronación de la presa (m)	83
Cota de cauce (m)	419.6
Volumen cuerpo presa ( $m^3 \times 1000$ )	14.3
Caudal punta avenida del proyecto ( $m^3/s$ )	380
Número de desagües de la presa	1

Cuadro 4: Datos de la presa de la Lastra

Características	Datos (m)
Superficie del embalse (ha)	
Volumen ( $hm^3$ )	0.08
Cota del máximo nivel normal (m)	447.60

Cuadro 5: Datos del contraembalse de la Lastra

Características	Datos (m)
Potencia total instalada (MW)	12.6
Tipos de turbina	1 Pelton y 1 Francis (+1 auxiliar)
Salto bruto útil de las turbinas (m)	202.13 y 204.57

Cuadro 6: Datos de la central de Rozadío

### 3.2.3 Azud de Celis - central de Celis

El azud de Celis fue construido para derivar el agua desaguada de la central de Rozadío hacia el canal de Celis. Este canal tiene 10km de longitud en los que salva un desnivel de 10.45m. En su mayor parte discurre a media ladera intercalando tramos en trinchera y en túnel. Finaliza en un depósito rectangular con capacidad para  $8000m^3$ , una tubería de 237m transporta el agua hasta la central de Celis. Al igual que las de los otros saltos, está formada por tubos de chapa de acero doblada y soldada, uniones roblonadas y bridas ancladas a macizos de fábrica.

Al llegar a la central la tubería se bifurca en dos ramales que se entierran y llegan perpendiculares a la fachada para conectarse a los rodetes. Como en la central de Rozadío, las válvulas de compuerta están en el interior de la central. Fue el último salto en construirse y comenzó a funcionar en 1952.

A continuación se exponen las características mas importantes.

Características	Datos (m)
Potencia total instalada (MW)	6.3
Tipos de turbina	2 Francis de eje horizontal
Salto bruto útil de las turbinas (m)	102

Cuadro 7: Datos de la central de Celis

### 3.2.4 Embalse de Palombera

Este embalse recoge las aguas de los ríos Nansa y Lamasón, y se utiliza con fines de regulación diaria (atender la demanda de las puntas de energía) y semanal. Lo hace mediante un antecanal regulado con una compuerta que atraviesa el estribo izquierdo de la presa. Inicialmente se proyectó una escalera para peces en la margen derecha, junto a la carretera, pero se inutilizó.

A continuación se exponen los datos principales de la presa y su embalse.



Figura 21: Presa de Palombera

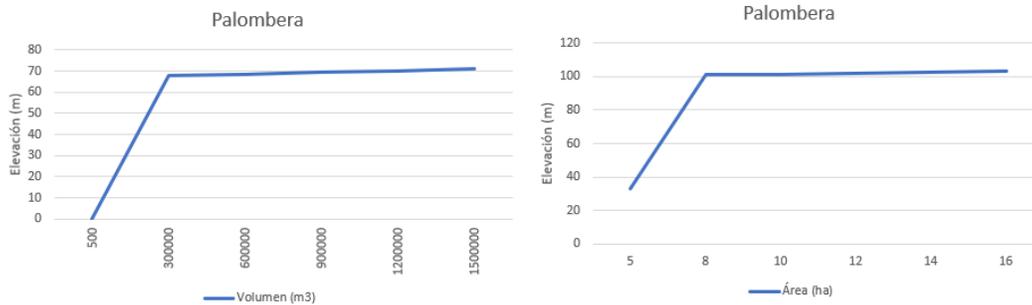


Figura 22: Curvas elevación-volumen-área del embalse de Palombera

Características	Datos
Altura desde la cota de cimentación (m)	25
Cota de cimentación de la presa (m)	80,10
Longitud de coronación de la presa (m)	71
Cota de cauce (m)	30
Volumen cuerpo presa ( $m^3 \times 1000$ )	2000

Cuadro 8: Datos de la presa de Palombera

Características	Datos (m)
Superficie del embalse (ha)	18
Superficie de la cuenca hidrográfica ( $km^2$ )	90,5
Volumen ( $hm^3$ )	1,8
Cota del máximo nivel normal (m)	104

Cuadro 9: Datos del embalse de Palombera

Características	Datos (m)
Tipo de turbina	Francis
Nº de turbinas	2
Nº de alternadores	2
Salto bruto (m)	64.91
Potencia instalada (MW)	7.4
Potencia de los alternadores (KVA)	5.000

Cuadro 10: Datos de la central de Palombera

### 3.3 Leyes de explotación

Las leyes de explotación que se han utilizado en el modelado del sistema de los Saltos del Nansa fueron deducidas de las series de datos proporcionadas por ACCIONA-Energía en Puentenansa, Cantabria. Las series que proporcionaron fueron las siguientes:

- Cotas diarias del embalse de la Cohilla
- Embalsado o desembalsado diario del embalse de la Cohilla

- Caudales de entrada en el embalse de la Cohilla
- Vertidos diarios por el aliviadero de la Cohilla
- Puntas de máximo vertido por el aliviadero de la Cohilla
- Caudales diarios consumidos por la central de Peña de Bejo
- Producciones mensuales de la central de Peña de Bejo
- Embalsado diario del embalse de Palombera
- Vertidos diarios del aliviadero del embalse de Palombera
- Puntas de máximo vertido por el aliviadero del embalse de Palombera
- Caudales diarios consumidos por la central de Herrerías
- Producciones mensuales de la central de Herrerías

### 3.3.1 Compuertas de la Cohilla

Las compuertas inferiores en la presa de la Cohilla están diseñadas para mantener el mínimo caudal ecológico del río Nansa en el tramo entre la presa y el contraembalse de la Lastra cuando el aliviadero de la presa no está en funcionamiento. El caudal ecológico es aquel que permite mantener, como mínimo, la vida de los peces que de manera natural habitan en un río, así como la vegetación de su ribera. Es decir, mantener el ecosistema aguas abajo de la presa en un estado lo más cercano posible al original. Así pues, en aras de la protección del medio ambiente, se establecen una serie de regulaciones a conciencia de los recursos hidrológicos de las diferentes cuencas y en función de sus características particulares, definiendo caudales permisibles para cada caso.

Las confederaciones hidrográficas elaboran los planes hidrológicos, que establecen este régimen de caudales ecológicos en los ríos y aguas de transición. En cada cuenca existe un organismo encargado de controlar dichos caudales en los puntos de medida que se indiquen en la normativa de cada plan.

El caudal ecológico tiene un efecto directo sobre los embalses. Si estos retuvieran toda el agua que les llega, los ríos situados aguas abajo de la presa podrían secarse, por ello es necesario que los embalses suelten la cantidad de agua que marca el organismo regulador del caudal.

Este caudal se compone del caudal mínimo y máximo. El caudal mínimo es el caudal necesario para que se conserve la estructura y función del ecosistema acuático. Por el contrario, el caudal máximo es el mayor caudal que debe circular por el tramo de río en cuestión y que no debe de ser superado salvo que se produzca una situación excepcional como pudiera ser una gran avenida. No debe sobrepasarse en la gestión diaria con el fin de proteger igualmente a las especies autóctonas. Los caudales especialmente altos pueden reducir las poblaciones más sensibles debido a la velocidad excesiva del agua, ya que esta provoca el desplazamiento forzoso de los peces aguas abajo o incluso su muerte. En el caso de este río, las regulaciones marcan los siguientes caudales:

- Caudal mínimo:  $1.57 \text{ m}^3/\text{s}$
- Caudal máximo:  $20 \text{ m}^3/\text{s}$

Aún teniendo esto en cuenta, en la visita al embalse de la Cohilla nos comentaron que en los últimos años seguían una dinámica distinta con las compuertas. Hacía unos cuantos años las compuertas de la presa se estropearon, inhabilitando su uso. Para poder arreglarlas, haría falta un vaciado completo del embalse, con las consecuentes pérdidas monetarias. Por esa razón, se decidió solucionar el problema

por otra vía. Esta solución fue derivar agua de un río de las cuencas adyacentes a la del Nansa. Este río crea una pequeña cascada un par de metros más abajo de donde aparece la boca del aliviadero, de caudal mayor que el mínimo ecológico.

De esta forma, el caudal ecológico se sigue cumpliendo, menos en los metros que separa las compuertas de la presa y la toma de agua derivada, pero al ser una distancia muy recudica no es problema.

Se ha querido plasmar este arreglo en el modelo del estudio, por lo que los valores de caudales de las compuertas son mínimos, e incluso nulos en algunos casos.

### 3.3.2 Túnel de Peña de Bejo

Las leyes de explotación deducidas ligadas a la central de Peña de Bejo y el túnel que la une al embalse de la Cohilla son las siguientes:

- No hay producción durante agosto y septiembre, debido a que estos meses se eligieron para llevar a cabo los controles de calidad anuales. Entre vaciar parcialmente el embalse manteniendo los caudales máximos ecológicos, llevar a cabo los controles de las instalaciones que durante todo el año pasan inundadas, y que se vuelva a llenar hasta su óptimo uso, pasan entre uno y dos meses. Esto varía cada año dependiendo del clima, ya que el vaciado y llenado del embalse son totalmente dependientes de las precipitaciones. Por ello, se presupone que la central va a estar dos meses anuales inactiva, ya que en su historia no se ha necesitado nunca un periodo mayor para realizar el proceso completo. Esto significa que tanto la producción de energía como los caudales que transcurren por el túnel que conecta con el canal serán nulos en ambos meses.
- Los meses con mayor producción son febrero, marzo y abril; dependiendo otra vez del agua que llegue al embalse durante ese periodo. Así los caudales más grandes son de la máxima capacidad del túnel ( $6 \text{ m}^3/\text{s}$ ).
- Los últimos meses del año tienden a ir en crescendo. En septiembre los caudales requeridos por la central suelen rondar  $1 \text{ m}^3/\text{s}$ , rozando los  $2 \text{ m}^3/\text{s}$ . Después en octubre y noviembre, los caudales suelen aumentar a  $3\text{-}4 \text{ m}^3/\text{s}$ , y finalmente en diciembre y enero rondan los  $5 \text{ m}^3/\text{s}$ .

Este aumento está íntimamente ligado a la subida de demanda de energía eléctrica en las distintas estaciones del año. Como se puede observar en la figura 23, los meses con mayor demanda suelen ser en otoño y los de menor en primavera.

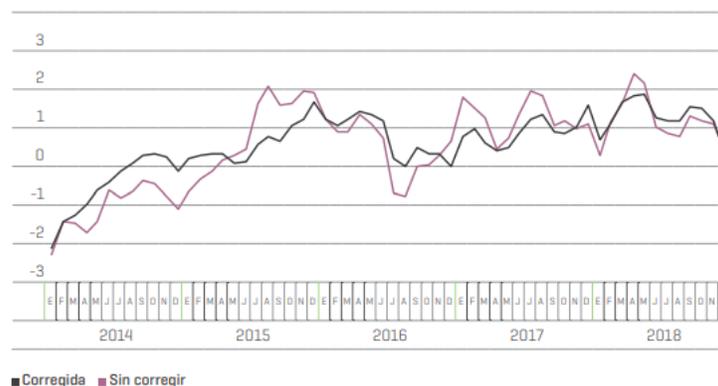


Figura 23: Componentes de la variación de la demanda eléctrica mensual peninsular, año 2018 (%) 15

### 3.3.3 Aliviadero de la Cohilla

El aliviadero de la presa, como ya se ha explicado anteriormente, consta de una compuerta que solo se abre en el caso de que el nivel del agua en el embalse llegue prácticamente a su nivel máximo, 61m respecto a la boca del túnel de Peña de Bejo. De esta manera se ganan unos metros de altura de más, que son además los que más volumen ocupan. Cabe mencionar que el caudal de vertido bajo compuerta es mayor que en un aliviadero de labio fijo, por eso se hace de régimen en presión, atmosférica en este caso, en vez de en régimen libre. Esta compuerta se usa en dos situaciones a lo largo del año:

- En los meses de agosto y septiembre para hacer el desembalsado parcial inicial del embalse. En estos casos los vertidos no suelen superar los  $0.3 \text{ m}^3/\text{s}$  de vertido, estando de normal en valores entre  $0.13\text{-}0.22 \text{ m}^3/\text{s}$  aproximadamente.
- En casos de emergencia en los que haya que vaciar el embalse por inundación. Los casos de los que se tiene constancia de haber necesitado echar mano del aliviadero fueron en abril-mayo de 2007, abril de 2005 y febrero de 2001. Recordar aquí que los datos que disponemos acaban en 2011. Hasta día de hoy se ha usado el aliviadero en varias ocasiones más. Estos vertidos dependen totalmente de la necesidad del momento. En el caso de los datos observados que disponemos, en la peor avenida sucedida en 2005 hubo momentos en los peores días que se llegaron a verter  $76.44 \text{ m}^3/\text{s}$ . Al ser situaciones puntuales de riesgo, estos valores suelen sobrepasar el caudal máximo ecológico del río, como en este caso.

### 3.3.4 Cota diaria de la Cohilla

Las leyes de explotación regulan la cota diaria del embalse de la Cohilla siguiendo las siguientes normas:

- Durante los meses de control de calidad del embalse, la cota del embalse es la mínima anual, intentando mantenerla a diario entre 20-24 m respecto a la cota de la entrada al túnel de Peña de Bejo.
- El resto del año, dependiendo de la disponibilidad de agua y producción la cota varía entre los 40 y 60 m, pudiendo disminuir hasta 30 m en los meses más pobres. Sí que es cierto que, si observamos los datos diarios, se puede ver que en predicciones de grandes avenidas, se disminuye la cota del embalse a 30 m aproximadamente para hacer frente sin problema a la gran cantidad de agua que va a venir en los próximos días.
- La cota máxima a la que llega el agua del embalse es 61.25 m. Si en algún momento llega a ese límite se abre la compuerta del aliviadero.

### 3.3.5 Tuberías de la central de Palombera

Uno de los datos que hay que tener en cuenta a la hora de estudiar las leyes de explotación de Palombera es que los caudales de entrada al embalse provienen de dos fuentes. Por un lado, el agua que proviene de la cuenca del Nansa que se encuentra por encima suyo. Por otro lado, el agua que es desviada directamente del contraembalse de la Lastra para ser utilizada en las centrales siguientes hasta llegar a este embalse. Este dato es importante ya que el agua proveniente del contraembalse de la Lastra es totalmente dependiente del funcionamiento del embalse de la Cohilla, por lo que todo el sistema depende de este primer embalse.

Al igual que en el embalse de la Cohilla, los meses de agosto y septiembre son tomados para realizar los controles de calidad de las instalaciones sumergidas durante el resto del año. Por lo que los valores, tanto de caudales en la tubería de desviación como de producción de energía durante ese periodo, son nulos.

Durante el resto del año, los caudales varían mucho, pudiendo pasar de 3-4  $m^3/s$  un mes a hasta 16  $m^3/s$  el siguiente. Viendo la gran variabilidad de un año a otro sin ninguna razón aparente, se ha deducido que la central de la Cohilla se usa para generar energía de una forma más constante, siempre dependiendo de las posibilidades diarias, y que la central de Palombera la usan para completar la demanda de energía diaria, y para regular los caudales como ya se ha mencionado anteriormente.

De esta forma se podría explicar las fuertes variaciones de producción o bien por imposibilidad de la Cohilla de hacer frente a la demanda requerida o al contrario, por producir prácticamente la totalidad de la energía necesaria.

### 3.3.6 Cota diaria y aliviadero de Palombera

El embalse de Palombera suele mantenerse prácticamente lleno a lo largo de todo el año, por lo que el aliviadero se usa muy a menudo. Como norma general, el vertido comienza cuando el volumen del embalse supera los 0.9  $hm^3$ . A parte se puede observar que, en días con predicciones de precipitaciones continuadas, el aliviadero se pone en funcionamiento con un llenado de tan solo 0.8  $hm^3$ .

El volumen mínimo no baja de los 0.75  $hm^3$  de normal, menos cuando se desembalsa durante agosto y septiembre, que llegan a mínimos de 0.25  $hm^3$ .

### 3.3.7 Canal de derivación

El canal de derivación es un canal que se inicia en el contraembalse de la Lastra, pasa por la central de Rozadío y Celis, y acaba en el embalse de Palombera. Su caudal es constante durante todo el año, menos en agosto y septiembre cuando hacen las inspecciones de calidad. El canal comienza teniendo una capacidad de 7.5  $m^3/s$ , y cuando sale de la central de Celis esta aumenta a 8.5  $m^3/s$ .

En el modelo, como se ha querido simplificar el sistema modelando solamente las centrales de la Cohilla y Palombera, se ha creado un único canal de derivación que conecta la salida de la central de Peña de Bejo con el embalse de Palombera, con una capacidad de 7.5  $m^3/s$ . El 1  $m^3/s$  de agua de más que se transportaría en la realidad en el último tramo del canal es supuesto que llega al embalse por el río, por lo que para la modelización de producción de energía no cambia los resultados.

## 4 METODOLOGÍA

Este estudio tiene como objetivo la optimización de la central de Peña de Bejo dentro del aprovechamiento integral de Saltos del Nansa mediante el diseño de una central reversible. Para ello se modelizó la cuenca del Nansa con todo el sistema hidroeléctrico en Hec-ResSim. Se compilaron tanto caudales actuales como de futuro para conocer las carencias que iba a tener que sobrellevar el sistema en un futuro. Con el mismo programa y con predicciones de los precios de la electricidad en el futuro se diseñó el sistema mejorado con la inclusión de la central reversible. Finalmente se estudio la viabilidad de este diseño. A continuación se muestra un esquema del proceso seguido durante el estudio. Los datos de entrada están encuadrados en verde y en azul el objetivo final del estudio.

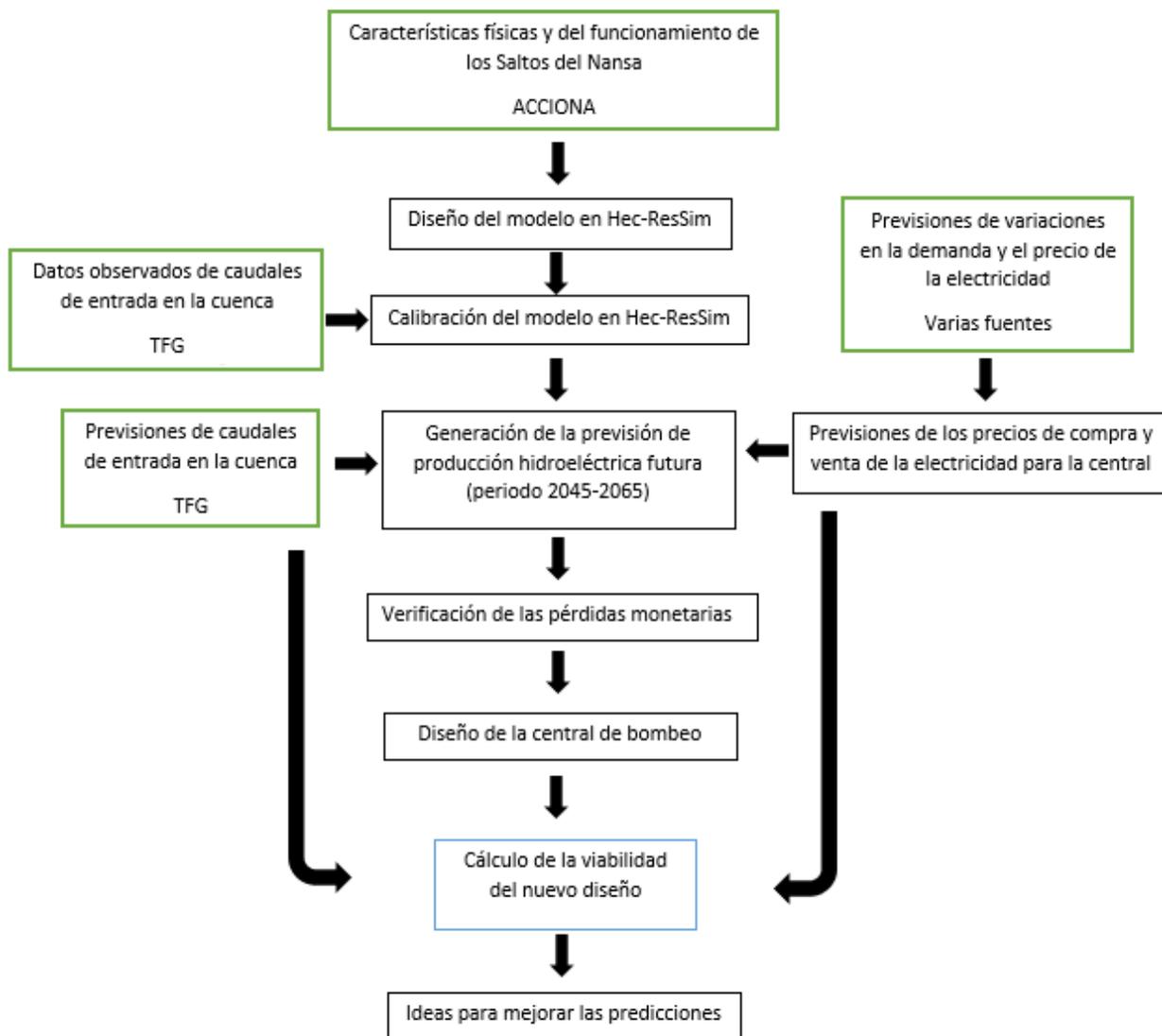


Figura 24: Esquema de la metodología del estudio

## 4.1 Modelado en Hec-ResSim

Para modelar la cuenca del Nansa con el sistema hidroeléctrico al completo, se utilizó el programa Hec-ResSim (Reservoir System Simulation software) desarrollado por la U.S. Army Corps of Engineers, Institute for Water Resources, Hydrologic Engineering Center. Este software se usa para modelar operaciones en una o más cuencas con varios objetivos. El software permite simular las operaciones dentro de las cuencas para el diseño de riesgo de inundaciones, peligro de caudales bajo mínimos, y abastecimiento de aguas.

Este modelo se diseña a partir de una red de elementos (network), en el que se incluyen nodos, tramos de río, canales y más. Posteriormente se le añaden el resto de variables de la cuenca, con los cuales es capaz de simular tanto eventos puntuales como largos periodos de tiempo.

De este modo, este software es útil para estudios iniciales de cuencas y para regulaciones en tiempo real de sistemas en funcionamiento. A continuación se explicará más en detalle los tres módulos del software.

### 4.1.0.1 Watershed

Los primeros datos que solicita el software son los datos físicos de la cuenca. En este caso, la topografía de la cuenca y el río se obtuvo de un proyecto anterior. En este proyecto se generó una red hidrográfica en ArcGIS a partir de los MDT de la zona, y posteriormente se completó con características físicas de la misma. A parte de eso, se añaden las características físicas de los embalses.

### 4.1.0.2 Network

A continuación, en el modo network, se insertan los elementos del sistema hidroeléctrico (canales, tuberías, centrales, presas, etc.) con sus respectivas características. Dentro de estas características se encuentran las relaciones entre altura y volumen de embalse, altura de embalse y caudal de canales, leyes de explotación, etc.

El funcionamiento principal de los embalses se basan en tres niveles principales, dentro de los cuales se definen las leyes de explotación correspondientes: nivel de inundaciones, de conservación, y de inactividad. El modelo intenta en todo momento que el nivel del embalse siga la línea del nivel de conservación, llamada por ello curva guía.

Si el nivel bajara por debajo del de inactividad, el embalse no podría funcionar, por lo que antes de que esto ocurra inhabilita todas las tuberías para no perder agua. La zona que existe entre el nivel de inundaciones y la coronación de la presa sirve para que en las situaciones de grandes avenidas no programadas, el aliviadero tenga un margen de tiempo para evacuar el agua sobrante y la presa no falle. Por ello, en raras ocasiones se usa, aunque en los resultados se puede observar que hay veces que este nivel sí que se sobrepasa. Por ello, el modelo diseñará la manera de que el nivel del embalse se mantenga a la par del nivel de conservación, y sino que esté ligeramente por debajo. En la figura [25](#) se muestra un ejemplo de este funcionamiento.

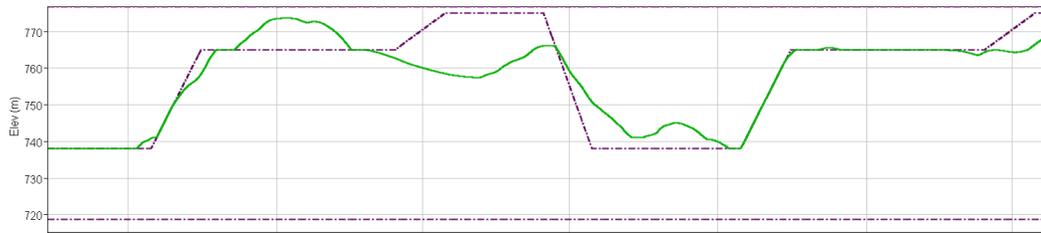


Figura 25: Ejemplo del funcionamiento del software Hec-ResSim

Los datos con los que trabaja Hec-ResSim deben estar en formato .dss, esto es, el formato especial con el que trabajan todos los programas Hec de la US Army. Por esta razón, fue necesario usar el programa Hec-DSSVue (Data Storage System Visual Utility Engine). Este programa gráfico facilita trabajar con series de datos a la hora de ver, manipular y crear gráficas. Hace uso de unas cincuenta funciones matemáticas para realizar las operaciones disponibles. A través de este programa fue posible transformar las series de datos en formato excel y modelar los caudales que transcurren a lo largo de toda la cuenca.

En el módulo network tenemos la opción de diseñar el funcionamiento de las infraestructuras, creando distintas alternativas. Estas alternativas serán los diferentes escenarios que se van a querer simular, presente y futuro. Cada alternativa tiene sus leyes de explotación y sus datos de entrada observados.

#### 4.1.0.3 Simulation

Una vez montado el modelo, se pasa a la simulación de las alternativas. El modelo genera datos de salida partiendo de los valores de entrada aportados. Estos pasan por las distintas tuberías, ríos, centrales, etc. y se van guardando los valores de las cotas y volúmenes diarios de los embalses, caudales de los ríos, además de la producción de energía diaria. Estos datos son proporcionados en series y gráficas.

El esquema final utilizado para el estudio se muestra en la figura [26](#).

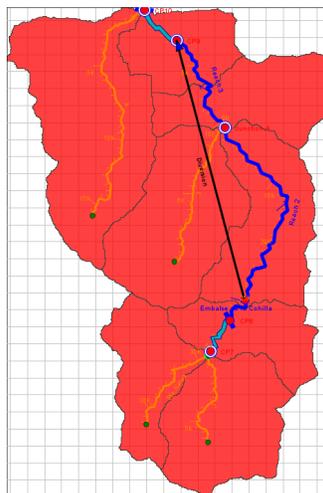


Figura 26: Modelo en Hec-ResSim de la cuenca del Nansa

#### 4.1.1 Calibración del modelo en Hec-ResSim

Se llevó a cabo la calibración del modelo de la cuenca, y para ello se eligió el periodo de 2001-2004. Para asemejar el modelo lo máximo posible a la situación real actual de los Saltos del Nansa, se fueron modificando distintas variables del mismo. Las entradas de caudal al río principal obtenidas por un estudio previo fueron contrastadas con los datos proporcionados por ACCIONA y se pudo ver que eran lo suficientemente parecidos como para darlos por buenos, como se puede ver en la gráfica de la figura 27. Así que las variables de la calibración fueron las leyes de explotación de los embalses.

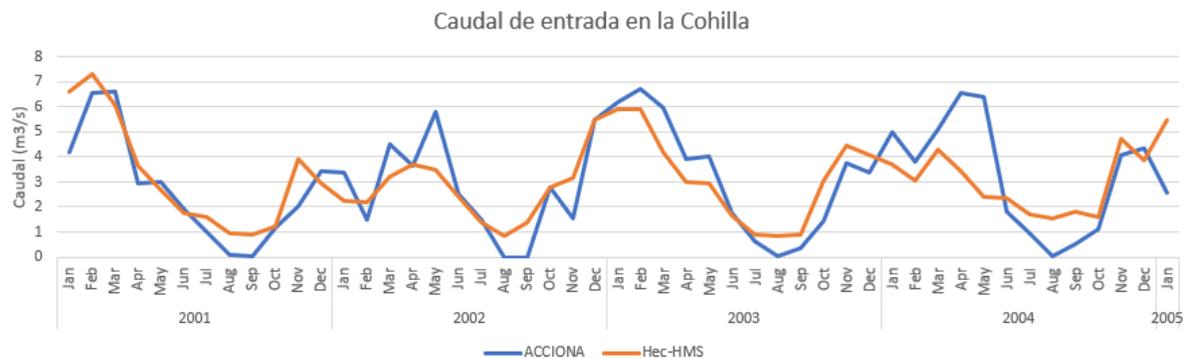


Figura 27: Comparación de los datos generados con el programa Hec-HMS y los datos observados proporcionados por ACCIONA

Primero se calibró el embalse de la Cohilla, siendo el embalse que se encuentra a mayor cota, y posteriormente se calibró el de Palombera. Como el embalse de Palombera está muy ligado al de la Cohilla, la calibración de este fue bastante más sencilla. A parte, el funcionamiento del embalse de Palombera es mucho más sencillo, al mantener la cota del embalse prácticamente constante y tener menos restricciones en la producción de energía diaria.

Para calibrar el embalse, las primeras variables a considerar fueron la elevación del embalse y los caudales de salida. Siguiendo las leyes de explotación deducidas de los datos observados, se fueron creando reglas para que nuestra cuenca funcionara de igual manera que en la realidad. Poco a poco, los resultados fueron tomando forma a base de reducir los intervalos de libertad del funcionamiento de los embalses, para ajustarlos a las características de los periodos descritos anteriormente.

Una vez los caudales se asemejaban lo suficiente, se diseñaron las características de la central para que produjera la misma cantidad de energía que en Peña de Bejo. Para ser más precisos, en este paso se aumentó el periodo de calibración un año más, pasando a ser 2000-2004. Esta calibración fue muy importante, ya que para poder hacer un correcto estudio de la variación de la generación de energía, la reproducción de la central en el modelo tenía que ser lo más exacta posible.

Calibrada la Cohilla, se aplicó el mismo procedimiento para el embalse de Palombera y su central en Herrerías.

#### 4.1.2 Validación del modelo en Hec-ResSim

Para comprobar la efectividad del modelo, se llevó a cabo la validación del mismo. Para ello, se eligió otro periodo del que se disponían datos observados de producción de energía, y se comprobó que el modelo simulaba correctamente dichos valores. El periodo elegido fue 2005-2008.

## 4.2 Análisis económico de las variaciones de producción

Con el modelo de Hec-ResSim en marcha e introduciendo los caudales de entrada en los cuatro puntos del río Nansa, se obtuvieron los valores de producción de energía en las centrales de Peña de Bejo y de Palombera durante los dos periodos temporales a comparar, 1985-2005 y 2045-2065.

Comparando ambos resultados, pudimos observar una bajada en la producción de energía eléctrica en el periodo futuro, generado por la disminución de caudal prevista para esas fechas. Visto esto, se confirmó la necesidad de rediseñar el sistema para optimizar este recurso natural, evitando las pérdidas energéticas y económicas que pudieran surgir en caso de seguir con la misma metodología.

Para poder abordar con mayor exactitud este reto, se calculó una predicción de la demanda y el precio de la electricidad en España en el periodo 2045-2065. Después de indagar una lista bibliográfica como poco decente, empezó a surgir la idea de que esto no era tarea fácil.

La demanda energética mundial está sufriendo una innegable subida debido al uso cada vez más común de artilugios eléctricos. El desarrollo de las nuevas tecnologías y las normativas para disminuir combustibles contaminantes no hacen más que aumentar esta subida del uso de la electricidad. Sin embargo, es difícil hacer una predicción exacta de cómo va a generarse esa subida de demanda a largo plazo, debido al gran número de factores condicionantes, como ya se ha explicado en la introducción.

Por otro lado, los precios del mercado eléctrico español son conocidos por su complejidad a causa de sus agentes oligárquicos. Estos varían el precio de la electricidad a su antojo en muchas ocasiones, complicando aún más las predicciones del ya de por sí variante mercado eléctrico.

Para empezar el proceso, se descargaron de REE, Red Eléctrica Española, los valores de la demanda y precios de la electricidad en España de los últimos años, dibujando el siguiente gráfico:

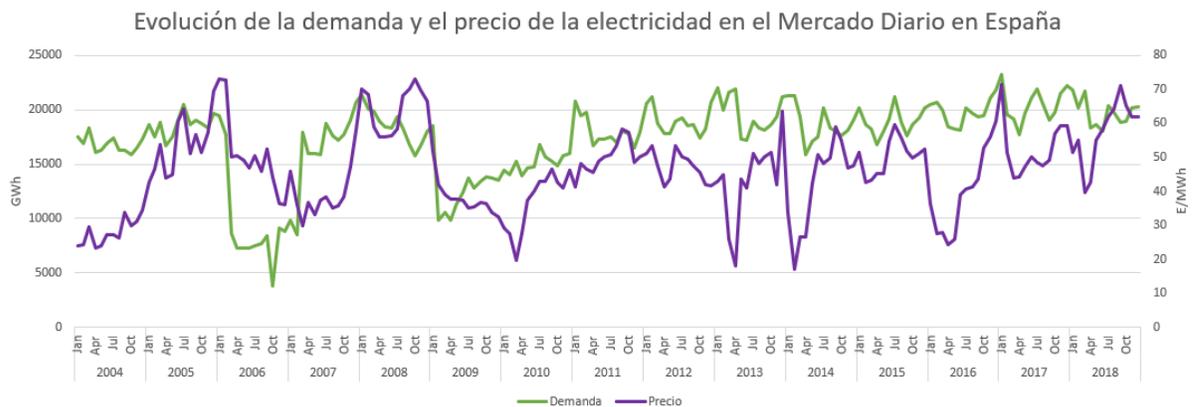


Figura 28: Evolución del precio de la electricidad en el Mercado Diario en España en el periodo 2003-2018

En las gráficas se puede apreciar el carácter cambiante del Mercado Diario español. Sin embargo, en los últimos 10 años se puede percibir una subida tanto en la demanda como en el precio medianamente constante, que se podría tomar como referencia para generar las predicciones en nuestro periodo futuro.

En cuanto a la demanda, se asumió un crecimiento anual de 3%, que se asemejaba bastante a lo mostrado en la gráfica. La predicción de los precios no estaba tan clara, por ello, se tuvo que hacer un poco más de investigación respecto al tema.

Como una primera toma de contacto, un trabajo realizado en la UPM había dibujado en dos columnas de gráficas la media y la varianza de los precios diarios de la electricidad en el periodo

1998-2005, que casualmente coincide con parte del periodo de referencia de este estudio.

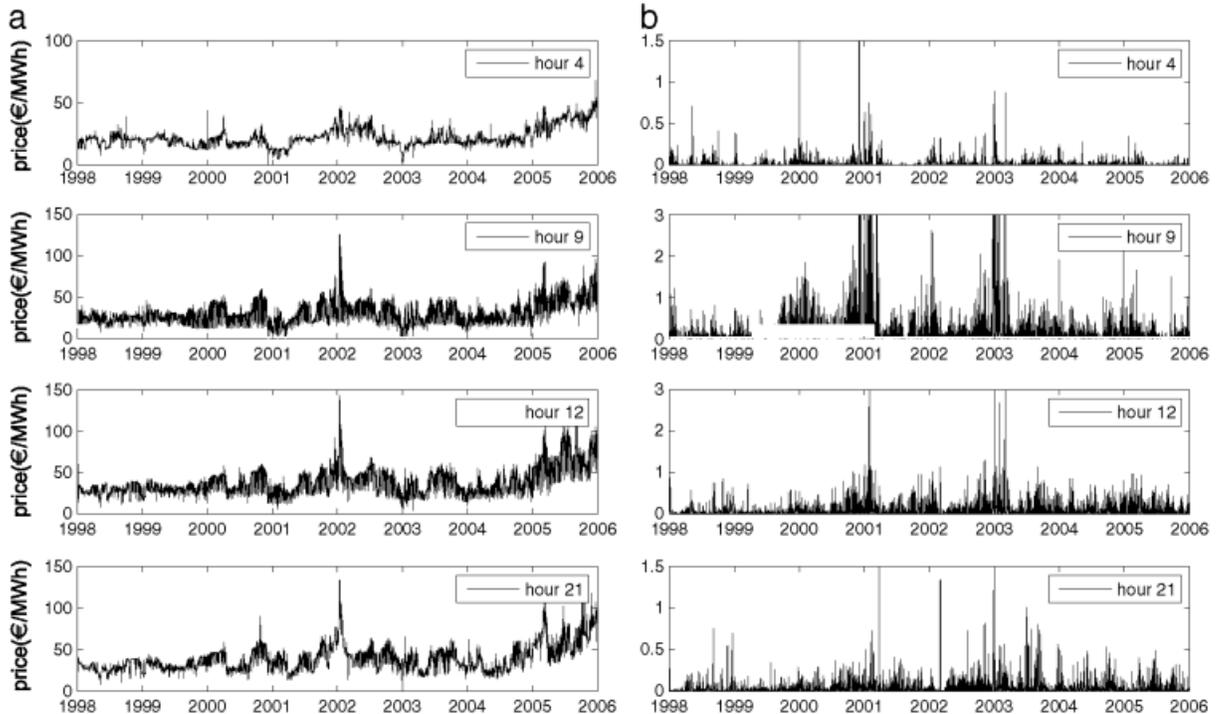


Figura 29: Media y varianza diaria del precio de la electricidad en España en el periodo 1998-2005, en cuatro horas diarias distintas escogidas por su diferencia de rango de precios [6]

En estas gráficas se puede observar un patrón temporal común tanto para la media como para la varianza. Los extremos de mayor y menor precio medio y varianza ocurren en las mismas fechas para las cuatro horas escogidas, lo que sugiere que se podría reducir las dimensiones de las predicciones a modelar. Analizando la forma de las curvas, parece lógico optar por predicciones estacionales.

Para estas predicciones, muchos han optado por diseñar modelos estadísticos a partir de vectores  $r$ -dimensionales de factores estacionales no observados (Seasonal Dynamic Factor Analysis, SeaDFA). Existe un gran listado de modelos que generan estas predicciones con mayor o menor alcance y error, estando estas variables normalmente muy relacionadas. Los modelos más representativos serían:

- El Modelo Mixto de García-Martos, que es uno de los mejores modelos actuales en la generación de predicciones para el día siguiente.
- Los que se basan en el modelo ARIMA
- Modelos simplificados basados en VARIMA, en los que no se tiene en cuenta la variación estacional, calculando solamente las variaciones anuales.

Estos modelos dan resultados relativamente fiables. Relativamente, ya que, como hemos remarcado varias veces, las predicciones futuras a largo plazo están sometidas a una gran cantidad de condicionantes económicos, políticos, sociales, tecnológicos, etc., los cuales son muy impredecibles. Además, el funcionamiento de todos estos modelos es francamente complicado para el alcance de este estudio.

Finalmente se decidió generar una aproximación general de lo que podrían ser los precios de la electricidad en nuestro periodo futuro, haciendo unas suposiciones muy básicas. Con objetivo de cuantificar esa subida, se ha predicho la siguiente subida de demanda y precios:

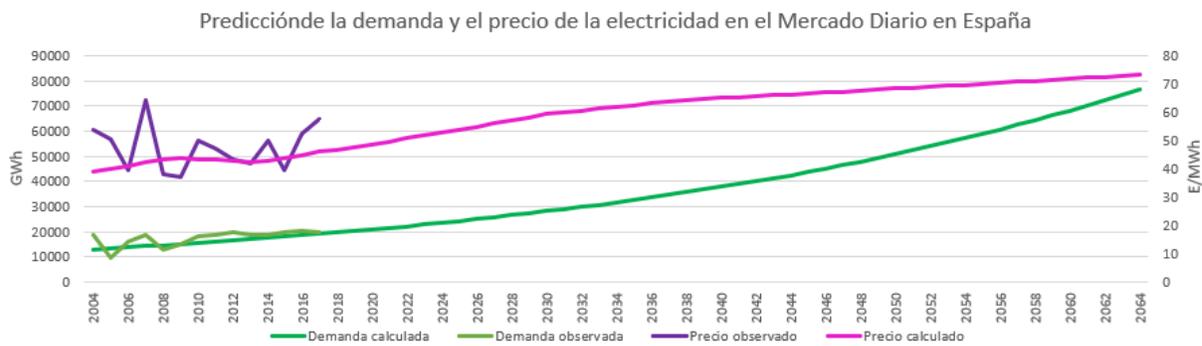


Figura 30: Predicción de la subida de la demanda y el precio de la electricidad en las próximas décadas

Esta predicción se ha hecho siguiendo varias pautas. Primero, se quiso seguir la predicción mencionada en la introducción del estudio (figura 23). Dicha predicción acaba en 2034, por ello, después de ese periodo se han tenido que aplicar ciertas suposiciones.

Como también se ha explicado con anterioridad, 2030 es una de las fechas objetivo que tiene puestas tanto España como Europa para aumentar el uso de energías renovables y disminuir las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera. Este objetivo está actualmente cumplido, ya que en España se consume una media de un 33.6% de electricidad procedente de fuentes de energía renovables (figura 4), siendo el objetivo propuesto por la Unión Europea de conseguir un 30% de esta producción. Este aumento sigue ocurriendo y, en caso de seguir mejorando al mismo ritmo, las energías renovables irían tomando más y más importancia en la casación del mercado diario. Este tipo de fuentes de energía, aun teniendo un coste de inversión bastante elevado (especialmente las fuentes hidroeléctricas), una vez hecha la inversión inicial los costes de mantenimiento y producción son muy reducidos.

Por ello, en el caso de que España siga con la tendencia al auge de las fuentes de energía renovable, no es alocado pensar que la subida del precio de la electricidad que estamos sufriendo desde hace unos años tendrá un descenso a causa del abaratamiento de la oferta de energía.

Un posible futuro pero no tan probable como el descrito hasta ahora sería que esta reducción del precio de producción de energía fuese tan importante que empezara a disminuir el precio de la electricidad de año en año, al mismo tiempo que la dependencia de las fuentes de energía no renovables se fuera quedando obsoleta.

Por desgracia, se queda más en el lado de la seguridad pensar que este efecto será paulatino y que el gran aumento de la demanda de energía mundial, con la consecuente subida de precios, irá siempre por delante de los posibles avances para optimizar y disminuir el precio de la electricidad.

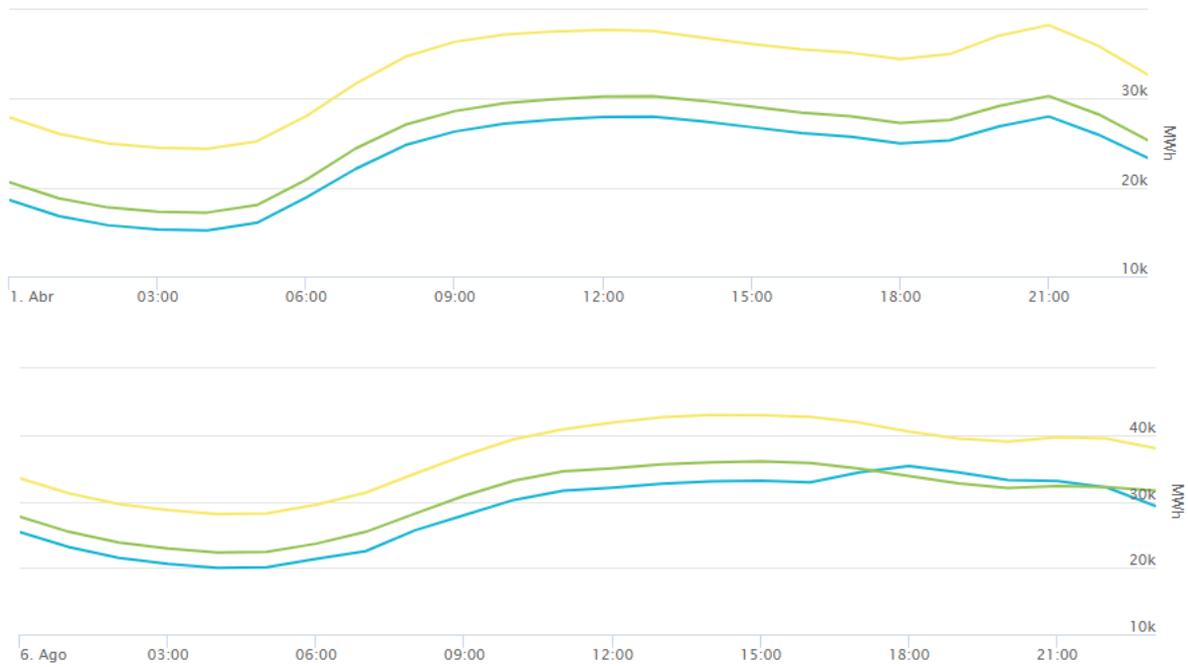
Vistas estas consideraciones, se concluye que para el periodo de 2045-2065 los valores obtenidos son los siguientes. Por un lado, la demanda energética subirá en torno a un 198% respecto al 2018, pasando de una demanda media anual actual de 19167 GWh a 58000 GWh a mitad de periodo (2055). Este valor, como se ha mencionado previamente, se ha obtenido aumentando la demanda anual un 3%.

Por otro lado, el precio de la electricidad podría rondar los 70 €/MWh. Es decir, subiría en torno al 23% respecto al precio medio actual, que se encuentra en 57 €/MWh. Este aumento ha sido obtenido aplicando un 2% de subida anual desde la fecha actual hasta 2030, posteriormente se ha disminuido

ese aumento al 1 % anual hasta 2040, y finalmente se ha aplicado una subida del 0.5 % hasta el 2065.

Una vez obtenidos estos resultados, se han aplicado a la demanda y los precios medios de la electricidad durante el 2018 en las cuatro estaciones. Los datos actuales se han obtenido de la OMIE, y una vez predichos los valores para el periodo 2045-2065 servirán para calcular la demanda requerida en el Mercado Diario futuro y los beneficios del nuevo diseño de la central en dicho periodo.

Los valores medios durante 2018 fueron los siguientes:



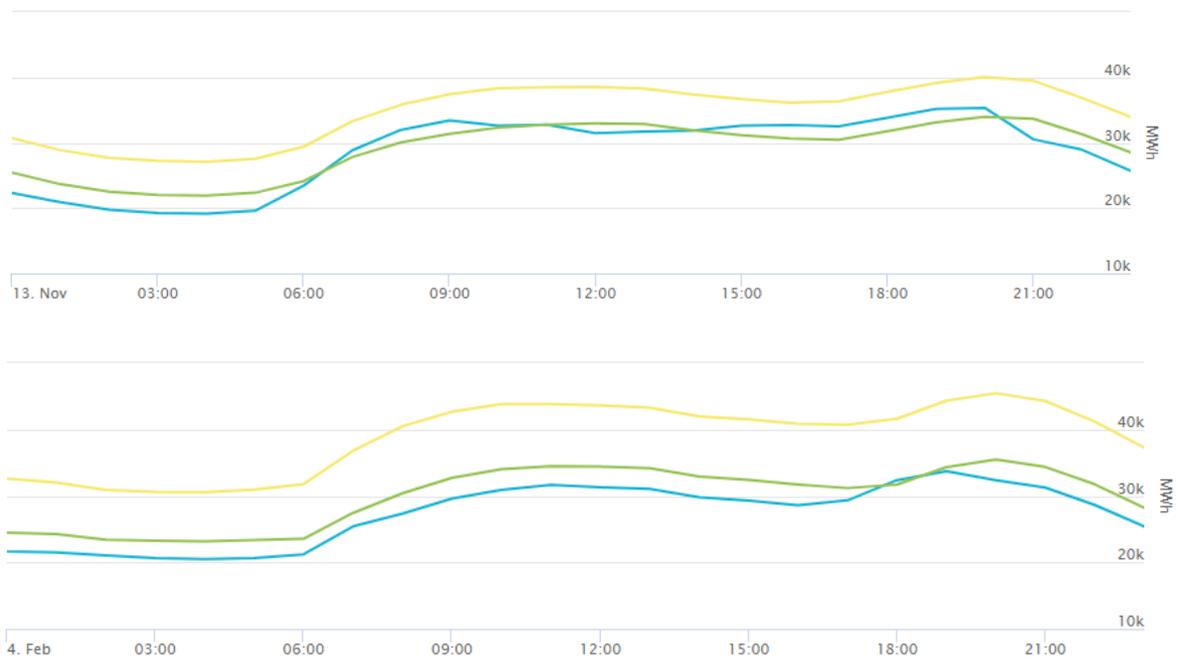


Figura 31: Demanda diaria de la electricidad en las cuatro estaciones del año. Primavera, verano, otoño e invierno empezando arriba a la izquierda y acabando abajo a la derecha

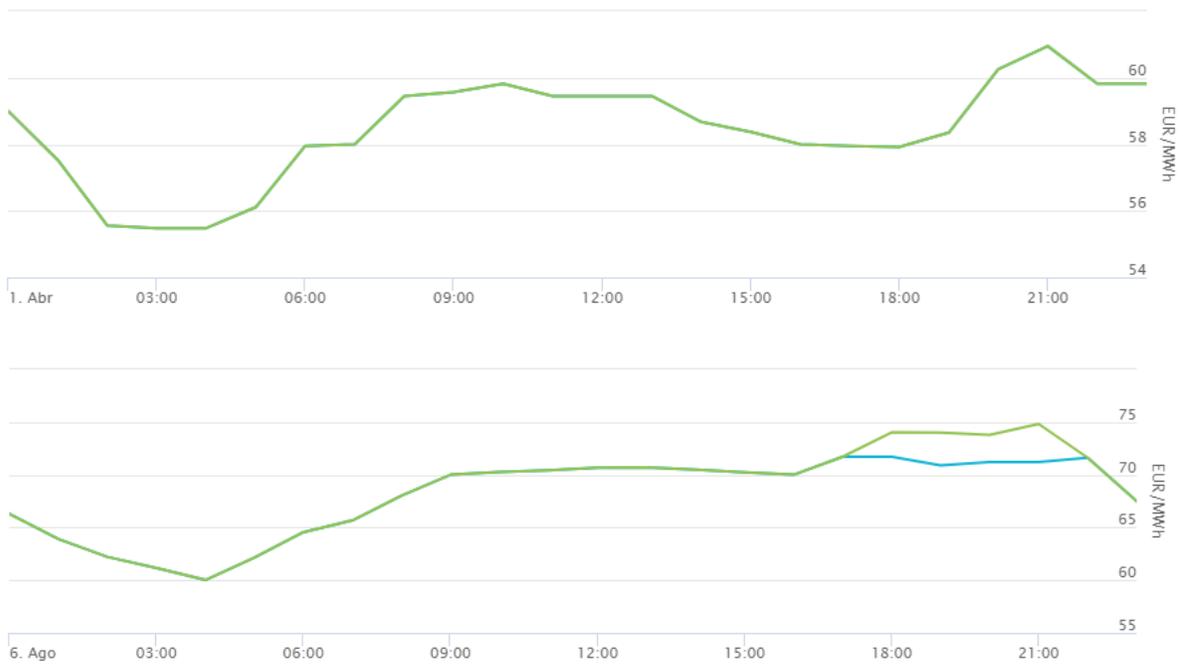
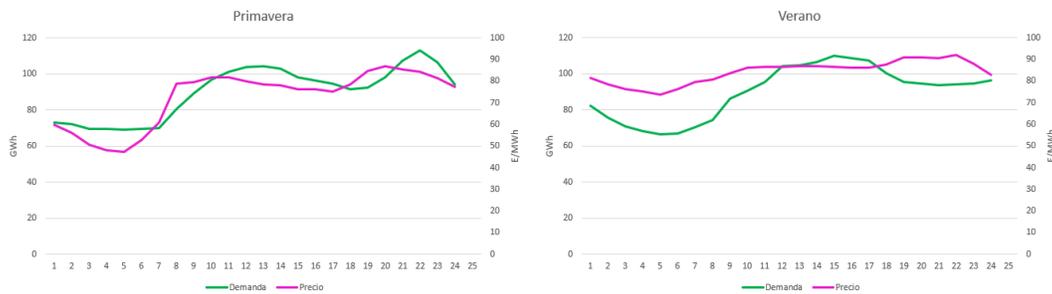




Figura 32: Precio diaria de la electricidad en las cuatro estaciones del año. Primavera, verano, otoño e invierno empezando arriba a la izquierda y acabando abajo a la derecha

A estas gráficas tipo se les aplicó el aumento previamente explicado, consiguiendo las siguientes predicciones:



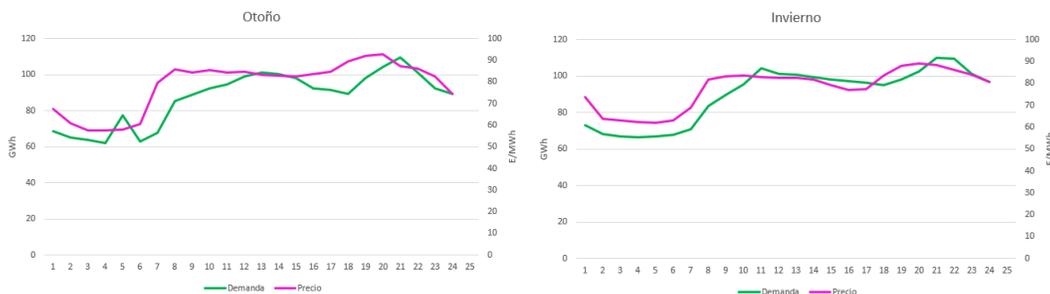


Figura 33: Predicción media de demanda y precio diario de la electricidad en las cuatro estaciones del año, en el periodo 2045-2065.

Estos precios fueron los utilizados para diseñar las leyes de explotación del nuevo diseño de la central de bombeo.

#### 4.2.1 Ajuste del precio de la electricidad

En el mercado eléctrico español existe un término llamado garantía de potencia . Esta señal económica es utilizada por Red Eléctrica Española para garantizar la disponibilidad de producción de energía en horas punta y para promover la expansión de capacidades.

A causa del ya por si volátil comportamiento de la demanda de energía y la forma de tasación de su precio en España, existe mucha incertidumbre en cuanto a las ganancias diarias a las que puede optar una generadora de energía. Esta incertidumbre puede causar que, en ocasiones, las empresas se decanten por una programación de su generación de energía lo mas básica posible, sin muchas variaciones en producción para disminuir las posibles pérdidas en caso de no entrar en el pool de las horas punta. Esto puede crear una situación en la que ninguna fuente de energía se esté aprovechando a su máximo rendimiento y por tanto no se llegue en un momento dado de punta de demanda al suministro total de la demanda.

Además, muchos inversores se ven reacios a invertir en nuevos sistemas de generación de energía por los grandes capitales que se requieren y la incertidumbre del éxito de las mismas.

Para mejorar esta situación, se creó la garantía de potencia. Los principales objetivos son los siguientes:

- Eliminar la incertidumbre de los grupos de punta
- Compensar la aversión al riesgo de los inversores en nuevos grupos de generación.
- Conseguir niveles mínimos aceptables y prefijados de garantía de potencia.

Existen dos mecanismos para realizar este pago: pagos explícitos por garantía de potencia y contratos de capacidad. Dentro de los contratos de capacidad se diferencian claramente los de medio plazo y largo plazo.

Por un lado, los contratos de capacidad de medio plazo son un incentivo para asegurar la disponibilidad de potencia en horas punta de demanda pagando por adelantado el índice de cobertura a instalaciones que de otra forma posiblemente no estarían disponibles por falta de recursos o encarecimiento de la energía que pudieran ofrecer. Este índice de cobertura se calcula para cada instalación dependiendo de su localización y su capacidad de disponibilidad para las distintas horas diarias.

Por otro lado, los contratos de capacidad a largo plazo son apoyos económicos a instalaciones de nueva generación en las localizaciones más beneficiosas para el conjunto del sistema eléctrico. Un ejemplo muy conocido en España de estos incentivos son los dados en estos últimos años a las energías eólicas y fotovoltaicas. El Gobierno Español, con objeto de promover las energías renovables en el país, ha estado subvencionando las nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas. Cada Comunidad Autónoma programaba sus propias subvenciones, pudiendo llegar a ser del 100 % del coste de instalación y de mantenimiento de los aprovechamientos de energía renovable. Esto a dado lugar a un gran aumento de estas fuentes de energía. De hecho, en 2009 el consumo de energía eléctrica generada con fuentes renovables era del 15 % y a día de hoy se ha superado el 30 %.

En el caso de nuestra central de bombeo, se podría beneficiar de los pagos por capacidad. Hasta el momento, estos pagos dependían de la capacidad de la central de programar una altura del embalse superior más o menos estable para poder cobrar el pago. Con las predicciones de caudales mostrados en apartados anteriores, este nivel de embalse sería mas difícil de mantener, disminuyendo esta aportación anual de ingresos.

Con la central de bombeo, se asegura que el embalse superior esté prácticamente lleno sobre todo en los momentos previos a los picos de demanda energética. Esto favorecería en gran medida este pago por capacidad.

Haciendo un cálculo rápido, la variación podría ser la siguiente:

$$RSD = \frac{a * ind * PN}{PN * H} 0,23 \text{€/MWh} \quad (1)$$

Siendo  $a$  un índice que representa la retribución anual por disponibilidad con un valor de 5150 €/MW,  $ind$  un índice que representa la disponibilidad de la tecnología del aprovechamiento que en caso de centrales hidráulicas de bombeo es 0.237,  $PN$  la potencia neta en MW del grupo correspondiente que en este caso es 16MW y  $H$  el número de horas en funcionamiento en un año.

Para el caso de nuestra central, esta retribución sería  $RSD = 0.23 \text{ €/MWh}$ . Por lo que el precio de venta sería:

$$PV = (PMD + RSD) - PAg = (PMD + 0,23) - 0,5 \quad (2)$$

Siendo  $PMD$  el precio del mercado diario y  $PAg$  el peage de acceso a generación que tiene un valor de 0.5 €/MWh, definido en el Real Decreto-Ley 14/2010.

El precio de compra de la electricidad se calcularía con esta fórmula:

$$PC = (PFH + PAg) * IMP = (PMD * 1,06 + 0,005) * 1,05113 \quad (3)$$

Siendo  $PFH$  el precio final horario,  $PAg$  el peage de acceso a las redes los cuales varían dependiendo de la fecha y hora pero que tomaremos una media (de los valores en los periodos usuales de bombeo de centrales) de 0.005, e  $IMP$  es el impuesto de la electricidad total que se toma como 1.05113.

El precio final horario está compuesto por el precio del mercado diario más varias tasas. Estas tasas se pueden ver en la figura 34 y varían dependiendo de la fecha, la hora, y la disponibilidad de energía. Como valor medio (otra vez en los periodos usuales de bombeo de centrales) se ha decidido coger un 6 %.



Figura 34: Composición del precio de venta de la energía eléctrica [25]

Por lo que los precios de compra y venta de electricidad finales serían

$$PV = (PMD + 0,23) - 0,5 / PC = (PMD * 1,08 + 0,005)1,05113$$

En realidad, los valores del precio de compra y venta van variando en el tiempo, y las centrales hidroeléctricas van diseñando el funcionamiento en base a estos cambios, con gráficas como la que se muestra en la figura [35].

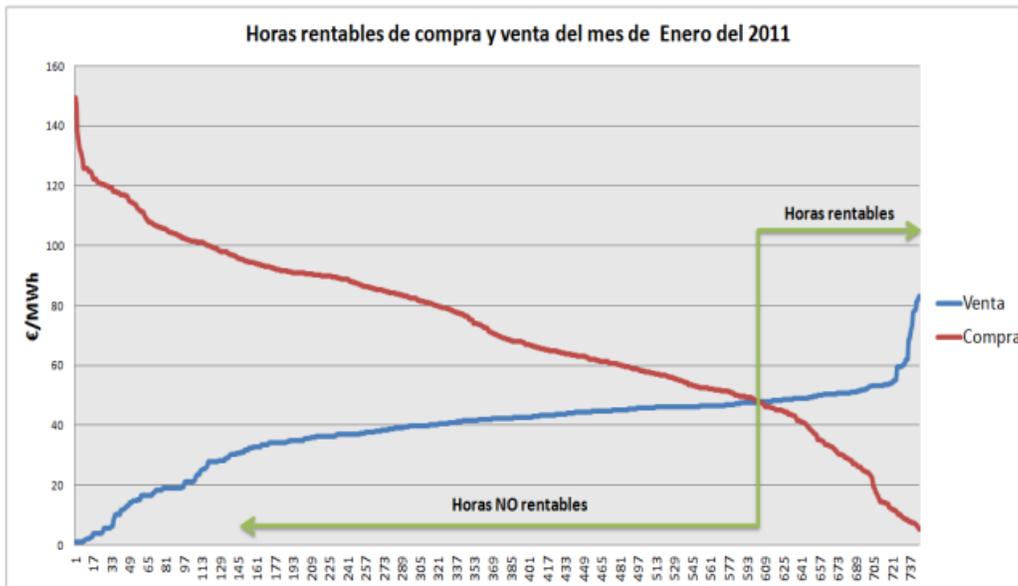


Figura 35: Gráfica de comparación del precio de la compra y la venta de la electricidad [4]

Para este estudio se decidió tomar como referencia los valores de precio de venta y de compra de energía expuestos previamente, para poder simplificar los cálculos.

### 4.3 Diseño del nuevo sistema en Saltos del Nansa

La nueva central de bombeo estará formada por un grupo hidroeléctrico turbina-bomba y un generador alternador-motor colocados en un pozo de hormigón armado a 35m bajo tierra.

### 4.3.1 Pozo de hormigón armado

El pozo de hormigón armado debe ser lo suficientemente profundo como para superar la altura de aspiración mínima del grupo de turbina-bomba para que no haya peligro de que ocurran intrusiones de aire o materiales en la tubería. Como se expone en el apartado del tubo de aspiración, este valor es 35 m, por lo que se diseñó un pozo de 40 m de profundidad en el sitio donde antes estaban colocadas las turbinas Francis de la central hidroeléctrica convencional.

A parte de este requerimiento, el pozo debía ser lo suficientemente ancho para que cupieran el grupo turbina-bomba, el generador alternador-motor y todas las instalaciones auxiliares. Tenía que disponer de espacio para que un operario pudiera bajar a hacer obras de mantenimiento.

Para el diseño del pozo se tomaron como referencia varios proyectos de centrales reversibles, y se amoldaron a este estudio. La sección general de un pozo de una central reversible es como la que se muestra en la figura 36.

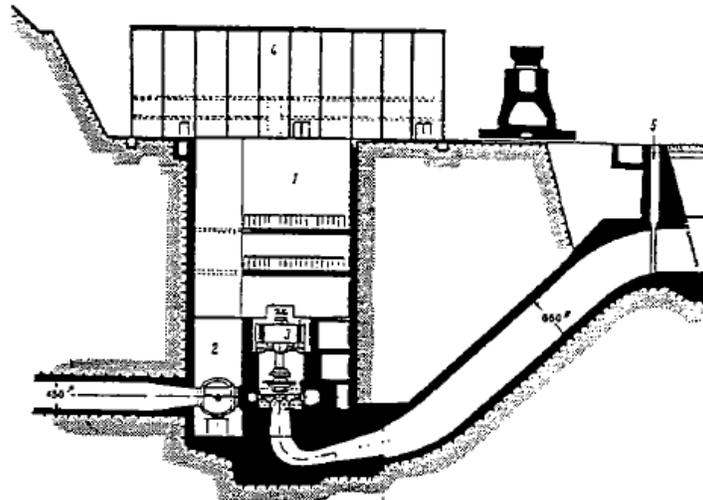


Figura 36: Sección de una instalación hidroeléctrica reversible general 5

### 4.3.2 Turbina-bomba

Para realizar el diseño de la nueva turbina-bomba, se prosiguió el procedimiento expuesto por Kaufmann (1977) y por Siervo y Lugaresi (1980). Este diseño es de mayor complicación que el diseño de una central hidroeléctrica convencional, ya que hay que combinar las características de una turbina y una bomba en una única instalación.

Se parte de los valores de salto y potencia en turbinación de la central, y de ahí se van obteniendo las dimensiones de la máquina para que funcione tanto en turbinación como en bombeo. En este caso, va a ser importante intentar mantener los caudales de diseño por debajo de los caudales actuales. La razón es que, para mantener la obra lo mas económica posible, se pretende seguir utilizando las tuberías que están instaladas en este momento. Estas tuberías están diseñadas para los caudales máximos de las turbinas Pelton actuales instaladas, que son  $6 \text{ m}^3/\text{s}$ , por lo que no se puede superar ese valor.

#### 4.3.2.1 Vevey

Las gráficas Vevey están formadas por datos estadísticos e hipótesis razonables sobre rendimientos y potencias, y posibilitan el cálculo a grandes rasgos de una instalación de una turbina-bomba.

El primer paso es calcular la altura manométrica,  $H_m$ , el salto neto en turbinación máximos  $H_n$ , y la oscilación relativa del salto,  $\Delta H_r$ . La altura manométrica y la oscilación relativa son datos del sistema, con  $H_m = 328$  m y  $\Delta H_r = 777,85 - 718,7 = 59$  m = 7,6%. Para deducir el salto neto de turbinación usamos la ecuación [4](#).

$$P_t = 9,8Q_t H_n \eta_t (kW, M^3/S, M) \quad (4)$$

Sabiendo que el caudal máximo de diseño es  $3 \text{ m}^3/s$  por turbina, la potencia de las dos turbinas Pelton instaladas son de 7.5MW y que el rendimiento de las turbinas se toma como norma general como 0.9, sacamos que  $H_n = 283$ m.

A continuación, se obtiene el factor de velocidad y la altura de aspiración mediante las gráficas en las figuras [37](#) y [38](#).

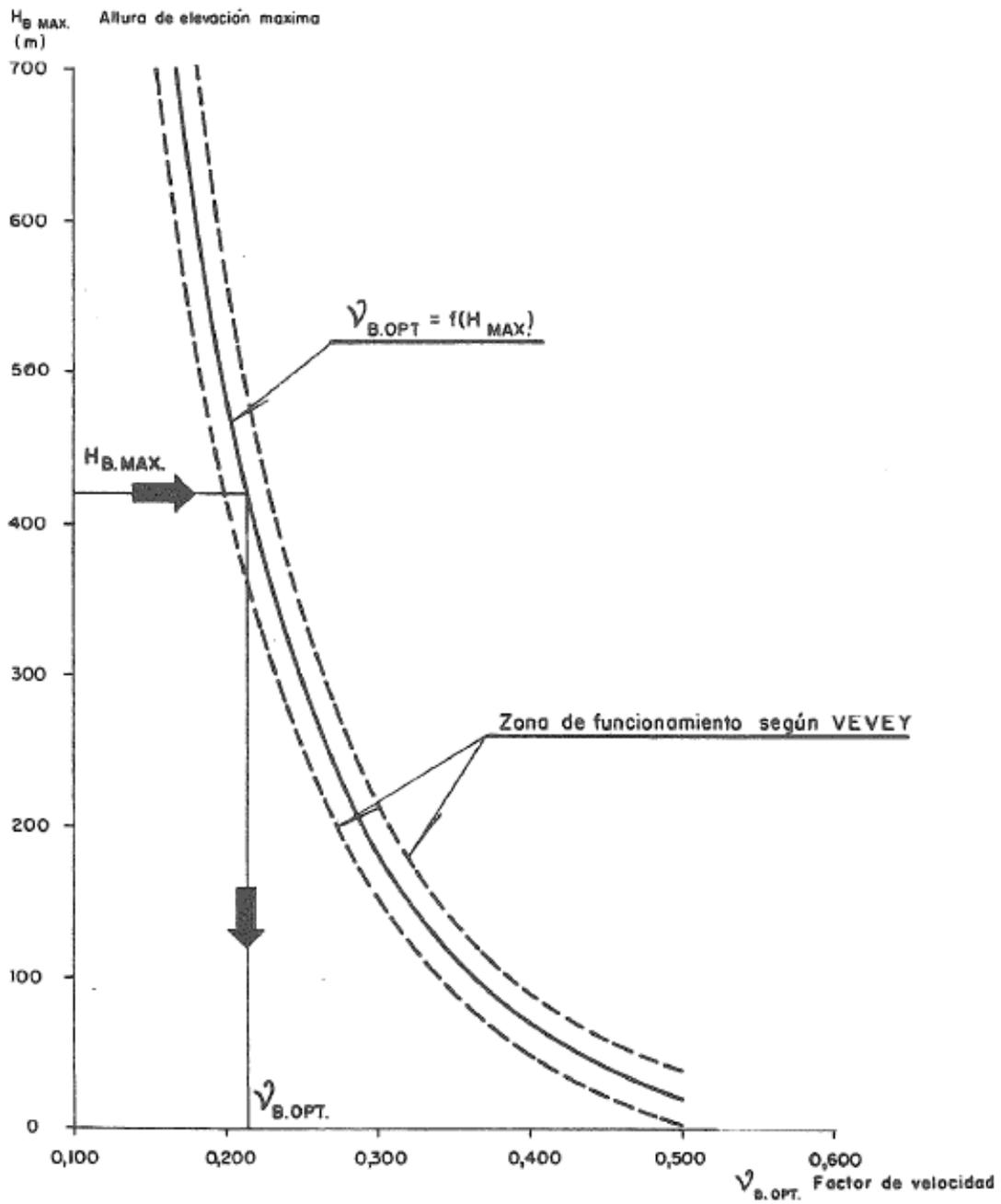


Figura 37: Gráfica de Vevey para calcular el factor de velocidad 10

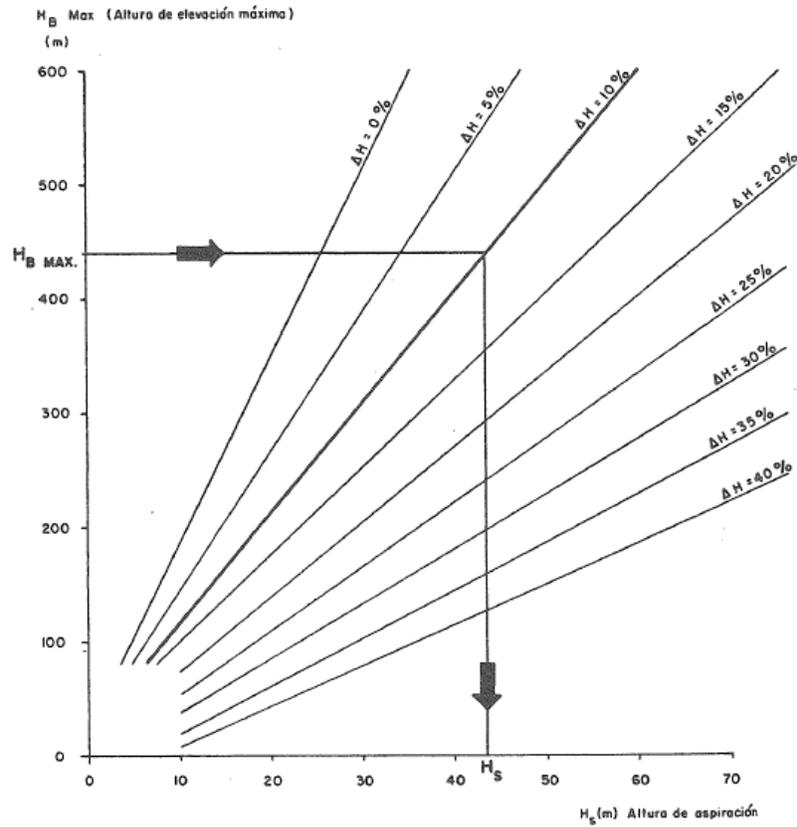


Figura 38: Gráfica de Vevey para calcular la altura de aspiración 10

El valor del factor de velocidad es aproximadamente 0.26, y la altura de aspiración,  $H_s = 25\text{m}$ . Por lo que  $H_n$  pasa a ser  $283+25=308\text{ m}$ .

Después, con el salto neto máximo y la potencia máxima en turbinación se calcula la velocidad de giro, determinando con ella el diámetro del rodete. Para ello se utiliza la gráfica de la figura 39.

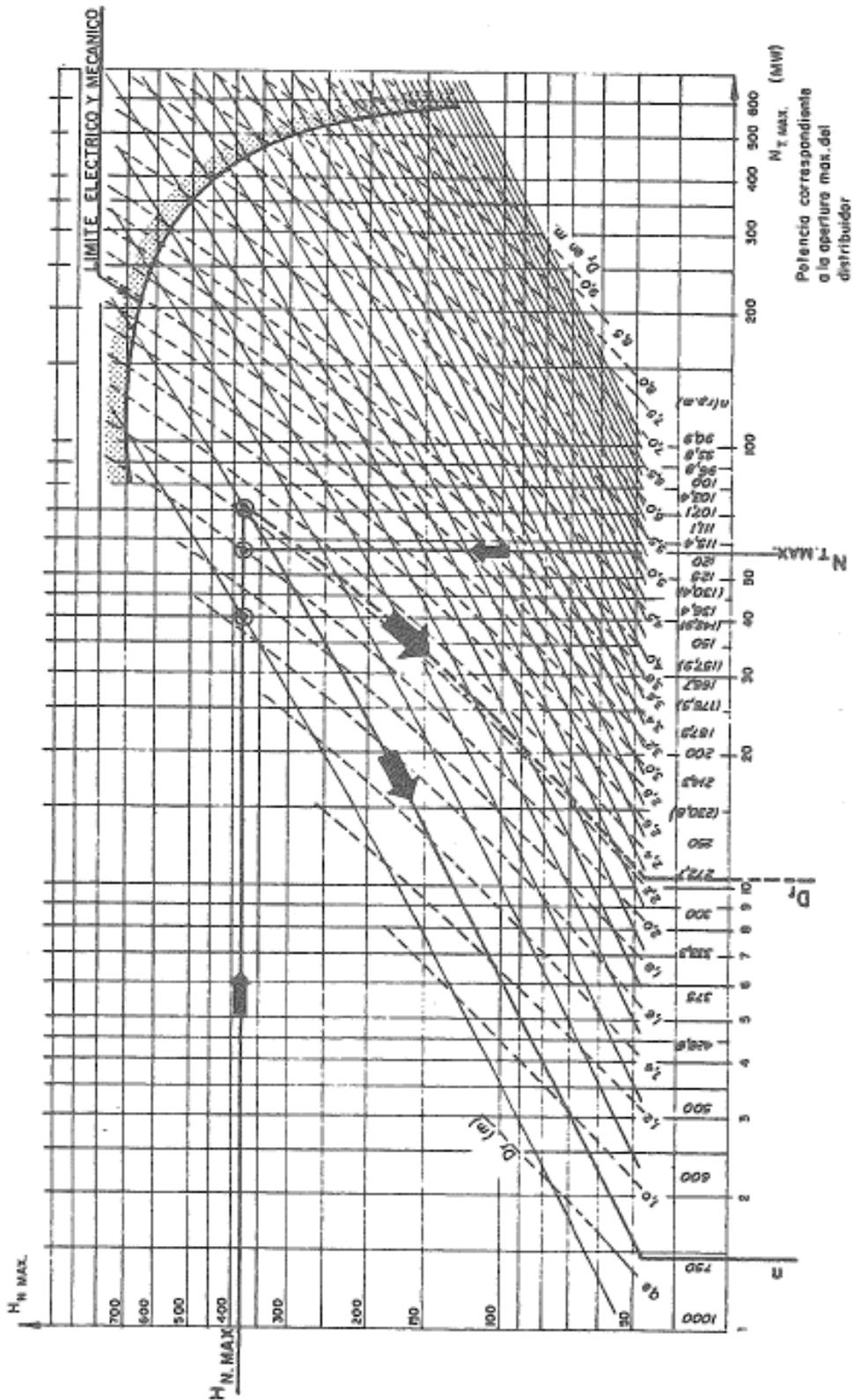


Figura 39: Gráfica de Vevey para calcular la velocidad de giro del rodete 10

Al buscar los valores para nuestra gráfica, se buscó para  $H_n = 308$  m y para  $P = 16$  MW, ya que es el límite de nuestras tuberías a  $6 \text{ m}^3/\text{s}$  si aplicamos la ecuación 4. Al ver que esa zona de la gráfica estaba vacía, se buscó si había fabricantes que hubieran hecho alguna instalación a nuestra medida. Se encontró uno, del que se hablará más adelante, con las siguientes características:  $P = 16$  MW,  $n = 1000$  rpm.

A partir de ahí, usando la gráfica sacamos que  $D_r = 1.4$ . Finalmente se diseñaron las dimensiones de la cámara espiral y el tubo de aspiración con la figura 40.

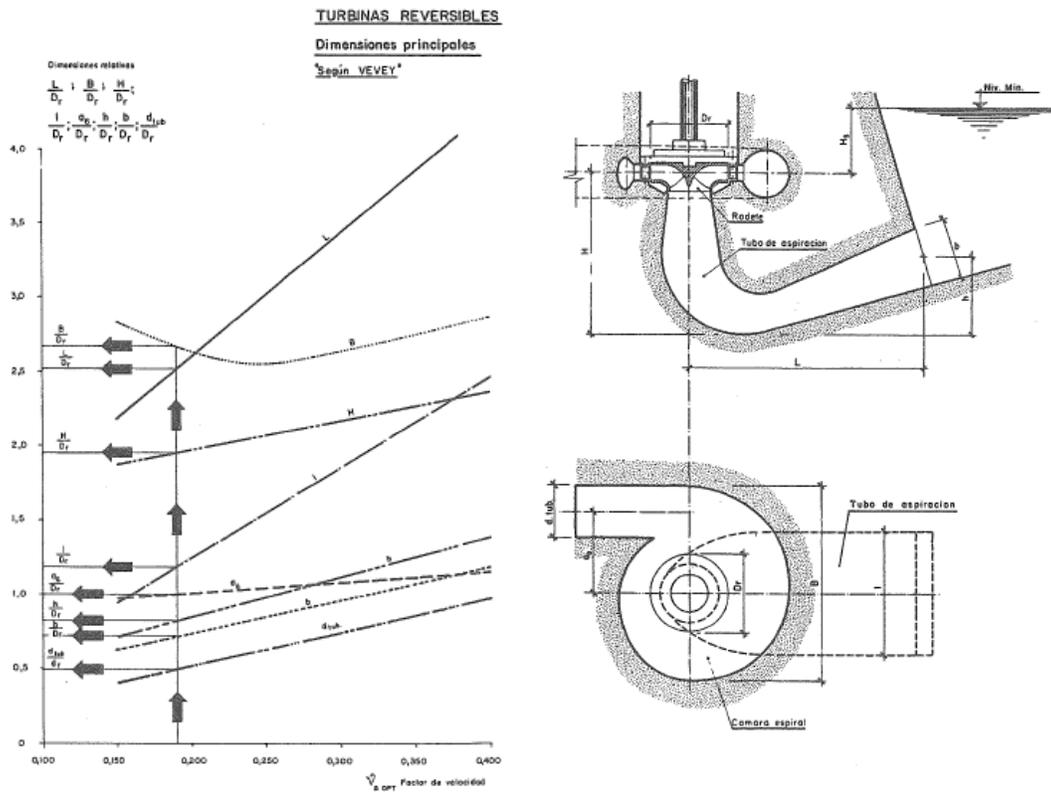


Figura 40: Gráfica de Vevey para el predimensionamiento de la turbina-bomba de una etapa 10

Usando el factor de velocidad = 0.26, se obtuvieron los siguientes resultados:

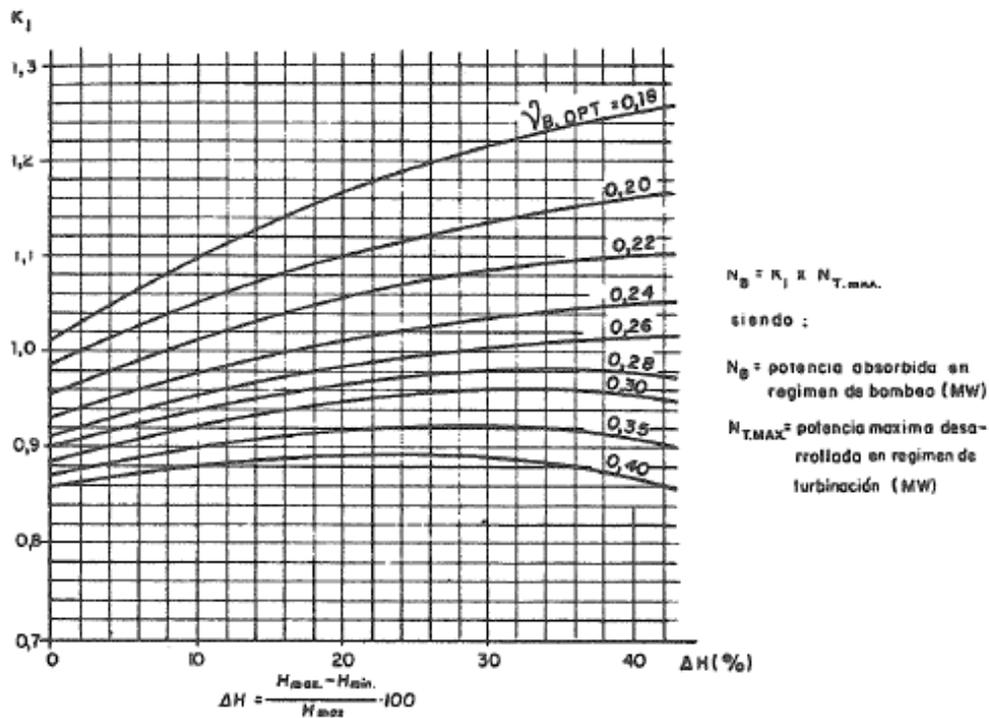
Dimensión relativa	Valor (m/m)
$\frac{L}{D_r}$	2.95
$\frac{B}{D_r}$	2.6
$\frac{H}{D_r}$	2.05
$\frac{l}{D_r}$	1.65
$\frac{d_g}{D_r}$	1.02
$\frac{h}{D_r}$	0.95
$\frac{b}{D_r}$	0.8
$\frac{d_{iub}}{D_r}$	0.6

Dimensión	Valor aproximado (m)
$D_r$	1.4
L	4.13
B	3.64
H	2.87
l	2.31
$d_g$	1.43
h	1.33
b	1.12
$d_{tub}$	0.84

La velocidad de embalamiento,  $N_{emb}$ , se calculó a través de la fórmula

$$N_{emb} = (0,649v_{ap} + 1,217)N = 1397,44rpm \quad (5)$$

La potencia y el caudal de bombeo se calcularon en función del factor de velocidad con las gráficas de las figuras



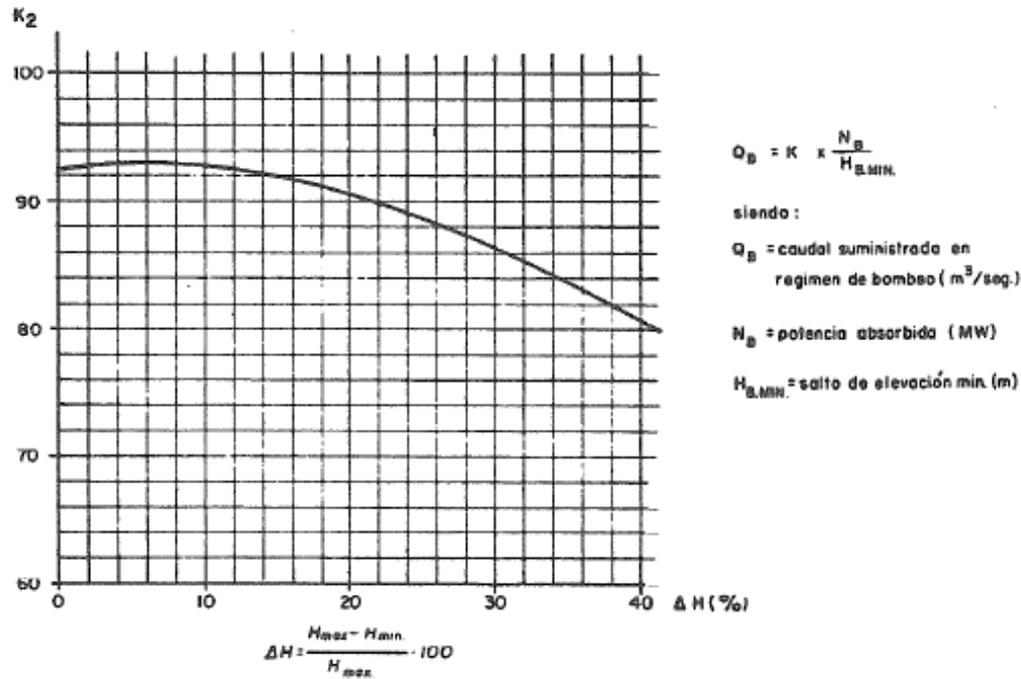


Figura 41: Gráficas de Vevey para calcular el caudal máximo de la bomba [10]

$P_B = 0.94 \cdot 15 = 14.1$  MW y  $Q_B = 93 \frac{14.1}{283 \cdot 1.03} = 4.5 \text{ m}^3/\text{s}$ .  $Q_B < 6 \text{ m}^3/\text{s}$ , por lo que la tubería es capaz de transportar el caudal producido por la bomba diseñada.

#### 4.3.2.2 Siervo y Lugaresi

Una vez diseñadas las partes principales de la instalación, pasamos a calcular las dimensiones del rodete de la turbina-bomba. Para ello, fue necesario calcular previamente los saltos netos y alturas manométricas máxima, nominal y mínima de turbinación y bombeo. Antes de esto se calcularon las pérdidas en las tuberías. Del apartado anterior sabíamos que  $H_t = 308$  m y  $H_p = 328$  m.

$$H_{tM} = H_t - \Delta h_{T(Q_{min})} = 308 - 0,25 = 307,75 \text{ m} \quad (6)$$

$$H_{tm} = H_t - \Delta h_{T(Q_{max})} = 308 - 9,11 = 298,89 \text{ m} \quad (7)$$

$$H_{pM} = H_p + \Delta h_{B(Q_{max})} = 328 + 5,13 = 333,13 \text{ m} \quad (8)$$

$$H_{pm} = H_p + \Delta h_{B(Q_{min})} = 328 + 0,25 = 328,25 \text{ m} \quad (9)$$

A partir de estos valores, se calcularon las velocidades específicas nominales como turbina y como bomba.

$$N_{st} = N \frac{\sqrt{P}}{H_t^{1,25}} = 1000 \frac{\sqrt{16000}}{308^{1,25}} = 98rpm \quad (10)$$

$$N_{sp} = N \frac{\sqrt{P}}{H_p^{1,25}} = 1000 \frac{\sqrt{14500}}{365,25^{1,25}} = 75,41rpm \quad (11)$$

Para calcular el coeficiente de cavitación se usó la siguiente fórmula:

$$\sigma = \frac{H_p^{0,129} N_{sp}^{1,25}}{6181} = 58,72 \quad (12)$$

Asimismo, la velocidad de embalamiento se estima mediante la expresión:

$$N_{emb} = (1,153 + \frac{N_{sp}}{465}) \sqrt{\frac{H_{tM}}{H_t}} N = 1357,2rpm \quad (13)$$

La velocidad de embalamiento suele ser considerablemente menor en una turbina-bomba que la de una turbina convencional, ya que por la forma en la que está diseñada la instalación para poder ser eficiente en ambos sentidos, el proceso de turbinación en sí no es tan eficiente como lo sería en una máquina expresamente diseñada para ello.

Finalmente, se estiman las dimensiones del rodete calculando anteriormente el coeficiente de velocidad periférica  $K_u$ , mediante la siguiente ecuación.

$$K_u = 0,857 + \frac{N_{sp}}{935} = 0,94 \quad (14)$$

Teniendo  $K_u$ , se calcularon las dimensiones del rodete con la notación de la figura 42 mediante las siguientes fórmulas:

$$D_1 = K_u \frac{60 \sqrt{2gH_p}}{\pi N} = 1,44m \quad (15)$$

$$D_6 = (0,284 + \frac{N_{sp}}{425}) D_1 = 0,66m \quad (16)$$

$$D_2 = \frac{D_1}{1,198 - \frac{N_{sp}}{962}} = 1,28m \quad (17)$$

$$H_1 = (-0,0438 + \frac{N_{sp}}{826}) D_1 = 0,07m \quad (18)$$

$$H_2 + H_3 = (0,155 + \frac{N_{sp}}{840}) D_1 = 0,35m \quad (19)$$

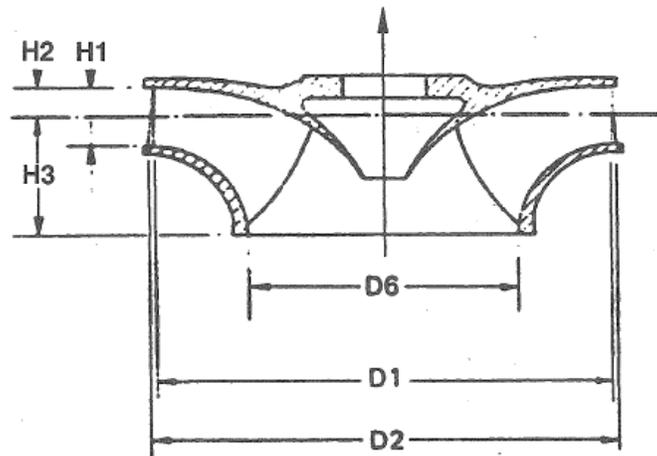


Figura 42: Sección de la turbina 10

Las características principales de la turbina-bomba diseñada se recogen en la siguiente tabla.

	Turbina	Bomba
Salto neto (m)	308	328
Oscilación relativa (m)	59	10
Potencia (MW)	16	14.1
Caudal máximo ( $m^3/s$ )	6	4.5
n (rpm)	1000	1000
$n_{emb}$ (rpm)	1357.2	1357.2

Cuadro 11: Características de la turbina-bomba

### 4.3.3 Alternador-motor

En esencia, el alternador-motor consiste en una masa giratoria (rotor) que gira dentro de un cilindro hueco (estátor). En la superficie exterior del rotor se alojan los electroimanes (polos) distribuidos por pares. El estator está compuesto por una ristra de chapas magnéticas de acero al silicio. Tanto rotor como estator tienen devanados contruidos con cobre electrolítico. Los devanados del rotor, situados en los polos, se conectan a través de anillos y escobillas a una fuente exterior de corriente continua. Cuando funciona como alternador, la turbina hace girar al rotor, haciendo que los polos del rotor generen un campo magnético que induce una fuerza electromotriz en los devanados del estátor. Al aplicar esta fuerza en un circuito exterior se genera la corriente eléctrica.

Por otro lado, durante el funcionamiento como motor, la máquina invierte el sentido de la circulación de energía. De esta manera, la corriente entra en los devanados del estator dando lugar a un campo que genere el giro de los polos del rotor.

Este tipo de máquina es usualmente utilizada en este tipo de centrales, ya que no es de difícil fabricación y ahorra espacio al no necesitar de forma separada un alternador y un motor. Este tipo de alternador tiene velocidades de giro relativamente altas y dispone de frenos eléctricos y mecánicos para acelerar el proceso de frenado del sistema a la hora de cambiar de funcionamiento, es decir, de alternador a motor y al contrario.

Es importante remarcar la necesidad de instalar frenos mecánicos a parte del usual freno eléctrico, para poder invertir el sentido de giro en el menor tiempo posible, con el fin de no perder tiempo de turbinado por el cambio de proceso dentro de la instalación.

Para su diseño, primero calculamos el número de pares de polos del que dispone la máquina. Estos se calculan según el régimen de giro nominal de la máquina eléctrica acoplada al eje. En este caso sería:

$$n = \frac{60f}{p} \quad (20)$$

Siendo  $n$  el giro nominal del eje (rpm) que en este caso como se ha calculado antes sería 1000 rpm,  $f$  la frecuencia de la corriente eléctrica en Europa (50 Hz) y  $p$  el nº de pares de polos de la máquina eléctrica.  $P = 3$  pares de polos.

Una vez calculado el número de polos del alternador, se procedió a calcular dos parámetros del conjunto turbina-bomba alternador-motor.

El primero de ellos fue el momento de inercia de la masa giratoria del grupo. Debe ser adecuado para dar estabilidad al aprovechamiento haciendo posible el control de la velocidad y facilitando el arranque y sincronización, además de limitar la sobrevelocidad al desconectar la máquina bruscamente. La mayor parte de la inercia viene dada por el alternador, en torno al 90 % frente al 10 % de la turbina-bomba, por lo que se diseña en base a él. El diseño óptimo para el alternador se basa en calcular la inercia natural del mismo, mejorando la eficiencia magnética, eléctrica y estructural. Se estima con la fórmula [21](#)

$$PD^2 = 55 \left[ \frac{S}{N^{1,5}} \right]^{1,25} (tm^2, kVA, rpm) \quad (21)$$

PD es la forma de denominar la inercia natural, S es la potencia del alternador-motor y N la velocidad de sincronismo. Con todo esto  $PD = 4.84 tm^2$

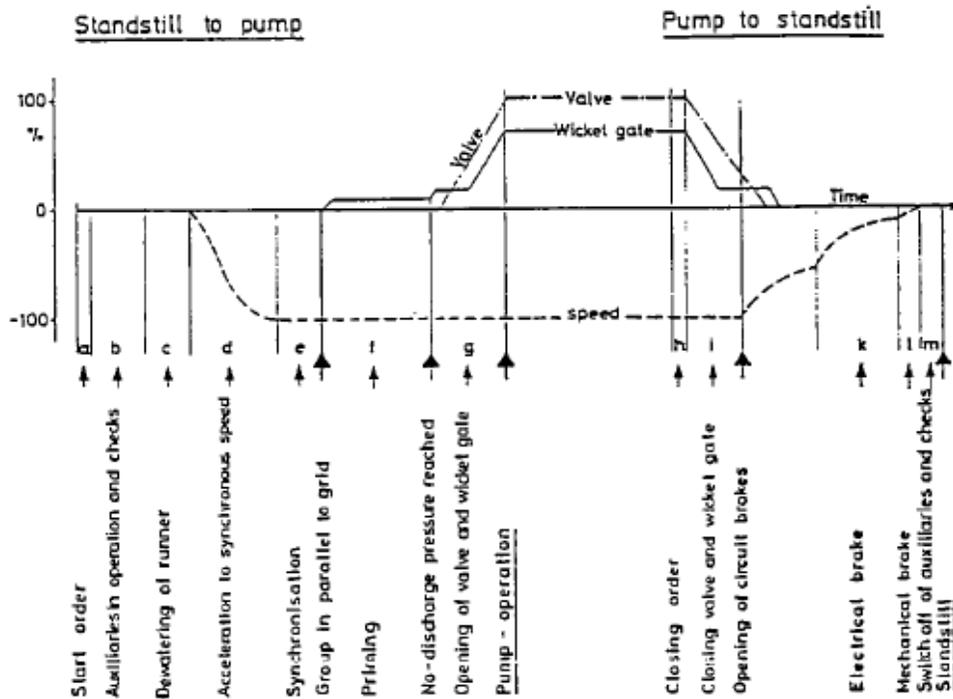
El segundo parámetro es el tiempo de arranque. Este parámetro es muy importante en nuestro aprovechamiento ya que un tiempo de arranque demasiado elevado puede producir muchas pérdidas de energía que podría producirse en caso de funcionar a mayor velocidad. Se deduce de la ecuación del movimiento:

$$Tdt = Idw \quad (22)$$

Donde T es el par neto nominal (Nm), I el momento de inercia ( $kgm^2$ ) y  $w$  la velocidad de giro (rad/s). Integrando entre  $t = 0$  y  $t = T_m$  = cuando se consigue la velocidad nominal, nos encontramos con la ecuación [23](#).

$$T_m = \frac{Iw}{T} = \frac{Iw^2}{P} = \frac{PD^2 N^2}{364,76P} (s) \quad (23)$$

Siendo P la potencia nominal de la turbina (kW) y N la velocidad de sincronismo (rpm).  $T_m = 4.55s$ . En la figura [43](#) se puede ver los periodos normales que necesita una turbina-bomba para cambiar de proceso.



0 → P, standstill to pump operation, sequence no. 2			f: priming	20-90 s	depending on method and valve and pipe system
a: start order	0-2 s	depending on speed of electric control equipment	g: opening of gates and valves	10-30 s	depending on water hammer limitations and servomotor capacity
b: start auxiliaries	10-60 s	short time related to higher investment cost as additional receivers for each oil pump etc.	P → 0, pump operation to standstill, sequence no. 9,		
c: dewatering of impeller	10-30 s	depending on pressure of air system and delivery pipes	h: closing order	0-2 s	
d: Acceleration to synchronous speed	30-300 s	depending on method: back-to-back asynchronous with pony motor of certain output electrical converter	i: closing gates and main valve	3-30 s	time depends mainly on water hammer limits as well as exact instant of disconnection from net
e: synchronization	5-20 s	depending on stability of system	k: electrical braking	20-400 s	depending on capacity
			l: mechanical braking	10-60 s	" " "
			m: stop and check auxiliaries	5-20 s	depending on extent of checks

Figura 43: Tiempos de transición de una turbina-bomba de una etapa [5]

El tiempo de arranque,  $T_m$ , que se ha calculado sería el apartado d, acceleration to synchronous speed, de la gráfica. En este caso el tiempo es inferior al intervalo mostrado porque el alternador-motor de diseño de esta central no es de mucha potencia, por lo que no le cuesta llegar a la velocidad de sincronismo.

Haciendo unos cálculos aproximados, los tiempos de cambio de turbinado a bombeo y de bombeo a turbinado serían un par de minutos para ambos casos. Estos periodos dependerán de las propiedades

de la instalación que se adquiriera.

	Alternador	Motor
Pares de polos	3	3
Inercia natural ( $tm^2$ )	4.84	4.84
Tiempo de arranque (min)	2	2
Potencia (KVA)	16	14.1

Cuadro 12: Características del alternador-motor

#### 4.3.4 Válvulas

Para el correcto funcionamiento de la central reversible se van a disponer de dos válvulas tipo esférico antes y después del grupo hidroeléctrico para controlar el caudal, dos válvulas tipo mariposa también antes y después del grupo para cortar el caudal, y una válvula tipo compuerta para cortar el caudal en la boca del tubo de aspiración.

#### 4.3.5 Tubería forzada

Para poder hacer el diseño de la nueva central de bombeo lo más económicamente posible, se decidió que se iba a diseñar la turbina-bomba sin cambiar las tuberías que conectan ambos embalses. Teniendo en cuenta que las potencias de turbina y bomba fueron diseñados para que los caudales no excedieran los actuales, y que los esfuerzos producidos por ambos mecanismos dentro de la tubería son similares a los actuales; inicialmente la tubería debería aguantar perfectamente los esfuerzos producidos por la nueva instalación. De todas formas, fue necesario repasar los cálculos con los nuevos valores.

En los siguientes apartados se explican las comprobaciones llevadas a cabo para asegurar el correcto funcionamiento de las tuberías forzadas.

##### 4.3.5.1 Estudio tensional

El estado tensional se define como la magnitud y dirección de los tres esfuerzos principales en la tubería. El estado límite de este puede producirse con diferentes valores de las tensiones principales. Por ello, es necesario un criterio de resistencia que tome en consideración el efecto de los factores predominantes. Un método para evaluar el estado tensión-deformación límite es el desarrollado por Hencky-von-Mises. Dicho método aplica la fórmula [24](#), que aplicado para una tubería circular se transforma en la fórmula [25](#).

$$\sigma_c = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \sigma_3^2 - \sigma_1\sigma_2 - \sigma_2\sigma_3 - \sigma_1\sigma_3} \quad (24)$$

$$\sigma_c = \sqrt{\sigma_a^2 + \sigma_b^2 - \sigma_a\sigma_b} \quad (25)$$

Siendo  $\sigma_a$  la tensión circunferencial y  $\sigma_b$  la suma de las tensiones longitudinales. Para aplicarlo se calcularon la tensión circunferencial, mediante la fórmula [26](#), y las tensiones longitudinales, mediante las fórmulas [27](#), [28](#), [29](#) y [30](#).

- Circunferencial:

$$\sigma_a = \frac{P_{max}d}{2e} \quad (26)$$

- Longitudinales:

- Momento flector

$$\sigma_{b1} = \frac{\left(\frac{\pi d e \rho_{acero}}{1000} + \frac{\pi d^2 \rho_{agua}}{4}\right) l^2 \cos \alpha d_{ext}}{\frac{\pi}{4} (d_{ext}^4 - d_{int}^4) 10^6} \quad (27)$$

- Peso propio

$$\sigma_{b2} = \frac{\rho_{acero} L \sin \alpha}{10^3} \quad (28)$$

- Rozamiento en apoyos

$$\sigma_{b3} = \frac{\left(\frac{\pi d e \rho_{acero}}{1000} + \frac{\pi d^2 \rho_{agua}}{4}\right) L \cos \alpha \mu}{\pi d e 10^3} \quad (29)$$

- Rozamiento del agua

$$\sigma_{b4} = \frac{\frac{8 f q_{max}^2 L}{\pi^2 g d^5} 1000 \frac{\pi d^2}{4}}{\pi d e 10^3} \quad (30)$$

Para el estudio de la resistencia de una tubería, existen los siguientes estados de carga.

- I Permanente. Estas cargas están presentes en la tubería de forma constante, o por lo menos la mayor parte del tiempo. Incluyen la máxima presión interior total, el propio peso de la tubería, el peso del agua contenida, los esfuerzos térmicos y las reacciones transmitidas por los apoyos, soportes y anclajes. En este caso, la máxima presión total se calcularía como la suma de la sobrepresión generada por el golpe de ariete (se suelen tomar valores en torno al 30 % de aumento) y la presión hidrostática generada con el embalse superior al máximo nivel.
- II Intermitente. A parte de los esfuerzos permanentes, en este caso se tienen en cuenta las presiones que se generan al tener la tubería vacía parcialmente o totalmente, y las sobrecargas producidas por el viento o la nieve.
- III Excepcional. Como límite de resistencia, se tienen en cuenta las sobrecargas provenientes de la construcción y el montaje, así como los fallos de regulador de apertura y cierre de compuertas y los efectos sísmicos en algunos casos.

Para cada uno de los estados se aplican unos factores de seguridad, que son básicamente unos aminorantes del límite elástico de la tubería. Estos factores dependerán de la normativa a aplicar, del control de los procesos constructivos y el montaje, y de la dificultad de la pieza.

Según esta normativa, los factores que se suelen aplicar a los distintos estados son los siguientes:

- I Permanente: 1.7 para tuberías al aire libre o encerradas y 1.5 para tuberías hormigonadas.
- II Intermitente: 1.5 y 1.3 respectivamente.
- III Excepcional: entre 1.2 y 1.3 en ambos casos.

Dichos factores se aplicarían al límite elástico de la tubería a través de la siguiente fórmula:

$$\sigma_c = \frac{\sigma_y}{C} \quad (31)$$

Siendo  $\sigma_c$  la tensión de comparación,  $\sigma_y$  el límite elástico del material de la tubería y C el factor de minoración.

Como se puede observar, las ecuaciones dependen de la presión ejercida por el caudal dentro de la tubería, las características físicas de la tubería, las densidades del agua y el acero, y de los caudales máximos. De todas esas características ninguna fue variada, por lo que se da por hecho que nuestra tubería forzada seguirá aguantando estos esfuerzos de igual manera que hasta el momento.

#### 4.3.5.2 Pérdidas de carga

Las pérdidas de carga en una tubería ocurren por el rozamiento del agua con las paredes de la misma y las pérdidas de energía localizadas. Para calcularlas, se aplican las fórmulas de Darcy o Manning.

Para el cálculo de las pérdidas localizadas (codos, ensanchamientos, entradas y salidas a la tubería, etc.), se calcula la longitud equivalente de la tubería. Esta longitud sería aquella que produce la misma pérdida de energía por rozamiento que la pérdida localizada que se quiere sustituir. La fórmula de Manning para esto es la siguiente:

$$L_{equiv} = \frac{\lambda}{2g} n^{-2} R_h^{4/3} \quad (32)$$

Siendo  $\lambda$  los coeficientes de pérdida de energía localizadas (cada tipo de elemento tiene un valor diferente), n el coeficiente de Manning y  $R_h$  el radio hidráulico de la tubería.

Después se calcula la longitud equivalente total como la suma de la tubería real más la longitud equivalente,  $L_T = L + L_{equiv}$ . Finalmente, se calcula la pérdida de energía por rozamiento de una tubería de dicha longitud, calculando así las pérdidas totales en la misma. Usando Manning la fórmula sería la siguiente:

$$H_F = \frac{n^2 R_h^{-4/3} L_T}{A^2} Q^2 \quad (33)$$

Echándole un ojo a la distribución de las tuberías que conectan ambos embalses, se pueden distinguir tres puntos principales en los que se crean pérdidas de energía localizadas: En la entrada a la tubería desde el embalse superior, en la zona de la chimenea de equilibrio, y en la curva de cambio de pendiente de la tubería al acercarse a las instalaciones. En los procesos de turbinado y bombeo a través de la misma tubería, las pérdidas localizadas varían porque las bocas de entrada y salida se cambian, variando los valores de  $\lambda$ . Aún así, estas variaciones no son para nada significativas, por lo que se han tomado iguales los valores de pérdidas de energía localizadas para ambos procesos.

El valor medio del coeficiente  $\lambda$  para entradas a tuberías desde embalses es 0.5 y para codos de entre 45° y 90° rondan el 0.6. El coeficiente de Manning n para acero y hormigón se puede asumir como 0.012. Se asumió que el diámetro de la tubería forzada era 2m, ya que no se disponía del valor exacto y se consideró una buena aproximación. Finalmente  $R_h = \frac{area}{perimetromojado} = \frac{\frac{\pi \cdot 2^2}{4}}{2\pi \cdot \frac{2}{2}} = 0,5m$

Por lo que  $L_{equiv} = 239$  m, entonces  $L_T = 626 + 1326 + 239 = 2191$  m. Finalmente se obtienen los siguientes resultados:

- $H_{FTQ_{max}} = 9.11 \text{ m}$
- $H_{FTQ_{min}} = 0.25 \text{ m}$
- $H_{FBQ_{max}} = 5.13 \text{ m}$
- $H_{FBQ_{min}} = 0.25 \text{ m}$

#### 4.3.5.3 Golpe de ariete

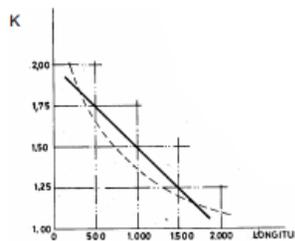
El golpe de ariete es un fenómeno transitorio de variación de la presión y la velocidad, provocado por una modificación de las condiciones que rigen el funcionamiento de la instalación.

En los procesos de turbinado y bombeo, los golpes de ariete se pueden producir al inicio y final de ambas operaciones, al abrir o cerrar las válvulas, arrancar o parar la bomba o llenar o vaciar la tubería. Si bien se sabe que la tubería soporta los golpes de ariete producidos en el proceso de turbinado, hay que asegurarse de que soportará de igual manera los producidos por el bombeo.

El golpe de ariete más peligroso en el proceso de bombeo ocurre en el momento de parar el circuito, ya que el agua se mueve a una velocidad elevada y el resultado de un parón en seco puede ser muy brusco. Todo el agua que en el momento del parón se encontraba subiendo la tubería forzada descende y choca contra la válvula de cierre aguas arriba de la turbina-bomba, creando así una onda de golpe de ariete. En el inicio del bombeo, en cambio, no encontramos este problema ya que la puesta en marcha de las instalaciones de bombeo ya necesitan de por sí un poco de tiempo, haciendo muy difícil que se forme un golpe de ariete de gran envergadura.

A la hora de calcular el golpe de ariete para una bomba, usaríamos la fórmula de Mendiluce para calcular el tiempo de parada de la misma.

$$T = 1 + \frac{KLv_0}{gH_m} \text{ (s)} \tag{34}$$



L	K
L < 500	2
L > 500	1.75
500 < L < 1500	1.5
L > 1500	1.25
L > 1500	1

Figura 44: Coeficiente de Mendiluce dependiendo de la longitud de la conducción

Siendo  $H_m = 328 \text{ m}$ , K un coeficiente que depende de L, L la longitud de la conducción (m) y  $v_0$  la velocidad de régimen del agua (m/s). Una vez obtenido el tiempo de parada, la situación óptima sería que  $T > \frac{2 * L}{a}$ . En este caso la parada sería lenta, y la tubería no sufriría sobrepresión máxima, ya que la primera onda positiva reflejada regresa antes de que se genere la última negativa. En caso contrario,  $T < \frac{2 * L}{a}$ , la parada sería rápida, lo que supondría la generación de sobrepresión máxima en la tubería.

$v_0$  se calculó con el máximo caudal en bombeo,  $Q_{b_{max}} = 4.5 \text{ m}^3/\text{s}$ , y L la longitud de la tubería que conecta la chimenea de equilibrio con la turbina-bomba, ya que es la zona donde se puede dar el golpe de ariete al frenar el bombeo.

$$T = 1 + \frac{1,5 * (1326) * 1,43}{9,8 * 328} = 1,88(s) \quad (35)$$

Los valores típicos de la celeridad de onda en una tubería de acero oscilan entre 1000-1250 m/s. Al estar enterrada la tubería este valor aumenta y, por ser inicialmente de 1000-1250 m/s, la celeridad aumenta un 5 % aproximadamente, lo que lo convierte en una celeridad de 1050-1312.5 m/s.

Esto genera que  $1.88 = T > 1.19$  en el más lento de los casos. Por lo que es un cierre lento. En caso de encontrarnos con un cierre rápido, la fórmula a aplicar sería la de Michaud. En la figura 45 aparece un esquema de cómo se desarrolla esta presión.

$$\Delta H_p = \pm \frac{2Lv_0}{gT} = 205m \quad (36)$$

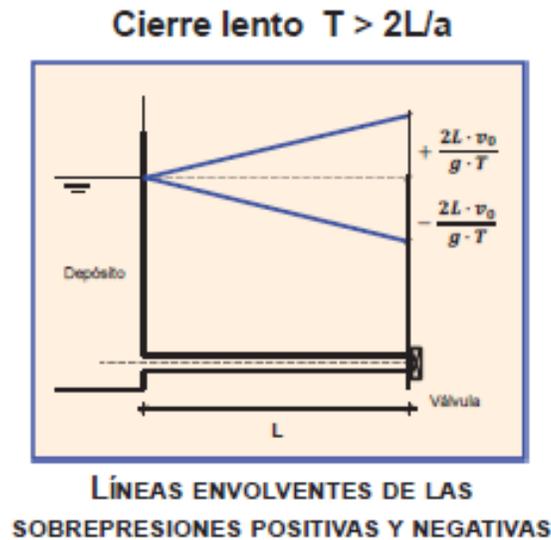


Figura 45: Esquema de las presiones de un golpe de ariete de cierre lento

Pregunta a resolver. La tubería aguanta o no aguanta. El golpe de ariete que se ha calculado se daría aguas arriba de la válvula que frena el caudal de la tubería al dejar de bombear el sistema, por lo que la presión en ese momento en ese punto sería 330 m de columna de agua + 205 m de golpe de ariete = 535 m. Este golpe de ariete será menor que el generado por la turbina, ya que al frenar el proceso de bombeo, la velocidad con la que el agua choca contra la válvula de cierre será menor que en el proceso de turbinado. Por lo tanto asumimos que si las tuberías estaban calculadas para aguantar el golpe de ariete por turbinado, podrán de igual manera aguantar el golpe de ariete por bombeo.

#### 4.3.5.4 Esfuerzos en los anclajes

Los esfuerzos generados por los anclajes no varían por lo que esté ocurriendo en el interior de la tubería, por lo que tampoco supondrá ningún problema para el nuevo diseño.

#### 4.3.6 Túnel de descarga y tubo de aspiración

A la hora de calcular el túnel de descarga y el tubo de aspiración para una turbina-bomba, hay que tener en cuenta que va a tener que soportar ambos procesos. Por lo que tiene que estar diseñada con las siguientes consideraciones:

- Debe aguantar tanto caudales de entrada en bombeo como caudales de salida en turbinado.
- Asegurarse de que no se creen cavitaciones.
- Controlar que no puedan entrar al sistema materiales que puedan llegar al embalse
- Disponer de un cierre de la entrada para las operaciones de mantenimiento e inspecciones de calidad

##### 4.3.6.1 Tubo de aspiración

Para centrales de pozo como la estudiada, la boca de salida al lado de la instalación suele ser una estructura de lado similar a la del embalse superior. Se puede ver un diseño general en la figura 46

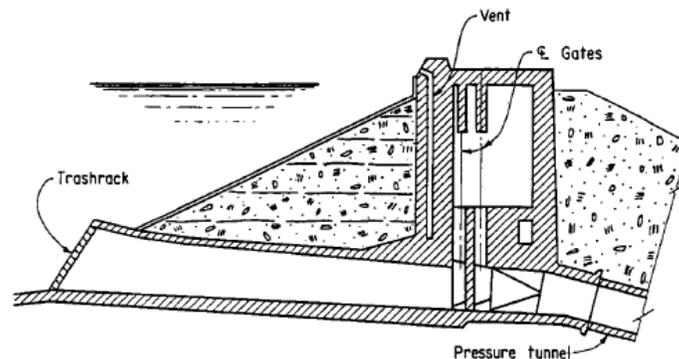


Figura 46: Tubo de aspiración general 5

Es muy importante disponer de rejillas para que en el periodo de bombeo no se introduzcan agentes externos en las instalaciones, como pueden ser gravas, arenas, limos o ramas, hojas, animales de pequeño tamaño, etc. Ha habido muchos casos en los que estas rejillas se han destruido a causa de los altos caudales de salida durante los procesos de turbinación. En este caso, se espera no tener problema con este hecho ya que el agua dispondría de un largo recorrido de túnel de descarga más tubo de aspiración para decelerar hasta el momento de cruzar la rejilla.

La rejilla elegida es una de barrotes metálicos de 3cm de separación y 1.5cm de espesor, con sección rectangular, que tape la totalidad de la entrada de agua por el tubo de aspiración.

##### 4.3.6.2 Túnel de descarga

Precisa de una doble curvatura en plano vertical para ascender en una distancia corta desde la cota de solera del tubo de aspiración hasta la descarga en el embalse. En la figura 47 se pueden ver varios ejemplos reales de este tipo de túnel.

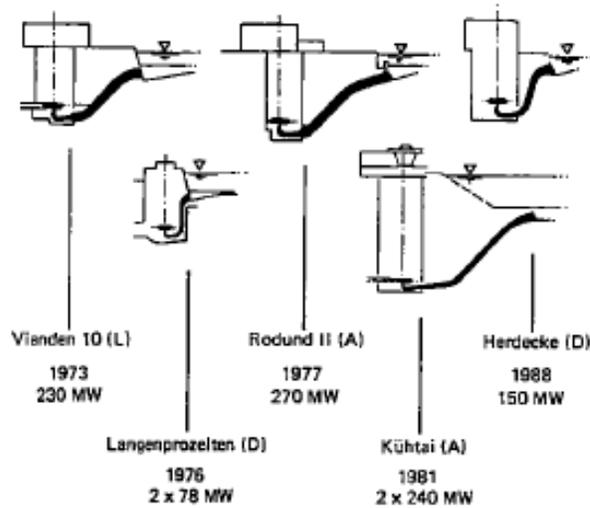


Figura 47: Túneles de descarga generales [5]

El diámetro se calcularía mediante el criterio del diámetro económico. Este criterio se basa en optimizar el precio de la tubería minimizando la suma del coste de la energía perdida y la parte del coste de construcción que dependen del valor de una variable de decisión. En este caso, se sabe la longitud de la tubería, por lo que la variable de decisión es el diámetro de la misma.

Por un lado, tenemos los costes de construcción, que aumentan de forma proporcional respecto al tamaño del diámetro. El espesor de la tubería y por consiguiente el coste de construcción siguen las siguientes fórmulas:

$$e = \frac{pD}{2\sigma} \quad (37)$$

$$C_c = P_1 \frac{\pi p D^2}{2\sigma} \quad (38)$$

Aplicando el golpe de ariete en el túnel de descarga como se explicó anteriormente, la ecuación se transforma en lo siguiente:

$$C_c = P_1 \frac{\pi D^2}{2\sigma} \left(40 + \frac{4aQ}{\pi g D^2}\right) = 47,191 + 0,612D^2 \quad (39)$$

Siendo  $e$  el espesor de la tubería,  $p$  la presión interior incluyendo el golpe de ariete,  $a$  la celeridad de la onda del golpe de ariete ( $1200 \cdot 1.05 = 1260$  m/s),  $Q$  el caudal máximo (6 m<sup>3</sup>/s),  $D$  el diámetro que queremos optimizar,  $\sigma$  la tensión admisible del material de la tubería (26000 mca), y  $P_1$  el precio del material de la tubería (253.14 €/ml).

Por otro lado tenemos los costes de pérdida de energía, que son inversamente proporcionales al tamaño del diámetro de la tubería. Estos costes se calculan con la siguiente fórmula:

$$P_c = P_2 0,028 n^2 D^{-16/3} Q^3 t = \frac{10,82}{D^{16/3}} \quad (40)$$

Siendo  $n$  el número de Manning (0.012),  $Q$  el caudal máximo ( $6 \text{ m}^3/\text{s}$ ),  $t$  el tiempo de amortización estimada de la tubería (20 años) y  $P_2$  el precio de la electricidad en el futuro ( $70 \text{ €/MWh}$ ). Las pérdidas generadas en este punto por la turbinación son mayores ya que genera mayores caudales en esta zona. Además, es el proceso que más horas va a estar en funcionamiento, por lo que para el diseño de esta tubería se considera el peor caso de pérdidas de energía que es estar en continua turbinación.

Finalmente, igualando  $C_c = P_c$ , el diámetro de diseño elegido fue 0.75 m, y de  $e = 0.06\text{m}$ .

#### 4.3.7 Sumergencia

Antes de comenzar definiendo las leyes de explotación, hubo que calcular la sumergencia mínima de la compuerta del tubo de aspiración. La sumergencia se define como la distancia vertical entre el punto superior de la sección de la compuerta de la entrada/salida de agua y la lámina libre del embalse con el que conecta la compuerta. Este valor es muy importante porque define la profundidad mínima a la que se tiene que encontrar la compuerta respecto a la lámina libre de agua en todo momento para que no se creen inclusiones de aire en las tuberías. Para calcular dicha distancia, hay que aplicar la siguiente fórmula:

$$Su = k * v * \sqrt{D} = 0,8 \frac{6}{\pi r^2} \sqrt{D} = 5,16m \quad (41)$$

Donde  $k$  es el coeficiente de aproximación del flujo a la toma (en este caso tomaremos un valor aproximado de 0.8),  $v$  es la velocidad nominal en la sección del caudal (m/s) y  $D$  es la altura de la compuerta (1.12 m).

Como la entrada al canal de Rozadío se encuentra a más de 10 metros por encima del fondo del contraembalse de la Lastra y la lámina de libre en ningún momento va a estar por debajo de ese nivel para que no se detenga el movimiento de agua por el sistema de centrales, no habrá problema con la sumergencia.

#### 4.3.8 Nuevas leyes de explotación

Como ya se ha explicado en apartados anteriores, el método real de la decisión del funcionamiento de una central de bombeo se rige por la comparación de los precios de compra y venta de la electricidad diarios. En este caso, se estipularán unas reglas de operaciones básicas usando el modelo de Hec-ResSim para intentar sacar el mayor provecho posible al aprovechamiento.

Después de considerar los regímenes de precipitaciones en la zona y las leyes de explotación actuales, se decidió basar la optimización en varios objetivos.

- Conseguir que la elevación de la lámina de agua del embalse se mantuviera lo más constante posible, a la altura previamente programada.
- Mantener el nivel del embalse al máximo durante el mayor periodo posible durante el año.
- Continuar con el mismo funcionamiento en la central de Palomera.

## 5 RESULTADOS

### 5.1 Calibración y validación del modelo en Hec-ResSim

#### 5.1.1 Calibración

A partir de los datos proporcionados por ACCIONA, se calibró el modelo para que el funcionamiento se asemejara de la mejor forma posible a la realidad. No fue posible conseguir una calibración muy parecida ya que la producción de la central depende mucho de la demanda diaria de otras fuentes de energía. Por esta razón la calibración se basó en conseguir un modelo que generara valores en el rango de los reales, dando por buenas variaciones que quizás en la realidad no habían ocurrido. Para la calibración se modificaron las leyes de explotación, con el siguiente resultado.

Leyes de explotación para la Cohilla:

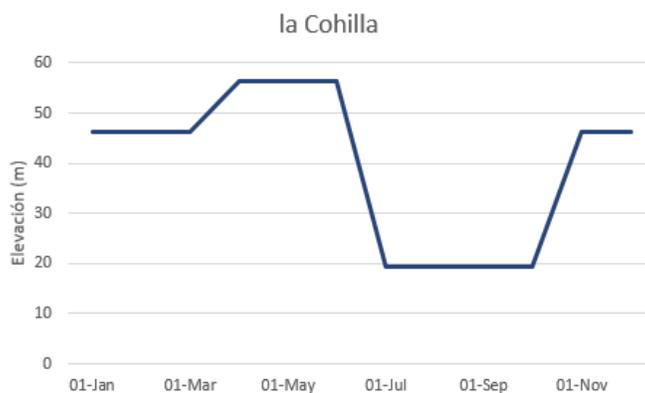


Figura 48: Control anual de la elevación del embalse de la Cohilla

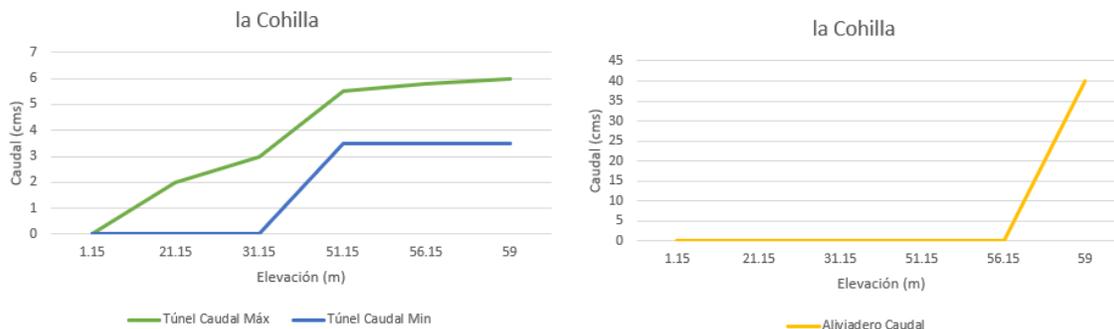


Figura 49: Leyes de explotación en el embalse de la Cohilla dependiendo de la elevación

Leyes de explotación para Palombera:



Figura 50: Control anual de la elevación del embalse de Palombera

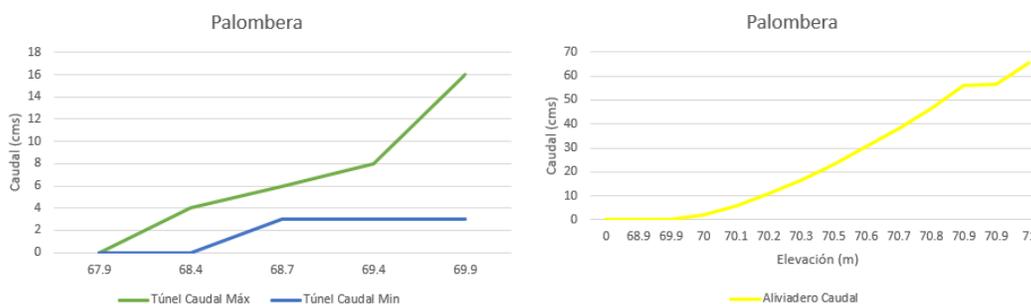


Figura 51: Leyes de explotación en el embalse de Palombera dependiendo de la elevación

Como se puede ver en las gráficas, la explotación de la Cohilla es mucho más compleja que en Palombera. La elevación de la Cohilla, y por tanto su disponibilidad para generar energía, varía durante el año; mientras que Palombera mantiene el nivel constante para usar en momentos puntuales, excepto en la época de sequía.

Con estas leyes de explotación, la calibración se llevó a cabo en cada parte del modelo con unos datos distintos:

- Embalse de la Cohilla: Elevación del embalse
- Central de Peña de Bejo: Caudal de entrada a las turbinas
- Embalse de Palombera: Elevación del embalse
- Central de Palombera: Producción de energía eléctrica

En todos los procesos de calibración se ha calculado la raíz del error medio cuadrático (RMSE, root mean square error) para cuantificar la diferencia entre los valores observados y los calculados por el modelo. La calibración finalizó con los siguientes resultados en el periodo 2001-2004

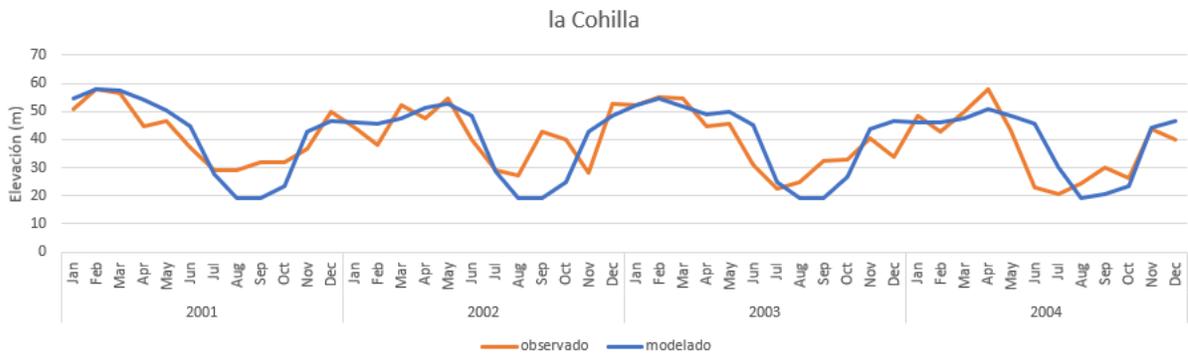


Figura 52: Calibración del embalse de la Cohilla en el periodo 2001-2004

RMSE = 8.34 m

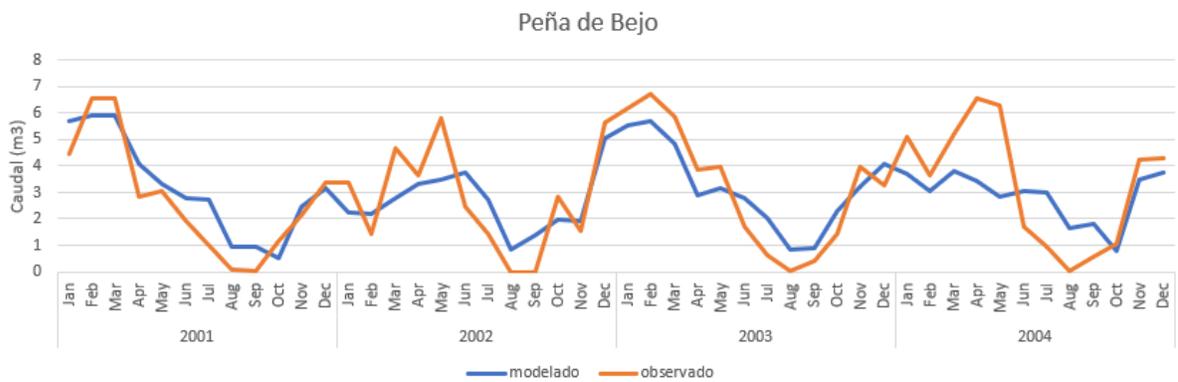


Figura 53: Calibración de la central de Peña de Bejo en el periodo 2001-2004

RMSE = 1.26 m<sup>3</sup>/s

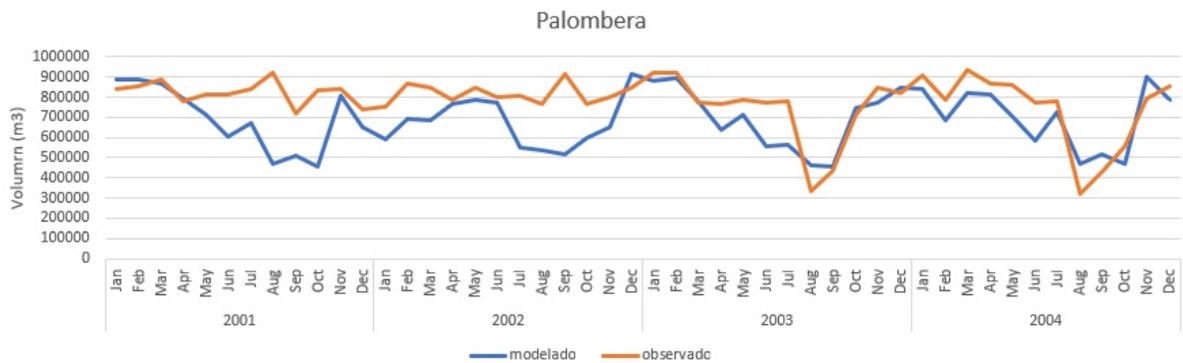


Figura 54: Calibración del embalse de Palombera en el periodo 2001-2004

RMSE = 139629 m<sup>3</sup>

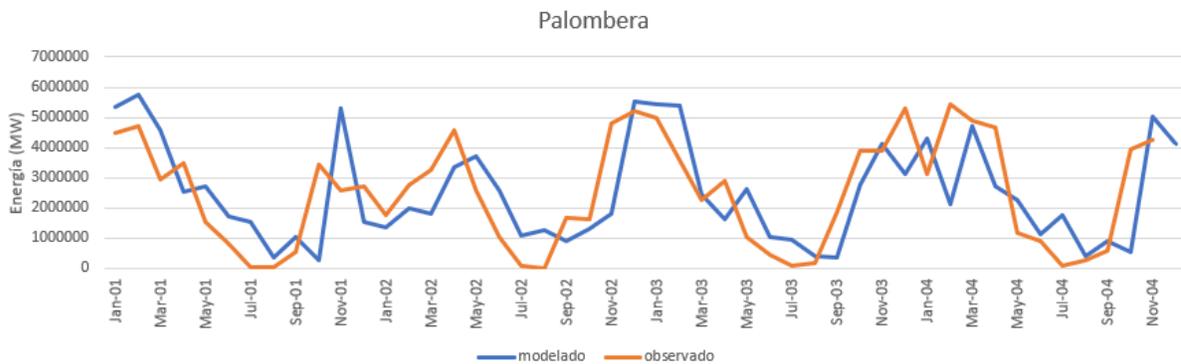


Figura 55: Calibración de la central de Palombera en el periodo 2001-2004, según la potencia disponible

$$RMSE = 1500000 \text{ MW}$$

### 5.1.2 Validación

Una vez realizada la calibración, se validó el modelo eligiendo otro periodo del que se disponían de datos observados, para comprobar la efectividad del modelo. El periodo fue 2005-2008 y los resultados fueron los siguientes:

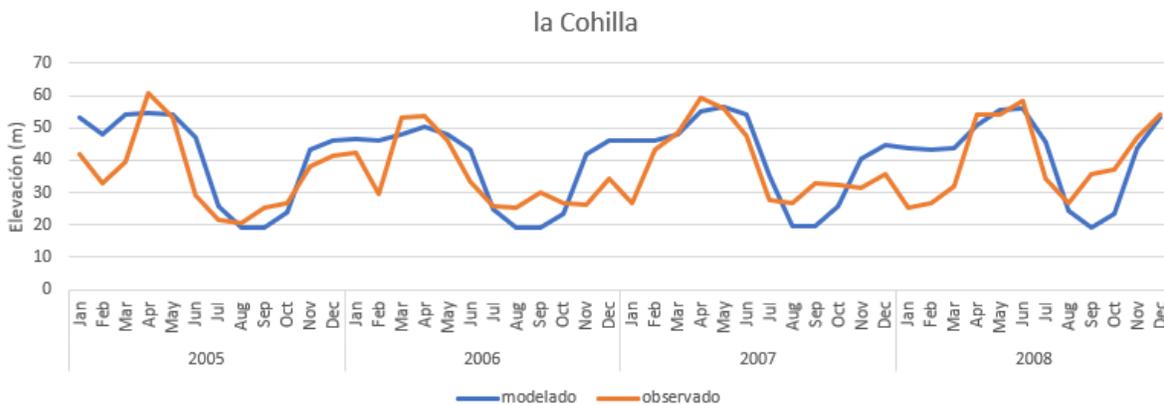


Figura 56: Validación del embalse de la Cohilla en el periodo 2005-2008

$$RMSE = 10.76 \text{ m}$$

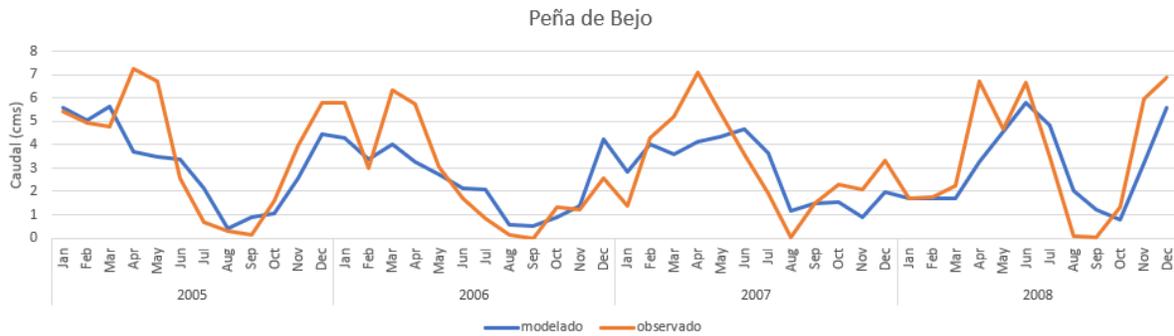


Figura 57: Validación de la central de Peña de Bejo en el periodo 2005-2008

$$RMSE = 1.76 \text{ m}^3/s$$

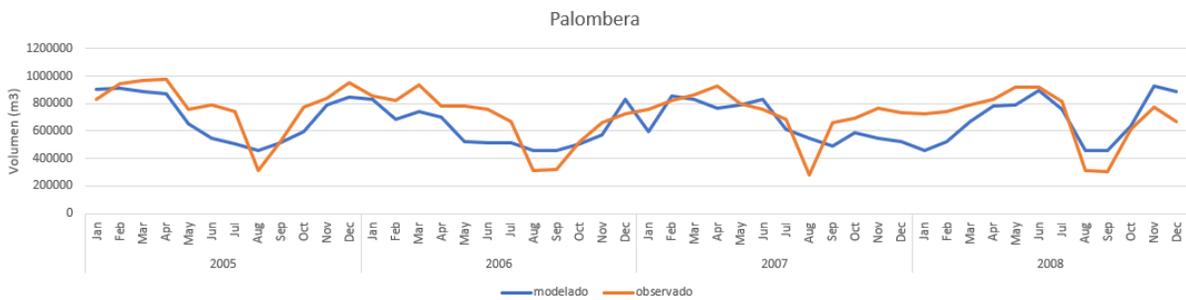


Figura 58: Validación del embalse de Palomera en el periodo 2005-2008

$$RMSE = 202100 \text{ m}^3$$

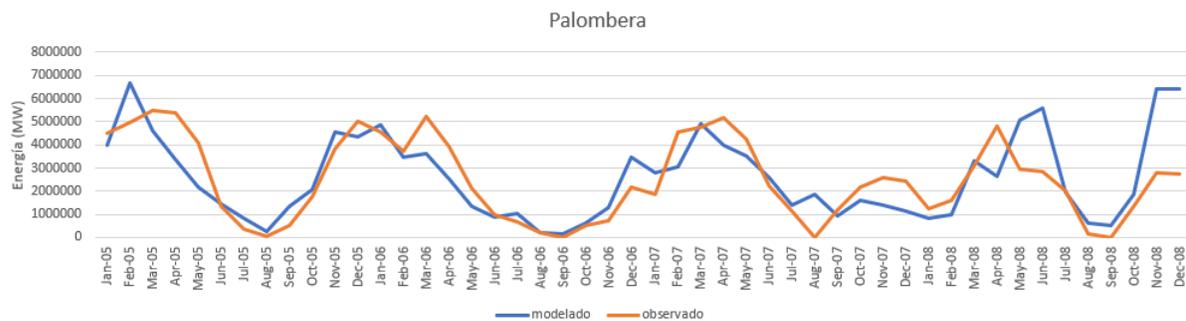


Figura 59: Validación de la producción de la central de Palomera en el periodo 2005-2008, según la potencia disponible

$$RMSE = 1509000 \text{ MW}$$

Viendo estos dos periodos de explotación de los Saltos del Nansa, se puede ver cómo ha ido variando las regulaciones de los mismos. Por ejemplo, si echamos un vistazo a los valores de volumen observados en el embalse de Palomera en ambos periodos, se puede ver cómo antes de 2003 intentaban mantener

el volumen del embalse constante durante todo el año, mientras que a partir de 2003 el embalse experimenta una bajada importante de volumen de agua al año en verano.

Las gráficas nos muestran cómo el modelo sigue calculando los valores similares a los observados, por lo que daremos por bueno su funcionamiento y lo usaremos para calcular la predicción de producción de energía eléctrica en el periodo 2045-2065 con las características actuales y en caso de cambio de diseño de la central. A continuación se muestra en el cuadro 13 cómo en el periodo de validación el error aumenta ligeramente, pero sigue siendo aceptable.

RMSE	Calibración	Validación
Elevación del embalse de la Cohilla (m)	8.34	10.76
Caudal en Peña de Bejo ( $m^3/s$ )	1.26	1.76
Volumen del embalse de Palombera ( $m^3$ )	139629	202100
Potencia disponible en Palombera (MW)	1500000	1509000

Cuadro 13: Comparación de los valores de la raíz del error medio cuadrático en los procesos de calibración y validación

## 5.2 Producción de energía eléctrica futura en las condiciones actuales

Con el modelo en correcto funcionamiento y haciendo uso de las series de caudales de entrada en la cuenca, se calcularon las predicciones de producción de energía eléctrica diaria en el periodo 2045-2065. Para poder hacernos una idea de cómo variaría esta producción entre 1985-2005 y 2045-2065, se calculó la diferencia de producción ( $\Delta P$ ) y el porcentaje de variación (%P) diarias de la siguiente forma, siendo  $P_a$  la producción diaria actual y  $P_f$  la producción diaria futura:

$$\Delta P = P_f - P_a \tag{42}$$

$$\%P = \frac{\Delta P}{P_a} * 100 \tag{43}$$

Posteriormente se calculó la media de las variaciones medias mensuales, sumando el total de variaciones y de porcentajes de cada mes, y dividiendo entre el número de valores (o días). Los resultados fueron los siguientes:

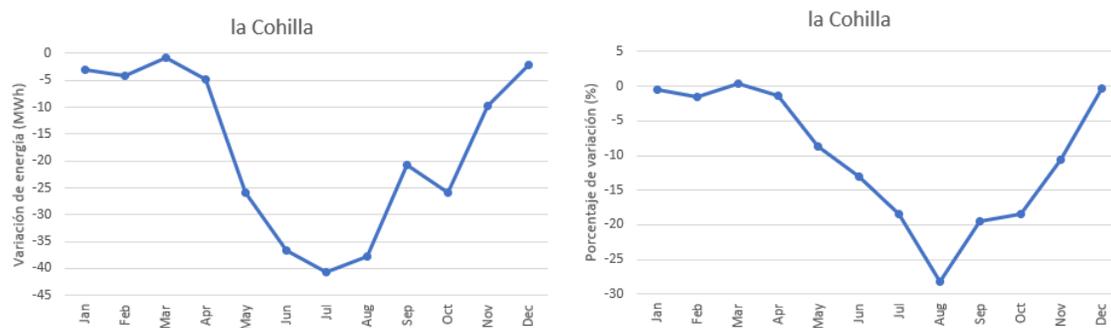


Figura 60: Variación de energía diaria generada en la Cohilla entre los periodos 1985-2005 y 2045-2065, expresada en diferencia de energía y porcentaje

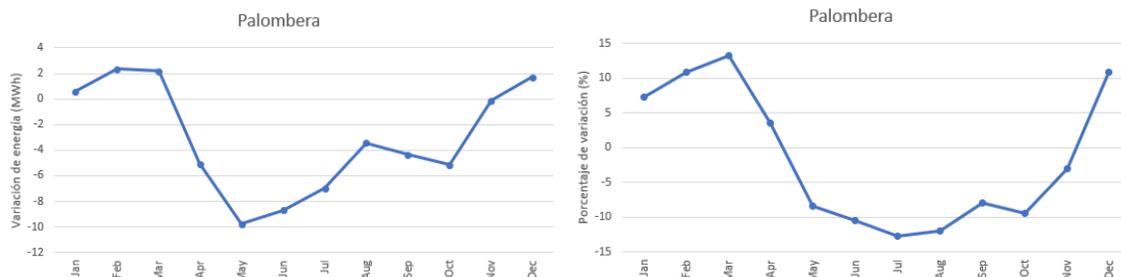


Figura 61: Variación de energía diaria generada en Palombera entre los periodos 1985-2005 y 2045-2065, expresada en diferencia de energía y porcentaje

Se puede ver claramente en los resultados que la producción de energía eléctrica va a disminuir en las próximas décadas, con puntas de caída de 1.8MW diarios en la Cohilla y 0.4MW diarios en Palombera en los meses de verano. Esto supondría disminuciones de casi el 30 % en la Cohilla, mientras que en Palombera no llegaría a un 15 % de bajada.

Esta diferencia se puede deber a que, aunque ambas centrales se nutran de la misma cuenca, no lo hacen de la misma manera. En el caso de la central de Peña de Bejo, su embalse se nutre directamente del agua que le llega de la cuenca, y la usa prácticamente de forma seguida para producir energía de forma continua. Por lo que la variación de caudal de entrada que generaría el cambio climático condicionaría en gran medida la continuidad de su producción.

Sin embargo, la central de Palombera se utiliza para rellenar los picos de demanda que suceden a lo largo del día. Por lo que, aunque este en continuo funcionamiento, no usa toda el agua que le suministra el canal proveniente de la Cohilla de forma continua, pudiendo almacenar parte y ser menos susceptible a los cambios de caudales de entrada.

Viendo estos resultados, es lógico pensar que la mejor forma de optimizar este sistema es modificando el funcionamiento de la central de Peña de Bejo, ya que es la central que más va a sufrir las consecuencias del cambio climático.

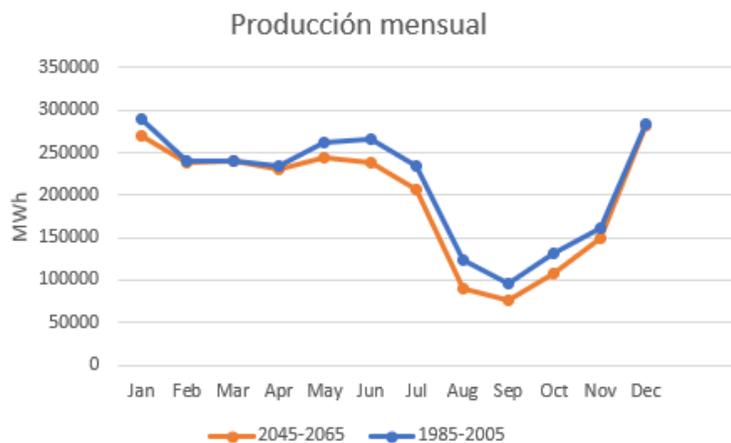


Figura 62: Comparación de producción mensual de energía eléctrica en los periodos 1985-2005 y 2045-2065 con la instalación actual en la central de Peña de Bejo.

### 5.3 Nueva central de bombeo

#### 5.3.1 Pozo de hormigón

Las dimensiones del pozo de hormigón armado fue diseñado tomando como modelo varios pozos de central hidroeléctricas reversibles existentes en Europa. Por tratarse de un estudio, las dimensiones de la instalación son aproximadas.

A continuación se expone en la figura 63 la situación actual del interior de la central de Peña de Bejo, y en el anexo 2 se pueden ver los planos de la nueva central.



Figura 63: Estado actual del interior de la central de Peña de Bejo

#### 5.3.2 Turbina-bomba

Las características principales de la turbina-bomba a instalar son las expuestas en el cuadro 14

	Turbina	Bomba
Salto neto (m)	308	328
Oscilación relativa (m)	59	10
Potencia (MW)	16	14.1
Caudal máximo ( $m^3/s$ )	6	4.5
n (rpm)	1000	1000
$n_{emb}$ (rpm)	1397.44	1397.44

Cuadro 14: Características de la turbina-bomba

Atendiendo a las características calculadas en el apartado de la metodología, se buscó un modelo de turbina-bomba en el mercado que satisficiera estas necesidades.

La empresa austriaca Voith es una de las principales precursoras internacionales en la construcción de turbinas-bomba. Para cada proyecto, diseñan una instalación particular. Entre sus últimos proyectos, se encontró uno con las características muy similares a las calculadas en este estudio. En la figura 64 se muestran estos proyectos.

El proyecto con el número 22, llamado Coo II, requirió la construcción de una instalación similar a la nuestra, por lo que esta empresa podría proporcionarnos la máquina pertinente. En la figura 65 se muestra la sección de una turbina-bomba. Las dimensiones que tendría que cumplir la turbina-bomba serían las expuestas en el cuadro 14.

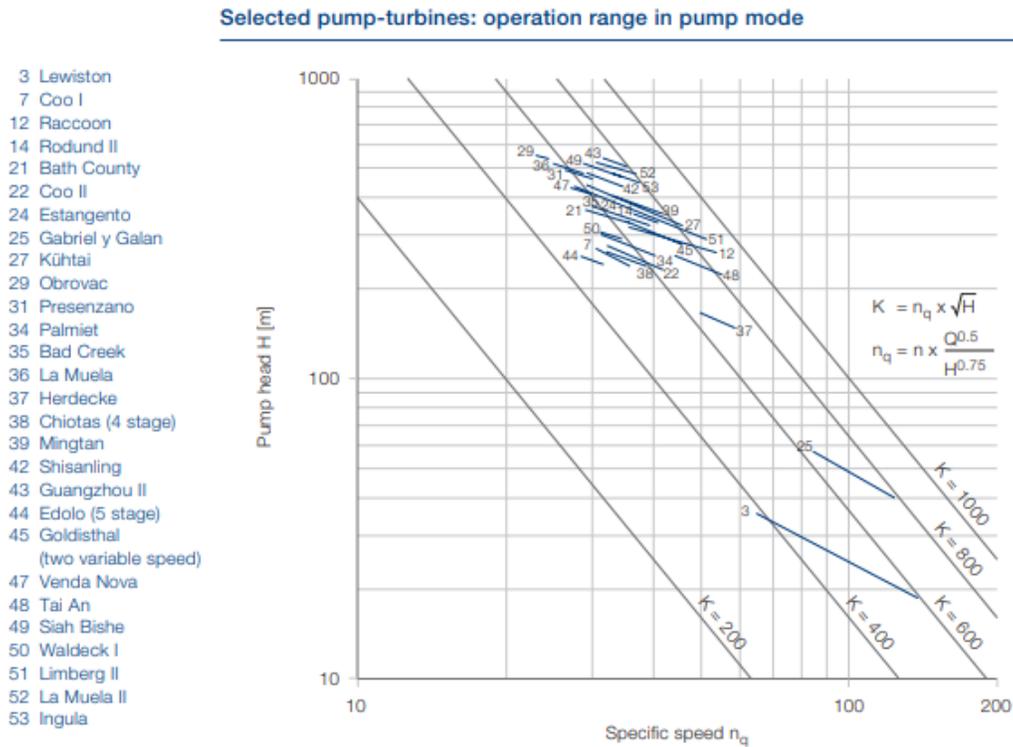


Figura 64: Ábaco con las turbinas-bomba diseñadas por la empresa Voith Group 26

## Cross section of a Pump turbine/ Generator unit

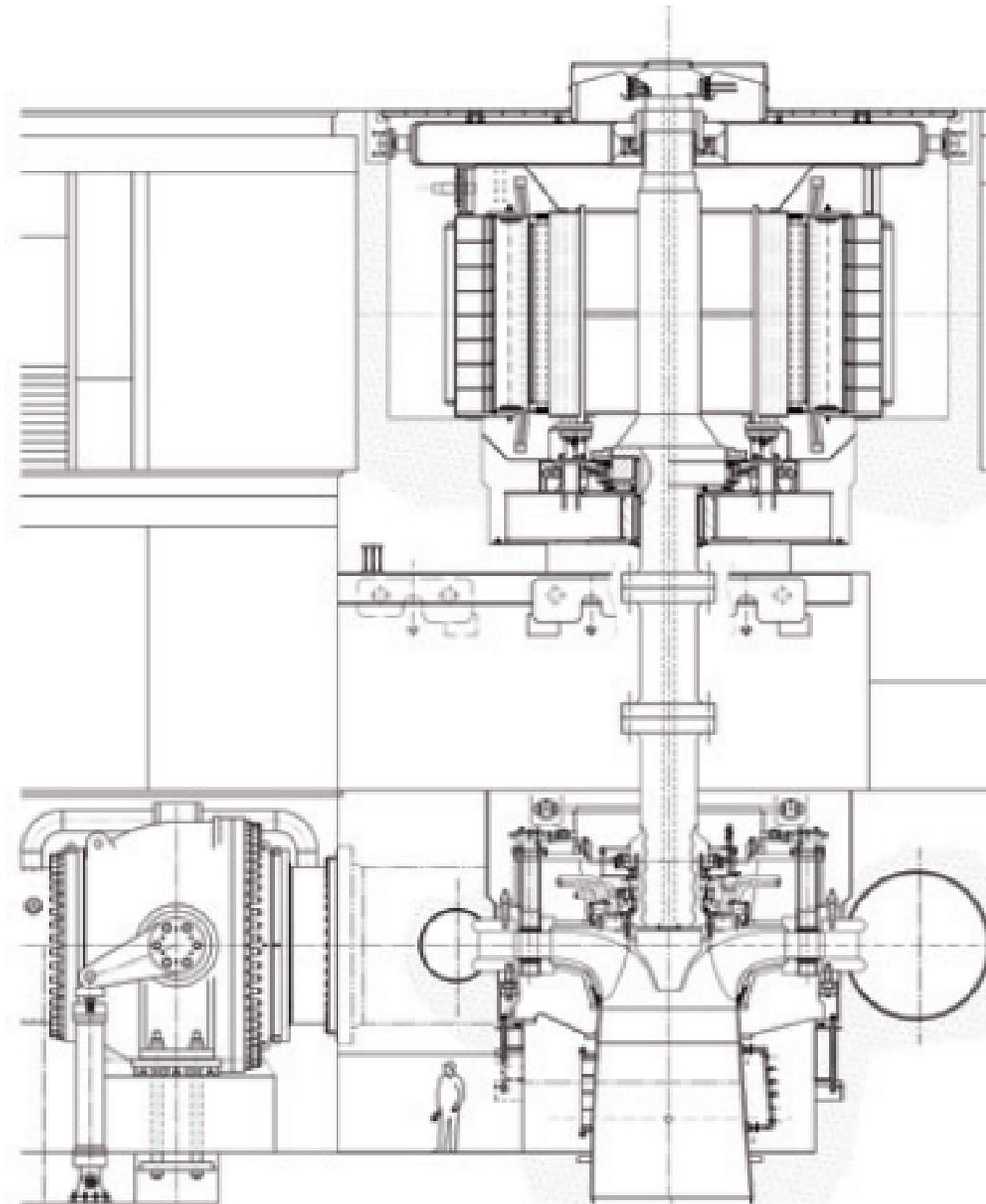


Figura 65: Sección de una turbina-bomba general [26]

### 5.3.3 Alternador-motor

La empresa Voith sería la encargada de suministrar la turbina-bomba y su correspondiente alternador-motor, siguiendo las indicaciones del cuadro 15

	Alternador	Motor
Pares de polos	3	3
Inercia natural ( $tm^2$ )	4.84	4.84
Tiempo de arranque (min)	2	2
Potencia (KVA)	16	14.1

Cuadro 15: Características del alternador-motor

### 5.3.4 Válvulas

Para el suministro de válvulas existe una gran oferta de posibles empresas proveedoras. Con objeto de calcular una aproximación del presupuesto de la obra, se han elegido las válvulas de la empresa Orbinox.

A continuación se muestra el modelo de válvula de mariposa de esta empresa. El accionamiento más utilizado para operar estas válvulas es mediante un contrapeso y servomotor de aceite. La válvula se compone de varias partes: cuerpo, disco, eje, cilindro de accionamiento, dispositivo de by-pass y dispositivo de aducción del aire. Dispone de tres tipos de accionamiento: manual, eléctrico e hidráulico.

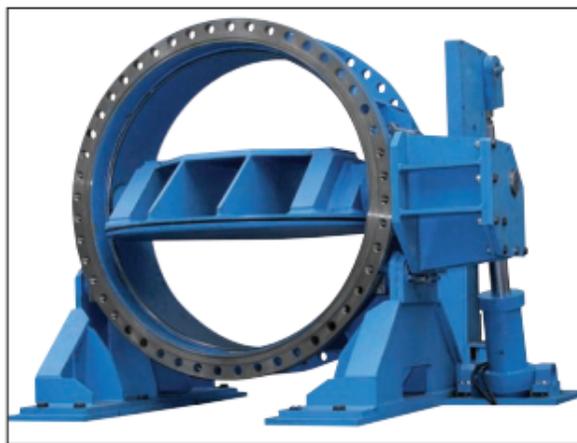


Figura 66: Válvula de mariposa 24

La válvula de chorro hueco fue la seleccionada para regular el caudal en las tuberías forzadas. Las válvulas de cono son excelentes órganos de regulación, pueden operar a cualquier abertura parcial y prácticamente no tienen limitaciones en las cargas de diseño. Consiste en el cuerpo, la camisa u obturador y los cilindros de accionamiento. Esta válvula puede ser accionada manual, eléctrica o hidráulicamente.



Figura 67: Válvula de chorro hueco [24]

Para el cierre de la compuerta a la salida del tubo de aspiración se ha elegido la siguiente compuerta vagón. Es una compuerta formada por una estructura mecosoldada plana debidamente reforzada en la que el guiado se realiza mediante sistema de rodillos laterales que disminuyen las cargas de maniobra de la compuerta. El accionamiento puede ser eléctrico o hidráulico.



Figura 68: Compuerta vagón [24]

### 5.3.5 Túnel de descarga y tubo de aspiración

Las dimensiones principales del túnel de descarga se exponen en el cuadro [16]

Dimensión (m)	Valor de diseño
Diámetro	0.75
Espesor	0.06
Longitud	10
Altura de compuerta	1.12

Cuadro 16: Características principales del túnel de descarga y tubo de aspiración

### 5.3.6 Leyes de explotación

Las nuevas leyes de explotación para la central de la Cohilla serían las siguientes.



Figura 69: Nuevo control anual de la elevación de la Cohilla

El funcionamiento del aliviadero seguiría siendo el mismo que hasta ahora. Para la programación del funcionamiento de la turbina y la bomba, al compartir las mismas tuberías, se creó un calendario por turnos.

Las horas de bombeo son muy limitadas dado el tamaño del embalse inferior. Se planteó la posibilidad de aumentar el tamaño de dicho embalse, pero las variaciones de precio diarias tampoco favorecían el aumentar las horas de bombeo diarias, por lo que se decidió no modificar.

Al crear este calendario, se tuvo en cuenta la variación estacional de caudales y precios. En primavera hay mayor falta de agua, por lo que se aumentó las horas de bombeo. Se acortó el periodo durante el verano en el que el aprovechamiento está prácticamente inactivo, al tener la capacidad de mantenerse a pleno rendimiento durante más tiempo y poder llenar el embalse a final de verano a mayor velocidad. A parte, la estación con los precios de la electricidad más caros es en otoño, que es también la estación con mayor abundancia de agua. Por lo que se intentó que este periodo se produjera antes de la subida de precios que empieza a ocurrir entre septiembre y octubre.

Teniendo estos factores en cuenta, se creó un calendario anual con las siguientes características:

- Durante todo el año se bombea de forma diaria de 3:30am a 5:30am. Considerando que entre puesta en marcha y parada se pierde media hora aproximadamente, se bombea una hora y media a pleno rendimiento de forma diaria.
- Durante los meses de menor caudal se incluye otro periodo de bombeo diario de 4:00pm a 5:30pm. Este bombeo tiene el objetivo de portar al embalse superior de un plus de agua para ser usada en la segunda hora punta de demanda del día. Esta norma se aplicaría de 1 de marzo a 15 de junio, que es la fecha en la que se empieza a vaciar de forma paulatina el embalse.
- Todo el tiempo restante se pondría en funcionamiento la turbina a pleno rendimiento para generar energía eléctrica.

Siguiendo estas pautas, los resultados obtenidos fueron los mostrados en las figuras 70 y 71. En las gráficas superiores se muestra la elevación del agua en el embalse de la Cohilla en metros. La referencia que utiliza Hec-ResSim en este caso para las alturas es la NMMA. La línea principal es la verde, que muestra la elevación diaria media en el embalse, y las otras tres separan las zonas del

embalse explicadas en la metodología. En las gráficas inferiores se muestra el caudal diario de entrada y salida al embalse en metros cúbicos por segundo.

Al haber generado predicciones para un periodo de 20 años, se han mostrado gráficos con los resultados generales y con el año 2057, año escogido al azar, para poder apreciar mejor el comportamiento de la central de forma anual.

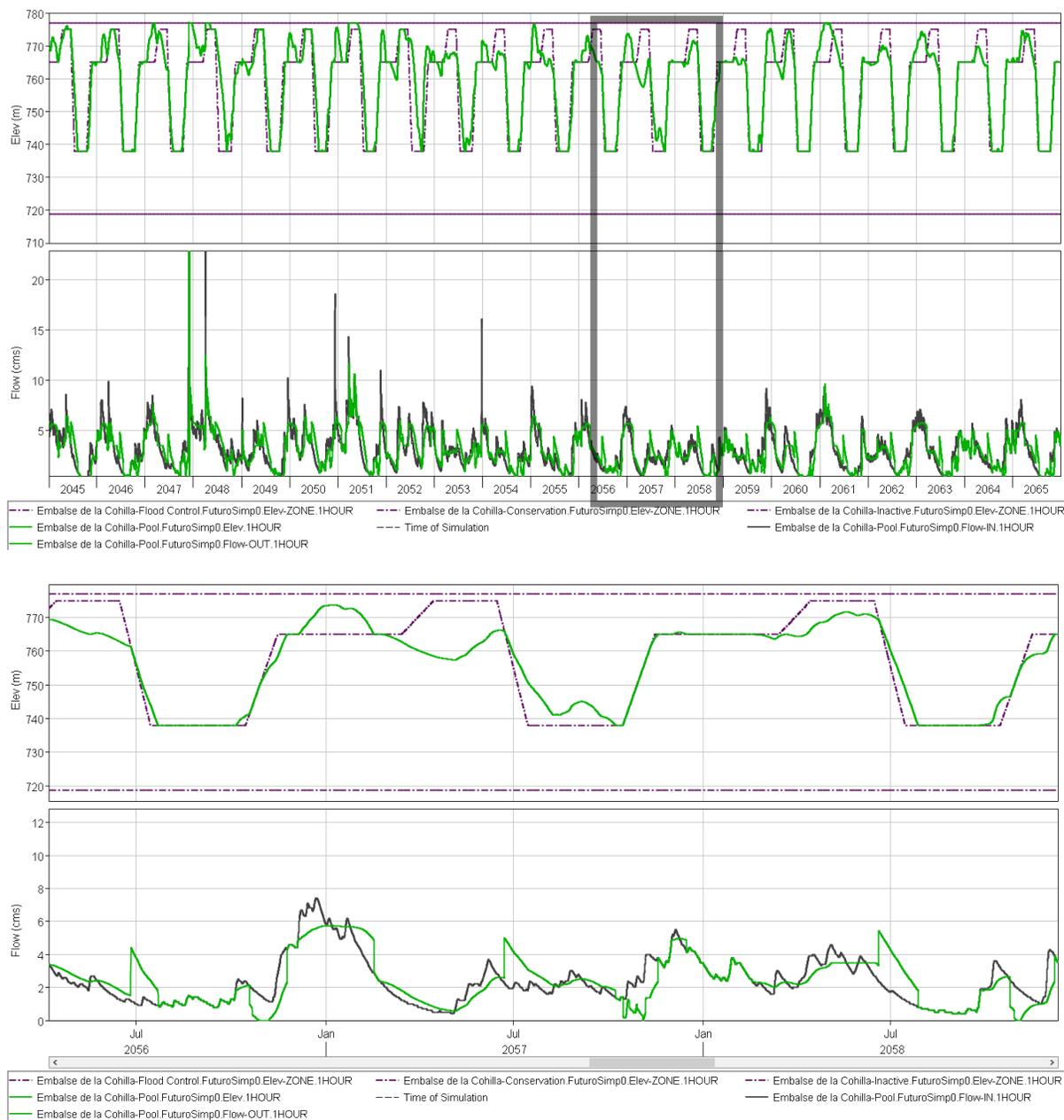


Figura 70: Predicción del nivel de agua en el embalse de la Cohilla con la central hidroeléctrica actual

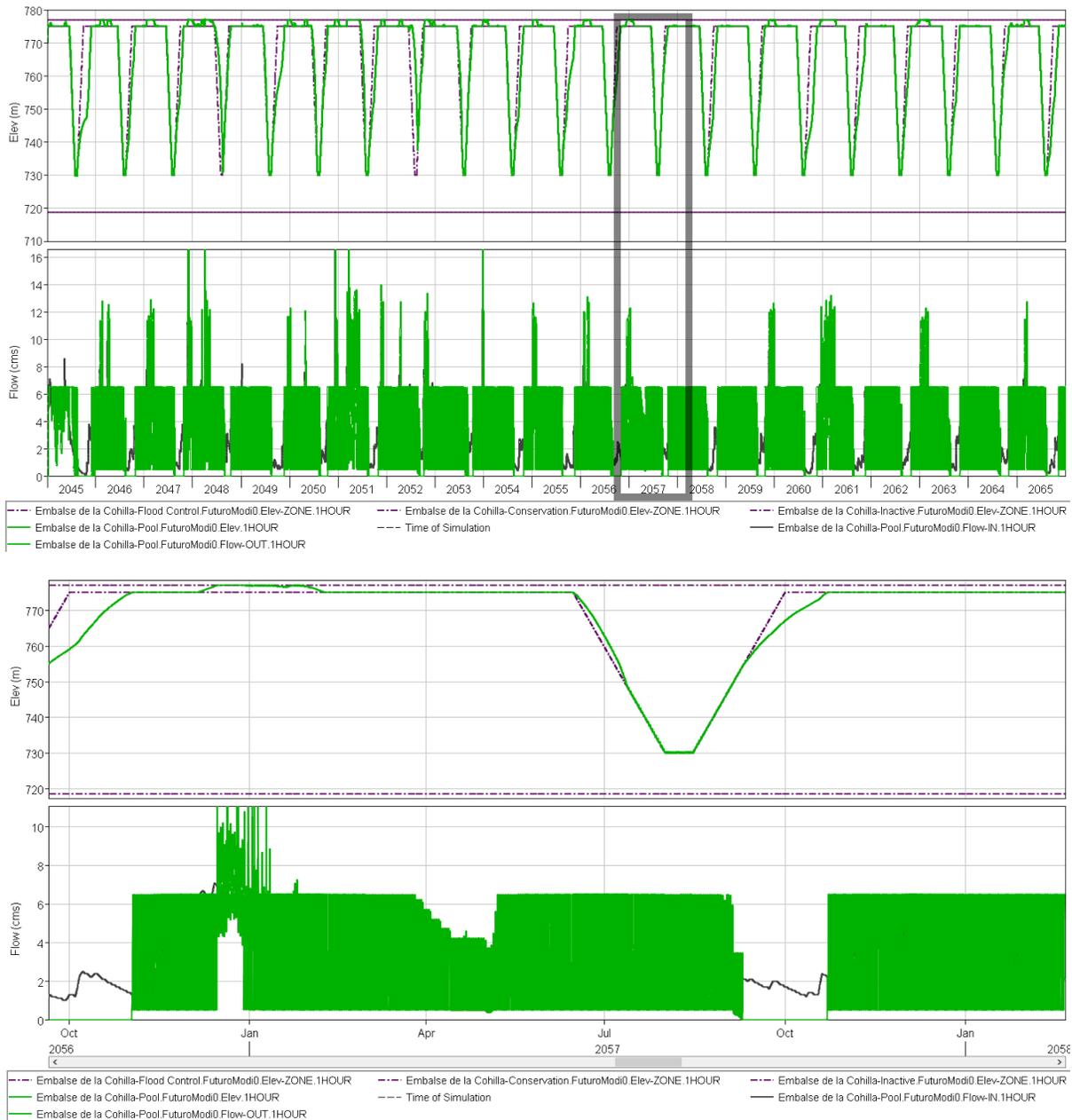


Figura 71: Predicción del nivel de agua en el embalse de la Cohilla con la central hidroeléctrica reversible

Se dibujó una gráfica con ambas series de elevaciones del embalse, esta vez tomando como referencia la que se ha tomado en todo el estudio, el nivel del túnel de Peña de Bejo. Como era de esperar, el nivel de la lámina de agua es superior en el embalse de la Cohilla durante todo el año en el caso de la central de bombeo. Además, en el periodo de vaciado parcial y llenado del embalse el periodo de llenado se hace con mucha mayor rapidez gracias al bombeo de agua.

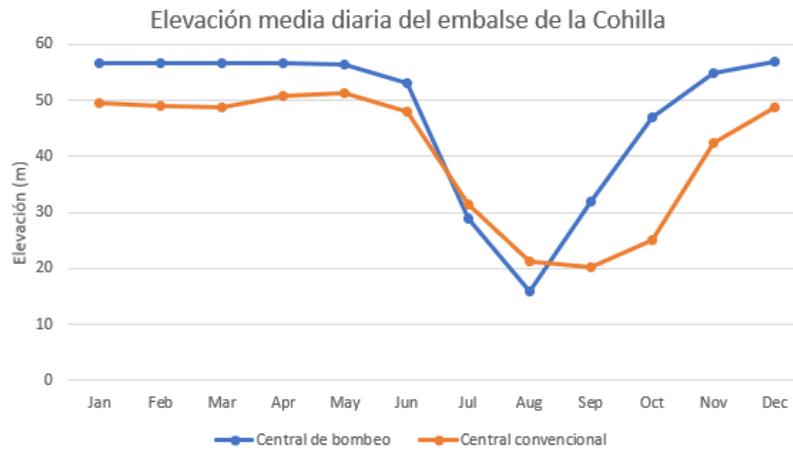


Figura 72: Comparación de las predicciones del nivel de agua en el embalse de la Cohilla

A continuación se muestran los resultados obtenidos respecto a la producción de energía eléctrica. En estos casos hubo que hacer más zoom para poder mostrar el comportamiento de la central de Peña de Bejo. En la primera pareja de gráficas la línea amarilla modela el agua turbinada por la central, y en la segunda pareja la línea roja modela el agua turbinada y la verde el agua bombeada.

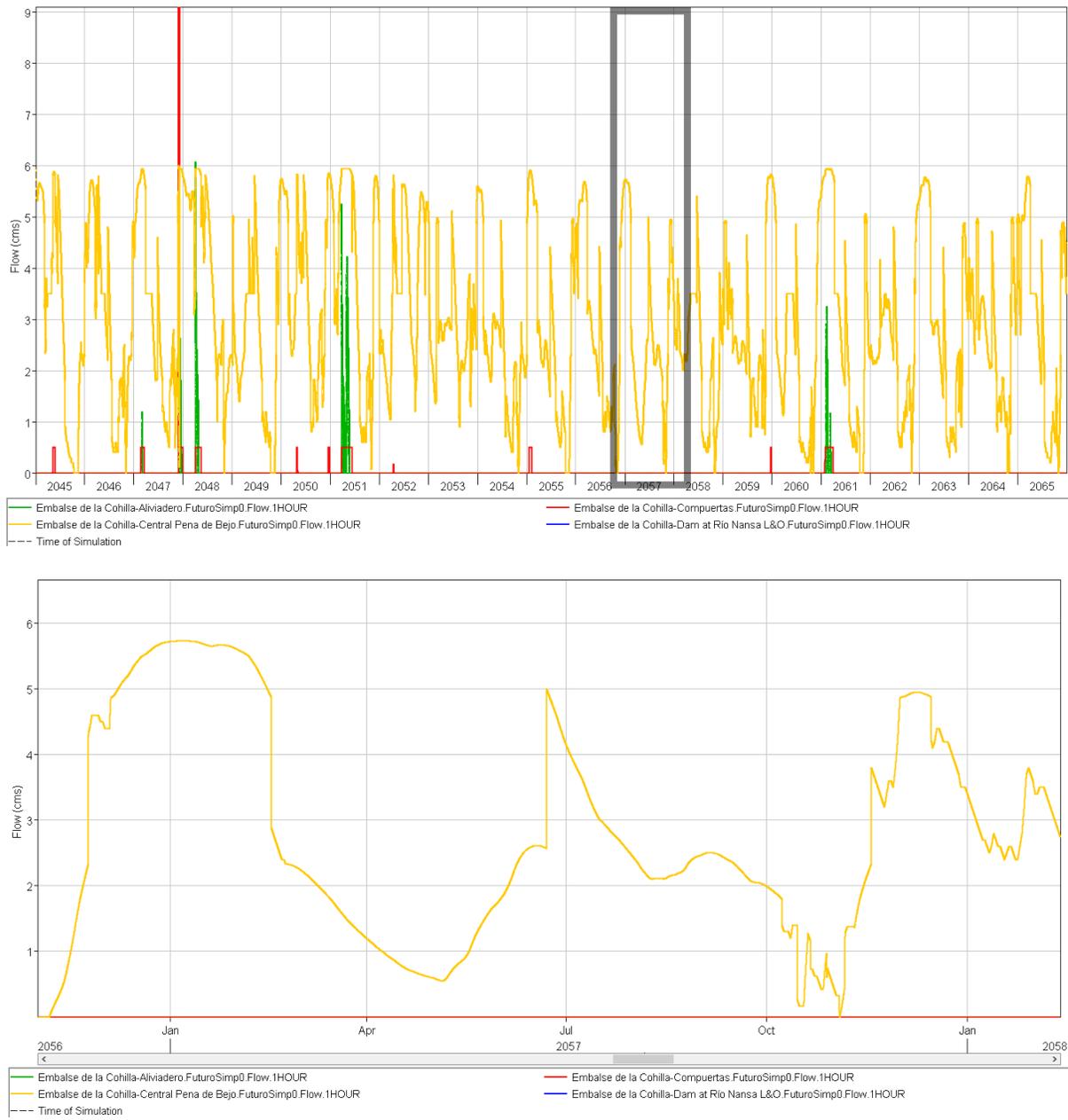


Figura 73: Predicción de los caudales en la central de Peña de Bejo con la central hidroeléctrica actual

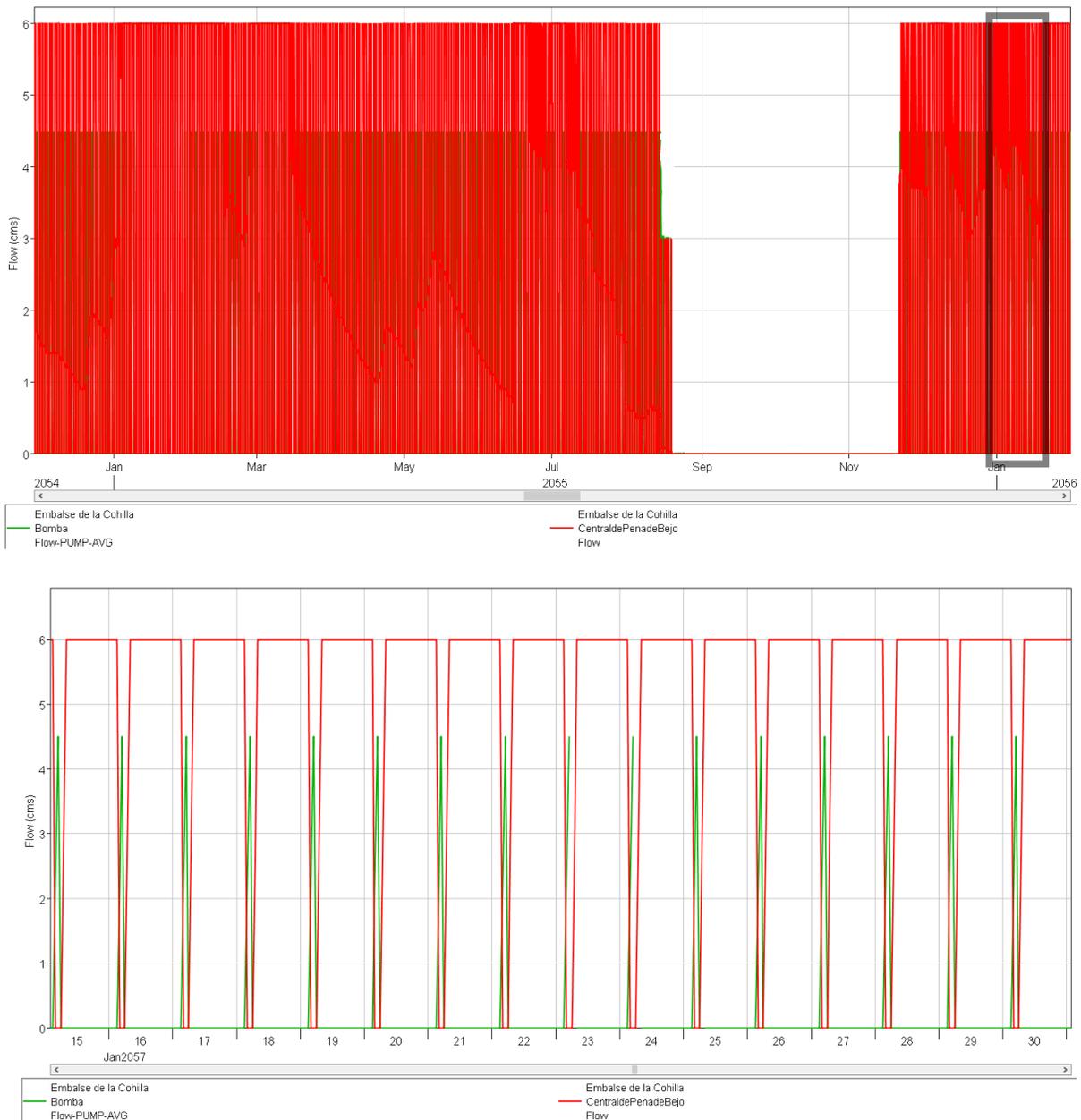


Figura 74: Predicción de los caudales en la central de Peña de Bejo con la central hidroeléctrica reversible

Como se puede ver, el régimen de los caudales cambia en gran medida. En un principio se calcularon los valores medios entre todos los años, pero esas medias se cargaban muchas puntas de generación y no dejaban ver el verdadero comportamiento anual. Por ello, se decidió coger un año al azar dentro del periodo. Aunque el funcionamiento pueda cambiar ligeramente de año en año, todos son muy similares.

En el caso de la nueva central de bombeo, los caudales son máximos la mayoría del tiempo, además de cuando se está cambiando de un proceso a otro. Estas variaciones de caudal debidas al cambio de

proceso perjudican mucho a la generación de energía, que de la forma convencional es continua.

### 5.3.7 Presupuesto

A partir de precios unitarios generales de las distintas unidades de obra a ejecutar en el proyecto se ha estimado un presupuesto. Este presupuesto se muestra en el anexo C.

### 5.3.8 Amortización

Esta obra está pensada para realizarse en un futuro, cuando los efectos del cambio climático empiecen a afectar los regímenes de caudal del río Nansa y con ello empiece a disminuir la producción del aprovechamiento. Por esta razón, se ha calculado la amortización en el caso de realizarse en 2045, al inicio del periodo estudiado.

Con objeto de calcular la amortización de esta obra civil y así poder valorar la viabilidad del mismo, hay que calcular los costes e ingresos en el periodo estudiado.

Los costes de la central reversible se dividen en:

- Costes de construcción, inversión
- Costes energéticos
- Costes de mantenimiento

Los costes de construcción se muestran en el presupuesto de la obra, con un coste total de 2396202.34 €. En 2045, este coste sería equivalente a 5017115.57 €.

Los costes de mantenimiento incluyen los operarios que mantienen en funcionamiento el aprovechamiento, los seguros y las revisiones de calidad. Actualmente los aprovechamientos hidroeléctricos funcionan con muy poco personal, ya que se gestionan desde centros de control, por lo que consideraron dos operarios durante todo el año. En cuanto los seguros, se hizo una estimación de 9000 € anuales. Las revisiones de calidad las suele llevar el mismo personal que explota el aprovechamiento, por lo que entraría dentro de los gastos indirectos de la empresa. Hay que tener en cuenta también las posibles reparaciones durante estas revisiones. Se estimaron como un 15% de los costes de materiales. Sumando todos los costes, sumó un total de costes de mantenimiento de  $2 \cdot 15000 + 9000 + 0.15 \cdot 1778600.12 = 305790$  € anuales.

Los costes energéticos son los costes de la electricidad consumida durante los periodos de bombeo. Estos costes fueron optimizados a la hora de diseñar las leyes de explotación. A parte, tenemos que calcular los ingresos producidos por la central gracias a la generación de energía eléctrica. Los costes e ingresos energéticos varían anualmente.

Una vez se han calculado los ingresos y los gastos de explotación medios, se procede a proyectarlos durante el periodo de vida de la actuación, determinando la viabilidad del proyecto. La metodología a seguir incluye las definiciones de la tasa de interés nominal y real, así como de la inflación.

Por un lado tenemos la tasa de interés real es el coste de oportunidad de dinero, ya que el dinero es un factor de producción, tiene un coste. También se denomina tasa de actualización. Por otro lado está la inflación, que calcula la depreciación de la moneda ocasionada por un desajuste económico, que genera subidas de precios. Esto hace que el dinero pierda lugar.

A la hora de trabajar con costes en diferentes periodos temporales, se puede usar la tasa de interés real o la tasa de interés nominal, que tiene en cuenta la tasa de interés real y la inflación. En caso de

grandes proyectos, lo más habitual es utilizar la tasa de interés real, o tasa de actualización, que es la que se aplicará en este caso. Se tomará un valor de 3 %.

Hay que considerar también los años de amortización del proyecto, para estaciones de bombeo lo usual suelen ser 10-20 años. Se asumirá una amortización de 20 años.

Beneficio neto:

$$B = \sum_{n=1}^{n=20} \left[ \frac{b_n}{(1+i)^n} \right] = 86838642,7\text{€} \quad (44)$$

Gastos:

$$G = \sum_{n=1}^{n=20} \left[ \frac{g_n}{(1+i)^n} \right] = 11442442,2\text{€} \quad (45)$$

$$VAN = B - C = B - (I + G) = 72694207,66\text{€} \quad (46)$$

Los inconvenientes de calcular el valor actual neto de la obra son que no indica la eficiencia de la inversión, es decir, por cuanto es independiente de la cuantía de dinero invertido, y que hay que suministrar externamente un valor para la tasa de actualización.

Por ello, se calcula también la TIR, tasa interna de retorno, que hace  $VAN = 0$  siendo  $B = C$ . Este cálculo no necesita inventarse ningún valor, ya que es el valor que se intenta calcular.

Al ser en este caso una modificación sobre una obra ya construida, el valor de los beneficios es mucho mayor que el de los gastos, por lo que es muy difícil que los gastos iguallen a los beneficios. De hecho, el valor del VAN muestra cómo los beneficios anuales son muy elevados, siendo la obra totalmente amortizable, en caso de construirla en 2045.

## 5.4 Análisis económico

Una vez diseñada la nueva central de bombeo en Peña de Bejo, se calcularon los beneficios en el periodo 2045-2065 en caso de seguir con el sistema actual y en el caso de implantar la central de bombeo, para hacer una comparación entre ambos.

Desgraciadamente, los beneficios de la nueva central de bombeo no superaron las predicciones de ganancias de la central hidroeléctrica convencional actualmente instalada.

Los resultados obtenidos se muestran en las figuras 75 y 76. En los gráficos superiores se muestra mediante la línea verde la media de capacidad diaria de generación de energía que tiene la instalación dependiendo del agua disponible en el embalse. En los gráficos inferiores se muestra mediante la línea roja el caudal medio que turbinata la central. Al igual que en los casos anteriores, se ha mostrado tanto la serie entera como un zoom a una parte de ella para poder mostrar el comportamiento de ambas centrales con más claridad.

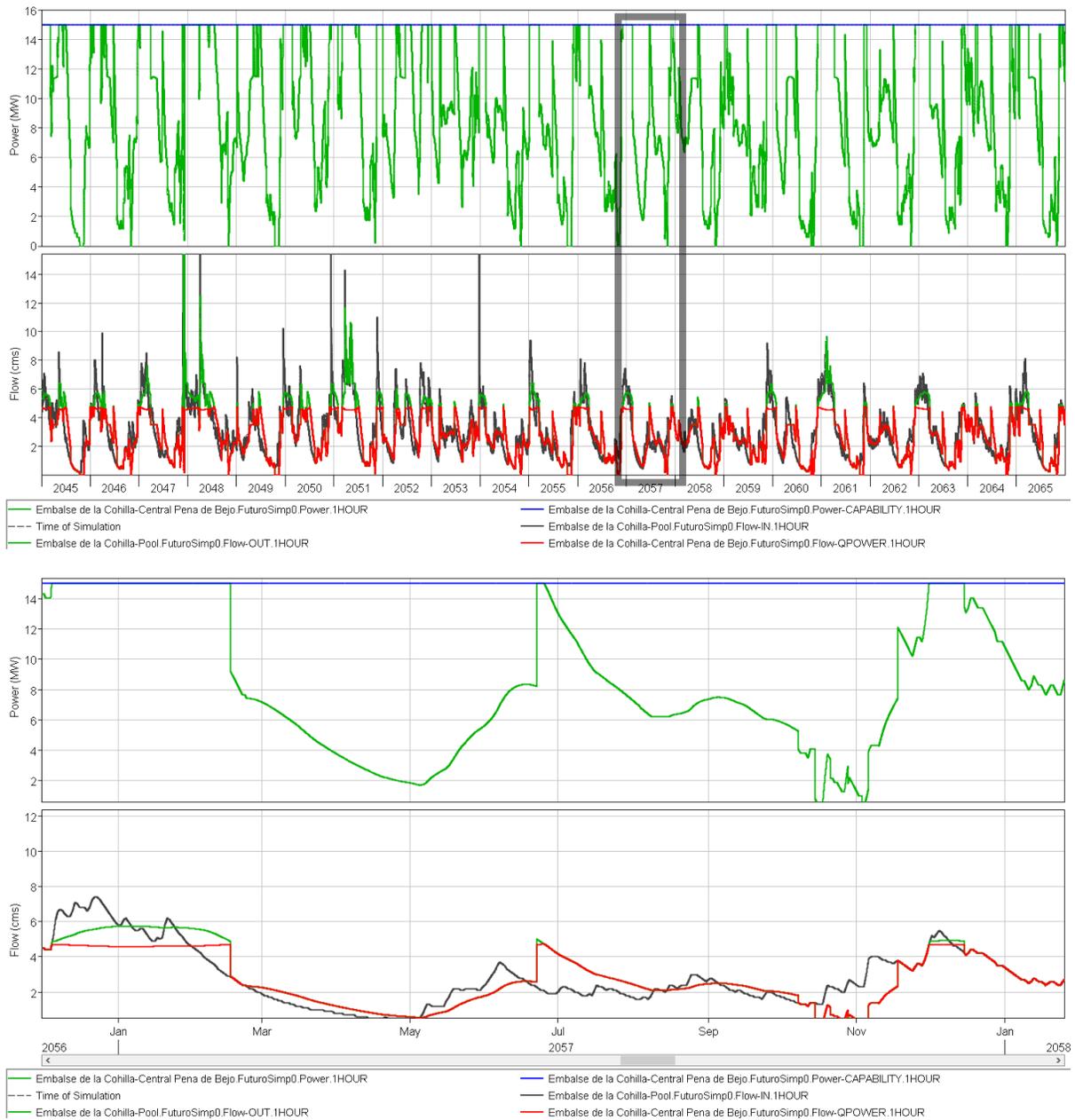


Figura 75: Predicción de producción de energía eléctrica con la central hidroeléctrica actual

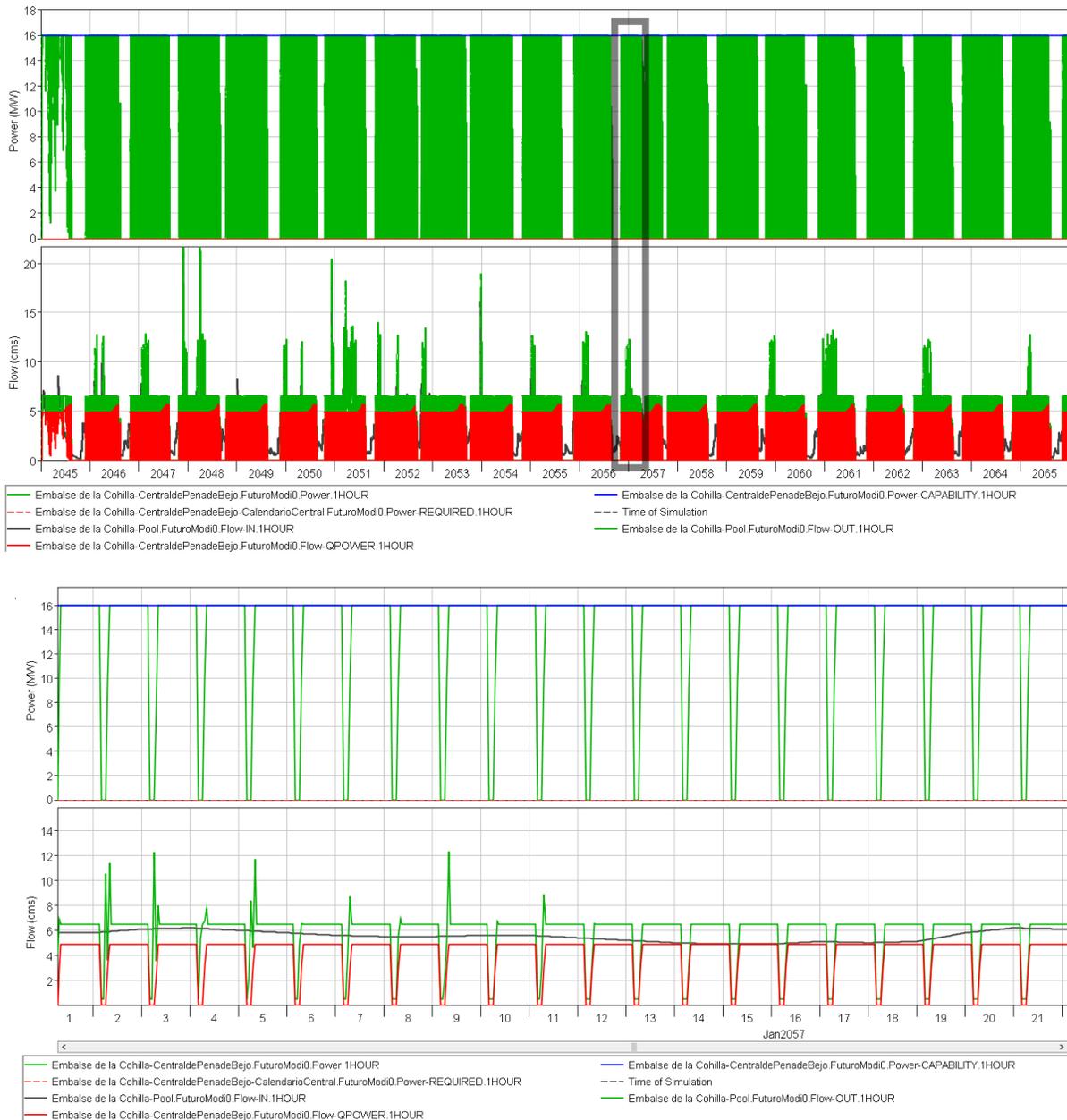


Figura 76: Predicción de producción de energía eléctrica con la central hidroeléctrica de bombeo reversible

Con el sistema de explotación actual, el proceso de generación de energía es mas continuo, ya que no se detiene en ningún momento menos en un pequeño periodo durante el verano. Pero, esta continuidad también le supone una mayor variación en la cantidad de energía que se genera cada día, ya que depende totalmente de las precipitaciones que haya.

En cambio, con el nuevo sistema de explotación, la generación de energía se divide en periodos, sabiendo que como norma general de 3:30am a 5:30am se bombeo, que durante la primavera de 4:00pm a 5:30pm también, y que en verano hay un periodo que también está parado. Pero, al mismo tiempo, la

producción es mucho mas eficiente ya que la mayoría de la turbinación se hace al máximo rendimiento, gracias a la disposición de agua a través del bombeo.

En las gráficas de las figura 77 se pueden comparar las generaciones de energía tanto anual como diaria mediante los distintos diseños de central.

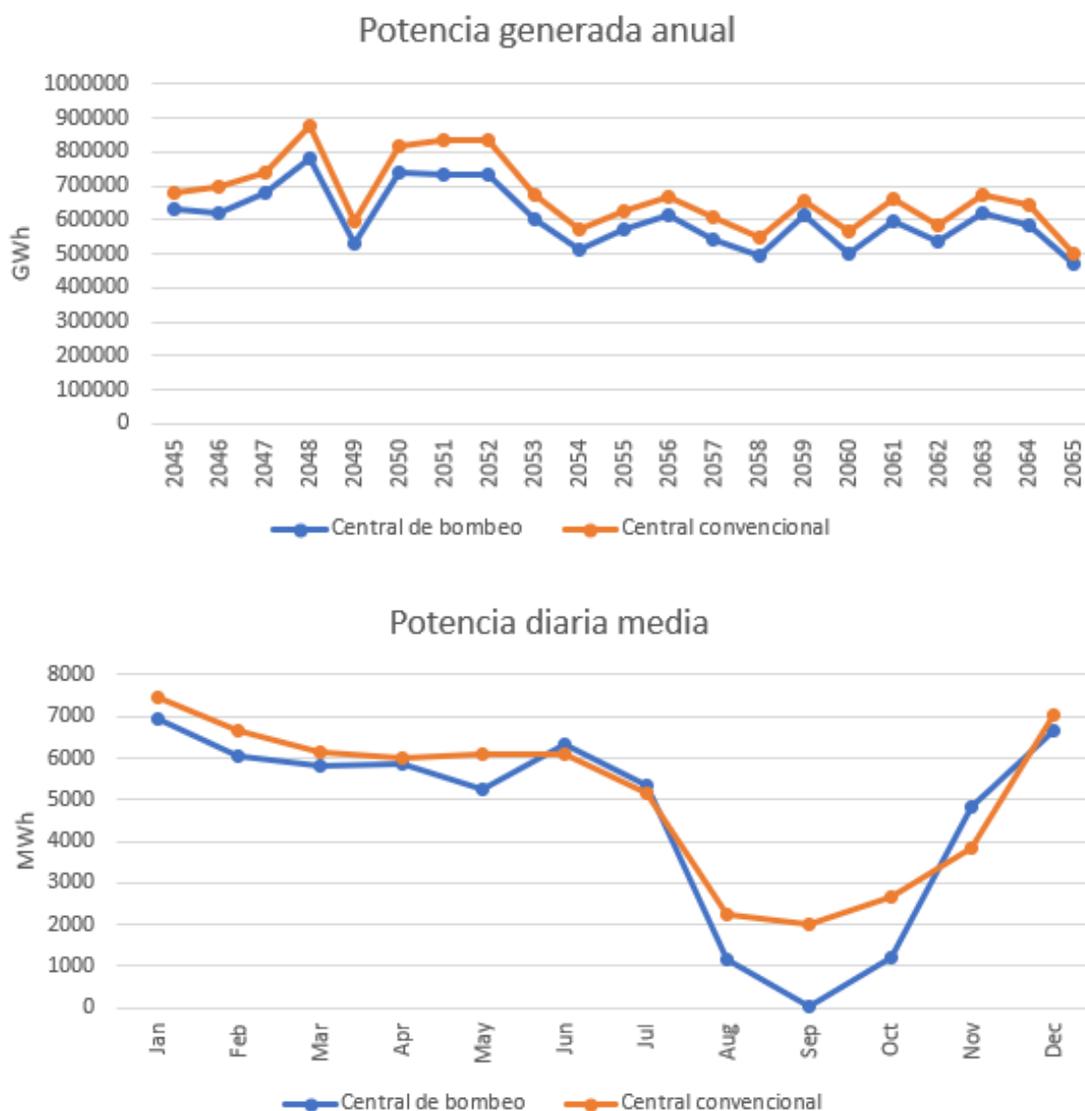


Figura 77: Comparación de predicciones de producción de energía eléctrica

Aun siendo más eficiente el método de la nueva central de bombeo, las horas que se pierden bombeando hacen que la generación disminuya, como se puede observar en las gráficas. Analizando el cómputo total de beneficios mediante los dos sistemas de explotación, la central hidroeléctrica convencional resulta ser mas rentable que la central de bombeo. La razón principal es que, aunque la producción de energía sea mayor con el nuevo diseño, los gastos generados a raíz de la bomba de agua son demasiado elevados como para contrarrestarlos con el aumento de ganancias de la energía que se genera de mas.

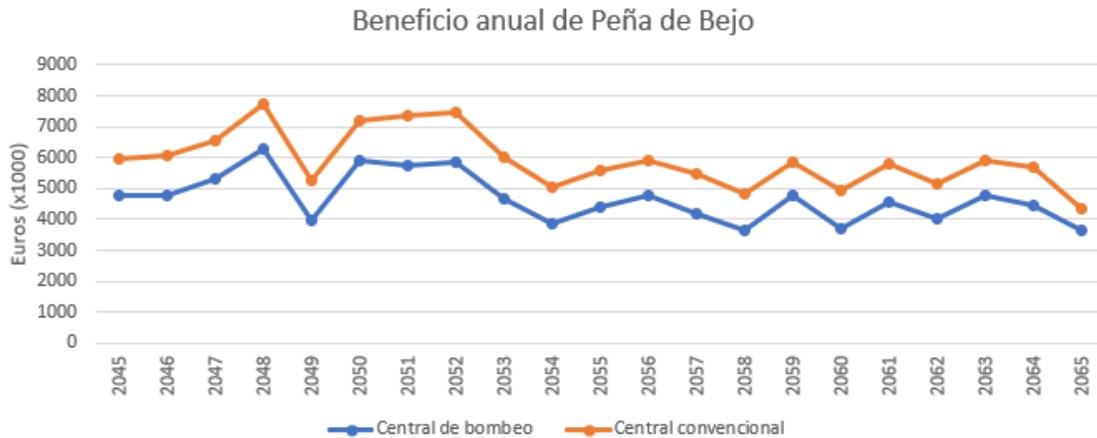


Figura 78: Comparación de predicciones de beneficios anuales

Al ver estos resultados, se vio innecesario calcular las variaciones de producción que iban a suceder en el resto del aprovechamiento. Durante los periodos de bombeo desde el contraembalse de la Lastra, los caudales de salida del contraembalse disminuirían, por lo que la producción del resto del aprovechamiento disminuiría ligeramente.

Esta disminución no sería muy importante ya que las centrales de Rozadío y Celís son de derivación, es decir, no utilizan la totalidad del agua que fluye por el río, solamente lo que les llega a través del canal. Además, la central de Palombera, como ya se ha explicado varias veces, se utiliza con fines de regulación de la producción de energía eléctrica, por lo que siendo cortos los periodos de disminución de caudal, no debería afectar a la producción de la misma.

Siendo así, en el caso de haber aumentado los beneficios en la central de Peña de Bejo, esta pequeña variación en el resto de centrales podría haber sido fácilmente superada. Como no ha sido el caso, simplemente se quiso comentar la situación en el resto de los Saltos.

## 5.5 Mejoras de las predicciones

La central reversible resultó no ser viable a causa de, en gran medida, los elevados precios de compra de la electricidad para bombear agua. A causa de esto, se estudiaron alternativas que pudieran mejorar la producción de la central, convirtiéndola en un proyecto viable.

### 5.5.1 Aumento de los picos diarios del precio diario de la energía eléctrica

La principal razón por la que el sistema de bombeo no acaba de asentarse remite en que la variación del precio en el mercado diario de la electricidad no es la suficiente como para que salga rentable gastarse dinero en bombear agua.

Esta situación en España es posible que cambie, de hecho, varios estudios respaldan que la variación de demanda, y por tanto de precio, de la electricidad en España irá variando cada vez más. Desgraciadamente esto no son más que suposiciones que como bien hemos repetido de forma continua durante todo el estudio no se pueden saber con certeza.

### 5.5.2 Energía sobrante

El proyecto se ha llevado a cabo tasando el precio de venta de la electricidad que se generaba con los precios medios del mercado diario, y aplicando las tasas de compraventa. Este método simula con suficiente similitud lo que serían las transacciones de la central de bombeo a día de hoy, y en un futuro en que la situación de la oferta y demanda de electricidad variara de forma proporcional.

Sin embargo, hay que tener en cuenta el auge de las energías renovables como la fotovoltaica, eólica o mareomotriz. Estas fuentes de energía limpia están cobrando cada vez mas importancia y poder en el pool de la casación de la energía eléctrica, ayudándose del empujón de los pagos por capacidad.

A parte de estas centrales, una de las fuentes de energía más potentes de la que tenemos conocimiento a día de hoy es la nuclear. De hecho, un tercio de la energía que se consume en la Unión Europea es generada gracias a centrales nucleares. Aunque mucha gente se posiciona en contra de la misma por motivos medioambientales o miedos a posibles fugas, es innegable el gran potencial que tienen este tipo de centrales para generar una gran cantidad de energía eléctrica a un coste relativamente bajo. Siendo así, esta energía tiene al continente dividido. Países como España o Alemania trabajan para acabar con todas las centrales del país, mientras que países como Italia o Reino Unido liderando fomentan la construcción de las mismas.

Todas estas fuentes de energía tienen en común que en mayor o menor medida no son 100 % controlables. Las energías naturales son totalmente dependientes del clima, y la energía nuclear aunque se pueda regular no se puede apagar totalmente en ningún momento.

En caso de desarrollarse todas estas energías, que es lo mas deseable para conseguir los objetivos de la Unión Europea de reducción de emisiones de  $CO_2$  a la atmósfera, se generaría mucha energía sobrante en los momentos valle de la demanda de energía. Sería en este momento en el que las centrales hidroeléctricas reversibles ganarían un gran valor, ya que esa energía sobrante se podría usar para bombear agua de forma prácticamente gratis, y el proceso de turbinación sería mucho mas beneficioso.

### 5.5.3 Integración con eólica o térmica

Una idea que se considera a la hora de optimizar el beneficio en la explotación de un aprovechamiento de bombeo es la de instalar un aprovechamiento eólico o térmico al lado de este para poder ahorrarse el pago de la energía que absorbe el bombeo. En este caso consideraremos las centrales eólicas por seguir en la línea de las fuentes de energía renovables.

El funcionamiento sería el siguiente. Durante las horas punta, tanto el aprovechamiento hidroeléctrico como el eólico estarían aportando energía eléctrica a la red, cada una dentro de sus posibilidades. En cambio, durante las horas valle, en caso de estar generando excedentes de energía eólica, estos se podrían usar para el bombeo de la central hidroeléctrica. De esta forma se ahorrarían los gastos provenientes del bombeo de agua del embalse inferior al superior.

En caso de tener suficiente dinero para la inversión inicial, este mecanismo funciona muy bien ya que los costes de mantenimiento de las instalaciones eólicas son mínimas y ahorrar los gastos de bombeo harían una gran diferencia en el beneficio neto del aprovechamiento íntegro. Un ejemplo de este mecanismo se encuentra en la isla del Hierro, en las islas Canarias.

Esta central hidroeólica consta de dos embalses unidos por tuberías forzadas que facilitan el trabajo de bombeo y turbinado del agua para la generación de energía eléctrica. A parte, incluye un parque eólico que sirve al mismo tiempo para abastecer con más electricidad a la población del Hierro y para abastecer de energía a las bombas del sistema hidráulico. Esta instalación empezó a operar en junio de 2015 de forma comercial. Tres años más tarde, anunció que había conseguido cancelar sus préstamos de inversión, por valor de 25,6 millones de euros. La instalación permite abastecer a la isla del Hierro con prácticamente el 100 % de la demanda de energía eléctrica anual, mostrando así su gran eficacia.

En la figura 79 se puede ver un esquema de dicho aprovechamiento hidroeléctrico.



Figura 79: Esquema del funcionamiento de la central hidroeléctrica del Hierro 23

## 6 CONCLUSIONES

Durante el estudio se ha podido observar la complicación que conlleva definir un régimen de actuación para una central de bombeo y rentabilizar dicha instalación teniendo en cuenta el modelo diario de precios de electricidad actual. En esta ocasión los resultados no han sido tan buenos como se esperaban, ya que no ha salido viable la construcción de la nueva central para mejorar la futura producción de electricidad en la cuenca.

Hay que tener en cuenta que, aunque las predicciones de caudales las podamos tomar como aceptables por ser el cambio climático un proceso relativamente predecible, no ocurre lo mismo con el comercio de la electricidad. Además, una mínima variación en cualquiera de sus variables, véase demanda, precio del mercado, tasas, impuestos; puede marcar la diferencia entre ganancias y pérdidas de la instalación. Cabe destacar que este estudio se llevó a cabo usando como base predicciones a nivel estacional. En la realidad, el comportamiento de una central se organizaría de forma semanal o incluso diaria, lo que disminuiría la incertidumbre de dichas variables, y aportaría mejores resultados.

Otro gran limitante a la hora de definir este funcionamiento ha sido el ya existente aprovechamiento hidroeléctrico convencional, y sobre todo las características físicas de los embalses. El embalse inferior era de tamaño reducido, por lo que se ha usado para que el embalse superior tuviera un plus de agua almacenada en las horas punta de demanda durante el día. De todas formas, un embalse con mayor capacidad no habría ayudado en gran medida, teniendo en cuenta que el precio de compra de la electricidad es excesivamente elevado.

Una vez analizados los resultados, se llegó a la conclusión de que el factor principal para que este proyecto pudiera salir adelante sería el abaratamiento del proceso de bombeo, para no tener que arrastrar tantas pérdidas cada vez que se empieza su proceso. Por ello, se buscaron soluciones a este problema, como la utilización del exceso de producción de la energía nuclear o la combinación con energía eólica, los cuales se exponen en el último apartado de los resultados.

Estas soluciones para optimizar las centrales de bombeo se están empezando a ver ahora en Europa, aunque sea un concepto que esté todavía emergiendo. A causa del actual intento de la sociedad por disminuir el uso de fuentes de energía no renovables, es posible que estos métodos vayan cogiendo fama y se vayan desarrollando nuevas variables con el mismo o mejores resultados.

## Referencias

- [1] ADRIÁN REMÓN UGARTE, *Predicción de precios de energía eléctrica utilizando árboles dinámicos*, Universidad Politécnica de Madrid, 2017
- [2] AEMS-RÍOS CON VIDA, *Estudio hidrobiológico de caudales de mantenimiento del río Nansa (Cantabria) - síntesis de resultados, conclusiones y propuestas*, Abril de 2001
- [3] ALAIA MALAINA ARJONES, *Estudio del efecto del cambio climático en la cuenca del Nansa*, Universidad de Cantabria, Junio de 2019
- [4] ANTUÑA YUDEGO, E. Y ÁLVAREZ ÁLVAREZ, E., *Estudio de viabilidad de la transformación parcial de una central de turbinado simple en reversible: el caso de la central hidráulica de La Barca (Asturias, España)*, Universidad de Oviedo, Enero de 2017
- [5] ASCE, *Civil Engineering Guidelines for Planning and Designing Hydroelectric Developments- Volume 5, Pumped Storage and Tidal Power*, New york, 1989
- [6] CAROLINA GARCÍA-MARTOS, JULIO RODRÍGUEZ, MARÍA JESÚS SÁNCHEZ, *Forecasting electricity prices and their volatilities using Unobserved Components*, Universidad Politécnica de Madrid, 2008
- [7] CLEO PASKAL-CHATHAM HOUSE AND GLOBAL EESE, *The Vulnerability of Energy Infrastructure to Environmental Change*, April 2009
- [8] CONFEDERACIÓN HIDROGRÁFICA DEL CANTÁBRICO, *Anejo V - Caudales Ecológicos, Demarcación Hidrográfica del Cantábrico Occidental*, Junio de 2013
- [9] D. SANTIAGO CORRAL PÉREZ, INGENIERO DIRECTOR DE LA EXPLOTACIÓN SALTOS DEL NANSA, *Descripción e historia de la presa de La Cohilla, con que se abre el primer libro de su diario técnico*, Febrero de 1963
- [10] EUGENIO VALLARINO, *Aprovechamientos hidroeléctricos, Tomo II*, Madrid, 1977
- [11] G.P. HARRISON, H.W. WHITTINGTON AND S.W. GUNDRY, *Climate Change Impacts on Hydroelectric Power*, University of Edinburgh, Scotland, UK
- [12] GOBIERNO DE ESPAÑA, *BOE-A-2013-9944*
- [13] JULIO MANUEL DE LUIS RUIZ, *Contraste en la ejecución de auscultaciones geodésicas por métodos clásicos y con láser escáner*, Santander, Diciembre de 2009
- [14] LUIS ALBERTO DERTIANO CARRAL, *Central hidroeléctrica de bombeo en Peña Cabarga*, Universidad de Cantabria, Mayo de 2006
- [15] OMIE, *Avance del Informe del sistema eléctrico español 2018*, Madrid, 2018
- [16] OMIE, *Informes Anuales de Precios 2007-2018*
- [17] PABLO GARCÍA MATE, *Modelo de previsión del precio del mercado diario de la electricidad en el corto plazo*, Universidad de Comillas, Madrid, Junio de 2015
- [18] PEDRO LINARES, DAVID DECLERCQ ET AL., *Escenarios para el sector energético en España 2030-2050*, Vigo, 2015
- [19] ROCÍO ORUETA GOLORONS, *Simulación de mercado diario y previsión a 20 años del sector eléctrico peninsular*, Universidad Politécnica de Madrid, Septiembre de 2014

- [20] THOMSON, A.M., CALVIN, K.V., SMITH, S.J. ET AL., *Climatic Change*, July 2011
- [21] US ARMY CORPS OF ENGINEERS, *HEC-DSSVue HEC Data Storage System Visual Utility Engine - User's Manual*, July 2009
- [22] WHITTINGTON, H.W. AND GUNDRY, S.W., *Global Climate Change and Hydroelectric Resources - IEE Engineering Science and Technology Journal*, March 1998
- [23] Central hidroeléctrica del Hierro [www.goronadelviento.es](http://www.goronadelviento.es)
- [24] Orbinox Group, [www.orbinox.com/orbinox-group](http://www.orbinox.com/orbinox-group)
- [25] Red Eléctrica de España, [www.ree.es/es](http://www.ree.es/es)
- [26] Voith Group, [voith.com/corp-en/about-us/company.html](http://voith.com/corp-en/about-us/company.html)
- [27] [valledelnansa.org](http://valledelnansa.org)
- [28] [www.chcantabrico.es/las-cuencas-cantabricas/marco-fisico/hidrologia/rios/nansa](http://www.chcantabrico.es/las-cuencas-cantabricas/marco-fisico/hidrologia/rios/nansa)

## A Hec-ResSim

Elevación (m)	Original	Modificado				
<b>2045</b>	<b>41.1</b>	<b>43.9</b>		Sep	22.5	38.1
Jan	51.6	56.3		Oct	27.1	54.6
Feb	52.1	56.4		Nov	40.9	56.3
Mar	48.2	56.3		Dec	45.5	56.3
Apr	53.7	56.3		<b>2049</b>	<b>39.8</b>	<b>46.2</b>
May	56.7	56.8		Jan	46.3	56.4
Jun	54.0	53.4		Feb	43.8	56.3
Jul	36.3	26.5		Mar	44.9	56.3
Aug	19.9	14.4		Apr	50.6	56.3
Sep	19.3	24.4		May	56.2	56.3
Oct	20.1	28.4		Jun	53.3	53.2
Nov	37.4	43.8		Jul	34.5	26.4
Dec	45.9	56.3		Aug	20.3	15.3
<b>2046</b>	<b>40.1</b>	<b>47.1</b>		Sep	19.3	31.2
Jan	46.3	56.3		Oct	21.4	39.9
Feb	52.8	58.0		Nov	37.6	50.3
Mar	50.5	56.5		Dec	49.3	57.2
Apr	55.3	57.6		<b>2050</b>	<b>42.6</b>	<b>48.7</b>
May	54.7	56.3		Jan	53.1	57.1
Jun	46.5	52.3		Feb	49.5	56.4
Jul	25.3	26.1		Mar	46.3	56.3
Aug	19.3	14.1		Apr	51.0	56.7
Sep	19.4	28.6		May	56.3	57.0
Oct	23.6	48.3		Jun	54.2	54.2
Nov	42.1	56.3		Jul	37.4	29.0
Dec	46.2	56.3		Aug	20.4	15.4
<b>2047</b>	<b>41.7</b>	<b>47.6</b>		Sep	19.3	36.8
Jan	48.3	57.0		Oct	28.0	53.1
Feb	54.8	58.3		Nov	43.3	56.3
Mar	56.2	57.4		Dec	53.2	57.7
Apr	54.4	56.3		<b>2051</b>	<b>43.4</b>	<b>48.1</b>
May	50.7	56.3		Jan	51.3	56.5
Jun	44.0	52.4		Feb	46.3	56.3
Jul	27.3	26.1		Mar	52.4	57.8
Aug	19.3	15.2		Apr	58.3	58.3
Sep	19.3	30.7		May	58.2	58.3
Oct	25.2	48.4		Jun	54.8	55.8
Nov	43.9	56.7		Jul	37.5	30.4
Dec	58.0	58.2		Aug	20.0	14.9
<b>2048</b>	<b>44.9</b>	<b>50.4</b>		Sep	19.3	29.3
Jan	53.3	56.4		Oct	24.3	47.0
Feb	50.1	56.3		Nov	45.6	57.0
Mar	50.4	56.8		Dec	53.1	57.2
Apr	57.7	58.2		<b>2052</b>	<b>45.1</b>	<b>52.1</b>
May	56.8	57.3		Jan	46.3	56.3
Jun	55.1	55.1		Feb	44.9	56.3
Jul	45.9	42.2		Mar	42.3	56.3
Aug	33.5	18.0		Apr	54.4	57.4
				May	55.7	56.3
				Jun	53.2	55.7

Figura 80: Elevación diaria media de la lámina de agua en el embalse de la Cohilla

Jul	50.3	51.5	May	46.8	56.3
Aug	35.2	27.2	Jun	43.7	52.2
Sep	22.6	38.8	Jul	25.3	26.1
Oct	37.6	55.8	Aug	19.3	15.8
Nov	50.3	57.4	Sep	19.3	34.6
Dec	48.2	56.7	Oct	24.0	49.0
2053	40.3	48.9	Nov	40.8	56.3
Jan	46.2	56.3	Dec	50.5	57.5
Feb	43.4	56.3	2057	38.8	48.6
Mar	47.5	56.3	Jan	54.3	57.7
Apr	47.9	56.3	Feb	48.3	56.3
May	48.9	56.3	Mar	43.7	56.3
Jun	47.8	53.5	Apr	39.9	56.3
Jul	36.4	28.7	May	40.8	56.3
Aug	21.7	15.7	Jun	45.7	53.0
Sep	22.3	39.6	Jul	32.3	26.2
Oct	30.0	55.2	Aug	23.6	15.8
Nov	43.6	56.3	Sep	24.2	39.6
Dec	47.6	56.7	Oct	23.6	53.6
2054	38.7	47.0	Nov	43.3	56.3
Jan	51.8	57.0	Dec	46.5	56.3
Feb	47.5	56.3	2058	38.8	46.6
Mar	45.9	56.3	Jan	46.3	56.3
Apr	46.1	56.3	Feb	46.2	56.3
May	48.9	56.3	Mar	45.7	56.3
Jun	46.7	52.5	Apr	47.9	56.3
Jul	26.8	26.1	May	52.2	56.3
Aug	19.3	15.1	Jun	49.6	52.9
Sep	19.4	28.6	Jul	29.0	26.1
Oct	25.0	47.5	Aug	19.3	14.1
Nov	43.2	56.3	Sep	19.3	25.5
Dec	45.1	56.3	Oct	25.8	46.9
2055	39.0	46.2	Nov	39.4	56.3
Jan	53.6	57.9	Dec	46.0	56.3
Feb	53.5	56.8	2059	39.0	48.2
Mar	49.2	56.3	Jan	46.4	56.3
Apr	46.8	56.3	Feb	46.3	56.3
May	46.5	56.3	Mar	46.8	56.3
Jun	43.8	52.2	Apr	46.6	56.3
Jul	30.7	26.1	May	46.4	56.3
Aug	19.4	15.1	Jun	45.1	52.3
Sep	19.3	29.4	Jul	24.9	26.1
Oct	21.7	41.8	Aug	19.4	15.8
Nov	37.7	51.5	Sep	20.5	35.4
Dec	46.5	56.3	Oct	25.3	53.0
2056	39.1	47.9	Nov	45.6	57.0
Jan	47.2	56.7	Dec	55.9	58.2
Feb	50.6	57.1	2060	39.1	44.8
Mar	52.3	57.2	Jan	51.2	56.5
Apr	49.8	56.3	Feb	45.5	56.3

Figura 81: Elevación diaria media de la lámina de agua en el embalse de la Cohilla

Mar	42.3	56.3	Jan	46.3	56.3
Apr	49.2	56.3	Feb	46.3	56.3
May	55.2	56.3	Mar	47.8	56.3
Jun	47.5	52.3	Apr	50.7	56.3
Jul	25.3	26.1	May	47.4	56.3
Aug	19.3	14.0	Jun	44.6	52.5
Sep	19.3	22.3	Jul	27.7	26.1
Oct	23.4	32.6	Aug	19.3	15.8
Nov	42.8	52.9	Sep	19.5	36.9
Dec	48.9	56.9	Oct	23.4	49.2
2061	41.0	46.2	Nov	43.8	56.4
Jan	54.8	58.2	Dec	46.4	56.3
Feb	58.1	58.3	2065	48.2	54.0
Mar	57.5	58.1	Jan	46.7	56.3
Apr	54.1	56.5	Feb	47.9	56.6
May	49.5	56.3	Mar	54.5	58.0
Jun	44.1	52.3	Apr	54.2	56.3
Jul	26.0	26.1	May	51.7	56.3
Aug	19.3	14.4	Jun	45.0	52.2
Sep	19.3	27.5	Jul	29.2	32.7
Oct	22.6	39.1	Total general	40.7	47.7
Nov	41.6	52.1			
Dec	46.3	56.3			
2062	38.7	47.1			
Jan	45.9	56.3			
Feb	45.7	56.3			
Mar	47.5	56.3			
Apr	50.5	56.3			
May	50.1	56.3			
Jun	46.0	52.3			
Jul	26.6	26.1			
Aug	19.3	14.4			
Sep	19.3	31.0			
Oct	23.8	48.5			
Nov	42.3	56.3			
Dec	48.4	56.5			
2063	39.7	47.1			
Jan	52.3	57.5			
Feb	55.0	57.9			
Mar	51.8	56.7			
Apr	48.4	56.3			
May	48.4	56.3			
Jun	43.9	52.2			
Jul	24.2	26.1			
Aug	19.3	14.9			
Sep	19.3	29.6			
Oct	25.2	46.7			
Nov	43.2	56.3			
Dec	46.3	56.3			
2064	38.5	47.8			

Figura 82: Elevación diaria media de la lámina de agua en el embalse de la Cohilla

Caudal turbinado (m3/s)	Original	Modificado			
2045	3.0	2.4		Sep	2.1 0.0
Jan	5.5	4.3		Oct	2.3 1.7
Feb	5.5	4.4		Nov	1.2 1.7
Mar	3.7	3.2		Dec	2.2 2.1
Apr	3.5	3.4		2049	2.5 2.2
May	5.2	4.5		Jan	3.0 2.6
Jun	5.0	4.5		Feb	1.7 1.1
Jul	3.7	3.1		Mar	2.0 1.9
Aug	1.0	0.2		Apr	3.2 3.8
Sep	0.3	0.0		May	3.8 3.6
Oct	0.1	0.0		Jun	4.7 4.3
Nov	0.9	0.0		Jul	3.4 3.5
Dec	2.4	1.8		Aug	1.4 0.5
2046	3.0	2.6		Sep	0.8 0.0
Jan	4.5	4.2		Oct	0.3 0.0
Feb	5.6	5.1		Nov	1.1 1.0
Mar	4.6	3.9		Dec	4.6 3.9
Apr	4.8	4.9		2050	3.6 3.2
May	3.6	2.3		Jan	5.6 5.0
Jun	3.1	3.2		Feb	5.0 4.0
Jul	2.0	2.1		Mar	2.6 2.2
Aug	0.5	0.2		Apr	3.5 4.0
Sep	1.3	0.0		May	4.6 4.3
Oct	1.6	0.3		Jun	4.9 4.5
Nov	1.4	2.3		Jul	3.8 3.9
Dec	3.2	2.9		Aug	1.4 0.4
2047	3.4	2.8		Sep	1.5 0.0
Jan	5.0	4.8		Oct	2.6 1.7
Feb	5.7	4.9		Nov	2.7 3.6
Mar	5.8	4.6		Dec	5.5 4.3
Apr	3.5	3.3		2051	4.0 3.3
May	3.2	1.8		Jan	5.3 4.0
Jun	2.4	3.0		Feb	3.1 2.8
Jul	2.6	2.8		Mar	5.4 4.9
Aug	1.1	0.4		Apr	5.9 5.1
Sep	0.9	0.0		May	5.9 5.1
Oct	2.2	0.7		Jun	5.6 5.1
Nov	2.4	2.9		Jul	3.8 4.1
Dec	5.7	4.1		Aug	1.1 0.3
2048	4.0	3.5		Sep	0.8 0.0
Jan	5.6	4.7		Oct	1.8 0.2
Feb	5.3	4.7		Nov	3.0 3.5
Mar	4.9	4.5		Dec	5.6 4.3
Apr	5.8	5.0		2052	3.6 3.2
May	5.5	5.0		Jan	2.5 2.1
Jun	5.1	4.6		Feb	2.0 1.3
Jul	4.8	5.4		Mar	1.4 1.4
Aug	3.3	2.0		Apr	4.4 5.0
				May	3.7 2.8
				Jun	4.5 4.1

Figura 83: Caudal diario medio turbinado en la central Peña de Bejo

Jul	5.3	5.4			
Aug	3.5	3.1	May	2.5	1.8
Sep	2.1	0.1	Jun	2.3	2.8
Oct	3.8	3.6	Jul	2.2	2.4
Nov	5.4	5.0	Aug	1.2	0.4
Dec	5.0	4.7	Sep	1.0	0.0
2053	2.8	2.5	Oct	1.2	0.0
Jan	2.9	2.2	Nov	1.6	2.5
Feb	1.7	1.2	Dec	5.3	5.2
Mar	3.6	3.6	2057	2.6	2.1
Apr	2.7	2.2	Jan	5.7	5.3
May	2.9	2.6	Feb	4.0	2.5
Jun	3.5	3.8	Mar	1.7	0.9
Jul	3.6	4.2	Apr	0.8	0.4
Aug	1.8	0.7	May	1.1	1.2
Sep	2.1	0.1	Jun	3.0	4.0
Oct	2.9	2.7	Jul	3.2	3.5
Nov	2.6	3.1	Aug	2.2	1.3
Dec	3.6	3.0	Sep	2.3	0.1
2054	2.5	2.1	Oct	1.0	0.6
Jan	5.5	5.3	Nov	2.3	2.7
Feb	3.7	2.8	Dec	4.4	3.1
Mar	2.3	1.7	2058	2.3	2.0
Apr	2.3	2.5	Jan	2.9	2.5
May	2.9	2.4	Feb	2.7	2.3
Jun	3.2	3.7	Mar	2.2	1.7
Jul	2.3	2.4	Apr	2.7	2.8
Aug	1.0	0.5	May	3.5	3.2
Sep	0.8	0.0	Jun	4.0	4.1
Oct	1.5	0.0	Jul	2.7	2.6
Nov	1.7	2.6	Aug	0.6	0.2
Dec	2.1	1.6	Sep	0.8	0.0
2055	2.8	2.4	Oct	1.8	0.1
Jan	5.4	5.2	Nov	0.7	1.2
Feb	5.6	4.4	Dec	2.8	2.9
Mar	4.4	3.8	2059	2.9	2.5
Apr	2.5	1.6	Jan	4.2	3.8
May	2.4	2.1	Feb	3.4	3.0
Jun	2.3	2.9	Mar	2.9	2.6
Jul	3.0	3.3	Apr	2.4	1.7
Aug	1.0	0.4	May	2.4	2.1
Sep	0.9	0.0	Jun	2.7	3.2
Oct	0.4	0.0	Jul	2.0	2.2
Nov	1.2	1.3	Aug	1.6	0.8
Dec	4.4	4.1	Sep	1.5	0.0
2056	2.9	2.6	Oct	2.1	1.3
Jan	4.6	4.5	Nov	3.4	4.6
Feb	5.4	5.1	Dec	5.8	4.9
Mar	5.1	4.2	2060	2.4	2.0
Apr	3.2	2.5	Jan	5.3	4.0
			Feb	2.2	1.6

Figura 84: Caudal diario medio turbinado en la central Peña de Bejo

			Jan	3.7	3.3
			Feb	3.1	2.8
			Mar	3.8	3.7
			Apr	3.4	2.8
			May	2.6	1.7
			Jun	2.6	3.4
			Jul	2.6	2.7
			Aug	1.2	0.5
			Sep	1.5	0.0
			Oct	0.6	0.0
			Nov	3.3	4.2
			Dec	3.7	3.5
			<b>2065</b>	<b>4.0</b>	<b>3.6</b>
			Jan	4.2	3.8
			Feb	5.1	4.7
			Mar	5.7	5.0
			Apr	3.7	3.4
			May	3.4	2.1
			Jun	2.6	3.0
			Jul	2.8	2.7
			<b>Total general</b>	<b>3.0</b>	<b>2.6</b>
Mar	1.4	1.0			
Apr	2.8	3.8			
May	3.5	2.7			
Jun	3.4	3.1			
Jul	2.0	2.1			
Aug	0.5	0.2			
Sep	0.3	0.0			
Oct	0.7	0.0			
Nov	1.9	1.3			
Dec	5.1	4.4			
<b>2061</b>	<b>3.0</b>	<b>2.6</b>			
Jan	5.7	5.4			
Feb	5.9	5.4			
Mar	5.9	5.0			
Apr	4.0	3.2			
May	3.1	1.9			
Jun	2.4	2.9			
Jul	2.4	2.6			
Aug	0.7	0.3			
Sep	0.7	0.0			
Oct	0.4	0.0			
Nov	2.5	1.8			
Dec	3.0	2.5			
<b>2062</b>	<b>2.4</b>	<b>2.2</b>			
Jan	2.2	1.9			
Feb	2.2	1.9			
Mar	2.8	2.8			
Apr	3.3	2.9			
May	3.2	2.5			
Jun	3.0	3.4			
Jul	2.3	2.4			
Aug	0.7	0.2			
Sep	1.1	0.0			
Oct	1.6	0.3			
Nov	1.7	2.6			
Dec	5.1	5.2			
<b>2063</b>	<b>3.0</b>	<b>2.6</b>			
Jan	5.6	5.4			
Feb	5.7	5.4			
Mar	4.8	3.7			
Apr	2.8	2.4			
May	2.8	2.1			
Jun	2.3	2.8			
Jul	1.8	2.0			
Aug	0.6	0.2			
Sep	0.7	0.0			
Oct	2.0	0.3			
Nov	2.9	3.8			
Dec	3.9	3.4			
<b>2064</b>	<b>2.7</b>	<b>2.4</b>			

Figura 85: Caudal diario medio turbinado en la central Peña de Bejo

Energía generada (GWh)	Original	Modificado			
			Sep	3159	0
			Oct	3757	3048
			Nov	1874	2962
			Dec	3668	3826
			<b>2049</b>	<b>48865</b>	<b>43754</b>
<b>2045</b>	<b>56085</b>	<b>52029</b>	Jan	4966	4441
Jan	7517	6592	Feb	2669	1880
Feb	7258	7157	Mar	3411	3696
Mar	6220	6355	Apr	5412	6251
Apr	5929	6586	May	6694	6219
May	7799	7950	Jun	7246	6531
Jun	7574	7658	Jul	5665	5429
Jul	6050	5423	Aug	2163	805
Aug	1543	556	Sep	1256	0
Sep	454	0	Oct	438	0
Oct	118	0	Nov	1817	1636
Nov	1524	0	Dec	7128	6865
Dec	4100	3751	<b>2050</b>	<b>67160</b>	<b>61018</b>
<b>2046</b>	<b>57146</b>	<b>51027</b>	Jan	8035	7714
Jan	7587	7025	Feb	6879	5911
Feb	7258	7168	Mar	4468	4165
Mar	7158	6724	Apr	5514	6300
Apr	7618	7197	May	7613	7038
May	6230	4301	Jun	7461	6738
Jun	5157	5179	Jul	6257	5950
Jul	3178	3577	Aug	2129	629
Aug	759	320	Sep	2221	0
Sep	1950	0	Oct	4235	2882
Oct	2547	568	Nov	4314	5935
Nov	2307	3934	Dec	8033	7758
Dec	5398	5033	<b>2051</b>	<b>68831</b>	<b>60164</b>
<b>2047</b>	<b>60857</b>	<b>55865</b>	Jan	7921	6610
Jan	7925	7635	Feb	4800	4436
Feb	7258	7165	Mar	7894	7295
Mar	8035	7305	Apr	7776	7194
Apr	5962	5712	May	8035	7433
May	5536	3443	Jun	7760	7201
Jun	3973	4745	Jul	6255	6118
Jul	4238	4576	Aug	1778	607
Aug	1673	764	Sep	1261	0
Sep	1327	0	Oct	2872	363
Oct	3512	1180	Nov	4469	6223
Nov	3688	5403	Dec	8010	6683
Dec	7730	7936	<b>2052</b>	<b>68794</b>	<b>60316</b>
<b>2048</b>	<b>72018</b>	<b>64378</b>	Jan	4216	3857
Jan	8035	7459	Feb	3183	2289
Feb	7517	7035	Mar	2349	2643
Mar	7477	7260	Apr	6831	7195
Apr	7660	7168	May	6517	5186
May	8035	7438	Jun	6764	6248
Jun	7635	7093			
Jul	7781	7921			
Aug	5421	3167			

Figura 86: Energía mensual generada en la central Peña de Bejo

			May	4194	3428
Jul	8034	7933	Jun	3693	4659
Aug	5807	4629	Jul	3470	3982
Sep	3198	120	Aug	1817	767
Oct	6237	5621	Sep	1574	0
Nov	7776	7372	Oct	1812	0
Dec	7881	7225	Nov	2637	4261
<b>2053</b>	<b>55497</b>	<b>49708</b>	Dec	7983	7817
Jan	4813	3972	<b>2057</b>	<b>49774</b>	<b>44636</b>
Feb	2523	2064	Jan	8035	7941
Mar	6030	6191	Feb	5653	4321
Apr	4497	3974	Mar	2939	1810
May	5046	4776	Apr	1350	894
Jun	5724	5772	May	1773	2373
Jul	6050	6269	Jun	4937	6069
Aug	2863	1219	Jul	5166	5544
Sep	3219	155	Aug	3548	2099
Oct	4725	4563	Sep	3528	234
Nov	4181	5252	Oct	1657	1112
Dec	5826	5501	Nov	3815	5408
<b>2054</b>	<b>47016</b>	<b>42228</b>	Dec	7372	6830
Jan	8035	7887	<b>2058</b>	<b>45319</b>	<b>40693</b>
Feb	5423	4390	Jan	4887	4501
Mar	3958	3264	Feb	4201	3774
Apr	3792	4358	Mar	3746	3350
May	5073	4458	Apr	4498	4943
Jun	5323	5684	May	6051	5754
Jul	3792	3957	Jun	6519	6213
Aug	1624	814	Jul	4362	4272
Sep	1228	0	Aug	885	392
Oct	2456	0	Sep	1203	0
Nov	2810	4418	Oct	2924	163
Dec	3502	2998	Nov	1205	2229
<b>2055</b>	<b>51617</b>	<b>46892</b>	Dec	4838	5100
Jan	7685	7756	<b>2059</b>	<b>54028</b>	<b>50399</b>
Feb	7258	6350	Jan	6984	6492
Mar	6901	6376	Feb	5198	4805
Apr	4071	3002	Mar	4968	4827
May	4044	3918	Apr	3980	3212
Jun	3755	4688	May	4020	3935
Jul	4856	5257	Jun	4477	5208
Aug	1601	655	Jul	3254	3727
Sep	1409	0	Aug	2446	1358
Oct	689	0	Sep	2232	0
Nov	1968	2085	Oct	3363	2122
Dec	7380	6806	Nov	5073	6776
<b>2056</b>	<b>55029</b>	<b>50741</b>	Dec	8035	7937
Jan	7582	7180	<b>2060</b>	<b>46437</b>	<b>41347</b>
Feb	7517	7419	Jan	7793	6518
Mar	7474	6818	Feb	3500	2742
Apr	5277	4410			

Figura 87: Energía mensual generada en la central Peña de Bejo

Mar	2366	1923	Jan	6266	5792
Apr	4736	6221	Feb	4958	4596
May	6134	5036	Mar	6383	6471
Jun	5555	5048	Apr	5617	4907
Jul	3185	3591	May	4427	3294
Aug	747	346	Jun	4316	5256
Sep	401	0	Jul	4149	4393
Oct	1052	0	Aug	1925	904
Nov	3041	2160	Sep	2268	0
Dec	7927	7762	Oct	956	0
<b>2061</b>	<b>54506</b>	<b>49108</b>	Nov	5307	6369
Jan	8035	7932	Dec	6300	5913
Feb	7258	7169	<b>2065</b>	<b>40975</b>	<b>38497</b>
Mar	8035	7443	Jan	6864	6279
Apr	6362	5512	Feb	7258	6935
May	5299	3693	Mar	8035	7941
Jun	3965	4774	Apr	6121	5953
Jul	3788	4252	May	5814	3920
Aug	1105	477	Jun	4340	4963
Sep	1113	0	Jul	2543	2505
Oct	599	0	<b>Total general</b>	<b>1155934</b>	<b>1045700</b>
Nov	3859	3421			
Dec	5088	4435			
<b>2062</b>	<b>47933</b>	<b>44058</b>			
Jan	3815	3413			
Feb	3372	3115			
Mar	4876	5104			
Apr	5531	5151			
May	5562	4639			
Jun	4931	5452			
Jul	3696	3966			
Aug	1045	398			
Sep	1724	0			
Oct	2593	549			
Nov	2821	4477			
Dec	7968	7792			
<b>2063</b>	<b>55176</b>	<b>50947</b>			
Jan	8035	7941			
Feb	7258	7173			
Mar	7158	6319			
Apr	4702	4270			
May	4834	3933			
Jun	3767	4662			
Jul	2850	3430			
Aug	954	337			
Sep	1065	0			
Oct	3137	453			
Nov	4789	6299			
Dec	6627	6130			
<b>2064</b>	<b>52871</b>	<b>47895</b>			

Figura 88: Energía mensual generada en la central Peña de Bejo

Energía bombeada (GWh)	Modificado		
2045	1626.2424	Sep	2.6496
Jan	140.94	Oct	82.62
Feb	131.22	Nov	145.8
Mar	251.1	Dec	150.66
Apr	243	2049	1637.82
May	251.1	Jan	150.66
Jun	226.8	Feb	136.08
Jul	149.04	Mar	251.1
Aug	87.2424	Apr	243
Sep	0	May	251.1
Oct	0	Jun	226.8
Nov	0	Jul	150.66
Dec	145.8	Aug	92.34
2046	1757.4408	Sep	0
Jan	150.66	Oct	0
Feb	87.48	Nov	34.02
Mar	251.1	Dec	102.06
Apr	243	2050	1800.3024
May	251.1	Jan	143.82
Jun	226.8	Feb	129.24
Jul	150.66	Mar	251.1
Aug	80.7408	Apr	243
Sep	0	May	251.1
Oct	19.44	Jun	226.8
Nov	145.8	Jul	147.24
Dec	150.66	Aug	100.2024
2047	1641.8016	Sep	0
Jan	126.36	Oct	72.9
Feb	74.52	Nov	145.8
Mar	251.1	Dec	89.1
Apr	243	2051	1765.4112
May	251.1	Jan	150.66
Jun	226.8	Feb	136.08
Jul	150.66	Mar	251.1
Aug	104.4216	Apr	243
Sep	0	May	251.1
Oct	29.16	Jun	226.8
Nov	126.36	Jul	150.66
Dec	58.32	Aug	101.6712
2048	1939.8096	Sep	0
Jan	147.24	Oct	9.72
Feb	137.52	Nov	106.92
Mar	251.1	Dec	137.7
Apr	243	2052	1935.504
May	251.1	Jan	150.66
Jun	226.8	Feb	140.94
Jul	150.66	Mar	251.1
Aug	150.66	Apr	243
		May	251.1
		Jun	226.8

Figura 89: Energía mensual bombeada en la central Peña de Bejo

Jul	150.66	May	251.1
Aug	150.66	Jun	223.56
Sep	40.284	Jul	150.66
Oct	55.08	Aug	75.8808
Nov	127.98	Sep	0
Dec	147.24	Oct	24.3
2053	1965.9744	Nov	145.8
Jan	150.66	Dec	150.66
Feb	136.08	2057	1641.8016
Mar	251.1	Jan	123.12
Apr	243	Feb	81
May	251.1	Mar	251.1
Jun	226.8	Apr	243
Jul	150.66	May	251.1
Aug	133.9776	Jun	223.56
Sep	46.7568	Jul	150.66
Oct	97.2	Aug	99.5616
Nov	145.8	Sep	0
Dec	132.84	Oct	34.02
2054	1808.3088	Nov	121.5
Jan	150.66	Dec	63.18
Feb	136.08	2058	1934.9496
Mar	251.1	Jan	147.24
Apr	243	Feb	132.66
May	251.1	Mar	251.1
Jun	226.8	Apr	243
Jul	150.66	May	251.1
Aug	104.4216	Jun	226.8
Sep	0	Jul	150.66
Oct	0	Aug	150.66
Nov	143.8272	Sep	2.6496
Dec	150.66	Oct	82.62
2055	1635.9624	Nov	145.8
Jan	150.66	Dec	150.66
Feb	131.22	2059	1637.82
Mar	251.1	Jan	150.66
Apr	243	Feb	136.08
May	251.1	Mar	251.1
Jun	226.8	Apr	243
Jul	149.04	May	251.1
Aug	87.2424	Jun	226.8
Sep	0	Jul	150.66
Oct	0	Aug	92.34
Nov	0	Sep	0
Dec	145.8	Oct	0
2056	1762.3008	Nov	34.02
Jan	150.66	Dec	102.06
Feb	95.58	2060	1805.1624
Mar	251.1	Jan	143.82
Apr	243	Feb	137.34

Figura 90: Energía mensual bombeada en la central Peña de Bejo

Mar	251.1	Jan	150.66
Apr	243	Feb	139.32
May	251.1	Mar	251.1
Jun	223.56	Apr	243
Jul	147.24	May	251.1
Aug	95.3424	Jun	223.56
Sep	0	Jul	149.04
Oct	77.76	Aug	82.3824
Nov	145.8	Sep	0
Dec	89.1	Oct	0
2061	1765.4112	Nov	0
Jan	150.66	Dec	150.66
Feb	139.32	2065	1294.38
Mar	251.1	Jan	150.66
Apr	243	Feb	90.72
May	251.1	Mar	251.1
Jun	223.56	Apr	243
Jul	150.66	May	251.1
Aug	96.8112	Jun	223.56
Sep	0	Jul	84.24
Oct	14.58	Total general	36893.844
Nov	102.06		
Dec	142.56		
2062	1930.644		
Jan	150.66		
Feb	136.08		
Mar	251.1		
Apr	243		
May	251.1		
Jun	226.8		
Jul	150.66		
Aug	150.66		
Sep	40.284		
Oct	55.08		
Nov	127.98		
Dec	147.24		
2063	1965.9744		
Jan	150.66		
Feb	136.08		
Mar	251.1		
Apr	243		
May	251.1		
Jun	226.8		
Jul	150.66		
Aug	133.9776		
Sep	46.7568		
Oct	97.2		
Nov	145.8		
Dec	132.84		
2064	1640.8224		

Figura 91: Energía mensual bombeada en la central Peña de Bejo

Beneficio (Euros)	Original	Modificado			
2045	5986091	4760460	Sep	360248	-66281
Jan	810511	653810	Oct	409241	279894
Feb	782562	715045	Nov	204248	269687
Mar	657868	562700	Dec	398381	361310
Apr	595573	558251	2049	5237865	3990066
May	783307	692086	Jan	535637	422029
Jun	794024	729373	Feb	287752	145554
Jul	705334	628597	Mar	359740	291609
Aug	179774	61946	Apr	543676	543916
Sep	52305	-66784	May	672520	533165
Oct	12879	-57571	Jun	761086	628586
Nov	166398	-55714	Jul	660450	635468
Dec	445558	338722	Aug	252111	89418
2046	6093738	4773798	Sep	144326	-66784
Jan	818145	707799	Oct	47728	-57571
Feb	782562	728732	Nov	198606	126221
Mar	759348	621009	Dec	774232	698455
Apr	764851	637216	2050	7220300	5889981
May	625470	334014	Jan	866408	782704
Jun	547588	481254	Feb	741733	590800
Jul	370291	416201	Mar	473029	343358
Aug	88546	35846	Apr	553945	546842
Sep	221820	-66784	May	764367	615572
Oct	277486	5032	Jun	782868	650132
Nov	251617	378541	Jul	729461	697077
Dec	586016	494938	Aug	248240	69052
2047	6530401	5341381	Sep	255385	-66784
Jan	854479	774154	Oct	461591	262454
Feb	782562	728416	Nov	470476	601873
Mar	849139	681278	Dec	872797	796902
Apr	598495	489329	2051	7357098	5763806
May	555730	244604	Jan	853884	661550
Jun	424934	436914	Feb	517636	428786
Jul	494112	534320	Mar	834064	677262
Aug	195078	87068	Apr	780895	635589
Sep	150786	-66784	May	806925	654028
Oct	382693	73382	Jun	812801	695159
Nov	402183	542195	Jul	729265	717215
Dec	840211	816504	Aug	207234	66401
2048	7760655	6259082	Sep	143906	-66784
Jan	866408	754919	Oct	312733	-16975
Feb	810511	712431	Nov	487673	633258
Mar	791237	673832	Dec	870081	678318
Apr	769436	633608	2052	7467163	5863239
May	806925	654393	Jan	454533	357727
Jun	804544	687894	Feb	343161	188318
Jul	907402	930748	Mar	247018	169640
Aug	632076	366647	Apr	686005	635326
			May	654425	427607
			Jun	717413	605865

Figura 92: Beneficio mensual en la central Peña de Bejo

Jul	936945	932013	May	421078	245253
Aug	677004	537516	Jun	395464	442592
Sep	367025	-52960	Jul	404369	464065
Oct	680255	564568	Aug	211951	79414
Nov	847481	759808	Sep	179254	-65778
Dec	855898	737811	Oct	197202	-57571
2053	6010695	4687819	Nov	288275	415168
Jan	518788	370204	Dec	866817	802665
Feb	271969	166195	2057	5450911	4166943
Mar	637887	561183	Jan	866408	807264
Apr	451602	306633	Feb	609195	415453
May	506798	386169	Mar	310691	83983
Jun	612863	555993	Apr	135443	-16428
Jul	705424	734958	May	178305	135112
Aug	333793	134761	Jun	534268	593602
Sep	368158	-49050	Jul	602367	649078
Oct	515203	448165	Aug	413788	234835
Nov	456011	525780	Sep	403354	-39510
Dec	632200	546829	Oct	180565	65436
2054	5052287	3841836	Nov	415938	543489
Jan	866408	801296	Dec	800590	694628
Feb	584308	423261	2058	4851101	3661475
Mar	418329	244368	Jan	526978	429174
Apr	381003	346560	Feb	452794	355160
May	509363	352727	Mar	393752	250775
Jun	569025	546546	Apr	451944	407462
Jul	442005	461179	May	607711	489003
Aug	189342	88111	Jun	695860	608404
Sep	138094	-66281	Jul	508391	498460
Oct	267505	-57571	Aug	103216	37103
Nov	306527	433015	Sep	135284	-65778
Dec	380379	268626	Oct	318316	-39273
2055	5562466	4377201	Nov	131494	188032
Jan	829118	787306	Dec	525360	502954
Feb	782562	639268	2059	5829413	4760931
Mar	731553	581202	Jan	753045	648676
Apr	408654	204229	Feb	560478	469491
May	406119	295915	Mar	524235	412456
Jun	400275	439924	Apr	399584	225450
Jul	566204	615196	May	403739	298762
Aug	186599	69559	Jun	480111	501198
Sep	159471	-66281	Jul	379352	433879
Oct	75087	-57571	Aug	285165	148736
Nov	215132	176098	Sep	252058	-65778
Dec	801692	692355	Oct	366338	178144
2056	5910699	4780426	Nov	552887	694368
Jan	817576	724473	Dec	872423	815549
Feb	810511	754197	2060	4963843	3729395
Mar	788356	624630	Jan	840014	651315
Apr	529847	351318	Feb	377260	237061

Figura 93: Beneficio mensual en la central Peña de Bejo

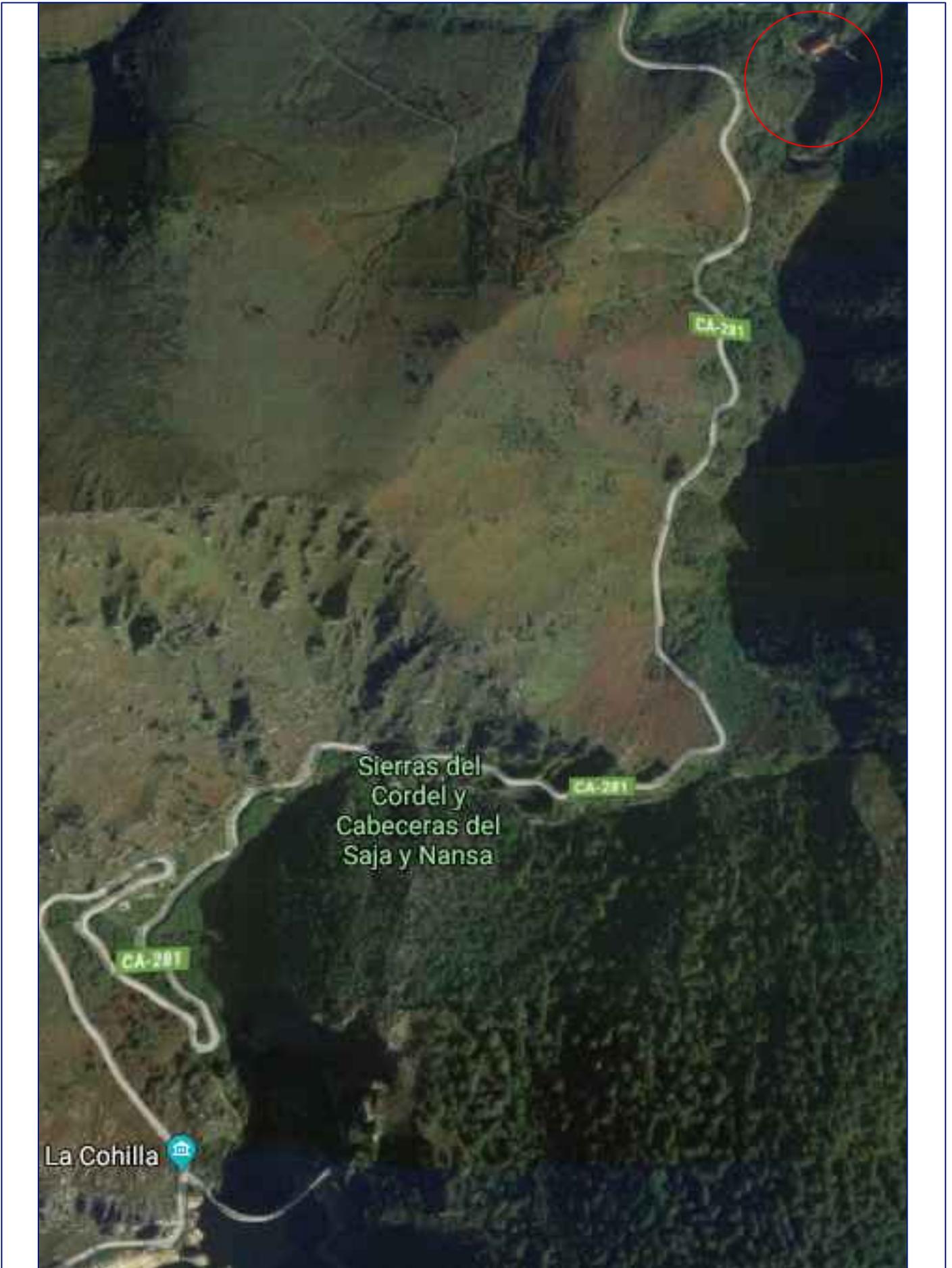
Mar	249090	93730	Jan	675666	572072
Apr	475964	536587	Feb	534700	441295
May	616007	415106	Mar	672444	586317
Jun	594803	490885	Apr	564007	402637
Jul	371072	417826	May	444417	233454
Aug	87054	29415	Jun	469444	520781
Sep	45671	-65275	Jul	483551	512804
Oct	114787	-57571	Aug	224545	90848
Nov	331741	184170	Sep	258625	-64772
Dec	860381	796144	Oct	104377	-57571
<b>2061</b>	<b>5824788</b>	<b>4588559</b>	Nov	578198	650077
Jan	866408	806410	Dec	683445	591906
Feb	782562	727339	<b>2065</b>	<b>4325727</b>	<b>3656063</b>
Mar	843382	692457	Jan	739984	625219
Apr	638511	463076	Feb	782562	700554
May	531976	268762	Mar	841464	741260
Jun	427710	460378	Apr	614305	510188
Jul	441467	495958	May	583768	297864
Aug	128836	44477	Jun	467406	488765
Sep	125518	-65275	Jul	296239	292214
Oct	65208	-57571	<b>Total general</b>	<b>124177831</b>	<b>98217262</b>
Nov	420883	323952			
Dec	552327	428596			
<b>2062</b>	<b>5134484</b>	<b>4040353</b>			
Jan	411333	308421			
Feb	363588	280883			
Mar	511155	439474			
Apr	555469	428108			
May	558436	373729			
Jun	531236	534897			
Jul	430860	462263			
Aug	121857	35414			
Sep	195713	-65275			
Oct	282364	3434			
Nov	307552	439412			
Dec	864921	799591			
<b>2063</b>	<b>5914686</b>	<b>4804599</b>			
Jan	866408	807241			
Feb	782562	727741			
Mar	755208	571615			
Apr	472219	336187			
May	485298	299538			
Jun	404309	448759			
Jul	332142	398806			
Aug	111303	28149			
Sep	121843	-65275			
Oct	341997	-7340			
Nov	521886	642335			
Dec	719513	616845			
<b>2064</b>	<b>5693419</b>	<b>4479848</b>			

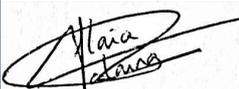
Figura 94: Beneficio mensual en la central Peña de Bejo

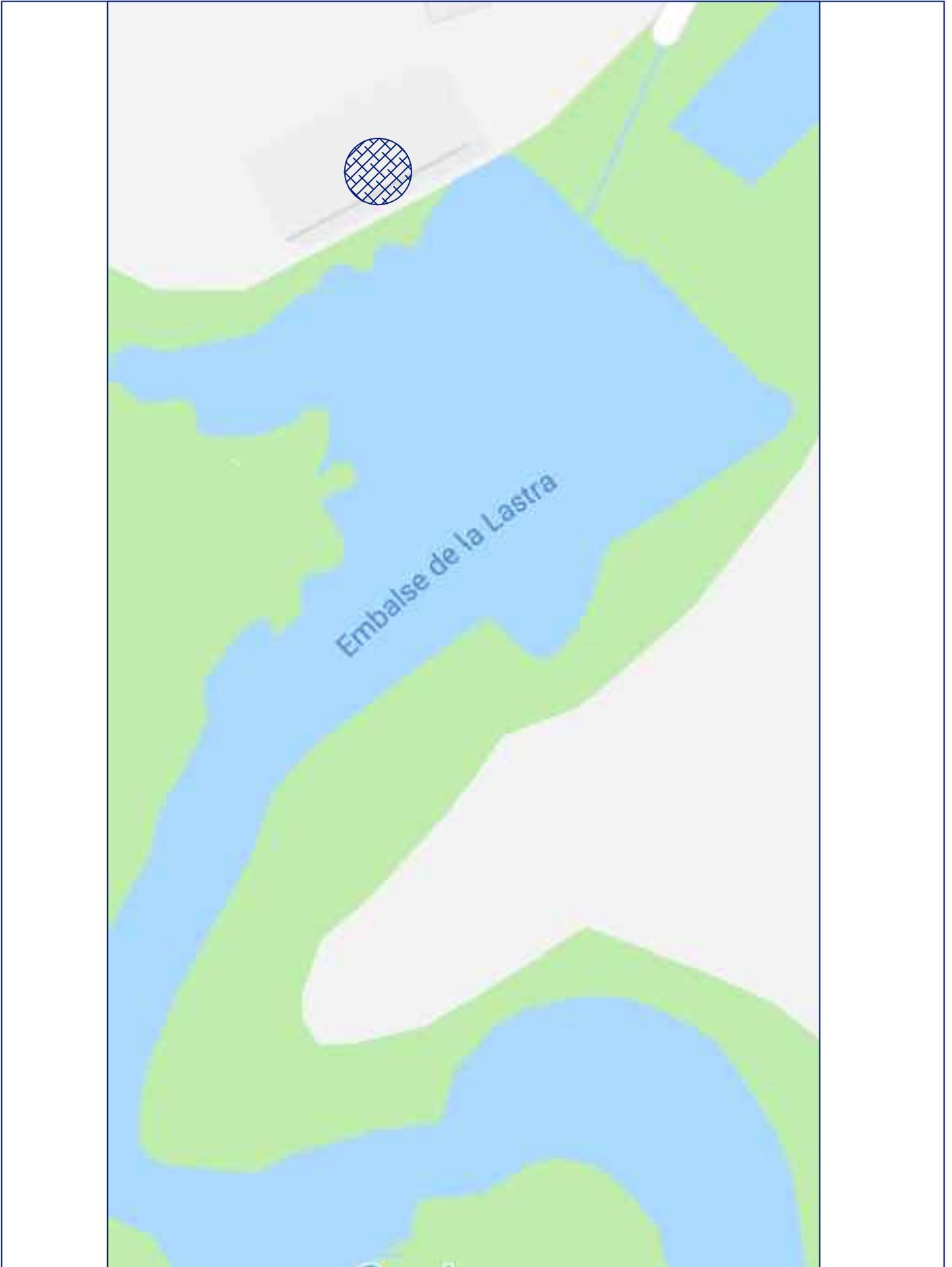
Precio electricidad (Euros/MWh)	Venta	Compra
<b>2045</b>	<b>78.1</b>	<b>87.3</b>
Jan	77.6	86.8
Feb	77.6	86.8
Mar	76.1	85.1
Apr	72.3	80.9
May	72.3	80.9
Jun	75.4	84.3
Jul	84.0	93.9
Aug	84.0	93.9
Sep	82.5	92.2
Oct	78.5	87.7
Nov	78.5	87.7
Dec	78.2	87.5

Figura 95: Precios diarios medios de compra y venta de la electricidad

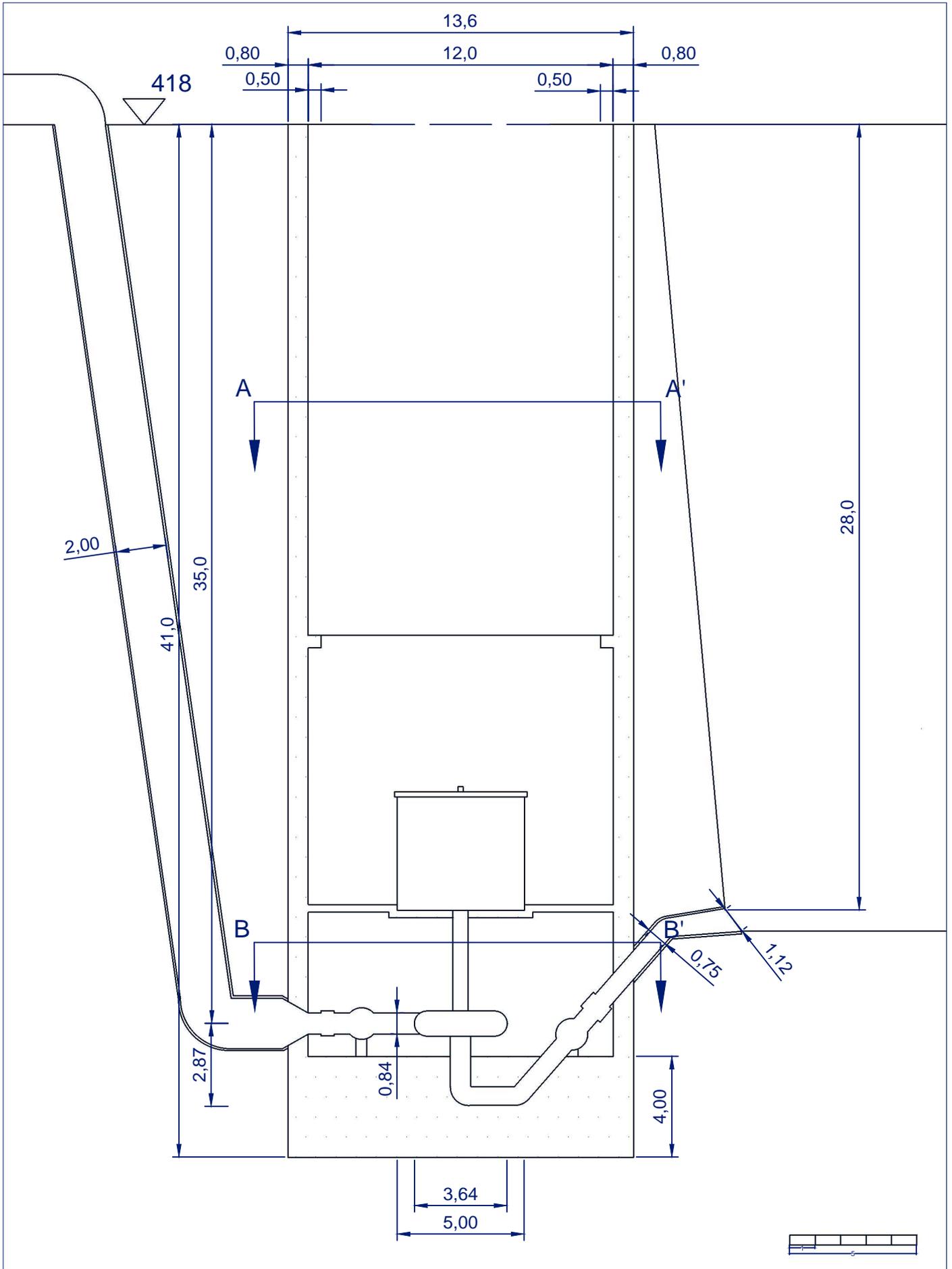
## B Planos del pozo de hormigón



	UNIVERSIDAD DE CANTABRIA	Título:	La autora del proyecto:	Fecha:	Nº de plano:
	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE CAMINOS, CANALES Y PUERTOS	CENTRAL HIDROELÉCTRICA REVERSIBLE EN LOS SALTOS DEL NANSÁ	 ALAIA MALAINA ARJONES	JUNIO 2019	1
				Escala: 1:1000000	HOJA 1 DE 4

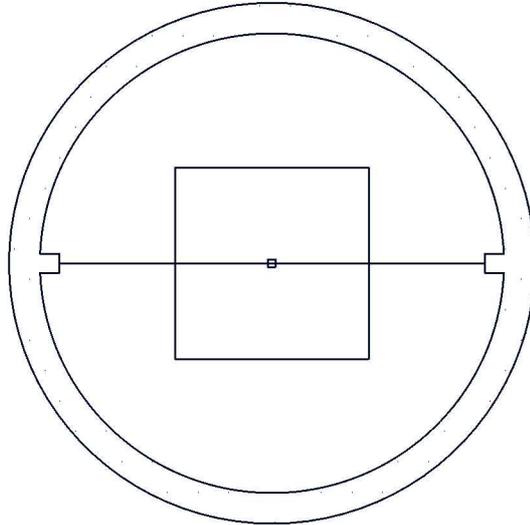
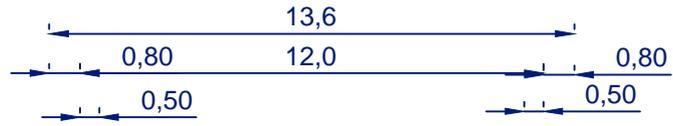


	UNIVERSIDAD DE CANTABRIA	Título:	La autora del proyecto:	Fecha:	Nº de plano:
	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE CAMINOS, CANALES Y PUERTOS	CENTRAL HIDROELÉCTRICA REVERSIBLE EN LOS SALTOS DEL NANSA	 ALAIA MALAINA ARJONES	JUNIO 2019	2
				Escala: 1:1000	HOJA 2 DE 4

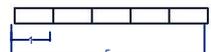
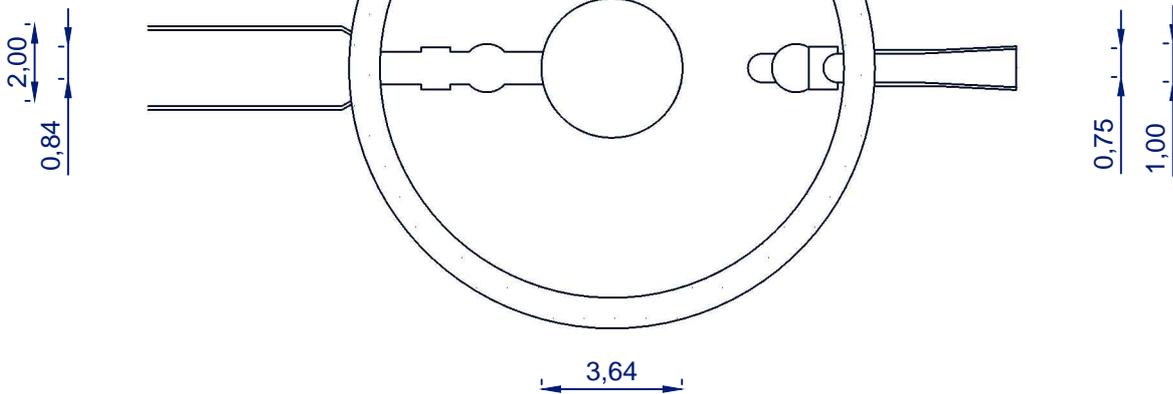


	UNIVERSIDAD DE CANTABRIA	Título:	La autora del proyecto:	Fecha:	Nº de plano:
	ESCUOLA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS DE CAMINOS, CANALES Y PUERTOS	CENTRAL HIDROELÉCTRICA REVERSIBLE EN LOS SALTOS DEL NANSÁ	 ALAIA MALAINA ARJONES	JUNIO 2019	3
				Escala: 1:200	HOJA 3 DE 4

A-A'



B-B'



UNIVERSIDAD DE CANTABRIA  
 ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS  
 DE CAMINOS, CANALES Y PUERTOS

Título:  
 CENTRAL HIDROELÉCTRICA REVERSIBLE EN  
 LOS SALTOS DEL NANSA

La autora del proyecto:  
  
 ALAIJA MALAINA ARJONES

Fecha:  
 JUNIO 2019  
 Escala: 1:200

Nº de plano:  
**4**  
 HOJA 4 DE 4

## C Presupuesto

# PRESUPUESTO DESCOMPUESTOS Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE		
<b>01</b>	<b>Movimiento de tierras</b>					
<b>01.01</b>	<b>Pozo</b>					
01.01.01	Ud Desinstalación y despeje de las instalaciones dentro del recinto de la central, i/ maquinaria, señalizaciones y transporte de  Ud Desinstalación y despeje de las instalaciones dentro del recinto de la central, i/ maquinaria, señalizaciones y transporte de sobrante a vertedero.					
	<b>Descomposición:</b>					
	Total cantidades alzadas	1.00				
		<b>1.00</b>	<b>535.00</b>	<b>535.00</b>		
01.01.02	M3 Excavación en cualquier terreno y profundidad, i/ roca, pavimentos, obras de fábrica, con empleo de pica o voladura, señaliza  M3 Excavación en cualquier terreno y profundidad, i/ roca, pavimentos, obras de fábrica, con empleo de pica o voladura, señalizaciones, agotamientos, entibaciones, nivelado, rastrillado y transporte de sobrante a vertedero.					
	<b>Descomposición:</b>					
O1	Mano de obra y maquinaria	1.000	0.55	0.55		
C2	Colocación	1.000	38.58	38.58		
	<b>Medición</b>					
	Sala de máquinas	<b>UDS</b>	<b>LONGITUD</b>	<b>ANCHURA</b>	<b>ALTURA</b>	
		1	12.05	12.05	41.00	5,953.30
						<b>Subtotal</b>
						<b>5,953.30</b>
		<b>5,953.30</b>	<b>41.87</b>	<b>249,264.67</b>		
	<b>TOTAL 01.01 .....</b>					<b>249,799.67</b>
<b>01.02</b>	<b>Túneles</b>					
01.02.01	M3 Excavación en cualquier terreno y profundidad, i/ roca, pavimentos, obras de fábrica, con empleo de microtuneladora, señaliza  M3 Excavación en cualquier terreno y profundidad, i/ roca, pavimentos, obras de fábrica, con empleo de microtuneladora, señalizaciones, agotamientos, entibaciones y transporte de sobrante a vertedero.					
	<b>Descomposición:</b>					
C20	Colocación	1.000	12.00	12.00		
O20	Mano de obra y maquinaria	1.000	1.20	1.20		
	<b>Medición</b>					
	Tubería forzada	<b>UDS</b>	<b>LONGITUD</b>	<b>ANCHURA</b>	<b>ALTURA</b>	
		1	35.36	1.77	1.77	110.78
	Túnel de aspiración	1	12.20	0.83	0.83	8.40
						<b>Subtotal</b>
						<b>119.18</b>
		<b>119.18</b>	<b>14.12</b>	<b>1,682.82</b>		
	<b>TOTAL 01.02 .....</b>					<b>1,682.82</b>
<b>TOTAL 01 .....</b>						<b>251,482.49</b>

# PRESUPUESTO DESCOMPUESTOS Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE		
<b>02</b>	<b>Construcción</b>					
<b>02.01</b>	<b>Pozo</b>					
02.01.01	M2 Encofrado					
	M2 Encofrado y desencofrado, incluso apeos, cimbras, puntales y cordales, con paneles lisos y sin juntas > 5 mm					
	<b>Descomposición:</b>					
M17	Material	1.000	9.09	9.09		
C17	Colocación	1.000	8.08	8.08		
O17	Mano de obra y maquinaria	1.000	1.20	1.20		
	<b>Medición</b>	<b>UDS</b>	<b>LONGITUD</b>	<b>ANCHURA</b>	<b>ALTURA</b>	
Alzados		1	36.20		37.70	1,364.74
1PisoSolera		1	39.27	0.50		19.64
1PisoAlzados		1	34.56		0.50	17.28
2PisoSolera		1	18.85	6.00		113.10
2PisoAlzados		1	20.73		0.30	6.22
						<b>Subtotal</b>
						<b>1,520.98</b>
						<b>19.66</b>
						<b>29,902.47</b>
02.01.02	M3 Hormigón armado en estructura, HA-25/B20/IIIa, armado con hasta 100 kg/m3 de hacer B 500 S, i/elaboración, colocación de las					
	M3 Hormigón armado en estructura, HA-25/B20/IIIa, armado con hasta 100 kg/m3 de hacer B 500 S, i/elaboración, colocación de las armaduras, separadores, vertido, cibrado y curado s/EHE i/p/p de herrajería de huecos.					
	<b>Descomposición:</b>					
C2	Colocación	1.000	38.58			38.58
M2	Material	1.000	165.09			165.09
O2	Mano de obra	1.000	14.26			14.26
	<b>Medición</b>	<b>UDS</b>	<b>LONGITUD</b>	<b>ANCHURA</b>	<b>ALTURA</b>	
Solera		1	12.05	12.05	3.00	435.61
Alzados		1	40.21	0.80	37.00	1,190.22
Apoyo equipo		1	11.17	0.30	11.17	37.43
Apoyo grúa		1	36.13	0.50	0.50	9.03
a deducir tubo en solera		-1	7.00	0.83	0.83	-4.82
a deducir agujero tubería forzada		-1	0.80	0.74	0.74	-0.44
						<b>Subtotal</b>
						<b>1,667.03</b>
						<b>233.19</b>
						<b>388,734.73</b>
02.01.03	M3 Hormigón en masa H-100 kg/cm2, con árido de tamaño máximo 40 mm, i/elaboración, nivelación de fondos de excavación, vertido,					
	M3 Hormigón en masa H-100 kg/cm2, con árido de tamaño máximo 40 mm, i/elaboración, nivelación de fondos de excavación, vertido, a mano o bomba, vibrado y raseado.					
	<b>Descomposición:</b>					
M18	Material	1.000	63.94			63.94
C18	Colocación	1.000	16.76			16.76
O18	Mano de obra y maquinaria	1.000	5.65			5.65
	<b>Medición</b>	<b>UDS</b>	<b>LONGITUD</b>	<b>ANCHURA</b>	<b>ALTURA</b>	
Solera		1	12.05	1.00	12.05	145.20
						<b>Subtotal</b>
						<b>145.20</b>
						<b>92.39</b>
						<b>13,415.03</b>
<b>TOTAL 02.01</b>						<b>432,052.23</b>

# PRESUPUESTO DESCOMPUESTOS Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE	
<b>02.02</b>	<b>Túneles</b>				
02.02.01	<p>ml Tubería de acero al carbono S-355-JR con 12 mm de espesor, soldada helicoidalmente con doble cordón de soldadura interior y e</p> <p>ml Tubería de acero al carbono S-355-JR, soldada helicoidalmente con doble cordón de soldadura interior y exterior y según DIN-1626.H-2/65, por el procedimiento de arco sumergido tipo Unión-MELT, de 750 mm de diámetro con 400 micras de revestimiento interior en resina epoxy alimentaria y 5 mm de revestimiento exterior en tres capas de polietileno, con junta abocardada, con p.p. de todo tipo de piezas especiales "T, codos, bridas, carretes de desmontaje (obligatorio con válvulas de mariposa), para unión entre sí o uniones a otras tuberías o accesorios, totalmente colocada incluida la parte proporcional de estudio y protección catódica, maquinaria que precisa y pruebas</p>				
	<b>Descomposición:</b>				
	M5 <i>Material</i>	1.000	253.14	253.14	
	C5 <i>Colocación</i>	1.000	74.64	74.64	
	O5 <i>Mano de obra y maquinaria</i>	1.000	22.94	22.94	
	<b>Medición</b>	<b>UDS</b>	<b>LONGITUD</b>	<b>ANCHURA</b>	<b>ALTURA</b>
	Túnel de descarga	1	12.20		12.20
				<b>Subtotal</b>	<b>12.20</b>
		<b>12.20</b>	<b>375.27</b>	<b>4,578.29</b>	
02.02.02	<p>ml Tubería de acero al carbono S-355-JR con 60 mm de espesor, soldada helicoidalmente con doble cordón de soldadura interior y e</p> <p>ml Tubería de acero al carbono S-355-JR, soldada helicoidalmente con doble cordón de soldadura interior y exterior y según DIN-1626.H-2/65, por el procedimiento de arco sumergido tipo Unión-MELT, de 2000 mm de diámetro con 400 micras de revestimiento interior en resina epoxy alimentaria y 5 mm de revestimiento exterior en tres capas de polietileno, con junta abocardada, con p.p. de todo tipo de piezas especiales "T, codos, bridas, carretes de desmontaje (obligatorio con válvulas de mariposa), para unión entre sí o uniones a otras tuberías o accesorios, totalmente colocada incluida la parte proporcional de estudio y protección catódica, maquinaria que precisa y pruebas</p>				
	<b>Descomposición:</b>				
	M23 <i>Material</i>	1.000	253.14	253.14	
	C23 <i>Colocación</i>	1.000	74.64	74.64	
	O23 <i>Mano de obra y maquinaria</i>	1.000	22.94	22.94	
	<b>Medición</b>	<b>UDS</b>	<b>LONGITUD</b>	<b>ANCHURA</b>	<b>ALTURA</b>
	Tubería de presión	1	35.36		35.36
				<b>Subtotal</b>	<b>35.36</b>
		<b>35.36</b>	<b>375.27</b>	<b>13,269.55</b>	
02.02.03	<p>M3 Inyección de mortero de cemento CEM II/A-P 32, 5R y arena de río de dosificación 1/4, aditivo con resinas epoxi, s/RC-97, en</p> <p>M3 Inyección de mortero de cemento CEM II/A-P 32, 5R y arena de río de dosificación 1/4, aditivo con resinas epoxi, s/RC-97, en trasdoses de tuberías enterradas</p>				
	<b>Descomposición:</b>				
	M4 <i>Material</i>	1.000	44.76	44.76	
	C4 <i>Colocación</i>	1.000	12.17	12.17	
	O4 <i>Mano de obra y maquinaria</i>	1.000	3.99	3.99	
	<b>Medición</b>	<b>UDS</b>	<b>LONGITUD</b>	<b>ANCHURA</b>	<b>ALTURA</b>
	Tubería forzada	1	35.36	0.10	6.28
					22.21

# PRESUPUESTO DESCOMPUESTOS Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN					CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
	Túnel de descarga	1	12.20	0.10	2.95	3.60		
					Subtotal	25.81		
						25.81	65.18	1,682.30
02.02.04	Ud Toma con reja de protección, en punto bajo del embalse, construido s/ planos en hormigón armado y tubo de acero soldado, tota							
	Ud Toma con reja de protección, en punto bajo del embalse, de 750mm de diámetro inicial y 1120mm de diámetro final, construido s/ planos en hormigón armado y tubo de acero soldado, totalmente rematado i/preparación y compactación de la superficie de asiento, reglado y p/p de encofrado, armadura, tubo, codos de salida del dispositivo y remates.							
	<b>Descomposición:</b>							
	O3 <i>Mano de obra</i>					1.000	9.35	9.35
	M3 <i>Material</i>					1.000	62.43	62.43
	C3 <i>Colocación</i>					1.000	71.15	71.15
	Total cantidades alzadas					1.00		
						1.00	152.94	152.94
02.02.05	ml Tubería de unión de acero al carbono							
	ml Tubería de acero al carbono S-355-JR, soldada helicoidalmente con doble cordón de soldadura interior y exterior y según DIN-1626.H-2/65, por el procedimiento de arco sumergido tipo Unión-MELT, de 840mm de diámetro inicial y 2000 mm de diámetro final con 400 micras de revestimiento interior en resina epoxy alimentaria y 5 mm de revestimiento exterior en tres capas de polietileno, con junta abocardada, con p.p. de todo tipo de piezas especiales "T, codos, bridas, carretes de desmontaje (obligatorio con válvulas de mariposa), para unión entre sí o uniones a otras tuberías o accesorios, totalmente colocada incluida la parte proporcional de estudio y protección catódica, maquinaria que precisa y pruebas							
	<b>Descomposición:</b>							
	M5 <i>Material</i>					1.000	253.14	253.14
	C5 <i>Colocación</i>					1.000	74.64	74.64
	O5 <i>Mano de obra y maquinaria</i>					1.000	22.94	22.94
	<b>Medición</b>							
	Unión					1	1.00	1.00
						Subtotal	1.00	
						1.00	375.27	375.27
	<b>TOTAL 02.02</b> .....							<b>20,058.35</b>
	<b>TOTAL 02</b> .....							<b>452,110.58</b>

# PRESUPUESTO DESCOMPUESTOS Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<b>03</b>	<b>Instalaciones</b>			
03.01	<p><b>Ud Grupo reversible binario turbina-bomba de eje vertical de una etapa para un caudal máximo de 6 m3/s en turbinación y 4.5m3/s</b></p> <p>Ud Grupo reversible binario turbina-bomba de eje vertical de una etapa para un caudal máximo de 6 m3/s en turbinación y 4.5m3/s en bombeo. Potencia hasta 16MW, 1000rpm, para saltos o elevaciones netas de 300m, con componentes de aleación anticorrosiva, incluso cojinete de guía-empuje, semieje turbina y equipos auxiliares de engrase y refrigeración junta del eje, reguladores, conexiones, automatismos y protecciones, instalado y funcionando.</p>			
	<b>Descomposición:</b>			
	C10 Material	1.000	336,701.38	336,701.38
	M10 Colocación	1.000	1,588.58	1,588.58
	O10 Mano de obra y maquinaria	1.000	23,680.30	23,680.30
	Total cantidades alzadas	1.00		
		<b>1.00</b>	<b>387,308.18</b>	<b>387,308.18</b>
03.02	<p><b>Ud Generador-motor asíncrono trifásico de C.A. y eje vertical de 16MVA de potencia aparente, 15KV de tensión de generación, 1000</b></p> <p>Ud Generador-motor asíncrono trifásico de C.A. y eje vertical de 16MVA de potencia aparente, 15KV de tensión de generación, 1000rpm de U.N. incluso equipo de engrase y refrigeración, elementos auxiliares, conexiones, acoplamientos, automatismos y protecciones, instalado y funcionando.</p>			
	<b>Descomposición:</b>			
	M11 Material	1.000	336,701.38	336,701.38
	C11 Colocación	1.000	868.71	868.71
	O11 Mano de obra y maquinaria	1.000	23,629.91	23,629.91
	Total cantidades alzadas	1.00		
		<b>1.00</b>	<b>386,484.00</b>	<b>386,484.00</b>
03.03	<p><b>Ud Grupo oleohidráulico de mando de la turbina, freno y válvula esférica y by-pass, compuesto de depósito de aceite con niveles</b></p> <p>Ud Grupo oleohidráulico de mando de la turbina, freno y válvula esférica y by-pass, compuesto de depósito de aceite con niveles ópticos y eléctricos del aceite, termostatos, resistencia de caldeo, dos equipos motobomba, filtros con indicación de colmatación, acumuladores electroválvulas, antiretornos, reguladores de caudal, etc, i/ aceite del primer llenado, i/ conexiones, pruebas y garantías.</p>			
	<b>Descomposición:</b>			
	M12 Material	1.000	17,747.69	17,747.69
	C12 Colocación	1.000	102.78	102.78
	O12 Mano de obra y maquinaria	1.000	1,249.53	1,249.53
	Total cantidades alzadas	1.00		
		<b>1.00</b>	<b>20,437.00</b>	<b>20,437.00</b>
03.04	<p><b>Ud Válvula de mariposa DN-varios, PN20, accionada mediante motoreductor eléctrico, incluso by-pass y aducción de aire con válvula</b></p> <p>Ud Válvula de mariposa DN-varios, PN20, accionada mediante motoreductor eléctrico, incluso by-pass y aducción de aire con válvula motorizada y válvula manual, i/ juntas, anclajes y accesorios, completamente instalada.</p>			
	<b>Descomposición:</b>			
	M6 Material	1.000	74,583.71	74,583.71
	C6 Colocación	1.000	201.65	201.65
	O6 Mano de obra y maquinaria	1.000	5,234.98	5,234.98

# PRESUPUESTO DESCOMPUESTOS Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
	Total cantidades alzadas	2.00		
		<b>2.00</b>	<b>85,621.76</b>	<b>171,243.52</b>
03.05	<b>Ud Válvula de chorro hueco DN-varios, accionada mediante servomotor hidráulico de apertura y cierre por contrapeso, incluso by-p</b>			
	Ud Válvula de chorro hueco DN-varios, accionada mediante servomotor hidráulico de apertura y cierre por contrapeso, incluso by-pass con válvula hidráulica y válvula manual, i/ juntas, anclajes y accesorios, completamente instalada.			
	<b>Descomposición:</b>			
	M8 Material	1.000	130,845.00	130,845.00
	C8 Colocación	1.000	205.60	205.60
	O8 Mano de obra y maquinaria	1.000	9,173.54	9,173.54
	Total cantidades alzadas	2.00		
		<b>2.00</b>	<b>150,039.83</b>	<b>300,079.66</b>
03.06	<b>Ud Válvula de compuerta DN-750mm, accionada mediante servomotor hidráulico de apertura y cierre por contrapeso, incluso rodillos</b>			
	Ud Válvula de compuerta DN-750mm, accionada mediante servomotor hidráulico de apertura y cierre por contrapeso, incluso rodillos laterales, by-pass con válvula hidráulica y válvula manual, i/ juntas, anclajes y accesorios, completamente instalada.			
	<b>Descomposición:</b>			
	M15 Material	1.000	83,545.00	83,545.00
	C15 Colocación	1.000	697.12	697.12
	O15 Mano de obra y maquinaria	1.000	5,896.95	5,896.95
	Total cantidades alzadas	1.00		
		<b>1.00</b>	<b>96,448.80</b>	<b>96,448.80</b>
03.07	<b>Ud Puente-grúa birrail de hasta 60 T para luz de hasta 20 m y carriles de rodadura 2x20 m i/ pórtico metálico, motores de elevac</b>			
	Ud Puente-grúa birrail de hasta 60 T para luz de hasta 20 m y carriles de rodadura 2x20 m i/ pórtico metálico, motores de elevación y traslación, mecanismos de protección y frenado, cableados, cuadros y accesorios, guías y protecciones, instalado y funcionando.			
	<b>Descomposición:</b>			
	M9 Material	1.000	81,045.51	81,045.51
	C9 Colocación	1.000	127.76	127.76
	O9 Mano de obra y maquinaria	1.000	5,682.13	5,682.13
	Total cantidades alzadas	1.00		
		<b>1.00</b>	<b>92,935.28</b>	<b>92,935.28</b>
03.08	<b>Ud Módulo de ventilación</b>			
	Ud Módulo de ventilación, extracción de aire para un caudal de 6000 m <sup>3</sup> /h, acoplamiento directo con comot de 1CV de potencia, construido a base de paneles de acero galvanizado con aislamiento termoacústico, ventilador centrífugo de doble aspiración, provisto de amortiguadores elásticos y punta flexible en la boca de salida, con compuerta de registro y junta estanca i/conductos de entrada y salida.			
	<b>Descomposición:</b>			
	M16 Material	1.000	4,133.51	4,133.51
	C16 Colocación	1.000	146.86	146.86
	O16 Mano de obra y maquinaria	1.000	299.63	299.63
	Total cantidades alzadas	1.00		
		<b>1.00</b>	<b>4,900.60</b>	<b>4,900.60</b>

# PRESUPUESTO DESCOMPUESTOS Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
03.09	<p><b>Ud De electrificación especial para el local de la central y subestación en interiores y exteriores, incluyendo cuadros de manio</b></p> <p>Ud De electrificación especial para el local de la central y subestación en interiores y exteriores, incluyendo cuadros de maniobra y protección, iluminación fluorescente en interior y sodio AP en exterior, fuerza y emergencia, canalizaciones, T.T. y conexiones a aparatos de elevación y ventilación, totalmente conexionado y rotulado.</p>			
	<b>Descomposición:</b>			
	M8 <i>Material</i>	1.000	130,845.00	130,845.00
	C8 <i>Colocación</i>	1.000	205.60	205.60
	O8 <i>Mano de obra y maquinaria</i>	1.000	9,173.54	9,173.54
	Total cantidades alzadas	1.00		
		<b>1.00</b>	<b>150,039.83</b>	<b>150,039.83</b>
03.10	<p><b>Ud Escaleras metálicas de caracol de 37 m de longitud</b></p> <p>Ud Escaleras metálicas de caracol de 37 m de longitud</p>			
	<b>Descomposición:</b>			
	M19 <i>Material</i>	1.000	10,000.00	10,000.00
	C19 <i>Colocación</i>	1.000	20.00	20.00
	O19 <i>Mano de obra y maquinaria</i>	1.000	100.00	100.00
	Total cantidades alzadas	1.00		
		<b>1.00</b>	<b>10,828.40</b>	<b>10,828.40</b>
03.12	<p><b>Ud Montaje, puesta en marcha y pruebas de toda la instalación hasta su correcto funcionamiento</b></p>			
	<b>Descomposición:</b>			
	M13 <i>Material</i>	1.000	56,225.69	56,225.69
	C13 <i>Colocación</i>	1.000	5,456.55	5,456.55
	O13 <i>Mano de obra y maquinaria</i>	1.000	4,317.76	4,317.76
	Total cantidades alzadas	1.00		
		<b>1.00</b>	<b>70,620.00</b>	<b>70,620.00</b>
	<b>TOTAL 03 .....</b>			<b>1,691,325.27</b>

# PRESUPUESTO DESCOMPUESTOS Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<b>04</b>	<b>Partidas</b>			
04.01	PA de abono íntero para extendido y afinado			
	PA de abono íntero para extendido y afinado de las tierras sobrantes de la excavación i/ retirada de rocas y piedras de la superficie, reposición de la tierra vegetal y compactación con rodillo de jardinería.			
	<b>Descomposición:</b>			
	M14                      Material	1.000	1,200.00	1,200.00
	Total cantidades alzadas	1.00		
		<b>1.00</b>	<b>1,284.00</b>	<b>1,284.00</b>
	<b>TOTAL 04</b> .....			<b>1,284.00</b>
	<b>TOTAL</b> .....			<b>2,396,202.34</b>

## D Justificación de precios

Concepto	Precio Unitario
h/ Peón Ordinario	16.28
h/ Peón especializado	16.42
h/ Oficial 1 <sup>a</sup>	18.24
h/ Encargado	20.08
h/ Técnico	27.97
h/ Retroexcavadora 80CV	62.72
h/ Retro-Martillo 120CV	103.27
h/ Motonivelador 120CV	67.78
h/ Camión-Grúa-Cisterna	42.33
h/ Bomba Hprmigonado	90.90
h/ Bomba Agotamiento 10CV	11.56
ud/ Dinamita-mecha-detonador	3.82
m3 Hormigón HA-25/B/20/IIIa	88.09
m3 Hormigón 100 kg/m <sup>2</sup>	63.94
ud/ Válvula de mariposa	66831.28
ud/ Válvula esférica	130845
ud/ Valvula de compuerta	83545
kg/ Acero en barra corrugadas B 500 S	1.10
m3 Madera para encofrados	181.81
ud/ Materiales para instalación eléctrica interior	1925.23
ud/ Módulo de ventilación	3594.36
ud/ Puente-grúa birrail	70474.36
ud/ Grupo reversible turbina-bomba	292783.81
ud/ Generador-motor asíncrono trifásico	290473.781
ud/ Grupo oleohidráulico de mando de la turbina	16743.10
ud/ Montaje, puesta en marcha y pruebas de toda la instalación	53043.10