

Máster Oficial en Energías Renovables y Eficiencia Energética

(PROGRAMA OFICIAL DE POSGRADO EN INGENIERIA ELÉCTRICA Y ENERGÉTICA)

TRABAJO FIN DE MASTER

ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE LOS BOMBEO REVERSIBLES

CURSO 2012-2013

Autora

Marta Navarro Uriel

Director

Javier Uche Marcuello

Escuela de Ingeniería y Arquitectura
Diciembre 2012

RESUMEN

En el presente trabajo fin de máster se estudia la viabilidad económica de las centrales de bombeo reversible. Debido a la gran necesidad de almacenar energía para adecuar la oferta y demanda eléctrica, y aprovechar excedentes puntuales de las energías renovables, los bombeos reversibles parecen ser una de las mejores opciones disponibles, dada su flexibilidad y rápida respuesta a dichas variaciones.

Si una central reversible compra la energía en el mercado libre tiene que adaptarse a la normativa de régimen ordinario y a los periodos tarifarios que ello conlleva. En ningún caso puede considerarse que pueda utilizar energía renovable, y por tanto ceñirse a un escenario de precios más favorable (Régimen Especial).

En el mercado libre, los precios de la energía son muy variables. Por lo tanto, el análisis de viabilidad se lleva a cabo con precios reales tanto de compra como de venta de los últimos años para una hipotética central hidroeléctrica de bombeo reversible que se instalara entre varios pares de embalses (superior e inferior) existentes en el Valle del Ebro, analizando además diversas formas de gestión de la operación. Además, y dada la escasa rentabilidad del sistema analizado de forma individual sin las ventajas que aporta al sistema eléctrico, se analiza el beneficio adicional que supondría que la central reversible bombeara sus excesos de producción, mantener la carga en una central térmica o evitar la parada de una central nuclear en periodos nocturnos.

En esencia, este proyecto propone estudiar la rentabilidad actual de los bombeos reversible puros como forma de almacenamiento energético mediante una instalación que funcionará aprovechando la capacidad de los embalses, y generando una energía eléctrica cuya venta supere el costo de compra de energía para el bombeo, de acuerdo con los periodos horarios más favorables y el marco tarifario vigente.

Palabras clave

Bombeo reversible, análisis viabilidad, integración EERR, curvas carga.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	2
1.1. LA HIDROELÉCTRICA DE BOMBEO REVERSIBLE	2
1.2. INTEGRACIÓN CON EERR O GRUPOS TÉRMICOS	3
2. ESTADO DEL ARTE	4
2.1. ESTUDIOS REALIZADOS	5
<i>Complejo Cortes - La Muela</i>	<i>6</i>
<i>La integración hidro-eólica en el mercado libre de la electricidad</i>	<i>7</i>
<i>Optimización conjunta del bombeo y de la energía eólica en el contexto del Mercado Eléctrico.....</i>	<i>8</i>
3. METODOLOGÍA	9
3.1. MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA.....	9
3.1.1. <i>Precio de Compra.....</i>	<i>9</i>
3.1.2. <i>Precio de venta</i>	<i>13</i>
3.2. HORAS RENTABLES DE COMPRA Y VENTA	14
3.3. GESTIÓN HIDRÁULICA DE LOS EMBALSES	16
3.4. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN.....	17
3.5. SISTEMAS ANALIZADOS EN EL EBRO	17
3.6. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD: VAN Y TIR	22
3.7. BENEFICIOS ADICIONALES CON GESTIÓN CONJUNTA.....	26
3.7.1. <i>Integración con Eólica.....</i>	<i>26</i>
3.7.2. <i>Integración con Térmica</i>	<i>27</i>
3.7.3. <i>Integración con Nuclear.....</i>	<i>29</i>
5. CONCLUSIONES	31
6. BIBLIOGRAFÍA	32

ANEXO 1: PRECIO DE LA ENERGÍA

ANEXO 2: HORAS RENTABLES Y GESTIÓN DEL EMBALSE

ANEXO 3: DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

ANEXO 4: ANÁLISIS VAN Y TIR

ANEXO 5: GESTIÓN CONJUNTA

1. INTRODUCCIÓN

Actualmente, la generación de energía a nivel mundial se basa en la utilización de combustibles fósiles, como el carbón, el gas natural o el petróleo. Éste modelo energético está basado en la explotación de unos recursos finitos y locales, que provocan efectos muy perjudiciales para el medio ambiente y comprometiendo el desarrollo de las generaciones venideras [1].

España es un país con alta dependencia energética del exterior, es decir, el 78% de la energía primaria que se consume en España es importada y procede fundamentalmente de combustibles fósiles. Por lo tanto, la reducción de esta dependencia energética es uno de los ejes de la política del Gobierno de España. De ahí la apuesta por las interconexiones y por las energías renovables que, además de ser beneficiosas desde el punto de vista medioambiental y por el desarrollo industrial que acarrearán, son autóctonas y contribuyen a que seamos menos dependientes.

Otro punto importante en la generación eléctrica es el marco energético en el que nos encontramos. El aumento del consumo de la energía es una constante en los últimos años tanto en España como en el resto del mundo. Sólo la crisis económica ha logrado romper esa tendencia, debido fundamentalmente a la quiebra de múltiples empresas y a la reducción de la actividad industrial, que ha dado lugar a una disminución significativa del consumo, dado que este sector concentra la mitad de la demanda total. Una vez superada la crisis, para el 2030 se prevén nuevos aumentos, en torno al 50% más de energía que se consume que en la actualidad, según estudios realizados por la Agencia Internacional de la Energía [2].

Por todo ello, como fuente de energía renovable, la hidroeléctrica es una de las más importantes en España. El agua a parte de las muchas propiedades que hacen de ella un elemento único en la naturaleza, tiene la característica de ser una fuente de energía renovable gracias a su ciclo natural. La transformación de su energía potencial gravitatoria en energía eléctrica permite un alto nivel de eficiencia energética, ya que en el proceso se puede alcanzar rendimientos del orden del 90%. Hoy en día pocas tecnologías energéticas consiguen unos rendimientos tan elevados [3].

Además hay que tener en cuenta que es una fuente energética totalmente autóctona, ya que es un recurso primario existente en suelo nacional. Se calcula que de cada kWh producido en una central hidroeléctrica, se evita la importación de 220 gramos de petróleo o su equivalente energético. En un año de producción hidroeléctrica media, España se ahorra la importación de unos 7 millones de toneladas equivalentes de petróleo [3].

1.1. La hidroeléctrica de Bombeo reversible

Un tipo especial de central hidroeléctrica es la denominada central de bombeo o reversible, como se ilustra en la figura 1, la cual posee dos embalses. El agua contenida en el embalse inferior es elevada al embalse situado en la cota más alta, con el fin de reutilizarla posteriormente para la producción de energía eléctrica. Este tipo de centrales produce energía durante las horas puntas del consumo, es decir, las de mayor demanda, funcionando como una central hidroeléctrica convencional. Después, durante las horas valle, que son las de menor demanda, se bombea el agua que ha quedado almacenada en el embalse inferior al superior, bien mediante una bomba o una turbina si ésta es reversible, de manera que el agua pueda volver a ser utilizada en un nuevo ciclo. A pesar de que en un ciclo bombeo-turbinación se producen unas pérdidas energéticas de cierta importancia, del orden del 25-30%, en términos económicos, esas pérdidas suelen ser menores que la relación de costes de generación entre las horas punta y valle. Cabe destacar que este tipo de centrales ha surgido como complemento de las grandes instalaciones nucleares y térmicas clásicas [4].



Figura 1. Esquema de una central de Bombeo Reversible [5].

La energía hidráulica es un tipo de energía que presenta una serie de ventajas sobre las energías convencionales e incluso sobre otras energías renovables [1][6]:

- Es una energía renovable con gran disponibilidad, ya que se trata de un recurso inagotable siempre que el ciclo del agua perdure.
- Es autóctona, evitando de esta forma importaciones del exterior, dando cobertura las horas puntas de demanda, y además, desde el punto de vista ambiental no genera calor ni emisiones contaminantes.
- Supone un sistema de generación eléctrica muy eficiente y una disminución de las pérdidas del transporte con una producción de electricidad de muy buena calidad, puesto que ayuda a la regulación de tensión, regulación primaria, reserva secundaria y terciaria, gestión de desvíos y reposición del servicio.
- Requiere realizar inversiones normalmente en zonas rurales, favoreciendo el desarrollo de las áreas locales lo cual genera puestos de trabajo en su construcción, mantenimiento y explotación.

Además, al utilizar la potencia de estas instalaciones en horas punta se reducen las necesidades de incorporar equipos adicionales de generación en el sistema, al tiempo que se proporciona una mayor garantía. Son, en definitiva, una forma económica de almacenar energía en forma de agua embalsada en el depósito superior [3].

Entre los inconvenientes de este tipo de centrales, está la hidraulicidad tan dispar que tienen la mayoría de nuestros ríos, por lo que es muy difícil hacer previsiones a largo plazo de la energía que son capaces de producir, así como de su garantía de potencia. También hay que indicar el efecto que los regadíos tienen sobre la producción hidroeléctrica, provocando fuertes y sistemáticas reducciones de las aportaciones y la rigidez del uso de muchos embalses, con la consecuente disminución de la calidad de la energía.

Otro inconveniente también importante es que la generación hidroeléctrica suele estar alejada de los centros de consumo, lo que obliga a la ejecución de líneas de transporte, lo cual, además de encarecer la inversión, provoca pérdidas de energía y un impacto ambiental cada vez más cuestionado en nuestro país [4].

1.2. Integración con EERR o grupos térmicos

Para la consecución de los objetivos del Plan Energético de Aragón, del Plan de Energías Renovables de España y para que el sistema eléctrico de la península tenga mayor calidad, mayor seguridad y mejor aprovechamiento de las energías renovables, surge la necesidad de almacenar la energía que dan cuando la red no la necesita, para así, poder usarla cuando el consumo lo exija

[5]. Esta necesidad es patente para las energías renovables de carácter intermitente como lo es la eólica [2].

Por ello, desde el punto de vista del sistema eléctrico, los aprovechamientos hidroeléctricos reversibles, proporcionan una elevada calidad y garantía al suministro de energía eléctrica, facilitando el seguimiento de la curva de carga, esto es, de las variaciones de la demanda, que muestra la Figura 2, la regulación de la frecuencia y de la tensión y contribuyendo en caso necesario a la rápida reposición del servicio o a la sustitución inmediata de la producción de centrales térmicas convencionales o nucleares en caso de indisponibilidad fortuita, lo que se denomina reserva rodante [3].

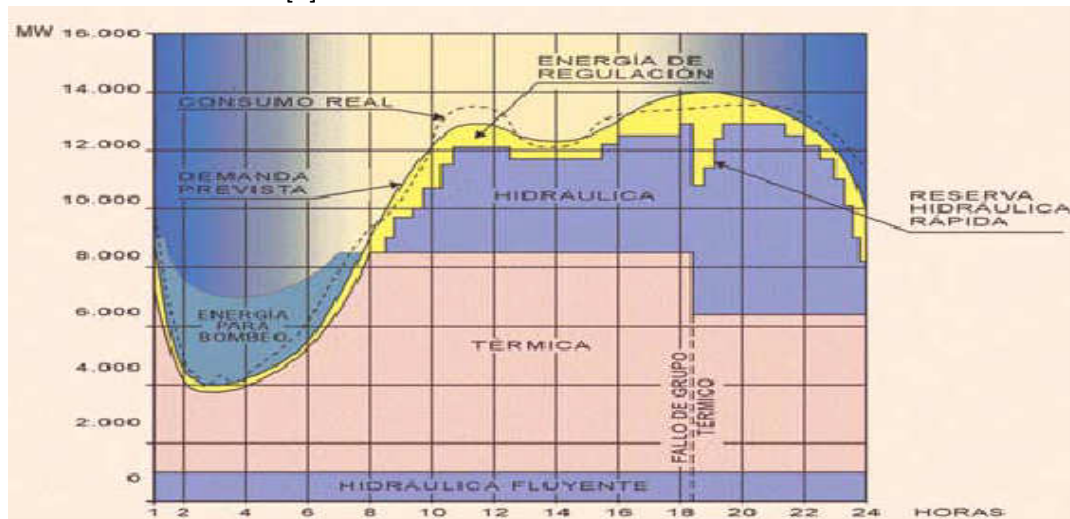


Figura 2. Estructura de la curva de carga [7].

Asimismo, muchos estudios han analizado y comparado una amplia gama de alternativas de almacenamiento de energía para futuros sistemas de energía basados en electricidad, calor y transporte. Muchos de ellos, citan la hidroeléctrica de bombeo reversible como la tecnología de almacenamiento de energía más usada y madura a gran escala actualmente disponible, pero su principal inconveniente hoy en día, es la falta de lugares adecuados para su ubicación [8].

Seguidamente, en este trabajo se llevará a cabo un análisis de viabilidad considerando datos reales tanto de compra como de venta para un central hidroeléctrica de bombeo reversible, además de una simulación de escenarios "ideales" donde se integrará con un parque eólico, para suplir sus excesos de producción en horas para las cuales no pueden ser incluidas en el mercado eléctrico, y al mismo tiempo, con una central térmica y una nuclear, funcionando conjuntamente en el hipotético caso de no parar dichas centrales, evitando así el coste del arranque de éstas.

Cabe mencionar que no se ha llevado a cabo una optimización mediante herramientas de programación matemática, puesto que una optimización se realiza a partir de una simulación de escenarios, con precios simulados. En este caso se ha trabajado con datos reales horarios de compra y venta del mercado de la energía de tres años consecutivos (2009,2010 y 2011) y con emplazamientos reales de la cuenca del Ebro. Del mismo modo, al realizar posibles integraciones con un parque eólico y con una central térmica, dicha optimización no se puede llevar a cabo.

2. ESTADO DEL ARTE

La fuerza hidráulica ha sido tradicionalmente explotada para una gran variedad de usos productivos, desde el agroalimentario al textil. Las centrales de bombeo reversible son un tipo de instalación que necesita unas condiciones geográficas muy específicas para que un proyecto sea viable, es decir, cierta diferencia de altura, topografía favorable, buenas condiciones geotécnicas, fácil acceso a las redes eléctricas y disponibilidad de agua. Por ello, algunas de las primeras

plantas de bombeo reversible se construyeron en las regiones alpinas de Suiza y Austria, regiones que tienen un rico recurso de hídrico y una topografía natural de cortesía para éstas [9].

El desarrollo cronológico de las centrales de bombeo en muchos países muestra que la mayoría de las plantas se construyeron a partir de 1960 hasta finales de 1980 [9]. Su gran auge fue en la década de los 70, debido en parte a la crisis del petróleo, cuando la mayor parte de la demanda energética era suministrada por centrales nucleares de funcionamiento rígido, lo cual requería, por un lado, una energía flexible para el servicio de la punta de la curva de carga, y por otro lado, el aumento del consumo mínimo del sistema durante las horas valle para poder operar las centrales nucleares en forma eficiente y segura. Este fue el caso de España, entre otros países, que emprendió un ambicioso programa de central reversible, alcanzándose una capacidad reversible total próxima a los 5000 MW. El abandono durante la década de los 80 de los programas nucleares motivo la disminución del interés por este tipo de esquemas. Además este abandono se vio incrementado posteriormente por las mejoras tecnológicas introducidas en las turbinas de gas y por la extensión del uso del gas natural como combustible, ya que esto provocaba el abaratamiento de la energía punta y, en consecuencia, afectó el valor de las centrales de bombeo [10]. En la década de los 90 se desarrollaron menos instalaciones debido a una saturación natural de los mejores lugares disponibles (los más rentables) y una disminución del crecimiento en el desarrollo nuclear [9]. A pesar de estas circunstancias las centrales de bombeo siguen siendo una solución válida. Por ello, aunque con menor intensidad que en el pasado, se siguen construyendo grandes centrales reversibles [10].

Como se muestra en la Tabla 1, las centrales de bombeo generalmente representa un pequeño porcentaje la generación eléctrica de un país en términos de capacidad instalada. El país con el mayor porcentaje de centrales de bombeo instaladas en todo el mundo es Luxemburgo con el 67%. Pero, excluyendo este país, la capacidad instalada promedio de los países es aproximadamente un 6%. Los países con altas capacidades instaladas de centrales de bombeo generalmente tienen una gran cantidad de capacidad instalada de energía nuclear, como Letonia, Japón y la República Eslovaca o una rica topografía hidroeléctrica como Croacia y Austria [9].

Tabla 1. Capacidad de generación instalada (MW) y porcentaje de bombeo instalado sobre el total de la capacidad instalada [9].

Country	Conventional thermal	Nuclear	Wind	Geothermal	PHES	Conventional hydro	PHES as % of total
Sweden	7882	9454	516	0	36	16,234	0.1
Croatia	1802	0	17	0	256	1804	6.6
Ireland	5171	0	746	0	292	234	4.5
Greece	9682	0	749	0	699	2436	5.2
Latvia	2471	1183	31	0	760	117	16.7
Bulgaria	6418	2722	27	0	864	1984	7.2
Slovak Republic	3051	2640	5	0	916	1598	11.2
Portugal	7685	0	1681	25	1048	4017	7.2
Luxemburg	463	0	35	0	1100	40	67.2
Czech Republic	11,528	3760	44	0	1147	1028	6.6
Belgium	8807	5825	212	0	1307	107	8.0
Poland	29,857	0	172	0	1406	925	4.3
Switzerland	844	3220	12	0	1655	13,355	8.7
United Kingdom	64,568	10,969	1955	0	2726	1514	3.3
Austria	6344	0	969	0	3580	8273	18.7
Italy	65,492	0	1902	671	4017	17,055	4.5
France	25,672	63,260	1412	0	4303	20,822	3.7
Germany	75,176	20,208	20,622	0	4854	4141	3.9
Spain	43,659	7365	11,736	0	5347	12,967	6.6
USA	776,122	100,266	16,515	2214	21886	77,885	2.2
Japan	142,000	49,470	1880	520	24575	21,465	10.2

2.1. Estudios realizados

Desgraciadamente, el estudio de la viabilidad económica de una central reversible no se puede generalizar ya que tanto el emplazamiento, disponibilidad de agua, los precios de la energía, la normativa, y sobre todo, las razones para su implantación (léase una compañía eléctrica con varias unidades de generación que consuman combustible fósil o nuclear) hacen que la viabilidad económica de cada central reversible sea un problema muy distinto a resolver en

cada caso. No obstante, se exponen los trabajos encontrados en la literatura sobre este tema, para exponer seguidamente el análisis realizado en este TFM, marcando las diferencias con los anteriores. Primero se incluye el análisis de viabilidad económica “convencional” realizado para una de las plantas más importantes de bombeo reversible de España, Cortes - La Muela. Posteriormente, se expone un artículo en el cual se incide en las ventajas de los aprovechamientos integrados hidro-eólicos, de cara a su legalización normativa. Por último, en un proyecto fin de carrera, en el que analiza la optimización económica de una central de bombeo integrada (o no) a un parque eólico cercano.

Complejo Cortes - La Muela

Esta planta está situada sobre las aguas del río Júcar y actualmente la central de bombeo puro (el embalse superior no tiene aportación alguna de esorrentía de un cauce) La Muela tiene una potencia instalada de 3x210 MW. Consta de un depósito superior de 20 hectómetros cúbicos con una cota máxima de 832 msnm y un salto neto de 450 metros sobre el embalse de Cortes, de 116 hm³ y cota máxima de 326 msnm. Además, en este embalse, se sitúa la central hidroeléctrica de Cortes II. El nuevo proyecto, ya en construcción, consiste en la puesta en marcha de cuatro grupos reversibles, de cara a aprovechar el desnivel de 500 metros existente entre el depósito artificial de La Muela y el embalse de Cortes, ampliando la potencia del aprovechamiento existente en Cortes-La Muela hasta los 1.720 MW en turbinación, frente a los 630 MW actuales, y los 1.280 MW en bombeo frente a 555 MW. En la figura 3 se observa tanto la ubicación de ésta como las características principales de la planta hidroeléctrica [5][11].



Figura 3. Central de bombeo reversible Cortes-La Muela

Esta planta es uno de los cuatro grandes proyectos hidroeléctricos de Iberdrola en España, en el marco de la estrategia de poner en funcionamiento nuevas instalaciones de generación de energía limpia capaces de atender las puntas de demanda de electricidad [11].

De esta central, está disponible el informe de análisis de viabilidad de una infraestructura para el aprovechamiento hidroeléctrico en el embalse de Cortes II [12]:

El objetivo de este informe es principalmente rentabilizar una inversión realizada por el Estado español, que consistía en una estación de bombeo de toma y alta presión hasta un embalse regulador, ubicado en una terraza construida en la margen derecha del embalse de Cortes II. Como consecuencia de la decisión de cambiar el punto de toma del proyecto original (el primer tramo del trasvase Júcar-Vinalopó, cuya toma se realiza ahora en el azud de Cullera), las obras ya empezadas quedaron sin utilidad. Por lo tanto dicho estudio, plantea dos objetivos:

- Cuantificar mediante el estudio del mercado eléctrico del año 2005 y una proyección de futuro, cual puede ser el nivel de ingresos netos a obtener con la explotación de la infraestructura.

- Y una vez determinado el nivel de ingresos netos, realizar el estudio de rentabilidad del proyecto considerando dos hipótesis de inversión: considerando o no el coste de la infraestructura del bombeo construida fallidamente para dicho trasvase Júcar-Vinalopó.

El análisis de viabilidad estudia la compra y venta de electricidad en el mercado con precios del 2005, con una potencia del salto conocida. El análisis es rentable sólo en el caso de considerar “amortizada” la inversión fallida en la elevación de Cortes II finalmente no utilizada para el primer tramo del Júcar-Vinalopó. El detalle horario de los precios de la energía no está desglosado en el informe. No obstante, es la base metodológica para este TFM, y a pesar de que los precios de la energía eran más favorables en 2005 que en la actualidad, ya vislumbraba la escasa viabilidad de un bombeo reversible solo con el diferencial de precios de la energía en la compra y venta, sin beneficios adicionales asociados a la mejora de la gestión que incorporan los bombeos reversibles.

La integración hidro-eólica en el mercado libre de la electricidad

El artículo de Sancho y Lanza [13] analiza la integración hidro-eólica en el contexto de la compleja situación que conforman en lo físico el sistema eléctrico, en lo económico del mercado de energía eléctrica, y en lo ambiental los planes de cuenca dentro de nuestro país.

El autor propone una integración de un bombeo reversible cuya función objetivo es minimizar el coste de los desvíos (en la predicción supuesta por la central eólica en el mercado diario con respecto a la producción real), bombeando el agua cuando el desvío es positivo, y generando energía a través de la turbina cuando éste es negativo, teniendo siempre en cuenta que en el supuesto de esta explotación conjunta, la central reversible debe también perseguir su funcionamiento clásico, es decir, un bombeo basado en el arbitraje entre horas valle y punta, como muestra en figura 4.

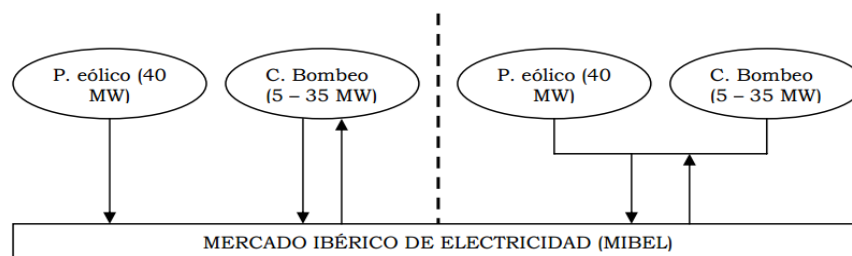


Figura 4. Modos de explotación independiente y coordinada [13].

Para llevar a cabo esta integración hay que tener en cuenta simultáneamente varios factores: el técnico (para la gestión de los desvíos y la estabilidad del sistema), el económico y regulatorio (para los distintos tipos de mercados y modos de contratación), y el medioambiental (para los usos del agua en los Planes Hidrológicos de cada cuenca). Por lo tanto el autor expone las siguientes conclusiones:

- Para cubrir la demanda eléctrica, existen otras soluciones de suministro (ciclos combinados, térmicas, etc.), pero ello no supondría aprovechar la autonomía energética que nos da la eólica ni sería coherente en la senda del desarrollo sostenible.
- La coordinación hidro-eólica, desde el punto de vista del agua, sí que requiere disponer de grandes cantidades de agua, para dar cobertura a la eólica y sus irregularidades, pero ésta ni se consume ni se contamina.
- Esta coordinación ofrece posibilidades para afrontar mejor los periodos de sequía, obteniendo reservas estratégicas de agua mediante el uso de excedentes de energía eólica destinadas a almacenar agua mediante bombeo en lugares donde aunque la aportación natural sea insuficiente, la afección ambiental y social sea pequeña.
- Por último, y como punto principal sin el cual no se puede actuar, debe existir una mejor coordinación entre las políticas públicas de energía (marco regulatorio y modelo de

mercado) e hidrológica (planificación), sin lo cual difícilmente será posible obtener ventajas de este tipo de aprovechamientos.

En relación a este trabajo fin de máster, se han tenido en cuenta las consideraciones que plantea, pero desde el punto de vista conceptual, ya que no se realiza en tal ponencia ningún ejemplo numérico. Primero, el análisis con datos reales de los precios horarios de la energía ha incluido el excedente eólico, y ha considerado la ventaja de no penalizar el funcionamiento de la térmica y nuclear, ya que por sí solo un bombeo reversible no es rentable, como se verá más adelante.

Optimización conjunta del bombeo y de la energía eólica en el contexto del Mercado Eléctrico

Este proyecto fin de carrera de Luz Matres en la Universidad pontificia Comillas (Madrid) [14] estudia la optimización conjunta de una central de bombeo puro y un parque eólico en el contexto del Mercado Eléctrico.

En este proyecto se analizan tres configuraciones diversas para poder hacer frente a los desvíos por errores en la predicción. En la primera de ellas el parque eólico y la central de bombeo operan de forma independiente (SI). Las otras dos soluciones se basan en operar conjuntamente, aunque no son soluciones legalmente factibles por la ley actual (cada unidad de generación debe ofertar individualmente al mercado). Entonces, en el primer modelo de operación conjunta (SC1) se permite a la central de bombeo comprar y vender energía en el mercado, y en el segundo modelo (SC2) la única oferta que se admite es de venta. Por tanto en este último caso la central de bombeo únicamente podrá abastecerse del parque eólico para poder operar.

La primera opción conjunta (SC1) estaría enfocada a parques y centrales de bombeo existentes que decidiesen operar conjuntamente para mejorar sus beneficios individuales, y la segunda opción conjunta (SC2) sería para nuevas instalaciones en construcción.

El estudio se realizó para un parque eólico de 30 MW y a una central de bombeo de 10 MW, obteniendo resultados acerca de los desvíos generados en cada una de las tres configuraciones descritas, así como de los beneficios y las penalizaciones por los desvíos. Por otra parte se analizaron los beneficios obtenidos y las penalizaciones por desvíos que comete el parque eólico cuando opera con centrales de bombeo cuyo rango de potencia varía entre 5 y 30 MW. Los resultados obtenidos han comprobado que la penalización por desvíos se reduce en gran medida cuando el parque cuenta con una central de bombeo como respaldo en su operación, obteniendo resultados favorables sobre todo para las opciones combinadas (SC1 y SC2), aumentando los beneficios. Dentro de estas dos opciones, la SC1 le saca una pequeña ventaja económica a SC2, debido a la posibilidad de comprar energía a la red en horas valle. Con respecto al tamaño óptimo de la central de bombeo en relación al parque eólico sobre la reducción de las penalizaciones y el incremento de los beneficios, permite concluir que no es necesario llegar a disponer de una central de bombeo de dimensiones iguales que el parque eólico al que va a dar cobertura para obtener buenos resultados, llegando a un punto en el que ya no se introducían mejora aunque la central de bombeo siguiera aumentando sus dimensiones respecto al parque eólico.

En el PFC, al tratar el recurso eólico, se construyó un modelo de optimización matemática cuya función objetivo era minimizar el coste de los desvíos (maximizar el beneficio por tanto) en donde tanto el recurso eólico como el precio de la energía eran variables estocásticamente generadas. Por tanto, y dado que en este TFM se analizan escenarios con precios reales de la energía, son bastante alejados conceptualmente. No obstante, de nuevo el concepto de mejora con la integración eólica (pero sólo ahora en períodos de exceso de producción y falta de demanda en la red) es común en ambos trabajos.

3. METODOLOGÍA

3.1. Mercado eléctrico español de la energía

A continuación se describirá el funcionamiento del mercado de la energía con el objeto de entender los objetivos de la explotación de bombeo reversible. También, a la vez se obtendrán los precios de compra y venta de energía para la instalación.

En la actualidad son muchos los países que se encuentran inmersos en procesos de liberalización y apertura a la competencia de sus respectivos mercados eléctricos. En España este proceso comenzó en 1997 con la promulgación de la Ley del Sector Eléctrico 54/1997. Hasta ese año, la producción de energía eléctrica se encontraba sujeta a autorización administrativa de las empresas que intervenían como agentes del sector, teniendo exclusiva competencia tanto para la producción, como para la distribución, y la comercialización las grandes empresas eléctricas. Esta nueva ley separa a los agentes del sistema dividiéndolos en transportistas, distribuidores, productores, comercializadores y consumidores, dejando a todos estos elementos del sistema el poder establecer contratos entre ellos para una mejor y mayor liberación del sistema con una competencia total de las partes. Así, esta liberalización persigue una mayor eficiencia en las inversiones y operación de los sistemas eléctricos, con el objetivo de reducir los costes. El resultado final debe ser la reducción del precio que los usuarios finales pagan por la electricidad y el incremento en la calidad y fiabilidad del suministro [12][15].

Esta nueva ley establece dos regímenes económicos diferentes para acceder al mercado que son, el Régimen ordinario, en el cual compiten entre sí en el mercado mayorista para vender electricidad cada hora, y el Régimen especial, donde las energías renovables y cogeneradores de potencias menores de 50 MW tienen preferencia de venta, aunque también pueden competir en el mercado mayorista desde el 2004 [15].

Los procesos del mercado de producción se observan en la siguiente figura 5 y se dividen en: *mercado diario*, en el que se realizan la mayoría de las transacciones, el *mercado intradiario*, que es un mercado de ajuste de la demanda, las *restricciones técnicas*, donde una vez celebrado el mercado diario el operador del sistema evalúa la viabilidad técnica del programa de funcionamiento de las unidades de producción para garantizar la seguridad y fiabilidad del suministro en la red, y por último, los *procesos de operación del sistema y la garantía de potencia*, que tienen como objetivo que el suministro de la energía se produzca en condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad [16].

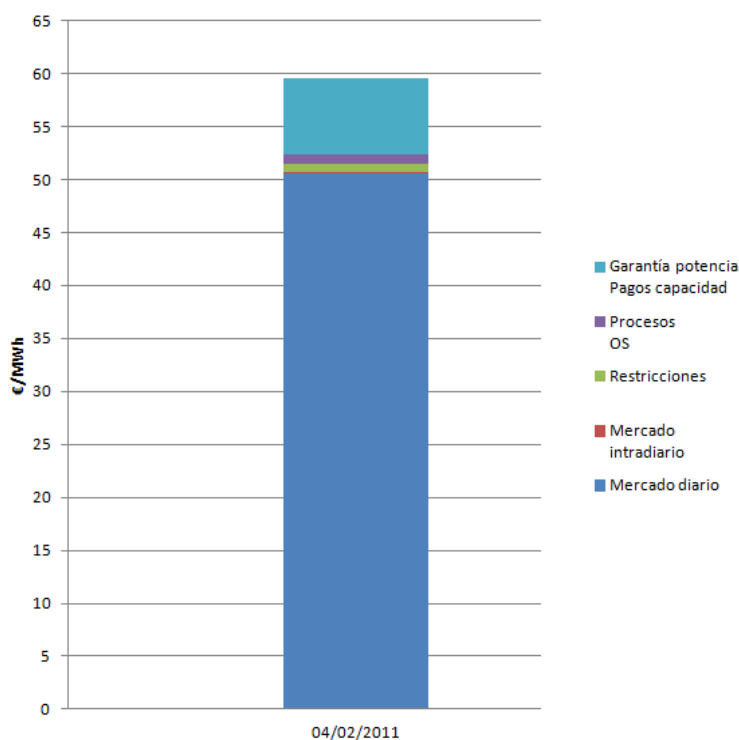


Figura 5. Desglose del precio final del mercado eléctrico

3.1.1. Precio de Compra

A la hora de obtener los precios de compra de la energía, hay que atenerse a los precios impuestos en el mercado. Pero antes de comenzar con la obtención de éstos, debemos definir en el Régimen en el cual nos encontramos. Es evidente que la instalación analizada es una central

hidroeléctrica, pero su energía primaria no es una fuente renovable sino que se obtiene de la energía disponible en la red eléctrica. Por ello, se descarta la posibilidad más favorable, que es la explotación en régimen especial.

A continuación se muestra la forma de obtención del precio al cual la instalación de bombeo reversible puede comprar la energía para elevar el agua del embalse inferior al superior. Para ello, se ha obtenido el precio final horario (PFH) de la energía de la página web de la Comisión Nacional de la Energía, que es el resultado de la suma del mercado diario, intradiario, restricciones técnicas, procesos de operación del sistema y garantía de potencia.

Al precio que se factura finalmente para la obtención de la energía hay que añadirle los siguientes conceptos:

- Desvíos: El coste de los desvíos en la programación de compra se originan por una mala explotación o problemas durante la misma, dando lugar a penalizaciones que en ningún caso pueden ser superiores al 2 o 3% de la facturación [12]. En el caso estudiado de la central de bombeo se va a suponer que no existen desvíos, es decir, que el coste por desvíos es cero porque se sabe exactamente cuánto se va a producir.
- Término de energía Reactiva: Se refiere al consumo de energía reactiva tanto en la producción como en el consumo de energía eléctrica, es decir, pueden dar lugar a bonificaciones o penalizaciones por energía reactiva según RD 1565/2010. Por lo tanto, si el factor de potencia es inferior a 0,98 capacitivo o 0,98 inductivo se obtiene una penalización del 3%. En cambio si estamos entre 0,995 inductivo o 0,995 capacitivo, obtendremos una bonificación del 4 % [15]. En el caso estudiado, se supondrá que el coste por consumo de reactiva es cero, al estar $\cos \theta$ entre el 0.98 capacitivo o inductivo siempre.
- Peajes de Acceso (PA): Se trata de una tarifa de acceso a las redes, establecida por el gobierno. Las tarifas de acceso constituyen el cargo por el uso de las redes de transporte y distribución. Dichas tarifas se estructuran según los niveles de tensión y periodos tarifarios que define el RD 1164/2001 por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. El nivel de tensión y la discriminación horaria caracterizan la estructura de éstas de los distintos suministros: tarifas de acceso en uno, dos y tres periodos tarifarios en baja tensión (menos de 1 kV), tres y seis periodos tarifarios en media tensión (de 1 a 36 kV), y seis periodos tarifarios en alta tensión (más de 36 kV) [15].

El caso estudiado se encuentra ante tarifas de acceso para alta tensión. Esta tarifa se diferencia por distintos niveles de tensión, como se muestra en la tabla 2:

Tabla 2. Tarifas de acceso según tensión [15]

TARIFA 6.1	> 1 kV y < 36 kV
TARIFA 6.2	> 36 kV y < 72,5 kV
TARIFA 6.3	> 72,5 kV y < 145 kV
TARIFA 6.4	> 145 kV
TARIFA 6.5	Conexiones internacionales

Además, cada nivel de tensión se clasifica en seis periodos tarifarios según bandas horarias en distintos días tipo a lo largo del año, como se muestra en la tabla 3 y estos a su vez por tipos de días, dependiendo de la temporada eléctrica correspondiente como se observa en la tabla 4.

Tabla 3. Banda horaria del precio tarifado [15].

Periodo tarifario	Tipo de día					
	Tipo A	Tipo A1	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
1	De 10 a 13 h. De 18 a 21h	De 11a 19 h.	---	---	---	---
2	De 8 a 10 h. De 13 a 18h. De 21 a 24 h.	De 8 a 11 h. De 19 a 24 h.	---	---	---	---
3			De 9 a 15 h.	De 16 a 22 h.	---	---
4			De 8 a 9 h. De 15 a 24 h.	De 8 a 16 h. De 22 a 24 h.	---	---
5			---		De 8 a 24 h.	---
6	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 8	De 0 a 24

Tabla 4. Bandas horarias de los periodos tarifarios y definición de tipo de días [15].

Tipo A	De lunes a viernes no festivos de temporada alta con punta de mañana y tarde.
Tipo A1	De lunes a viernes no festivos de temporada alta con punta de mañana.
Tipo B	De lunes a viernes no festivos de temporada media con punta de mañana.
Tipo B1	De lunes a viernes no festivos de temporada media con punta de tarde.
Tipo C	De lunes a viernes no festivos de temporada baja, excepto agosto para el sistema peninsular, abril para el sistema balear y mayo para los sistemas de Canarias, Ceuta y Melilla.
Tipo D	Sábados, domingos, festivos y agosto para el sistema peninsular, abril para el sistema balear y mayo para los sistemas de Canarias, Ceuta y Melilla.

Temporada alta con punta de mañana y tarde	Diciembre, Enero y Febrero.
Temporada alta con punta de mañana	2ª quincena de Junio y Julio.
Temporada media con punta de mañana	1ª quincena de Junio y Septiembre.
Temporada media con punta de tarde	Noviembre y Marzo
Temporada baja	Abril, Mayo, Agosto y Octubre.

Los precios de las tarifas de acceso que se han utilizado en cada periodo se encuentran en el BOE correspondiente a cada año analizado. Como el TFM ha analizado los años 2009, 2010 y 2011, las tablas 5, 6 y 7 muestran dichas tarifas de acceso. En el presente trabajo, el nivel de tensión al que se atiende corresponde a una tarifa de acceso de 6.3, que corresponde a líneas que pasan cercanas a los embalses de la cuenca del Ebro analizados. En el Anexo 1 se ha definido la distribución horaria de los periodos de acceso para cada uno de los años analizados, según el precio de la tarifa de acceso.

Tabla 5. Precio de las tarifas de acceso en términos de energía (€/KWh) para el 2009 [18]

Tarifa	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	0,046428	0,038526	0,022084	0,012539	0,008098	0,005577
6.2	0,015488	0,012852	0,007368	0,004182	0,002701	0,001860
6.3	0,012497	0,010370	0,005944	0,003374	0,002179	0,001502
6.4 y 6.5	0,009807	0,008135	0,004664	0,002648	0,001710	0,001178

Tabla 6. Precio de las tarifas de acceso en términos de energía (€/KWh) para el 2010 [19]

Tarifa	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	0,069642	0,052010	0,027715	0,013793	0,008908	0,005577
6.2	0,023232	0,017350	0,009247	0,004600	0,002971	0,001860
6.3	0,018746	0,014000	0,007460	0,003711	0,002397	0,001502
6.4	0,009807	0,008135	0,004664	0,002648	0,001710	0,001178
6.5	0,009807	0,008135	0,004664	0,002648	0,001710	0,001178

Tabla 7. Precio de las tarifas de acceso en términos de energía (€/KWh) para el 2011 [20]

Tarifa	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1	0,071035	0,053050	0,028269	0,014069	0,009086	0,005689
6.2	0,023697	0,017697	0,009432	0,004692	0,003030	0,001897
6.3	0,019121	0,014280	0,007609	0,003785	0,002445	0,001532
6.4	0,010003	0,008298	0,004757	0,002701	0,001744	0,001202
6.5	0,010003	0,008298	0,004757	0,002701	0,001744	0,001202

- Impuestos (IMP): Estos forman parte de las facturas eléctricas como gastos de alquiler de equipos de medida, además de los impuestos que gravan los ingresos necesarios para compensar la supresión de sectores energéticos no viables, y su 4,864% de la facturación total. La base imponible del impuesto está constituida por el resultado de multiplicar por el coeficiente 1,05113 el importe total que, con ocasión del devengo del impuesto, excluidas las cuotas del propio Impuesto sobre la Electricidad [15].

Por lo tanto, sabiendo que el coste por desvíos es cero y que no se consume reactiva, el precio de compra queda definido por la siguiente ecuación:

$$PC = (PFH + PA) \cdot IMP \quad (2)$$

A continuación se muestra la figura 6 con los resultados del precio horario de compra **medio** para los años 2009, 2010 y 2011. En ella se observa la diferencia de precio entre años estudiados, como se ve, para el año 2009 y 2010 el precio es más o menos igual, en cambio, para el año 2011 hay un incremento importante del precio de compra de la energía.

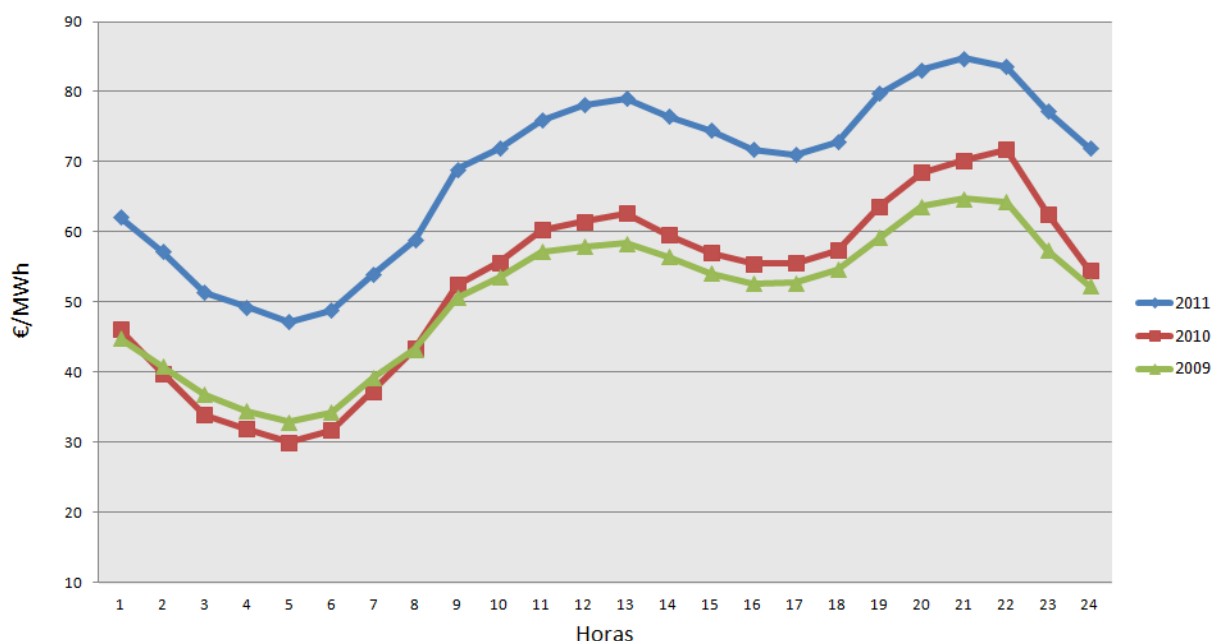


Figura 6. Precio de compra medio para el año 2009, 2010 y 2011

Conjuntamente, en el Anexo 1, se muestran los resultados detallados del precio horario de compra para todos los meses de cada uno de los años analizados, debido a que, como más adelante se explicara, si los datos utilizados no se analizan día a día, con las medias horarias se pierde la variabilidad de los precios para distintos días del mes para la misma hora del día, y es imposible obtener un beneficio realista.

3.1.2. Precio de venta

Para la estimación del precio de venta, éste debe obtenerse como si se fuera a realizar una oferta al mercado mayorista. La ecuación que define, por lo tanto, el precio de venta es:

$$PV = (PMD + PPC) - PAg \quad (2)$$

Donde PMD es el precio del mercado diario (obtenido directamente de la comisión nacional de la energía), PPC son pagos por capacidad (la antigua “garantía de potencia”) y PAg es el Peaje de Acceso de generación.

Para hallar los pagos por capacidad aplicados al precio de venta, debe aplicarse en la actualidad la Orden ITC/3127/2011, del 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión. Por lo tanto, la cuantía de los pagos por capacidad se obtiene a partir de la siguiente expresión, en términos de la potencia de la instalación (€/MW):

$$RSD_{i,j} = a \cdot ind_j \cdot PN_i \quad (3)$$

Que permite finalmente obtener en términos de Energía (€/MWh) dicha bonificación, y queda definida como:

$$RSD_{i,j} = \frac{a \cdot ind_j \cdot PN_i}{Ht \cdot PN_i} \quad (4)$$

Donde:

- a : es un índice que representa la retribución anual por disponibilidad, expresada en euros por MW. La definición de los valores de este índice se establecen en dicha orden con un valor de 5.150 €/MW.

- ind_j : es un índice que representa la disponibilidad de la tecnología j , expresada en términos unitarios con tres decimales. La definición de los valores de este índice se establece en dicha orden a partir de valores de disponibilidad históricos. Para centrales hidráulicas de bombeo y embalse, el valor lo establece en 0,237.

- PN_i : es la potencia neta en MW del grupo correspondiente i que figura en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. En el casos de estudio de este TFM, la potencia media de la instalación será de 50 MW.

- H_t : son las horas de funcionamiento de la turbina, que obviamente dependerán de las horas que funcione el bombeo reversible (según su rentabilidad). En cierta forma, tenemos por tanto un proceso iterativo ya que el precio de la energía de venta depende de la operación del sistema, que es lo que se quiere optimizar. No obstante, esta “prima” de venta es muy poco representativa en el precio final de venta, y por tanto, el número de horas se ha ajustado en una segunda iteración para estimar esta prima, tras conocer el número de horas rentable para cada año analizado.

En la tabla 8 siguiente se muestran los resultados obtenidos de los pagos por capacidad para los diversos años analizados:

Tabla 8. Pagos por capacidad

	a (€/MW)	ind	Potencia Nominal (MW)	Horas funcionamiento	Pagos por capacidad (€/MWh)
2009	5150	0,237	50	1300	0,939
2010	5150	0,237	50	1000	1,221
2011	5150	0,237	50	700	1,744

Por último el peaje de acceso de generación viene definido en el Real Decreto-Ley 14/2010, peaje que pagarán todos los generadores de electricidad, con un valor de 0,5 €/MWh.

En el caso de la venta de la energía no hay impuestos aplicables, ya que estos se aplican una vez establecido el precio final del mercado. Al mismo tiempo, para el caso de la venta también son aplicables costos por desvíos o consumo de energía reactiva, pero, al igual que se ha supuesto para la compra de energía, diremos que no hay dichas penalizaciones (ni a favor ni en contra). En el siguiente figura 7 se muestran los precios de venta medios obtenidos para los años 2009, 2010 y 2011. Se observa que en este caso sucede lo mismo que para el precio de compra, siendo 2011 un año más caro que los anteriores. Las horas rentables de bombeo y turbinado en gran medida van a depender de esta coyuntura del mercado.

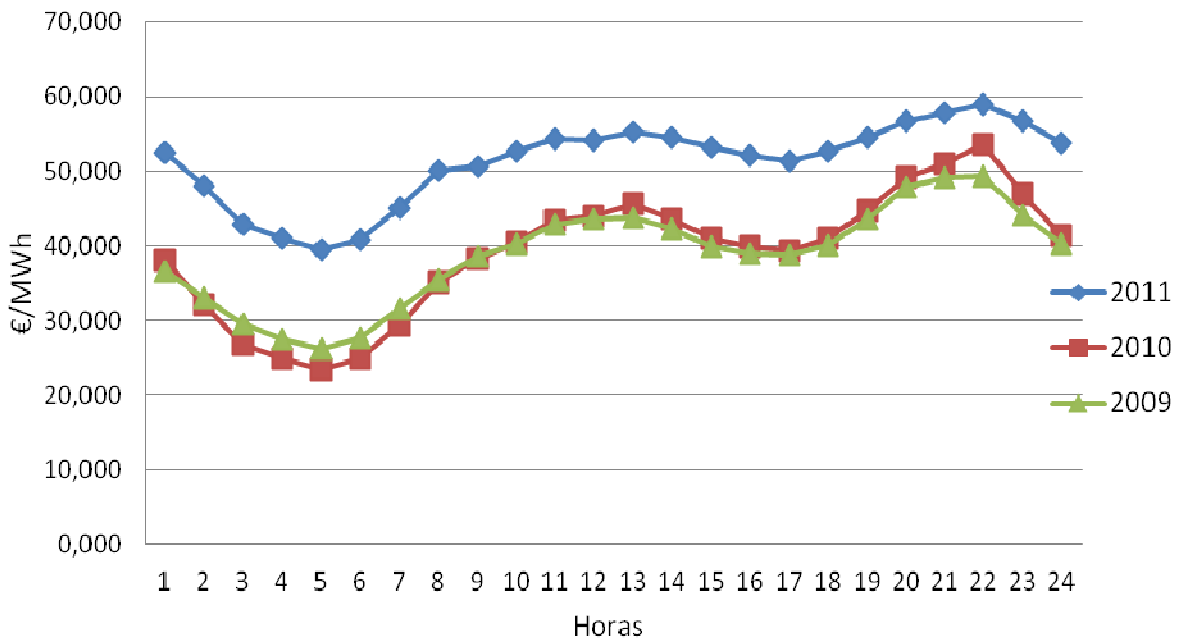


Figura 7. Precios de venta medios para los años 2009, 2010 y 2011.

En el Anexo 1 se muestran las tablas de los precios horarios de venta de cada uno de los años analizados, que como en el caso de la compra, también se analizarán para todos los días del año de forma individual.

3.2. Horas rentables de compra y venta

Una vez que se conocen los precios de compra y venta por una central reversible, hay que discriminar en cuantas horas es posible esta venta, según los precios del mercado. Además, habrá que tener en cuenta la penalización de los rendimientos globales del bombeo y turbinado. La ecuación siguiente muestra el punto de equilibrio (criterio de corte) para discriminar cuando compensa vender, comprar o no hacer ninguna de las dos cosas en la central reversible

$$PC \cdot \left(\frac{\Delta H \cdot Q \cdot \gamma}{\eta_b} \right) = PV \cdot (\Delta H \cdot Q \cdot \gamma \cdot \eta_t) \quad (5)$$

Como el bombeo y turbinado operan con el mismo par de embalses, la diferencia de altura, ΔH , el caudal, Q (si el caudal de diseño de bombeo y turbinado es idéntico), y el peso específico, γ , tienen el mismo valor, por lo tanto, la ecuación anterior queda definida como:

$$\left(\frac{PC}{\eta_b} \right) = (PV \cdot \eta_t)$$

(6)

Donde η_b es el rendimiento de la bomba, y η_t es el rendimiento de la turbina. Considerando grandes equipos de alto rendimiento, su valor se ha establecido en el 90% en ambos casos, al igual que el proyecto de Cortes II.

De la ecuación 6 se deduce que en el momento en que ésta se iguale, será el punto de corte para el cual es rentable vender. En el siguiente Figura 8 se muestra el estudio del precio de compra y venta según dicha ecuación, para todas las horas de compra y venta del mes de Enero del año 2011.

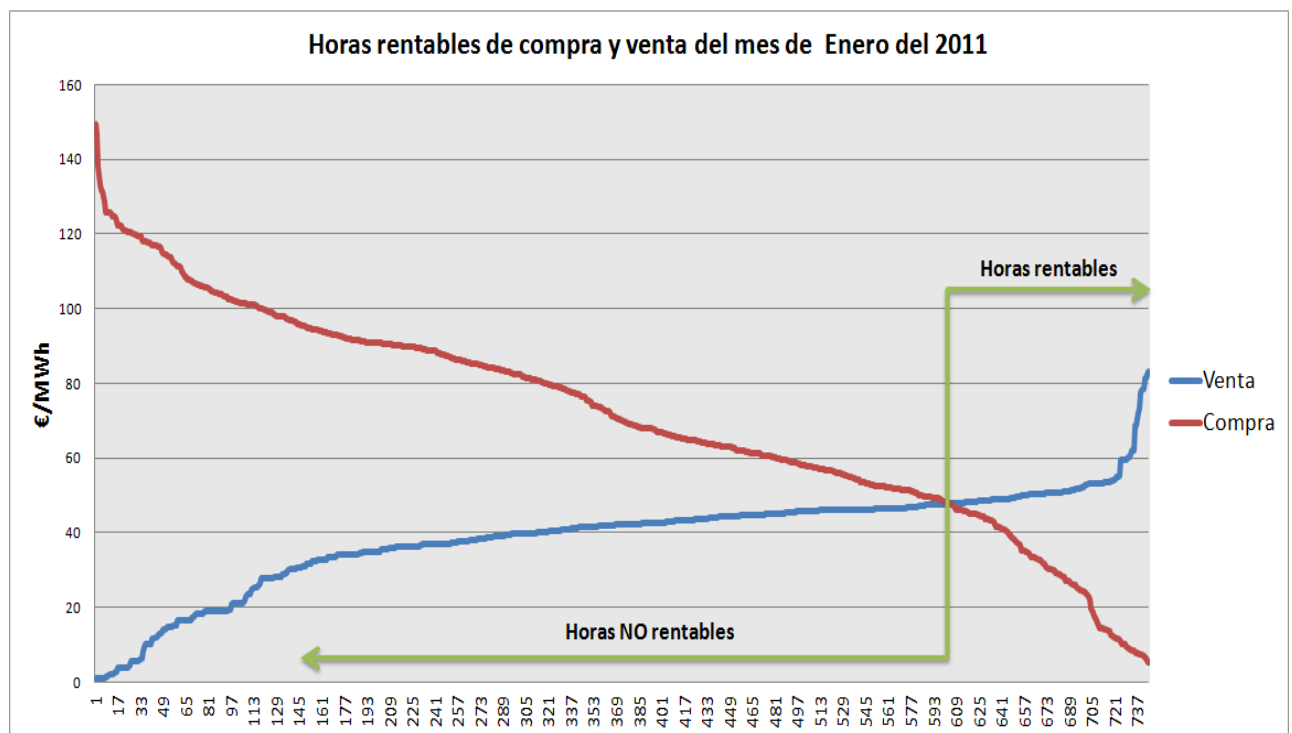


Figura 8. Horas rentables de compra y venta para el mes de Enero del 2011

Se observa que el número de horas rentables no es tan elevado como se prevé, y generalmente los valores del precio de compra máximos son más elevados, en torno a 150€/MWh, que los del precio de venta, que están en torno a los 85 €/MWh para este caso de la figura 8.

En una primera tentativa, se utilizaron como primera simplificación del análisis de viabilidad los precios **medios horarios de cada mes** del año 2011, pero, como se observa en la figura 9, ya en el mes de abril no se obtenía beneficio alguno de la compra y venta de energía, dado que el precio de venta no se cruza en ningún momento al precio de compra: las medias mensuales “suavizan” el precio medio al no considerar desviaciones diarias para la misma hora y por tanto, el análisis debe hacerse para los 365 días al año y sus 24 horas diarias. En el Anexo 2 se muestran los resultados obtenidos para todos los meses del año 2011, donde se comprueba que solo en los meses de Enero, Febrero, Marzo, Noviembre y diciembre se obtiene beneficios realizando esta gestión.

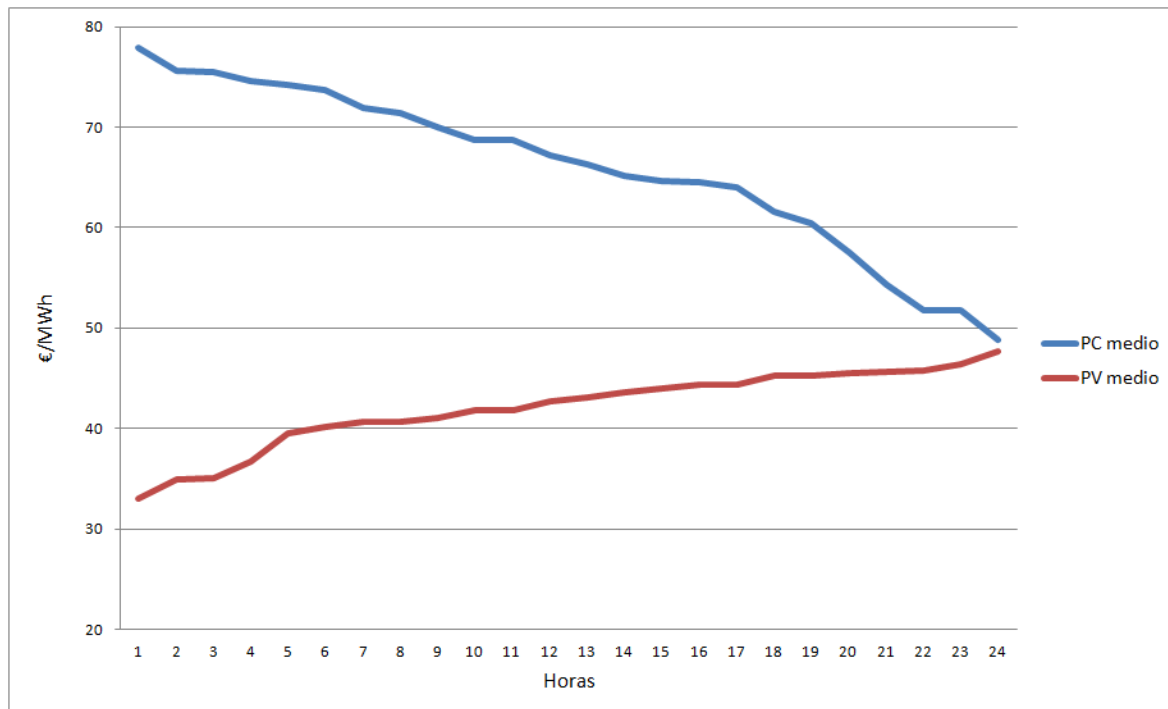


Figura 9. Análisis del precio de compra y venta medios del mes de Abril del 2011.

Por lo tanto, de aquí se deduce que esta simplificación implica una gran pérdida de información que impide realizar un análisis de viabilidad realista: en este caso no habría para Abril del 2011 período alguno rentable para el bombeo reversible.

3.3. Gestión hidráulica de los embalses

Partiendo de un diseño de la elevación en la que el caudal (m^3/s) elevado y descendido sea el mismo, debe decidirse la gestión hidráulica del sistema de embalses, que en una situación real deberá considerar la afección sobre usos aguas debajo de los mismos, y por supuesto, las prioridades asignadas a dichos usos en su construcción. Generalmente, dicha gestión se clasifica en diaria, semanal o mensual, pero obviamente alguna de estas opciones no tendrá sentido según la capacidad de los embalses analizados, por ejemplo si la capacidad fuera pequeña sería casi imposible hacer una gestión mensual con un caudal de diseño de la elevación moderado. Por lo tanto, una vez comprobado que con la capacidad de estos embalses es posible cualquiera de las gestiones, hay que analizar con cuál de ellas se obtiene mayor beneficio. Se han realizado tres opciones: con los datos horarios analizados día a día; con los datos horarios analizados semana a semana; y por último, con los datos horarios analizados mes a mes, para el mes de enero del 2011. Teniendo en cuenta para todos ellos que el balance de caudal bombeado y turbinado tiene que ser cero, es decir, en el caso diario al final del día, en el semanal al final de la semana y en mensual al final del mes.

Si la gestión hidráulica cambia, obviamente habrá que controlar el nivel de llenado del embalse, y asegurarse de que las tomas para bombeo y turbinado siempre estén por encima del nivel mínimo para su explotación. En el caso de una potencia de bombeo es de 61 MW y la turbina de 50 MW correspondientes a un caudal de $30 \text{ m}^3/\text{s}$, la forma de obtención del beneficio se muestra en la ecuación (7):

$$B^{\circ} = [(PV \cdot PN_t) - (PC \cdot PN_b)] \cdot N^{\circ} \text{ horas} \quad (7)$$

Entonces, los resultados obtenidos se muestran en la tabla 15:

Tabla 15. Resultados gestión diaria, semanal y mensual.

	Diaria	Semanal	Mensual
Horas rentables	125	139	140
Posible Beneficio (€)	152.102	180.215	187.721

En principio el resultado más favorable económicamente es para una gestión mensual del embalse, pero ésta implicaría un dimensionamiento de las balsas superior e inferior de muchos cientos de hm^3 para este ejemplo. Por lo tanto se ha optado por utilizar una gestión semanal, puesto que los resultados son bastante similares y su gestión es más razonable para el tamaño de los pares de embalse superior e inferior existentes en el Valle del Ebro analizado, teniendo en cuenta la servidumbre de usos que cuentan la mayoría de ellos. En el Anexo 2 se muestran los datos para la obtención de la tabla anterior, es decir, las horas rentables según la gestión y el beneficio obtenido en cada caso.

3.4. Diseño de la instalación

Una vez que se ha definido la gestión semanal, se ha estudiado si el diseño del bombeo y turbinación afecta a la viabilidad de la central reversible. Se han probando diversos esquemas de funcionamiento, es decir, esquemas 1/1, 1/2 y 2/1 para los caudales relativos de subida/bajada, justificando la opción elegida según se obtenga mayor beneficio. Obviamente hay que cambiar la potencia de la bomba y la turbina en función de estos esquemas para que se mantenga el nivel semanal de la gestión hidráulica de los embalses. A continuación se muestra la tabla 16 resumen de los beneficios obtenidos según el tipo de esquema utilizado:

Tabla 16. Resumen resultados esquemas de funcionamiento

Esquema	Horas turbina	Horas bomba	€ turbina	€ bombeo	Venta - Compra (€)
1/1	706	706	2.202.011	1.616.100	585.910
1/2	352	704	1.142.453	807.889	334.564
2/1	702	351	1.095.278	672.716	422.562

Del resultado de las tablas se comprueba que con una gestión semanal y un esquema 1/1 es como se obtiene mayor beneficio, y ello se debe a que el número de horas de compra y venta está equilibrado a efectos de coste - beneficio para un bombeo reversible en el caso del mercado eléctrico español reciente.

En el Anexo 3 se muestran la obtención de los resultados mostrados en la tabla 16.

3.5. Sistemas analizados en el Ebro

A continuación se van a describir las características más importantes de cada uno de los embalses considerados para la realización del análisis de rentabilidad de las centrales de bombeo [21][22]. Cabe destacar, que para analizar tanto los tipos de gestión como los posibles esquemas de explotación (desarrollados previamente), se ha utilizado la pareja de embalses de Lanuza y Bupal.

- Lanuza - Bupal

El embalse de Lanuza se sitúa en los Pirineos Centrales, en el límite con Francia, ocupando la parte norte de la provincia de Huesca, situado dentro del término municipal de Sallent de Gállego, regulando las aguas del río Gállego.

El embalse de Bubal se sitúa en el pirineo central, en el Valle de Tena, dentro de los términos municipales de Biescas, Hoz de Jaca, Panticosa y Sallent de Gallego, en la provincia de Huesca. Bubal, al igual que Lanuza, regula las aguas del río Gállego y recibe también aportaciones de los ríos Caldarés y Bolática. En la figura 10 se muestra la ubicación de éstos en relación a la cuenca del Ebro.

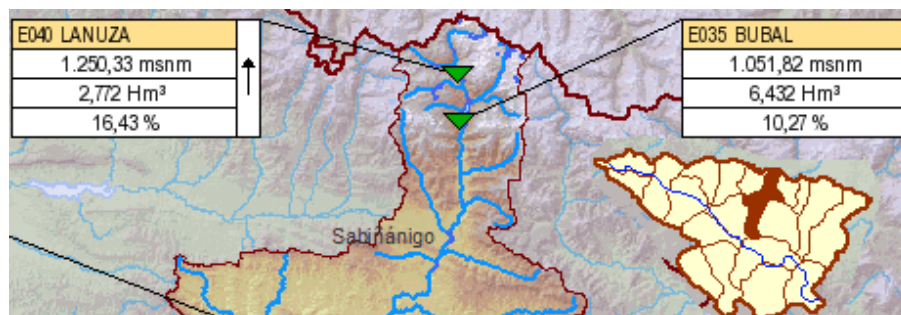


Figura 10. Ubicación de los embalses de Lanuza y Bubal [21]

Las características morfométricas y la potencia de bomba y turbina de estos embalses se resumen en las siguiente tabla 9:

Tabla 9: Datos de los Embalses de Lanuza y Bubal

	Capacidad (hm ³)	Cota (m.s.n.m)
Lanuza	16,851	1275,5
Bubal	62,653	1084,42
ΔH (m)	171,08	
Caudal bombeado/turbinado (m³/s)	29,64	
Potencia Bomba (MW)	61,72	
Potencia Turbina (MW)	50	

- Mediano - El Grado

El Embalse de Mediano está emplazado sobre la “depresión media”, unidad geológica de la depresión terciaria del Ebro. Se sitúa dentro del término municipal de La Fueva, en la provincia de Huesca.

El embalse de El Grado se sitúa sobre la “depresión media”, dentro del término municipal de El Grado, en la provincia de Huesca.

Ambos embalses regulan las aguas del río Cinca y sus afluentes, sobre todo la aportación del Ara. En la figura 11 se muestra la ubicación de éstos en relación a la cuenca del Ebro.

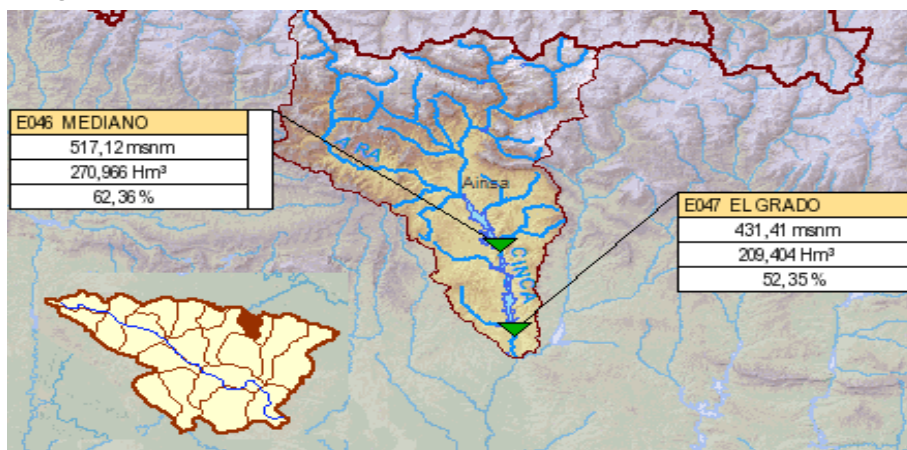


Figura 11. Ubicación de los embalses de Mediano y El Grado.[21]

Las características de estos embalses se resumen en la siguiente tabla 10, así como el grupo de bombeo reversible postulado:

Tabla 10: Datos de los Embalses de Mediano y El Grado

	Capacidad (hm ³)	Cota (m.s.n.m)
Mediano	434,524	527,9
El Grado	400,011	450,04
ΔH (m)	77,86	
Caudal bombeado/turbinado (m³/s)	363,67	
Potencia Bomba (MW)	308,64	
Potencia Turbina (MW)	250	

- Mequinenza - Ribarroja

La cuenca vertiente del embalse de Mequinenza se sitúa en la Depresión Terciaria del Ebro, extendiéndose al Sur hasta la rama aragonesa de la Cordillera Ibérica. Está dentro del término municipal de Mequinenza, en la provincia de Zaragoza.

El embalse de Ribarroja se sitúa dentro del término municipal de Ribarroja de Segre, en la provincia de Tarragona.

Ambos regulan las aguas del río Ebro en su tramo bajo, y constituyen un aprovechamiento hidroeléctrico actual de gran envergadura, además de laminar avenidas puntuales del Ebro en el Delta. En la figura 12 se muestra la ubicación de éstos en relación a la cuenca del Ebro.

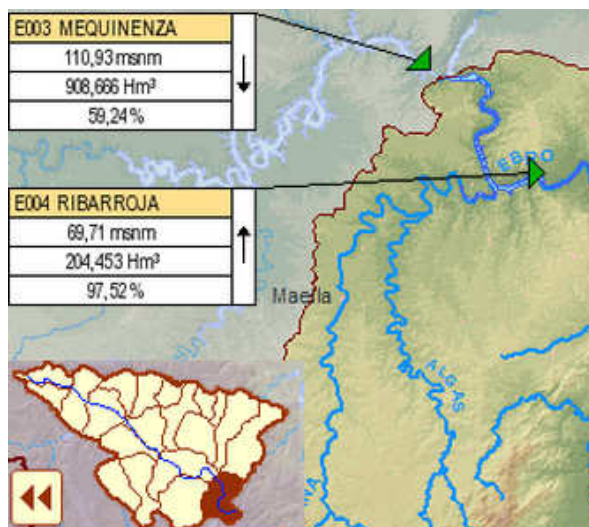


Figura 12. Ubicación de los embalses de Mequinenza y Ribarroja.[21]

Las características de la bomba y turbina seleccionada para este par embalses se resumen en la siguiente tabla 11:

Tabla 11: Datos embalses de Mequinenza y Ribarroja

	Capacidad (hm ³)	Cota (m.s.n.m)
Mequinenza	1533,985	121
Ribarroja	209,56	70
ΔH (m)	51	
Caudal bombeado/turbinado (m³/s)	333,13	
Potencia Bomba (MW)	185,19	
Potencia Turbina (MW)	150	

- Canelles - Santa Ana

El embalse de Canelles se enclava en el reborde meridional de las Sierras Exteriores Subpirenaicas (Sierra de Mongay, Sierra de Monsech), también conocido con el nombre de zona de “Las Nogueras”. Se sitúa dentro del término municipal de Estopiñán, en las provincias de Huesca-Lérida.

La cuenca del embalse de Santa Ana también se sitúa en “Las Nogueras”, al norte de la depresión terciaria del Ebro. Se sitúa dentro del término municipal de Castillonroy, en la provincia de Huesca.

Ambos regulan las aguas del río Noguera Ribagorzana, muy regulado desde el punto de vista hidroeléctrico. En la figura 13 se muestra la ubicación de éstos en relación a la cuenca del Ebro.

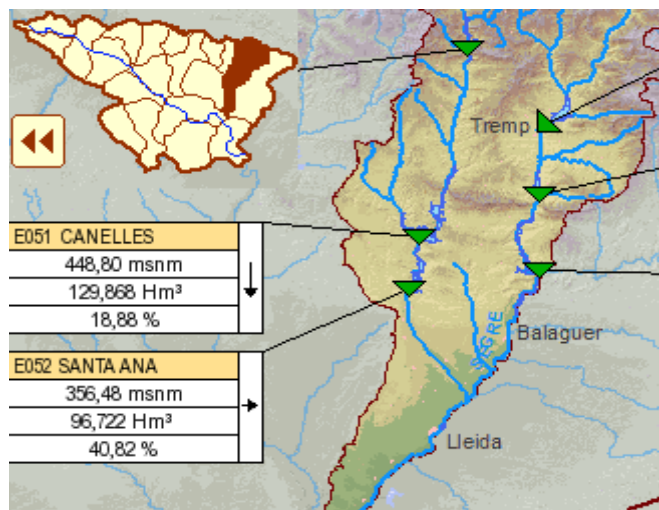


Figura 13. Ubicación de los embalses de Canelles y Santa Ana.[21]

Las características del bombeo propuesto para estos embalses se resume en la siguiente tabla 12:

Tabla 12: Datos embalses de Canelles y Santa Ana

	Capacidad (hm ³)	Cota (m.s.n.m)
Canelles	679,289	560
Santa Ana	236,552	378,7
ΔH (m)	181	
Caudal bombeado/turbinado (m³/s)	181,17	
Potencia Bomba (MW)	358,03	
Potencia Turbina (MW)	290	

- Oliana - Rialb

El embalse de Oliana se sitúa en las Sierras Interiores de la Cadena Pirenaica, adosadas al Pirineo Axial, las Sierras Interiores configuran una estrecha franja de rocas, dentro del término municipal de Oliana, en la provincia de Lérida.

El embalse de Rialb (en proceso de pruebas de llenado) se sitúa en una zona topográficamente deprimida conocida como Depresión Intermedia, dentro del término municipal de Baronia de Rialb, en la provincia de Lleida.

Ambos regulan las aguas del río Segre, con vistas a un gran desarrollo agrícola posterior (canal Segarra-Garrigues) en la zona de Lérida. En la figura 14 se muestra la ubicación de éstos en relación a la cuenca del Ebro.

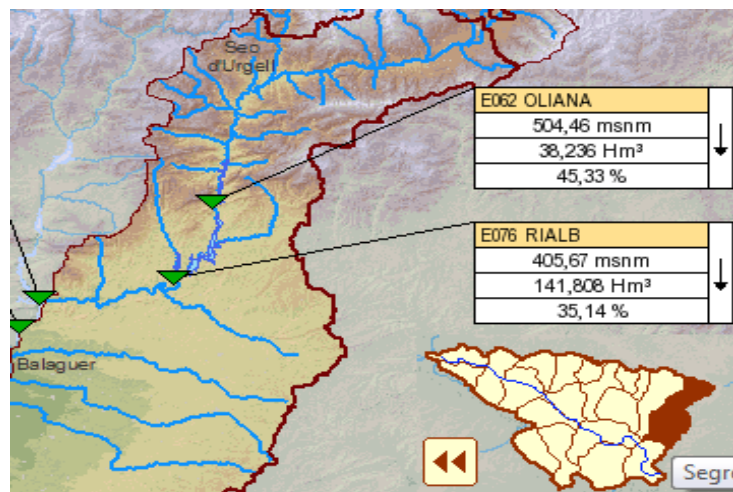


Figura 14. Ubicación de los embalses de Olina y Rialb.[21]

Las características de estos embalses se resumen en la siguiente tabla 13, así como el grupo de bombeo reversible postulado:

Tabla 13: Datos embalses de Olina y Rialb

	Capacidad (hm ³)	Cota (m.s.n.m)
Olina	84,332	518,74
Rialb	403,552	430
ΔH (m)	88,74	
Caudal bombeado/turbinado (m³/s)	140,4	
Potencia Bomba (MW)	135,80	
Potencia Turbina (MW)	110	

- Camarasa - Talarn

El embalse de Camarasa se sitúa sobre el Prepirineo, concretamente en las Sierras Exteriores de dicha cordillera (Sierras del Montsech, Sant Mamet y Carbonera, dentro del término municipal del mismo nombre, en la provincia de Lérida.

El embalse de Talarn-Tremp se sitúa en la región central de los Pirineos, limitando al norte con la frontera Hispano-Francesa, dentro del término municipal de Talarn, en la provincia de Lérida.

Ambos regulan las aguas del río Noguera Pallaresa. En la figura 15 se muestra la ubicación de éstos en relación a la cuenca del Ebro.

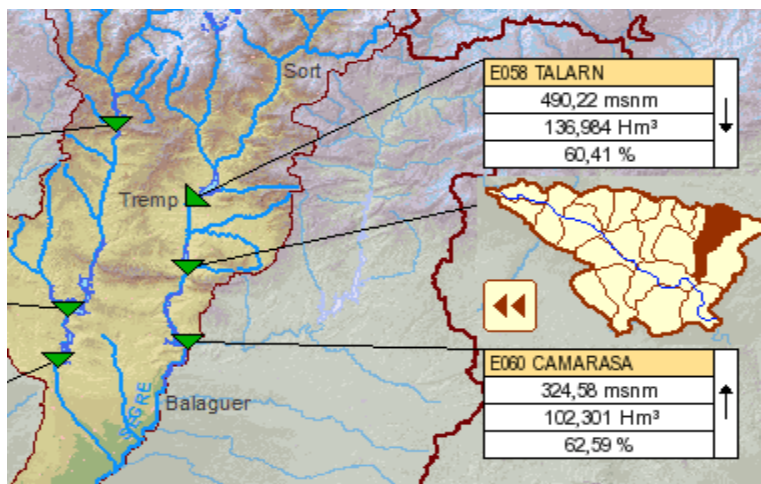


Figura 15. Ubicación de los embalses de Talarn y Camarasa.[21]

Las características de estos embalses se resumen en la siguiente tabla 14, así como el grupo de bombeo reversible postulado:

Tabla 14: Datos de los embalses de Talarn y Camarasa

	Capacidad (hm ³)	Cota (m.s.n.m)
Talarn	163,408	500,95
Camarasa	226,735	336,17
ΔH (m)	164,78	
Caudal bombeado/turbinado (m³/s)	171,84	
Potencia Bomba (MW)	308,64	
Potencia Turbina (MW)	250	

En cuanto a la cota entre cada pareja de embalses, se ha supuesto que tanto bombeo como turbinación se hacen a una cota relativamente cercana del fondo de la misma, eliminando así la posible falta de disponibilidad de agua en el embalse.

3.6. Análisis de rentabilidad: VAN y TIR

Por último, se ha utilizado el procedimiento seguido hasta ahora para obtener los precios de compra y venta rentables del 2011, asimismo para obtener las horas rentables de los años 2010 y 2009, es decir, según la gestión semanal y un esquema de funcionamiento 1/1. De todo lo anterior se deduce que el éxito económico de una central hidroeléctrica de bombeo o reversible depende de los costes de explotación e inversión, de la energía producida (según las horas de funcionamiento de la central) y del precio de compra y venta de esta energía. Además hay que tener en cuenta una serie de gastos, como son los gastos de mantenimiento de la instalación y los gastos generales.

Se han estimado unos costes de mantenimiento de 2,5 euros por MWh producido y consumido. Asimismo, los gastos generales considerados son los pertenecientes al coste de personal más los seguros. Hay que tener en cuenta que los aprovechamientos hidroeléctricos funcionan actualmente con muy poco personal, gestionándose desde centros de control que posee la propia central. Los gastos generales se resumen en la siguiente tabla 17 [12].

Tabla 17. Gastos generales

Gastos generales	Nº	€
Operarios	2	24.000
Seguros		9.000
Total Gastos generales		57.000

Finalmente, en lo que respecta a los costes de inversión, cabe mencionar que éstos están sujetos a distintas variables, debido a la influencia de factores tales como la orografía del terreno, el porcentaje de terreno público y privado, el tamaño de la instalación, los accesos, caudales a turbinar y bombear, la altura del salto, el punto de conexión a la red y la tensión de la línea. Lo ideal para conocer el coste real de inversión sería realizar un proyecto constructivo con un presupuesto particularizado para dicho proyecto. Como dicho valor no está disponible, ya que los proyectos hidroeléctricos no suelen ser una información pública, se ha supuesto un ratio medio de inversión, según el idae, de 700 €/kW [23]. Este valor ha sido constatado según [9] donde el coste de inversión de diversas instalaciones de bombeo reversible varía desde 470 a 2.170 €/kW. Además, la economía de escala de la obra se ha tenido en cuenta para encontrar diferencias apreciables en el estudio de los embalses anteriores. Con todo ello, se ha realizado una gráfica

para estimar los costes de inversión según la potencia instalada, de modo que éstos disminuyan según aumenta la potencia, como se muestra en la figura 16:

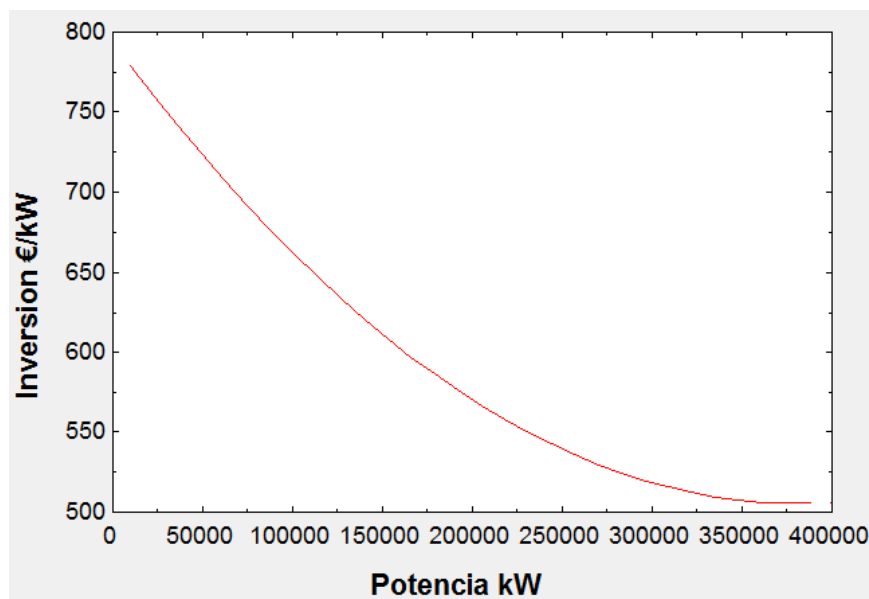


Figura 16. Inversión necesaria según potencia instalada

A continuación se muestra la tabla 18 con los resultados del beneficio neto obtenido para cada pareja de embalses:

Tabla 18. Beneficio neto de las parejas de embalses

LANUZA Y BUBAL						
Ingresos				Gastos		Beneficio neto
	€-anuales turbina	€-anuales bombeo	Coste Mantenimiento	GG	Total Gasto	
2009	2.546.451	1.861.937	276.290	57.000	2.195.228	351.223
2010	3.575.360	2.235.791	420.372	57.000	2.713.164	862.196
2011	2.202.011	1.616.100	196.832	57.000	1.869.933	332.077
Beneficio medio	2.774.607				2.259.442	515.165
MEDIANO Y EL GRADO						
Ingresos				Gastos		Beneficio neto
	€-anuales turbina	€-anuales bombeo	Coste Mantenimiento	GG	Total Gasto	
2009	12.732.257	9.341.236	1.384.036	57.000	10.782.272	1.949.984
2010	17.876.803	11.179.224	2.101.891	57.000	13.338.116	4.538.687
2011	11.010.056	8.107.885	986.003	57.000	9.150.889	1.859.166
Beneficio medio	13.873.039				11090426	2.782.613
MEQUINENZA Y RIBARROJA						
Ingresos				Gastos		Beneficio neto
	€-anuales turbina	€-anuales bombeo	Coste Mantenimiento	GG	Total Gasto	
2009	7.639.354	5.604.729	830.420	57.000	6.492.149	1.147204

2010	10.726.082	6.707.519	1.261.134	57.000	8.025.653	2.700.428
2011	6.606.033	4.864.720	591.601	57.000	5.513.321	1.092.711
Beneficio medio	8.323.823				6.677.041	1.646.781

CANELLES Y SANTA ANA

Ingresos					Gastos	Beneficio neto
	€-anuales turbina	€-anuales bombeo	Coste Mantenimiento	GG	Total Gasto	
2009	14.769.418	10.835.820	1.605.481	57.000	12.498.301	2.271.117
2010	20.737.092	12.967.884	2.438.192	57.000	15.463.077	5.274.015
2011	12.771.664	9.405.135	1.143.763	57.000	10.605.898	2.165.765
Beneficio medio	16.092.725				12.855.759	3.236.966

OLIANA Y RIALB

Ingresos					Gastos	Beneficio neto
	€-anuales turbina	€-anuales bombeo	Coste Mantenimiento	GG	Total Gasto	
2009	5.602.193	4.110.130	608.974	57.000	4.776.105	826.087
2010	7.865.793	4.918.843	924.830	57.000	5.900.674	1.965.119
2011	4.844.424	3.567.458	433.840	57.000	4.058.299	786.125
Beneficio medio	6.104.137				4.911.693	1.192.444

CAMARASA Y TALARN

Ingresos					Gastos	Beneficio neto
	€-anuales turbina	€-anuales bombeo	Coste Mantenimiento	GG	Total Gasto	
2009	12.732.257	9.341.230	1.384.035	57.000	10.782.266	1.949.991
2010	17.876.803	11.179.217	2.101.891	57.000	13.338.108	4.538.695
2011	11.010.056	8.107.880	986.003	57.000	9.150.883	1.859.172
Beneficio medio	13.873.039				11.090.419	2.782.619

Una vez que se han calculado los ingresos y los gastos de explotación medios, obtenidos con datos reales del comportamiento del mercado eléctrico, se procede a proyectar los gastos e ingresos durante el periodo de vida de la actuación, con objeto de determinar la viabilidad del proyecto.

La metodología seguida para este análisis financiero-económico incluye las siguientes variables:

- Tasa de inflación: Es la tasa que se aplica para actualizar los gastos e ingresos en el cash flow anual del análisis, que es la suma de todos los flujos de caja de los años analizados. Para ello, se ha considerado una tasa de inflación del 3% anual para todos los gastos e ingresos, para un periodo de 50 años que tiene lugar el estudio.
- Tasa de interés: es el precio del dinero prestado para realizar la inversión (r)
- Se ha considerado a efectos de realizar el estudio de viabilidad de la actuación un periodo de vida económica de la inversión de 50 años, puesto que estas instalaciones al funcionar menos de 2000 horas al año, con un mantenimiento adecuado, su vida útil podría superar los 50 años.

El método de evaluación del análisis de la instalación ha sido el VAN (valor actual neto), que computa el valor actual (al año 0) de todos los flujos de caja positivos y los negativos, descontando una tasa de descuento determinada, que en este caso va a ser del 3%, y situando el año base de cálculo a aquel año en que finaliza la construcción de la obra y comienza se explotación [12]. Su expresión matemática por lo tanto será:

$$VAN = -I_0 + \sum_{i=1}^t \frac{FC_i}{(1+r)^t} \quad (8)$$

Donde: I_0 es la inversión inicial, t es tiempo, r es la tasa de descuento y FC es el flujo de caja, que corresponde a la diferencia entre ingresos y gastos, es decir, el beneficio neto anual. Por lo tanto, para que una inversión sea rentable el VAN debe ser como mayor que cero, si el valor es negativo la actuación no es rentable.

- TIR: el valor de la tasa de interés con la que se tiene un VAN nulo para una inversión, un periodo y un flujo de caja determinados. Se obtiene intinerando de la ecuación:

$$\sum_{i=1}^t \frac{FC_i}{(1+TIR)^t} = I \quad (9)$$

Para que un proyecto sea rentable, el TIR tiene que ser igual o mayor a la tasa de descuento aplicada en el VAN, es decir, $TIR \geq r$. Para que la inversión tenga poco riesgo, el doble sería un valor seguro del TIR con respecto al interés.

Seguidamente se muestra la tabla 19 con los resultados en los que podemos ver tanto el cash flow obtenido a lo largo de la vida útil de la actuación, como el cálculo de la rentabilidad de las parejas de embalses:

Tabla 19. Magnitudes relevantes del análisis de rentabilidad de las parejas de embalses

LANUZA - BUBAL		CANELLES - SANTA ANA	
Inversión inicial (€)	43.188.000	Inversión inicial (€)	181.148.000
Cash Flow (tasa de inflación 3%)	58.109.081	Cash Flow (tasa de inflación 3%)	365.119.645
VAN (tasa interés 3%)	-18.179.955	VAN (tasa interés 3%)	-24.013.719
TIR	0,98%	TIR	2,44%
MEDIANO - EL GRADO		OLIANA - RIALB	
Inversión inicial (€)	158.897.200	Inversión inicial (€)	84.375.000
Cash Flow (tasa de inflación 3%)	326.068.745	Cash Flow (tasa de inflación 3%)	134.503.963
VAN (tasa interés 3%)	-23.818.898	VAN (tasa interés 3%)	-38.688.993
TIR	2,36%	TIR	1,57%
MEQUINENZA - RIBARROJA		CAMARASA - TALARN	
Inversión inicial (€)	107.485.000	Inversión inicial (€)	158.620.000
Cash Flow (tasa de inflación 3%)	185.751.811	Cash Flow (tasa de inflación 3%)	313.870.781
VAN (tasa interés 3%)	-27.544.144	VAN (tasa interés 3%)	-23.541.376
TIR	1,86%	TIR	2,37%

A la vista de los resultados se observa que según este análisis de rentabilidad, para ninguna de las parejas de embalses sería económicamente rentable la ejecución de una central hidroeléctrica de bombeo, puesto que el VAN es negativo en todos los casos y el TIR está en torno al 1 o 2 %. Esto se debe principalmente al precio del mercado de la energía, siendo un factor determinante a lo largo de todo el estudio, y a la elevadísima inversión que es necesaria para ejecutar dichas centrales de bombeo, incluso considerando embalses ya construidos (y por tanto se consideran amortizados).

Por último se ha comprobado qué ocurre si cambia el tipo de interés que se puede obtener del mercado bancario. En la siguiente tabla 20 se muestra como cambia el VAN al variar este porcentaje del 2 al 6%. Se ha analizado para uno de los embalses con mayor potencia instalada y para el que menos.

Tabla 20. Variación del tipo de interés

LANUZA - BUBAL					
Tasa de interés	2%	3%	4%	5%	6%
Inversión inicial	-43.188.000	-43.188.000	-43.188.000	-43.188.000	-43.188.000
VAN a 50 años	-10.797.299	-18.179.955	-23.450.501	-27.276.925	-30.102.706
MEDIANO - EL GRADO					
Tasa de interés	2%	3%	4%	5%	6%
Inversión inicial	158.897.200	158.897.200	158.897.200	158.897.200	158.897.200
VAN a 50 años	16.057.734	-23.818.898	-52.287.193	-72.955.215	-88.218.373

Se puede percibir que para la pareja de Lanuza y Bubal, aunque el interés fuera el mínimo posible como es el 2%, esta instalación seguiría sin ser rentable, esto también le ocurre a la pareja de Mequinzenza - Ribarroja y Oliana - Rialb. En cambio, para la pareja de Mediano y El Grado, si se disminuye este tipo de interés al 2% se observa como si que llegaría a ser rentable, puesto que obtenemos un VAN positivo, sucediendo lo mismo para las parejas de Canelles - Santa Ana y Camarasa - Talarn. En el Anexo 4 se muestran las tablas llevadas a cabo para la obtención de todos los resultados de este apartado.

3.7. Beneficios adicionales con gestión conjunta.

Como se ha visto en el apartado anterior, los precios actuales de la energía hacen inviable este modelo de instalación. Por tanto hay que buscarle un valor añadido más al bombeo reversible, dada la flexibilidad y fiabilidad que aporta al sistema eléctrico, que no puede ser aportada por otro tipo de tecnologías. Por lo tanto, se proponen tres posibles escenarios "ideales" de la integración de una central de bombeo reversible; con un parque eólico, con una central térmica y con una nuclear. En el Anexo 5 se muestran las tablas con los resultados obtenidos para este apartado.

3.7.1. Integración con Eólica

A la hora de realizar la integración con un parque eólico, no se ha llevado a cabo para cubrir las penalizaciones por desvíos como hemos visto en diversos estudios: es una situación que corresponde a un vacío legal en la actualidad. En este caso se ha supuesto que existe un excedente de producción eólica que no es aprovechado por la red, ya que en horas valle, la demanda la suplen las centrales térmicas y nucleares por sus bajos costes de operación. Por lo tanto, para esas horas en las que hay producción eólica, en vez "tirar" esa energía, será aprovechada para almacenar agua en altura, y así conservarla. De esta manera, se ha supuesto que existe aproximadamente un excedente eólico de 100 horas al año, lo que supone alrededor de dos horas semanales. Así pues, al operar conjuntamente con una central de bombeo reversible, esas 100

horas, en vez de comprarlas al mercado, serán suministradas por el parque eólico. Eso sí, esas horas corresponden al periodo 6 (horas valle), es decir, fines de semana o nocturnas, cuyo coste en el mercado es realmente bajo. Se asume que para dichas horas solo habría que pagar el cargo por el uso de las redes de transporte y distribución, es decir, el peaje de acceso correspondiente al año analizado. El resto de horas operativas de la central de bombeo serán compradas a la red, como en el caso anterior. Tenemos por tanto 100 horas que se compran "gratis" y se venden en hora punta. A continuación en la tabla 21 se muestra la comparación del análisis de viabilidad obtenido en el caso de integrar un parque eólico cercano a la pareja de embalses Lanuza y Bubal. El parque eólico venderá a red cuando la oferta exceda la demanda.

Tabla 21. Beneficios de la integración con un parque Eólico.

	Beneficio	
	Con eólica	Conectado a red
2009	498.123	351.223
2010	977.112	862.196
2011	515.845	332.077
Beneficio medio	663.693	515.165
Inversión inicial (€)	43.188.000	43.188.000
Cash Flow (tasa de inflación 3%)	74.862.575,7	58.109.081
VAN (tasa interés 3%)	-10.969.857	-18.179.955
TIR	1,87%	0,98%

Como se observa en los resultados, se obtienen mayores beneficios al integrar la central de bombeo con el parque eólico, sin embargo, estos beneficios no son demasiado elevados, dado que las horas en las que la eólica cede la energía a la central de bombeo, son las horas para las cuales el precio de compra de la energía es más barato en el mercado mayorista y por ende, el ahorro que se asume con la operación conjunta es pequeño. Aun así, aumenta el TIR casi en un 1%.

Cabe recordar que la oferta combinada de un parque eólico y una central de bombeo reversible no puede llevarse a cabo en el actual mercado eléctrico liberalizado, ya que no se contempla en la normativa.

3.7.2. Integración con Térmica

Con el progreso, para aumentar la seguridad en el suministro de energía y poder atender a la demanda de horas punta, se empezaron a construir grandes centrales térmicas. Pero continuó aumentando la energía demandada y además de la térmica se empezaron a construir las primeras centrales nucleares, por lo que se llegó a un punto en el que la potencia instalada en las centrales térmicas y nucleares era superior a la que se necesitaba en horas valle, ya que es necesario que éstas funcionen de manera continua. En la siguiente figura 17 se muestra, en rojo, una curva tipo de la demanda de energía de un día normal, en la cual se observa que la térmica y la nuclear han de funcionar normalmente de forma constante, para obtener un alto rendimiento, produciendo energía sobrante y sin lograr adaptarse a las variaciones de consumo a lo largo del día. Por lo tanto, son las Centrales Hidroeléctricas, dada su gran elasticidad y su rápida respuesta, serán las que atienden al resto de los consumos.

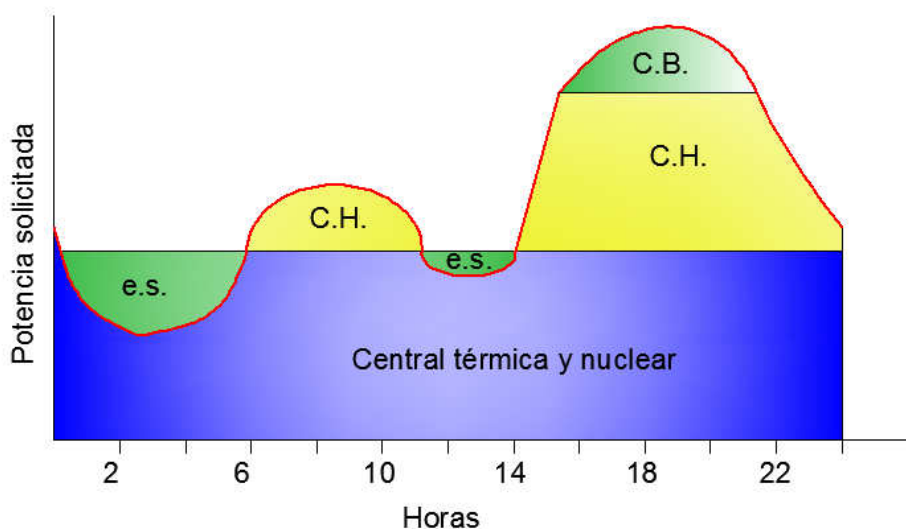


Figura 17. Curva de demanda característica

Como se observa en la figura 17 hay horas del día en las que existe energía sobrante (e.s.) de las centrales térmicas, que son las que se podría aprovechar para bombear agua en altura y así, poder utilizar esa energía sobrante en horas de máxima demanda.

Por tanto, se ha supuesto una integración de una central de bombeo reversible con una central térmica, de la cual, se aprovechan sus excedentes en horas nocturnas, que serán aproximadamente 1200 horas al año (durante 200 días y 6 horas), para evitar así, los elevados costes correspondientes al arranque de la central o de su funcionamiento a carga parcial. El análisis se ha realizado con la pareja de embalses de Mequinenza y Ribarroja, puesto que tienen una mayor potencia de bombeo, equivalente a un grupo térmico. Como precio de venta de la energía se ha supuesto el mismo que se había definido con anterioridad, vendiéndola en horas de demanda punta, como si fuera una instalación independiente. En cambio, como precio de compra, al funcionar únicamente con la energía sobrante de la central térmica, se ha supuesto que los costes de generación de energía es el de la central térmica, además por supuesto del peaje de acceso correspondiente. Por lo cual, suponiendo unos costos de generación de 30 €/MWh más el peaje de acceso, se obtienen los resultados expresados en la siguiente tabla 22.

Tabla 22. Resultados integración con una central térmica

Beneficio		
	Con Térmica	Conectado a red
2009	957.162	1.147.205
2010	1.732.593	2.700.428
2011	3.631.185	1.092.712
Beneficio medio	2.106.980	1.646.782
Inversión inicial (€)	107.485.000	107.485.000
Cash Flow (tasa de inflación 3%)	237.660.746	185.751.811
VAN (tasa interés 3%)	-5.204.416	-27.544.144
TIR	2,80%	1,86%

A la vista de los resultados se observa, que operar conjuntamente con una central térmica tampoco llega a ser rentable, ya que seguimos con un VAN negativo y el TIR es menor al 3%. Pero hay que prestar atención a lo que sucede con los beneficios netos de los diversos años. Los años donde el precio de venta es bajo, como en el 2009 y el 2010, se obtienen menores beneficios que

cuando la central de bombeo operaba por sí sola. Esto se debe precisamente al precio de venta al mercado, ya que al ser un precio tan bajo no es rentable vender todas las horas de energía sobrante de la central térmica, puesto que el precio de compra (costes de generación de la central térmica) es más elevado que el precio de venta del mercado: se ha tenido que reducir las horas de funcionamiento rentables. En la siguiente figura 18 se muestra el caso del año 2010, dónde, en semanas de los meses de abril - mayo hay menos horas rentables de funcionamiento, y por tanto los beneficios que se obtienen son menores.

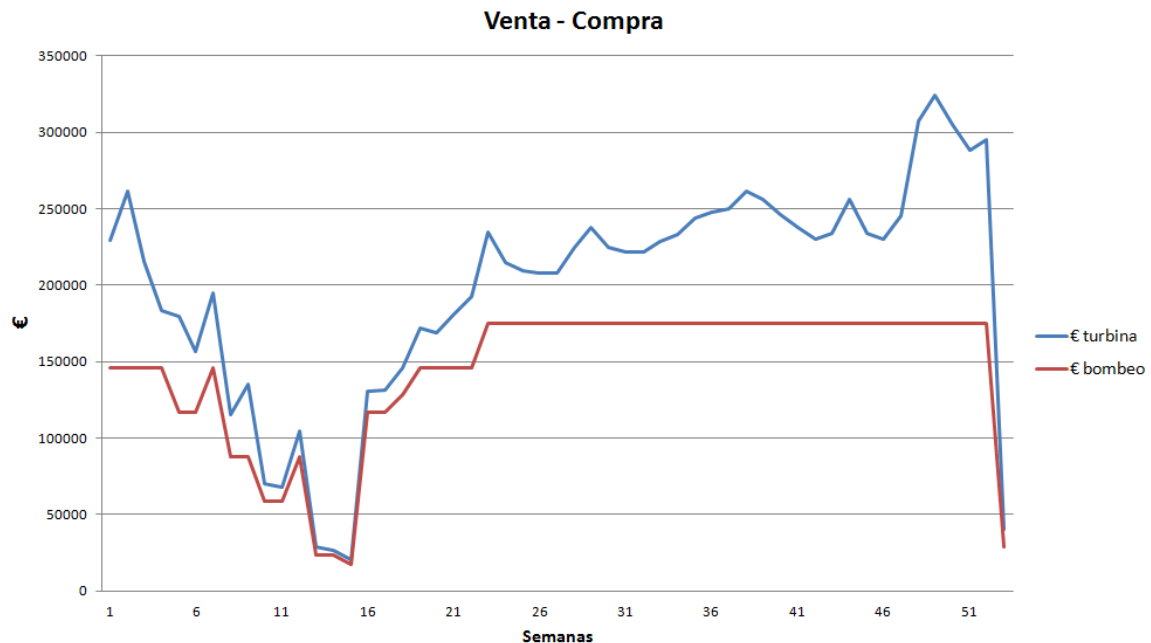


Figura 18. Ingresos y gastos integrando el BR con una central térmica para el año 2010.

En cambio, como se observa en la tabla anterior 22, para el año 2011, se obtienen 2 millones más de beneficio operando conjuntamente con la térmica. Esto es debido a que es un año caro de venta de energía, y con un precio de compra de 31.532 €/MWh, es rentable vender todas las horas posibles de funcionamiento, y se han obtenido mayores beneficios que comprando energía a la red, puesto que el precio de compra al mercado era en general bastante mayor que los costes de generación de la térmica.

Consecuentemente, la integración de una central de bombeo con una central térmica depende en gran medida de los precios de venta de la energía, puesto que, con los beneficios netos de la integración conjunta del año 2011, sí que sería económicamente rentable esta integración.

3.7.3. Integración con Nuclear

Una central nuclear trabaja en carga base, parando solo en caso de avería y recarga de combustible. Por lo tanto, la integración de una central nuclear con una central de bombeo reversible, funcionando conjuntamente, aprovechando las horas valle, es decir, cuando se produce más de lo que se demanda, para bombear el agua, tiene sentido para una empresa eléctrica. Así pues, se ha supuesto un menor coste de generación de energía que para una central térmica, de 24 €/MWh, puesto que producir energía con una central nuclear es (en teoría, sin contar externalidades como la gestión de los residuos) más barato. A este coste de generación se le ha sumado el peaje de acceso correspondiente al periodo 6 de cada año. De este modo, se ha obtenido el precio de compra de la energía aplicado a la central de bombeo, para la pareja de embalses de Mequinenza y Ribarroja, que funcionará una media de 35 horas semanales, lo que hace un total de 1800 horas (nocturnas) al año. El precio de venta, como en el caso anterior, es el

fijado anteriormente para la venta al mercado eléctrico en sus valores más altos. Por lo tanto, en la tabla 23 se muestran los resultados obtenidos de la integración de la central de bombeo con una nuclear.

Tabla 23. Resultados integración con una nuclear

	Beneficio	
	Con Nuclear	Conectado a red
2009	2.771.800	1.147.204
2010	3.522.495	2.700.428
2011	5.152.201	1.092.711
Beneficio medio	3.815.499	1.646.781
Inversión inicial (€)	107.485.000	107.485.000
Cash Flow (tasa de inflación 3%)	430.376.382	185.751.811
VAN (tasa interés 3%)	77.733.418	-27.544.144
TIR	5,46%	1,86%

Como se ve reflejado, los resultados de la integración muestran que económicamente el proyecto sería viable, ya que al tener un precio de compra bajo (fijado por los costes de generación de la nuclear mas el peaje de acceso), los precios de venta al mercado, incluidos los años donde el precio de venta es bajo, son en todo caso superiores a los precios de compra supuestos, logrando así más horas de funcionamiento y unos beneficios netos más favorables.

5. CONCLUSIONES

En este TFM se ha analizado la viabilidad económica actual de la instalación genérica de bombeo reversible para varios pares de embalses, superior e inferior, que ya existen en la Cuenca del Ebro, de cara a profundizar en la viabilidad de esta solución en el Ebro y Aragón en particular, con generación de excedentes eléctricos tanto de generación fósil como renovable. Para ello se ha estudiado el número de horas rentables para la instalación en el marco energético español. Se obtuvo por tanto el precio de compra y venta en el mercado mayorista, obteniendo una serie de horas rentables, establecidas según el año analizado. Como se ha observado en los resultados obtenidos, el año 2009 es el año más estable de los tres revisados, ya que el precio de compra no es demasiado elevado y el precio de venta no es demasiado bajo. En el 2010 se obtienen más horas rentables, porque en los meses de mayor demanda existe mayor diferencia entre compra y venta, aunque no sean precios demasiado elevados. En cambio, el 2011 es el peor año en el sentido de rentabilidad, porque aunque las horas de venta son precios elevados, también lo son los de compra, dando pocas horas rentables.

Asimismo se han analizados los posibles esquemas de funcionamiento de la central de bombeo reversible, obteniendo mayor beneficio bombeando las mismas horas que turbinando a lo largo de una gestión semanal del par de embalses, es decir, comprando y vendiendo el mismo número de horas, lo que ha definido el esquema utilizado a lo largo de todo el trabajo.

Desde el punto de vista económico, la rentabilidad de las centrales reversibles, estudiada como una unidad independiente en el sistema eléctrico, no es elevada y por tanto no es viable, debido en gran medida al mercado actual de la energía y la elevada inversión requerida en la mayoría de los casos. Por ello hay que añadirle otros incentivos derivados de la flexibilidad y fiabilidad que aporta al sistema eléctrico y a otras instalaciones generadoras de energía como la eólica y la térmica o nuclear. El problema deriva en que para la realización de estas integraciones debería incorporarse adicionalmente un cambio en la normativa (en el caso de las EERR), permitiendo integrar una central de bombeo con un parque eólico, para operar conjuntamente. En el caso de los beneficios de la integración con tecnologías térmicas, el beneficio real sólo lo saben realmente las compañías eléctricas.

En este trabajo se han estimado dichos beneficios adicionales de una posible integración de estos bombeos reversibles para aprovechar la energía inutilizada por otras plantas, en este caso, un parque eólico, una central térmica y una nuclear. Los resultados que se han obtenido muestran que, al igual que operando de forma independiente, también depende del precio mercado eléctrico para el caso de la eólica. Para el caso de la integración térmica, la integración mejora los beneficios obtenidos, y ampliamente para el caso nuclear, debido a sus bajos costes de generación (instantáneos).

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Agencia Andaluza de la Energía Consejería de Economía, Innovación y Ciencia. "Estudio de Potencial y Viabilidad para la Recuperación de Centrales Minihidráulicas en Andalucía". 2009.
- [2] CREA. "Necesidades y aprovechamientos hídricos en Aragón". Diciembre 2009.
- [3] Marcos, J.M.: "La generación de energía hidroeléctrica". Generación Eléctrica en el Siglo XXI. 2005.
- [4] UNESA. "La electricidad en España. 313 preguntas y respuestas". 2003.
- [5] Martínez, R. "El almacenamiento de energía en sistemas eléctricos de potencia: Centrales hidroeléctricas reversibles". Guía del almacenamiento de energía. 2011.
- [6] Uche, J. "Análisis prospectivo sobre la interrelación agua y energía en la Cuenca del Ebro". Diciembre 2010.
- [7] Navalón, B.: "El papel de la energía hidroeléctrica. ¿Una energía madura o con porvenir?". Ingeniería y territorio Nº 89, 2010.
- [8] Connolly, D., Lund, H., Finn, P., Mathiesen, B.V., Leahy, M.: "Practical operation strategies for pumped hydroelectric energy storage (PHES) utilising electricity price arbitrage". Energy Policy. 2011.
- [9] Deane, J.P., Ó Gallachóir, B.P., McKeogh, E.J.: "Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant". Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2010.
- [10] Cuesta, L., Vallarino, E. Aprovechamientos hidroeléctricos. Tomo II. Colegio de ingenieros de Caminos, Canales y Puertos. 2000.
- [11] IBERDROLA Noticias. "Iberdrola construye la mayor central hidroeléctrica de bombeo de Europa: La Muela II". www.iberdrola.es
- [12] Aguas Júcar, S.A.: "Infraestructura para el aprovechamiento hidroeléctrico en el embalse de cortes II". Enero 2007.
- [13] Sancho, T., Lanza, C.: "El desarrollo de aprovechamientos integrados hidro-eólicos en el contexto del mercado ibérico de electricidad (MIBEL). Consideraciones técnicas, económicas y ambientales". 2009.
- [14] Matres, L.: "Optimización conjunta del bombeo y de la energía eólica en el contexto del Mercado Eléctrico". Proyecto fin de carrera (ICAI), Universidad pontificia Comillas de Madrid. Junio 2006.
- [15] Yusta, J.M. "Contratación del suministro eléctrico". Enero 2010.
- [16] Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, S.A. (OMEL): www.omel.es
- [17] Comisión Nacional de Energía: www.cne.es

- [18] BOE. Ministerio de industria, turismo y comercio. Orden ITC/1723/2009, revisión de los peajes de acceso y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial. 2009
- [19] BOE. Ministerio de industria, turismo y comercio. ITC/3519/2009, revisión de los peajes de acceso y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial. 2010
- [20] BOE. Ministerio de industria, turismo y comercio. Orden ITC/688/2011, revisión de los peajes de acceso y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial. 2011
- [21] Sistema Automático de Información Hidrológica de la Cuenca Hidrográfica del Ebro: <http://195.55.247.237/saihebro/index.php?url=/principal>
- [22] UTE red biológica Ebro, Confederación hidrográfica del Ebro. "Informe final embalses". Diciembre 2009.
- [23] IDAE. "Plan de Energías Renovables 2011 - 2020". Madrid 2011.