



## **Operación óptima combinada de un parque eólico y una central de bombeo**

**Autor: Sandra Martínez Mariño**

**Director/es: Oriol Gomis Bellmunt, Lluís March Merlos**

**Convocatòria: Junio 2016**

**Màster en Enginyeria de l'Energia**



## Resumen de la memoria

El objetivo de este trabajo es estudiar si la actuación combinada de una central de bombeo para compensar los desvíos de un parque eólico resulta beneficiosa para ambos.

Para comprobarlo, con datos reales de instalaciones, se formula un problema de optimización en GAMS para maximizar los beneficios del bombeo, ya que la actuación de la eólica es la misma. Primero, se formula para conocer los beneficios en su actuación por separado, y después se formula imponiendo una serie de restricciones para compensar los desvíos que tienen lugar en la instalación eólica. De la diferencia de ambas actuaciones se obtiene el resultado.

El resultado obtenido es que la actuación combinada a lo largo de un año es mejor que la actuación por separado.

---

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

1. Introducción .....	2
2. Alcance .....	4
3. Descripción de la participación en los mercados energéticos de instalaciones de producción de energía de origen renovable. ....	5
3.1 Mercado diario .....	5
3.2 Mercado intradiario .....	6
3.3 Mercados de servicio de ajustes. ....	7
3.3.1 Restricciones técnicas.....	7
3.3.2 Gestión de desvíos .....	9
3.3.3 Regulación secundaria .....	9
3.3.4 Regulación terciaria .....	10
3.4 Resumen de participación en mercados de ajuste .....	10
4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por desvíos entre medida y programa de liquidación. ....	11
5. Información técnica de las instalaciones.....	13
5.1 Instalación eólica.....	13
5.1.1 Principales datos técnicos.....	13
5.2 Instalación de bombeo. ....	14
6. Eólica .....	15
6.1 Mercado diario. ....	15
6.2 Mercado intradiario .....	15
6.3 Desvíos entre medida y programa de liquidación .....	16
6.4 Datos de producción y predicción de Sotavento. ....	17
7. Bombeo .....	18
7.1 Actuación independiente.....	18
7.2 Actuación combinada .....	20
7.3 Rendimiento de la turbina.....	24
7.4 Implementación en GAMS.....	29

---

7.4.1	Modelo independiente.....	29
7.4.2	Modelo combinado .....	34
8.	Peajes .....	37
9.	Resultados central de bombeo Tiétar-Torrejón. ....	38
9.1	Resultados actuación durante todo el año 2015.....	38
9.1.1	Resultados modelo independiente. ....	38
9.1.2	Resultados modelo combinado .....	42
9.1.3	Comparación de resultados .....	44
9.2	Resultados semanas 2015 .....	46
9.2.1	Eficiencia variable .....	46
9.2.2	Eficiencia constante.....	53
9.2.3	Comparación de métodos.....	55
9.3	Resultado anual corregido.....	58
9.3.1	Eficiencia constante.....	58
9.3.2	Eficiencia variable .....	59
10.	Conclusiones.....	61
11.	BIBLIOGRAFÍA .....	63
ACTA DE EVALUACIÓN DEL TFM		
ANEXOS A LA		
MEMORIA.....		66

## ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1: Curvas agregadas de oferta y demanda y casación del mercado.</i>	5
<i>Figura 2: Franjas horarias de las distintas sesiones del mercado horario y hora a la cual se hace la oferta para cada sesión desde Sotavento</i>	15
<i>Figura 3: secuencia de mercados físicos</i>	16
<i>Figura 4: Curva de la eficiencia de la turbina en función de caudal.</i>	26
<i>Figura 5: Curva de rendimiento de la turbina en función de la potencia eléctrica.</i>	27
<i>Figura 6: datos y parámetros operacionales de la central de bombeo en actuación independiente.</i>	30
<i>Figura 7: Definición de las variables y valores iniciales de las variables.</i>	31
<i>Figura 8: Ecuaciones del modelo independiente.</i>	31
<i>Figura 9: Definición de la función objetivo y de las restricciones en el modelo independiente.</i>	32
<i>Figura 10: Definición de las restricciones del modelo independiente (continuación).</i>	32
<i>Figura 11: Optimización del modelo independiente.</i>	33
<i>Figura 12: Datos y parámetros operacionales del modelo combinado.</i>	34
<i>Figura 13: Función objetivo y restricciones del modelo combinado.</i>	35
<i>Figura 14: Restricciones del modelo combinado (continuación).</i>	35
<i>Figura 15: Optimización del modelo combinado.</i>	37
<i>Figura 16: evolución de la capacidad del embalse inferior, generación y consumo a lo largo del año 2015, modelo independiente.</i>	39
<i>Figura 17: evolución del embalse superior, generación y consumo a lo largo del año 2015, modelo independiente.</i>	39
<i>Figura 18: evolución del embalse inferior, consumo y generación primera semana del año, modelo independiente.</i>	40
<i>Figura 19: evolución del embalse superior, consumo y generación primera semana del año, modelo independiente.</i>	40
<i>Figura 20: influencia del precio del mercado en la generación y el bombeo.</i>	41

<i>Figura 21: relación entre el precio del mercado y la capacidad del embalse inferior. ....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 22: evolución del embalse inferior, generación y consumo año 2015, modelo combinado.....</i>	<i>42</i>
<i>Figura 23: evolución del embalse superior, generación y consumo año 2015, modelo combinado.....</i>	<i>42</i>
<i>Figura 24: evolución del embalse inferior, generación y consumo primera semana del año, modelo combinado.....</i>	<i>43</i>
<i>Figura 25: evolución del embalse superior, generación y consumo primera semana del año, modelo combinado.....</i>	<i>43</i>
<i>Figura 26: datos y parámetros operacionales modelo independiente con eficiencia de la turbina variable. ....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 27: Función objetivo y restricciones modelo independiente con eficiencia variable. ....</i>	<i>47</i>
<i>Figura 28: Restricciones modelo independiente con eficiencia variable (continuación).....</i>	<i>47</i>
<i>Figura 29: Optimización del modelo independiente con eficiencia variable. ....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 30: datos y parámetros operacionales del modelo combinado con eficiencia de la turbina variable. ....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 31: función objetivo y restricciones del modelo combinado con eficiencia variable. ....</i>	<i>49</i>
<i>Figura 32: continuación de las restricciones del modelo combinado con eficiencia variable. ....</i>	<i>50</i>
<i>Figura 33: explicación de los términos en la expresión de la capacidad del embalse. ....</i>	<i>50</i>
<i>Figura 34: límites de capacidad de los embalses en modelo combinado con eficiencia variable. ....</i>	<i>51</i>
<i>Figura 35: Comparación de la generación en los métodos de eficiencia variable y constante.....</i>	<i>56</i>

---

## ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla I: Horarios de publicación del PHF tras las sesiones del mercado intradiario. Fuente BOE. ....</i>	<i>7</i>
<i>Tabla II: Tabla resumen de la participación en los mercados de la energía eólica y el bombeo. ....</i>	<i>10</i>
<i>Tabla III: Eficiencia de la turbina para cada ratio de caudal respecto el caudal nominal. ....</i>	<i>26</i>
<i>Tabla IV: Cálculo de la potencia eléctrica a partir de la eficiencia y el caudal. ....</i>	<i>27</i>
<i>Tabla V: peajes año 2015. ....</i>	<i>44</i>
<i>Tabla VI: comparación resultados modelo independiente y combinado año 2015. ....</i>	<i>44</i>
<i>Tabla VII: Compensación de desvíos año 2015. ....</i>	<i>45</i>
<i>Tabla VIII: Resultados semana de enero con eficiencia variable. ....</i>	<i>51</i>
<i>Tabla IX: Resultados semana de abril con eficiencia variable. ....</i>	<i>51</i>
<i>Tabla X: resultado semana de julio con eficiencia variable. ....</i>	<i>52</i>
<i>Tabla XI: resultados semana de octubre con eficiencia variable. ....</i>	<i>52</i>
<i>Tabla XII: Resultados semana de enero con eficiencia constante. ....</i>	<i>53</i>
<i>Tabla XIII: Resultados semana de abril con eficiencia constante. ....</i>	<i>54</i>
<i>Tabla XIV: Resultados semana de julio con eficiencia constante. ....</i>	<i>54</i>
<i>Tabla XV: resultados semana de octubre con eficiencia constante. ....</i>	<i>54</i>
<i>Tabla XVI: desvíos compensados en los métodos de eficiencia constante y eficiencia variable. ....</i>	<i>57</i>
<i>Tabla XVII: desvíos producidos en cada mes del año. ....</i>	<i>58</i>
<i>Tabla XVIII: Beneficios anuales obtenidos con el método de eficiencia constante corregido. ....</i>	<i>59</i>
<i>Tabla XIX: Beneficios anuales obtenidos con el método de eficiencia variable corregido. ....</i>	<i>60</i>



# MEMORIA

---





## 1. Introducción

La temática del trabajo es la optimización de la actuación conjunta de dos plantas de energía, una eólica y otra de bombeo para que sus beneficios sean máximos.

El objetivo radica en que la central de bombeo compense en la medida que le sea posible los desvíos que tienen lugar en la eólica, para evitar los costes que suponen.

Se comprueba si a pesar de que las ganancias del bombeo serán menores debido a las restricciones que le suponen compensar los desvíos, los beneficios conjuntos pasaran a ser mayores que cuando ambas instalaciones funcionan por separado.

La energía eólica ha ganado importancia en los últimos años, ya que es una tecnología capaz de producir grandes cantidades de energía de origen renovable sin emisiones de efecto invernadero. Sin embargo, uno de los grandes retos es la predicción del viento, y por tanto, la predicción de su producción tan necesaria para la participación en los mercados de energía.

A pesar de que las herramientas de predicción han mejorado, se siguen produciendo desvíos que incurren en menores ingresos de los esperados. Una posible solución sería combinar su actuación con un bombeo. En caso de un exceso de generación eólica, el bombeo consumiría más energía o turbinaría menos, y en caso de una carencia de energía eólica, el bombeo turbinaría más o consumiría menos en función de su operación en el momento que se produzca el desvío.

En una primera parte del trabajo, de investigación legislativa, se informa en qué mercados energéticos pueden participar tanto la eólica como el bombeo, y se describe cómo es esa participación y sus atribuciones.

En la segunda parte del trabajo, técnica, se lleva a cabo la comprobación de si realmente la actuación conjunta produce mayores beneficios y se realizará una comparación entre la actuación separada y la actuación combinada.

Conocidos los datos reales de predicción y producción de una instalación eólica se calculan los desvíos producidos. Por otro lado, con los datos técnicos de una central de bombeo se lleva a cabo la optimización de su funcionamiento en función de los precios del mercado y las capacidades de los embalses, con la ayuda del programa de optimización GAMS.

Para obtener el beneficio de la actuación conjunta, en el problema de optimización del bombeo se imponen una serie de restricciones debido a la compensación de los desvíos que tienen lugar en la eólica. Estas restricciones se introducen en el modelo matemático creado en GAMS y se recogen los nuevos beneficios de la planta de bombeo más los beneficios por compensación de desvíos.

Para la eólica, el resultado por participación en los mercados es el mismo en el modelo independiente o en el combinado, lo que varía es la pérdida económica asociada a los desvíos, que en el caso combinado será menor. Se tratará de investigar si el ahorro asociado a los desvíos compensados es mayor que la reducción de beneficios de la central de bombeo. Finalmente, comparando resultados se concluirá si la actuación conjunta es beneficiosa o no y en qué medida.

## 2. Alcance

El fin de este apartado es definir los límites de actuación del trabajo. En primer lugar, tanto la operación separada como conjunta de la instalación de bombeo se lleva cabo de acuerdo a la venta de energía en el mercado diario. Si se quisiera tener un comportamiento más próximo a la realidad se debería simular también la participación en el mercado intradiario. Como el periodo de simulación consta de un año y hay 6 intradiarios al día, este mercado introducía un importante grado de complejidad en el trabajo. Por tanto, se asume que simulando la participación en el mercado diario es suficiente para conocer cuál de las dos actuaciones es la más beneficiosa.

Por otra parte, se describe una participación en el mercado diario del parque eólico por sí solo, cuando en la realidad no es así, sino que se realiza por conjuntos de instalaciones. De esta manera, los errores de previsión de cada uno de los parques se anulan entre sí, resultado el error de previsión conjunto de los parques por efecto cartera menor.

Por último, en este trabajo no se tienen en cuenta los costes de operación en los resultados. La variación en el consumo y la generación de la central de bombeo debido a la compensación de desvíos modifica los costes de operación y debería tenerse en cuenta en los resultados. Sin embargo, hacer el estudio de cuantificar estos costes de operación se ha dejado fuera del alcance del trabajo.

El modelo descrito en este trabajo sirve para dilucidar qué operación, separada o conjunta es mejor, pero si se quisiera obtener un modelo complemente real lo anteriormente descrito debería tenerse en cuenta. Queda indicado para posibles futuros trabajos de mejora del actual proyecto.

### 3. Descripción de la participación en los mercados energéticos de instalaciones de producción de energía de origen renovable.

En este apartado se investiga en qué mercados pueden participar las instalaciones objeto de este trabajo.

#### 3.1 Mercado diario

Las instalaciones que producen energía de origen renovable participan en el mercado diario de energía bajo las mismas reglas que el resto de instalaciones con una excepción, "La energía eléctrica procedente de instalaciones que utilicen fuentes de energía renovables tendrá prioridad de despacho a igualdad de condiciones económicas en el mercado, sin perjuicio de los requisitos relativos al mantenimiento de la fiabilidad y la seguridad del sistema" [2].

En el mercado diario los precios de la electricidad se fijan diariamente a las 12:00 h para las 24 h del día siguiente. Por tanto, las instalaciones deben predecir para cada hora del día siguiente cuál será su producción y deben hacer una oferta para esa cantidad de energía en €/MWh. El precio y el volumen de energía en una hora determinada se establecerán finalmente por el cruce entre la demanda y la oferta siguiendo el algoritmo aprobado para todos los mercados europeos EUPHEMIA [15].

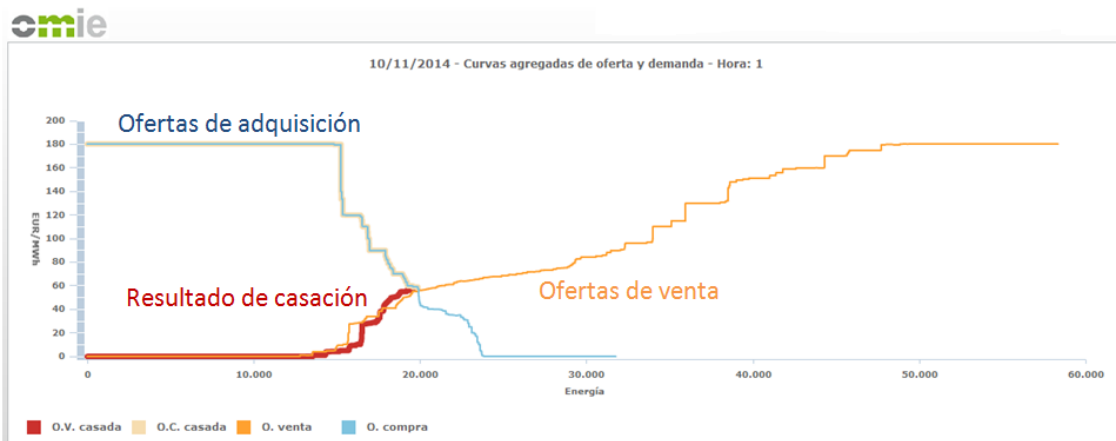


Figura 1: Curvas agregadas de oferta y demanda y casación del mercado.

Tras la definición de las ofertas de generación, estas son ordenadas en orden creciente de precio. Las ofertas de compra de energía se ordenan en orden decreciente de precio. Se tiene lugar el equilibrio de mercado en el cruce entre las curvas de generación y demanda. Ese cruce establece el precio marginal del mercado. Los generadores que hayan ofertado su energía a un precio inferior o igual al marginal son aceptados y deben producir la energía correspondiente a su oferta. Las ofertas de compra que

han ofertado a un precio superior o igual al precio marginal del mercado son casadas.

El algoritmo de casación busca el denominado "social welfare", es decir, la maximización de los beneficios como suma de los beneficios de las ofertas de adquisición y los beneficios de las ofertas de venta.

### **3.2 Mercado intradiario**

Tras el mercado diario, los agentes pueden volver a comprar y vender, en distintas sesiones de contratación, unas horas antes del tiempo real. Existen 6 sesiones de contratación basadas en subastas donde el volumen y el precio para cada hora se determinan mediante intersección entre oferta y demanda. Los mercados intradiarios permiten a los agentes compradores y vendedores reajustar sus compromisos hasta 4 horas antes del tiempo real. A partir de ese momento existen otros mercados gestionados por el Operador del Sistema en el que se asegura en todo momento el equilibrio entre producción y consumo.

Podrán presentar ofertas de venta de energía eléctrica todos los agentes habilitados para presentar ofertas en el mercado diario y que hubieran participado en la sesión del mercado diario correspondiente o que no hubieran estado disponibles pero si lo quedaran posteriormente [3]. Sólo se podrá participar en el mercado intradiario para los periodos horarios de programación que se correspondan con los incluidos en la sesión de mercado diario en la que se ha participado.

Al igual que el mercado diario, las instalaciones de producción de energía renovable se rigen bajo las mismas reglas de funcionamiento. Por ser un mercado que permite ofertar próximo al horizonte que cubre cada sesión, permite hacer una mejor predicción de cuál será la producción con lo que se puede comprar o vender la energía necesaria para reajustar lo ofertado en el mercado diario.

El precio en cada periodo horario de programación será igual al precio del punto de corte de las curvas de venta y compra como en el mercado diario.

**Tabla I: Horarios de publicación del PHF tras las sesiones del mercado intradiario. Fuente BOE.**

	Sesión 1. <sup>a</sup>	Sesión 2. <sup>a</sup>	Sesión 3. <sup>a</sup>	Sesión 4. <sup>a</sup>	Sesión 5. <sup>a</sup>	Sesión 6. <sup>a</sup>
Apertura de sesión.....	17:00	21:00	1:00	4:00	8:00	12:00
Cierre de sesión.....	18:45	21:45	1:45	4:45	8:45	12:45
Casación.....	19:30	22:30	2:30	5:30	9:30	13:30
Recepción de nominaciones por UP y desagregaciones de programa.....	20:00	23:00	3:00	6:00	10:00	14:00
Análisis de restricciones.....	20:10	23:10	3:10	6:10	10:10	14:10
Recuadre tras restricciones..						
Publicación PHF.....	20:20	23:20	3:20	6:20	10:20	14:20
Horizonte de programación.. (Periodos horarios).....	27 horas (22-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

### 3.3 Mercados de servicio de ajustes.

La resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de la Energía es la que establece los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema y se aprueban determinados procedimientos de pruebas y de operación.

#### 3.3.1 Restricciones técnicas.

El objetivo es establecer el proceso para la resolución de las restricciones técnicas en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF) y en los programas resultantes de las diferentes sesiones del mercado intradiario, así como las que puedan identificarse con posterioridad durante la operación en tiempo real [6].

##### **1. Resolución de restricciones técnicas en el mercado diario**

Las ofertas de venta de energía tendrán carácter obligatorio para todos aquellos sujetos titulares de unidades de programación que, en aplicación de la normativa vigente, están obligados a realizar ofertas de venta para cada periodo de programación.

Los sujetos titulares de unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo presentarán los siguientes tipos de oferta:

- Ofertas de venta de energía que tendrán carácter obligatorio respecto al correspondiente programa de adquisición de energía para consumo de bombeo programado en el PDBF.
- Ofertas de compra de energía que tendrán carácter potestativo, para el incremento respecto al PDBF del programa de consumo de bombeo de la unidad.

### **1.1 Proceso de resolución de las restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF).**

Este proceso consta de dos fases diferenciadas:

FASE1: Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad.

FASE2: Reequilibrio de producción y demanda.

#### **Fase I: Modificación del programa PDBF por criterios de seguridad.**

Para resolver las restricciones técnicas identificadas en el PDBF que afecten al sistema, el OS podrá establecer incrementos o reducciones de la energía programada en el PDBF.

Incremento de la energía programada en el PDBF:

- Unidades correspondientes a grupos térmicos no renovables.
- Unidades correspondientes a centrales reversibles de bombeo.
- Unidades de producción de instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables.

Reducción de la energía programada en el PDBF:

- a) Unidades de venta asociadas a instalaciones de producción:
  - Unidades correspondientes a grupos térmicos no renovables.
  - Unidades correspondientes a centrales reversibles de bombeo.
  - Unidades de producción de instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables.
- b) Unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo.
- c) Unidades de adquisición correspondientes a programas de exportación de energía a través de las interconexiones con sistemas eléctricos vecinos.

#### **Fase II: Reequilibrio generación-demanda**

Una vez resueltas las restricciones técnicas identificadas en el PDBF el OS procederá a realizar las modificaciones de programa necesarias para obtener un programa equilibrado.

Para restituir el equilibrio generación-demanda, el OS podrá proceder a la asignación de las ofertas simples presentadas y aceptadas para el proceso de resolución de restricciones técnicas por los titulares de los siguientes tipos de unidades:

- a) Unidades de venta de energía asociadas a instalaciones de producción consideradas aptas para participar en la fase II según resolución de Secretaría de Estado.

- b) Unidades de venta correspondientes a importaciones de energía a través de interconexiones con sistemas vecinos.
- c) Unidades de adquisición de energía para consumo de bombeo.

## **2. Resolución de restricciones técnicas en el mercado intradiario**

El OS pondrá a disposición del OM, antes de la apertura de cada sesión del MI, la información referente a las limitaciones de seguridad para que éstas puedan ser tenidas en cuenta en el proceso de aceptación de ofertas de cada una de las sesiones del mercado intradiario (MI).

## **3. Resolución de restricciones técnicas en tiempo real**

Para la resolución de una restricción técnica en tiempo real que exija la modificación de los programas de generación de una o varias unidades, el OS adoptará la solución que represente el mínimo coste, utilizando para ello las ofertas de regulación terciaria que estén disponibles, dando prioridad, en caso de igualdad de coste, a las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable, y tras ellas las instalaciones térmicas de cogeneración de alta eficiencia.

### **3.3.2 Gestión de desvíos**

El objeto es establecer el proceso de resolución de los desvíos entre generación y consumo que pudieran aparecer con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario (MI) y hasta la hora de inicio de horizonte de programación de la siguiente sesión.

Los proveedores de este servicio de ajuste del sistema son las instalaciones de producción y de consumo de bombeo.

### **3.3.3 Regulación secundaria**

El objetivo de la regulación secundaria es, tras un incidente, devolver la frecuencia y los intercambios con otros sistemas a los valores de consigna restaurando la reserva primaria utilizada. Para ello, el sistema de regulación genera las señales de control adecuadas para modificar el estado de carga de los grupos conectados a él de forma que se mantenga el equilibrio generación-demanda del sistema interconectado.

El servicio de regulación secundaria es un servicio de carácter potestativo gestionado por mecanismos de mercado. Los objetivos del servicio de regulación secundaria son:



- Anular los desvíos en cada instante respecto a los programas de intercambio.
- Mantenimiento de la frecuencia del sistema en su valor de referencia.

### 3.3.4 Regulación terciaria

Este procedimiento es de aplicación al Operador del Sistema(OS) y a las instalaciones de producción y consumo de bombeo habilitadas para la prestación de este servicio.

La regulación terciaria es un servicio complementario de carácter potestativo y oferta obligatoria, gestionado y retribuido por mecanismos de mercado. Tiene por objeto la restitución de la reserva de regulación secundaria que haya sido utilizada, mediante la adaptación de los programas de funcionamiento de las unidades de programación correspondiente a instalaciones de producción y a instalaciones de consumo de bombeo.

La unidad de programación en la que se integra la instalación de producción debe verificar una capacidad de oferta para la prestación de este servicio no inferior a 10 MW.

Las unidades de programación correspondientes a instalaciones de bombeo deberán ofertar, para cada período de programación, toda su reserva disponible de regulación terciaria, tanto a subir como a bajar, y el precio de la energía correspondiente €/MWh.

## 3.4 Resumen de participación en mercados de ajuste

Tabla II: Tabla resumen de la participación en los mercados de la energía eólica y el bombeo.

SERVICIO		EÓLICA	BOMBEO
Resolución de restricciones técnicas (mercado diario)	FASE I: Modificación PDBF por criterios de seguridad.	SI	SI
	FASE II: Reequilibrio producción-demanda.	SI?* <sup>1</sup>	SI
Gestión de desvíos		NO	SI
Regulación secundaria		SI?* <sup>2</sup>	SI
Regulación terciaria		NO	SI

*\*1 Las instalaciones de producción cuyo coeficiente de disponibilidad sea superior al 50%.*

*\*2 Se deben superar las pruebas para la participación activa en el servicio de regulación secundaria.*

El bombeo puede participar en todos los mercados de ajuste. Sin embargo, la eólica solo en la fase I de restricciones técnicas, en la fase II si su coeficiente de disponibilidad fuera mayor del 50% y en regulación secundaria solo las instalaciones que superen las pruebas necesarias para participar en esta regulación.

A pesar de poder participar en los mercados expuestos en la tabla, en este trabajo solo se va a calcular los ingresos de la central del bombeo por participación en el mercado diario, sin tener en cuenta la posible participación en el resto de mercados. En el caso del parque eólico no se tiene en cuenta tampoco su posible participación en mercados de ajuste en los cálculos.

#### **4. Derechos de cobro y obligaciones de pago por desvíos entre medida y programa de liquidación.**

Este apartado describe como se calcula el precio de pago por desvíos negativos y el precio de cobro por desvíos positivos.

El desvío se calculará en base a la medida en barras de la central (MBC) y al Programa Horario de Liquidación (PHL) [6].

Antes de explicar cómo determinan estos precios es necesario definir qué es el saldo neto horario (SNSB). Se trata del sumatorio de las energías a subir y a bajar asignadas por:

- El procedimiento de resolución de desvíos.
- Por regulación terciaria.
- Por regulación secundaria.
- Por servicios transfronterizos de energías de balance entre sistemas.

#### ***Precio de los desvíos a subir***

El desvío a subir se entiende como desvío de mayor generación o desvío de menor consumo. Si SNSB es negativo, el precio horario de los desvíos a subir se calcula como:

$PDESVS = \text{mínimo (PMD, PMPRTSB)}$

Donde:

*PMPRTSB = Precio medio ponderado de las energías a bajar asignadas por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria y por regulación secundaria, por servicios transfronterizos de balance.*

Si no existe valor para PMPRTSB o, si SNSB es no negativo, el precio de los desvíos a subir será el precio marginal del mercado diario.

### **Precio de los desvíos a bajar**

Se definen como desvíos a bajar los desvíos en sentido de menor generación y los desvíos en sentido de mayor consumo. Si SNSB es positivo, el precio horario de los desvíos a bajar se calcula como:

$$PDESVB = \text{máximo (PMD, PMPRTSS)}$$

donde:

*PMPRTSS = Precio medio ponderado de las energías a subir asignadas por el procedimiento de resolución de desvíos, por regulación terciaria, por regulación secundaria, por servicios transfronterizos de balance.*

Si no existe valor para PMPRTSS o si SNSB es no positivo, el precio de los desvíos a bajar será el precio marginal del mercado diario.

### **Derechos de cobro y obligaciones de pago por los desvíos**

Si el desvío es de un sujeto de Liquidación por la actividad de producción sin zona de regulación se calcula como:

$$DESV = (MBCu - PHLu)$$

donde:

MBCu = Medida elevada a barras de central de cada unidad de producción o de adquisición u.

PHLu = Programa horario liquidado de cada de cada unidad de producción o de adquisición u.

### **Desvío positivo**

Si el desvío calculado es positivo, se aplicará el precio PDESVS. El importe será positivo:

$$ECODESVd = DESVd \times PDESVS$$

## **Desvío negativo**

Si el desvío calculado es negativo, el precio a aplicar será PDESVB, precio del desvío a bajar, el importe será negativo y se calcula como:

$$\text{ECODESVd} = \text{DESVd} \times \text{PDESVB}$$

## **5. Información técnica de las instalaciones.**

### **5.1 Instalación eólica.**

El parque eólico escogido como objeto del trabajo se trata del parque eólico Sotavento [18] situado en Serra da Loba entre A Coruña y Lugo (Galicia). Se trata de un parque denominado "experimental". Un tipo de instalación cuyos fines no son solo puramente comerciales sino que cuenta además con un triple objetivo de investigación, divulgación y formación. Esto es así debido a que está constituido en su mitad por accionistas públicos:

- INEGA (Instituto Energético de Galicia): 30.5%.
- IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía): 20.5%.

Accionistas privados:

- Enel Green Power España S.L: 36%.
- Iberdrola Renovables Galicia S.A: 8%.
- Energía de Galicia S.A (ENGASA): 5%.

Por tratarse de un parque "experimental" sus datos técnicos, así como parte de sus datos operativos en tiempo real, históricos, predicciones, producción... etc son publicados en la web. Por este motivo se ha seleccionado como instalación tipo de eólica para este trabajo, ya que los datos son accesibles.

#### **5.1.1 Principales datos técnicos.**

- Nº de aerogeneradores: 24.
- Tecnologías presentes: 5.
- Modelos diferentes: 9.
- Potencia nominal del parque: 17,56 MW.

- Generación anual media: 33.364 MWh.
- Velocidad media de viento del emplazamiento: 6.41 m/s.

Las características principales de los 9 modelos así el número de aerogeneradores por modelo se pueden observar en el Anexo I.

## 5.2 Instalación de bombeo.

La instalación de bombeo seleccionada para los cálculos se trata de la central de bombeo "Torrejón" en la provincia de Cáceres. Los datos técnicos a los que se han tenido acceso [11], [12] son:

- Embalse superior (Presa del Tietar): 18 Hm<sup>3</sup> de capacidad (3041,1 MWh).
- Embalse inferior (Presa del Tajo): 188 Hm<sup>3</sup> de capacidad (31762,6 MWh).
- Potencia de turbinado: 132 MW.
- Potencia de bombeo: 65 MW.
- Salto: 62 m.
- Funcionamiento diario.
- Propiedad: Iberdrola 100%.

Para conocer la energía máxima de almacenamiento de los embalses a través de su capacidad:

$$E = M \times \rho \times g \times h$$

Donde:

*E es la energía almacenada en (J)*

*M es la masa de agua (m<sup>3</sup>)*

*ρ es la densidad del agua (1000 kg/m<sup>3</sup>).*

*g es la gravedad (9.81 m/s<sup>2</sup>).*

*h es el salto que hay entre los embalses (62 m).*

Se supone que en las dimensiones del embalse la base es mucho mayor que la altura y esta a su vez sería despreciable frete al salto, por lo que el error cometido por no tener en cuenta la altura de agua sería mínimo. Una vez calculada la energía en Julios se hace su conversión a MWh para que pueda ser empleada en los posteriores cálculos.

## 6. Eólica

### 6.1 Mercado diario.

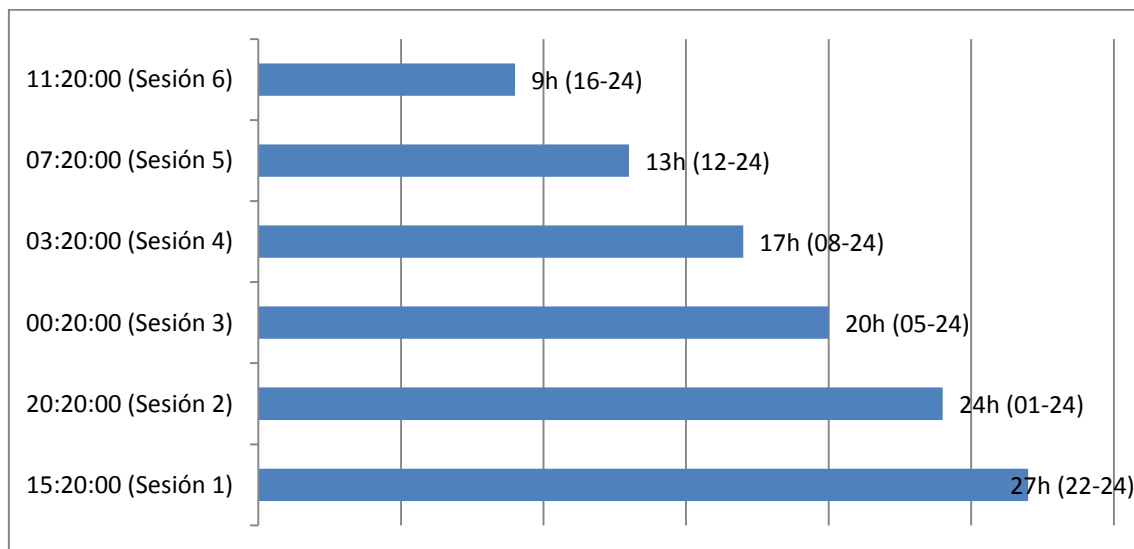
La oferta de venta que se realiza en el mercado diario se basa en la predicción para el día siguiente. La instalación de Sotavento realiza su predicción y envía la información al mercado a las 08:50 de la mañana. A las 12:00 tiene lugar la casación del mercado para las 24h del día siguiente.

Los ingresos obtenidos en el mercado diario son el resultado de multiplicar para cada hora la oferta de energía (kWh) por el precio marginal (€/kWh).

### 6.2 Mercado intradiario

Los mercados intradiarios constan de 6 sesiones, cada una de ellas, cubre una franja horaria más estrecha que la anterior. Las sucesivas predicciones son más fiables que las que se llevan a cabo en el mercado diario, por ser más próximas a la hora de producción.

El mercado intradiario permite a los compradores y vendedores reajustar sus compromisos de venta y compra de energía.



**Figura 2: Franjas horarias de las distintas sesiones del mercado horario y hora a la cual se hace la oferta para cada sesión desde Sotavento**

En el caso de la eólica, en cada sucesiva sesión la previsión será más próxima a la real. En cada sesión se va a comprar o vender energía en función de las previsiones actualizadas para ajustarnos a lo programado en el mercado diario.

En la Fig.2 se puede observar la franja horaria de cada sesión del intradiario, y en el eje vertical junto al nº de sesión la hora a la que es enviada la información al mercado desde Sotavento.

### 6.3 Desvíos entre medida y programa de liquidación

Finalmente, la producción real difiere de la prevista, es decir, existe un desvío entre lo medido en barras de la central (MBC) y el Programa Horario de Liquidación (PHL).

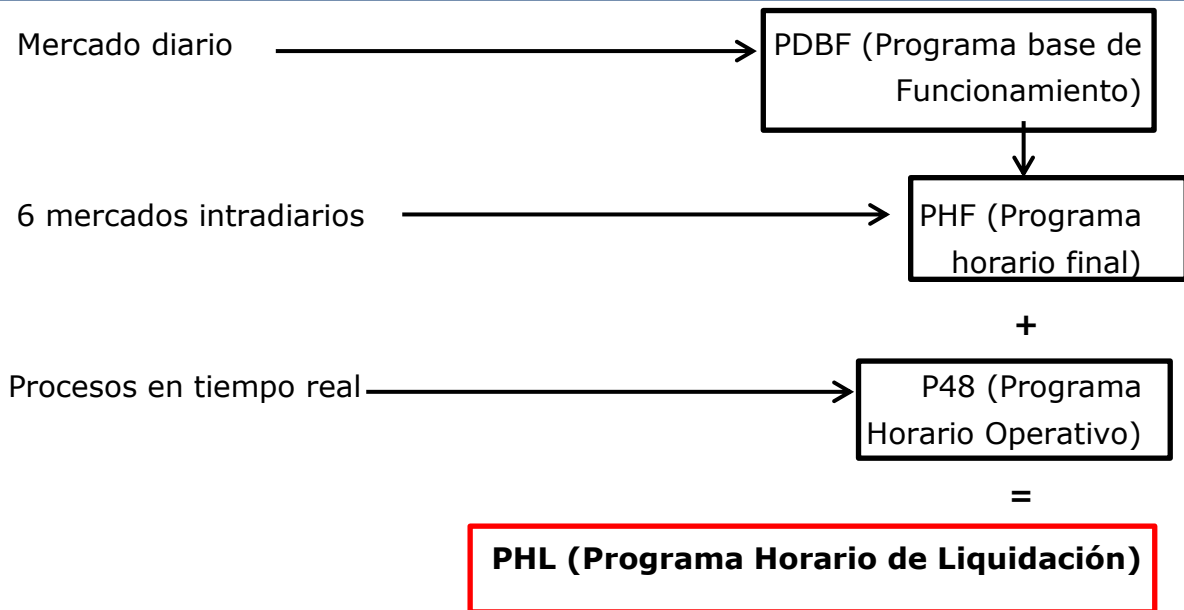
El programa Horario de Liquidación es la suma de la energía del Programa Horario Final (PHF), tras las sucesivas sesiones del mercado intradiario, más la energía del P48 y la reducción de consumo debido a órdenes de reducción de potencia ERSINT.

El P48 es el Programa Horario Operativo y se establece en cada periodo de programación hasta el final del horizonte diario de programación. Por otro lado, la reducción de potencia ERSINT se aplica a consumidores, en este caso no sería aplicable a una instalación eólica.



Figura 3: secuencia de mercados físicos

Para mayor simplicidad, solo se consideran aplicables a la instalación eólica la participación en los mercados diario e intradiario. Al no tener en cuenta contratos bilaterales, restricciones técnicas, ni regulación secundaria ni terciaria, se asume que el Programa Horario de Liquidación de nuestra planta es resultado de:



Estos desvíos pueden ser de mayor generación (desvío a subir) o de menor generación (desvío a bajar).

El precio que se le aplica a los desvíos tanto a subir como a bajar se calcula conforme a lo explicado anteriormente en el apartado 4 y es publicado por REE. Estos datos para cada hora del año se descargan de la web ESIOS (servicio de REE) [13]. Se selecciona el periodo deseado (año 2015) y se pueden descargar los datos horarios de los precios de cobro por desvíos a subir y los precios de pago por desvíos a bajar en formato Excel.

#### 6.4 Datos de producción y predicción de Sotavento.

Para conocer los datos de predicción y producción del parque se llevó a cabo una petición de los mismos al área técnica del parque [18]. Los datos fueron proporcionados y constan de la producción horaria en MWh desde el 1/1/15 a la 01:00 hasta el 31/12/15 a las 23:00, 8759 horas en total y la energía prevista en este periodo. Esta energía prevista se compone de la predicción final tras mercado diario e intradiario, es decir, siempre y cuando las ofertas en el intradiario hayan sido aceptadas pisan a la previsión realizada en el diario. También se indica que el error individual es del 27%.

Esta desviación de la producción respecto de lo previsto tras los intradiarios es lo que se va a considerar en este trabajo como los desvíos que pueden ser compensados por la central de bombeo.



## 7. Bombeo

Para conocer el funcionamiento de la central de bombeo y estimar los beneficios obtenidos por participación en el mercado diario, se formula un problema de optimización del bombeo por si solo por un lado y actuación conjunta con la eólica por otro. En ambos casos la actuación del bombeo será aquella que haga máximos los beneficios.

### 7.1 Actuación independiente

La formulación del problema de optimización en este caso es:

$$\max \sum_{t \in T} [p_t \times (G_t - B_t)] \quad (1)$$

$$T = \{1, 2, \dots, n\}; n = 8759$$

Sujeto a:

$$E_{t+1}^s = E_t^s + \eta_B \times B_{t+1} - \frac{G_{t+1}}{\eta_H \times \eta_g} \quad (2)$$

$$E_{t+1}^i = E_t^i + \frac{G_{t+1}}{\eta_H \times \eta_g} - \eta_B \times B_{t+1} \quad (3)$$

$$0.05 \times E_{max}^s \leq E_t^s \leq E_{max}^s \quad (4)$$

$$0.05 \times E_{max}^i \leq E_t^i \leq E_{max}^i \quad (5)$$

$$E_1^s = E_{ini}^s \quad (6)$$

$$E_1^i = E_{ini}^i \quad (7)$$

$$G_{min} \times W_t \leq G_t \leq G_{max} \times W_t \quad (8)$$

$$G_{t+1} \leq \eta_H \times \eta_g \times E_t^s \quad (9)$$

$$B_t \leq B \times U_t \quad (10)$$

$$B_{t+1} \leq \frac{E_t^i}{\eta_B} \quad (11)$$

Donde:

$p_t$  Precio del mercado diario para cada periodo  $t$  ( €/MWh).

$G_t$  Generación (MWh).

$B_t$  Bombeo (MWh).

$E_t^s$  Energía almacenada en el embalse superior (MWh).

$\eta_B$  Eficiencia del grupo bomba.

$\eta_H$  Eficiencia de la turbina.

$\eta_g$  Eficiencia del generador.

$E_t^i$  Energía almacenada en el embalse inferior (MWh).

$E_{max}^s$  Máxima energía que se puede almacenar en el embalse superior (3041,1 MWh).

$E_{max}^i$  Máxima energía que se puede almacenar en el embalse inferior (31762,6 MWh).

$E_{ini}^s$  Energía inicial en el embalse superior.

$E_{ini}^i$  Energía inicial en el embalse inferior.

$G_{max}$  Generación máxima en un periodo de una hora (132 MWh).

$B$  Bombeo en un periodo de una hora (65 MWh).

$U_t$  Variable binaria cuyo valor solo puede ser 1 o 0 y determina si el bombeo está en funcionamiento o no.

$W_t$  Variable binaria cuyo valor solo puede ser 1 o 0 y determina si las turbinas están en funcionamiento o no.

El periodo de tiempo considerado  $t$  es igual a una hora, y el problema se repite para todas las horas del año 2015.

La primera ecuación se trata de la función objetivo, que en este caso son los ingresos que percibe la central, que se desean máximos. Estos ingresos se calculan como los beneficios por la venta de energía cuando turbina, menos los pagos por la compra de energía cuando bombea para cada periodo de tiempo.

La ecuación (2) describe el estado del embalse superior en cada periodo, que será la energía almacenada que había en el periodo anterior más la energía consumida por la eficiencia de la bomba menos la energía que se ha generado entre la eficiencia de la turbina.

La ecuación (3) describe la energía almacenada en el embalse inferior para cada periodo. Análogamente a la ecuación anterior, será la energía que había almacenada en el periodo anterior más la energía generada entre la eficiencia de la turbina menos la energía consumida en el bombeo multiplicada por la eficiencia de la bomba.

Las ecuaciones (4) y (5) establecen los límites de capacidad de ambos embalses. La capacidad inferior se escoge limitada al 5% de su capacidad máxima, ya que es inusual dejar los embalses totalmente a cero. Las ecuaciones (6) y (7) describen la energía almacenada inicial en cada embalse.

La ecuación (8) describe los límites de generación de las turbinas, es la zona de trabajo de la turbina, además con la variable binaria  $W$  se establece cuando está en funcionamiento o no. La ecuación (10) establece cuando está operativo el bombeo. El bombeo no es regulable como las turbinas, tiene siempre el mismo valor de potencia tan solo podemos modular si está funcionando o no con la variable binaria  $U$ . Las ecuaciones (9) y (11) la posibilidad real tanto de generación como de bombeo teniendo en cuenta la capacidad de los embalses.

## **7.2 Actuación combinada**

Previamente a la descripción del problema de optimización es importante mencionar las consideraciones que se tienen en cuenta a la hora de su formulación.

El bombeo que estamos considerando no tiene regulación, siempre consume lo mismo, por lo que de haber un exceso de energía y estar bombeando no podría bombear más para consumir el desvío. Por este motivo la compensación de desvíos de mayor generación o positivos se soluciona en los periodos que se está generando, bajando la generación en la misma medida.

Por los desvíos de mayor generación se cobra, es decir, la planta eólica cuando produce un excedente de energía cobra una cantidad por ello, aunque la cantidad es inferior a lo que ganaría a precio de mercado.

Por eso, cuando hay un excedente de energía eólica la planta de bombeo reducirá su generación en la misma medida, para que la inyección conjunta en la red sea la misma y ya no existiría excedente.

El bombeo tenía previsto una venta de cantidad de energía en el mercado diario y aunque haya reducido su generación la inyección conjunta de energía en la red ha sido la misma, por lo que la energía que se iba a cobrar a precio de desvío ahora lo hará a precio de mercado.

El beneficio obtenido se encuentra en la diferencia entre el precio de mercado y el de desvíos positivos que solo puede ser igual o inferior al de mercado.

Por otro lado, los desvíos por menor generación de la prevista si se han de pagar, y el precio de desvío suele ser mayor o igual al precio de mercado por lo que suponen un coste importante.

La compensación de estos desvíos se hará mediante la turbina también, que al ser regulable, puede limitar su generación para que nunca esté al máximo. De esta manera, en caso de estar turbinando y existir un desvío de menor generación, las turbinas del bombeo generarán la cantidad de energía que falta. No siempre que hay desvío la central está turbinando, por lo que no se cubrirá el 100% de los desvíos. En el apartado resultados se indicará qué porcentaje de los desvíos es compensado y el ahorro económico asociado.

La formulación del problema de optimización para el caso de la actuación conjunta del bombeo con el parque eólico es:

$$\begin{aligned} \max \sum_{t \in T} [p_t \times ((G_t - W(t) * Desp_t) - B_t)] + \sum_{t \in T} (p_{desvneg} \times Desn_t \times W_t) \\ + \sum_{t \in T} ((p_t - p_{desvpos}) \times Desp_t \times W_t) \end{aligned} \quad (1)$$

$$T = \{1, 2, \dots, n\}; n = 8759$$

Sujeto a:

$$E_{t+1}^s = E_t^s + \eta_B \times B_{t+1} - \frac{G_{t+1} + W_{t+1} \times Desn_{t+1} - W_{t+1} \times Desp_{t+1}}{\eta_H \times \eta_g} \quad (2)$$

$$E_{t+1}^i = E_t^i + \frac{G_{t+1} + W_{t+1} \times Desn_{t+1} - W_{t+1} \times Desp_{t+1}}{\eta_H \times \eta_g} - \eta_B \times B_{t+1} \quad (3)$$

$$0.05 \times E_{max}^s + \frac{Desn_t}{\eta_H \times \eta_g} \leq E_t^s \leq E_{max}^s \quad (4)$$

$$0.05 \times E_{max}^i \leq E_t^i \leq E_{max}^i - \frac{Desn_t}{\eta_H \times \eta_g} \quad (5)$$

$$E_1^s = E_{ini}^s \quad (6)$$

$$E_1^i = E_{ini}^i \quad (7)$$

$$G_{min} \times W_t \leq G_t \leq (G_{max} - Desn_t) \times W_t \quad (8)$$

$$G_{t+1} \leq \eta_H \times \eta_g \times E_t^s \quad (9)$$

$$B_t \leq B \times U_t \quad (10)$$

$$B_{t+1} \leq \frac{E_t^i}{\eta_B} \quad (11)$$

Donde:

$p_t$  Precio del mercado diario para cada periodo  $t$  (€/MWh).

$G_t$  Generación (MWh).

$B_t$  Bombeo (MWh).

$p_{desvneg}$  Precio horario a pagar por desvíos de menor generación (€/MWh).

$p_{desvpos}$  Precio horario a cobrar por desvíos de mayor generación (€/MWh).

$Desn_t$  Desvío de menor generación horario del parque eólico (MWh).

$Desp_t$  Desvío de mayor generación horario del parque eólico (MWh).

$E_t^s$  Energía almacenada en el embalse superior (MWh).

$\eta_B$  Eficiencia del grupo bomba.

$\eta_H$  Eficiencia de la turbina.

$\eta_g$  Eficiencia del generador.

$E_t^i$  Energía almacenada en el embalse inferior (MWh).

$E_{max}^s$  Máxima energía que se puede almacenar en el embalse superior (3041,1 MWh).

$E_{max}^i$  Máxima energía que se puede almacenar en el embalse inferior (31762,6 MWh).

$E_{ini}^s$  Energía inicial en el embalse superior.

$E_{ini}^i$  Energía inicial en el embalse inferior.

$G_{max}$  Generación máxima en un periodo de una hora (132 MWh).

$B$  Bombeo en un periodo de una hora (65 MWh).

$U_t$  Variable binaria cuyo valor solo puede ser 1 o 0 y determina si el bombeo está en funcionamiento o no.

$W_t$  Variable binaria cuyo valor solo puede ser 1 o 0 y determina si las turbinas están en funcionamiento o no.

Al igual que el caso independiente, el periodo de tiempo considerado  $t$  es igual a una hora, y el problema se repite para todas las horas del año 2015.

La diferencia en la función objetivo en este caso respecto del anterior, es que ahora no solo queremos maximizar los beneficios por compra y venta de energía en el mercado, sino que además esta generación sea tal que la compensación de desvíos negativos, nos produzca un ahorro máximo, que se suma al beneficio del bombeo. También que los ingresos por compensación de desvíos positivos sean los mayores posibles.

La generación del bombeo se ve reducida en aquellos periodos que hay un desvío de mayor generación de la eólica. El bombeo deja de producirlo, porque esa energía ya se produce en el parque eólico, la única diferencia es que en vez de cobrarse a precio de desvío lo hará a precio de mercado. Ya no es un desvío en el momento que el bombeo reduce su generación para que la energía en la red sea la prevista en ese periodo.

La ecuación (2) describe el estado del embalse superior en cada periodo. La diferencia respecto de la formulación anterior es que además de la energía generada que se venderá en el mercado  $Gen(t)$  hay que tener en cuenta la energía generada para compensar los desvíos negativos ( $Desn$ ) que solo tiene lugar cuando hay generación, de ahí que se multipliquen por la variable binaria  $W$ , para que no tenga en cuenta todos los desvíos

producidos ya que no todo son compensados. Por otro lado, también se tiene en cuenta la reducción de generación en aquellos periodos que hay un desvío positivo de la eólica. Esta reducción de generación también se multiplica por la variable  $W(t)$ , ya que no todos los desvíos de mayor generación son compensados. Solo cuando la turbina está generando.

En la ecuación (3) al igual que en la (2) es la misma que en la actuación independiente pero ahora teniendo en cuenta la energía para compensar los desvíos, que afecta a las capacidades de los embalses.

En las ecuaciones (4) y (5) limitan las capacidades de los embalses, sin embargo, ahora hay que tener en cuenta la capacidad que se debe reservar para los desvíos. El embalse superior no debe quedarse a mínimos sino que habrá que reservar siempre una cantidad para compensar desvíos negativos. Por otro lado el embalse inferior no debe estar al máximo sino que debe reservar un poco de capacidad en caso de que haya generación para compensar el desvío negativo.

Las ecuaciones (6) y (7) describen la energía almacenada inicial en cada embalse.

La ecuación (8) también se transforma. Ahora la generación no puede ser la máxima en cada periodo sino que debe dejar margen por si hay desvío negativo. Se limita restándole a la generación máxima el desvío negativo que tendría lugar en ese periodo. Así siempre habrá margen para generar ese desvío negativo pero la energía generada no cuenta para el mercado diario. También se ha de tener en cuenta la variable binaria  $W$  que indica cuando la generación está operativa y cuando no.

La ecuación (10), al igual que antes, establece cuando está operativo el bombeo. Las ecuaciones (9) y (11) no varían con respecto al caso anterior y restringen la generación y el bombeo a la capacidad de los embalses.

### 7.3 Rendimiento de la turbina

La eficiencia o rendimiento de la turbina definido como la potencia mecánica que entrega la turbina entre la potencia hidráulica que recibe, no es constante, si no que varía con la generación de la turbina. El rendimiento se calcula como:

$$\eta_t = \frac{P_{mec}}{P_{hid}}$$

$$P_{hid} = \gamma \times Q \times H_n (W)$$

Donde  $\gamma$  es el producto de la gravedad  $9.8m/s^2$  y la densidad del agua  $1000kg/m^3$ ,  $Q$  es el caudal en  $m^3/s$  y  $H_n$  la altura neta en  $m$ .

Para conocer como es la variación del rendimiento con la generación de la turbina se usa "Hydrohelp" versión 1.6, un software gratuito desarrollado por CanmetEnergy (Canadian Natural Resources) [15]. Este programa se ejecuta con Microsoft Excel.

El objetivo del programa es seleccionar la turbina más adecuada para los requerimientos y parámetros introducidos. Sin embargo, además de indicar qué turbina se ajusta mejor para el caso ofrece información sobre el tipo de turbina tal como su curva de eficiencia, que es lo que se busca. Por tanto, aunque ya sepamos el tipo de turbina que existe entre los dos embalses, será la curva de eficiencia lo que se busque.

Como datos de partida se piden los niveles de los embalses, el caudal de diseño o el número de unidades deseadas. Se introducen los datos reales referentes a los embalses [17] y se va modificando el caudal de diseño hasta que el programa entregue como turbina óptima una cuya potencia máxima sea 132 MW como la real. El resultado obtenido es que con un caudal de diseño de  $243 m^3/s$  se necesita una turbina Francis de potencia nominal 122,31MW y potencia máxima de 132 MW. Los datos introducidos en el programa así como el resultado obtenido pueden observarse en el ANEXO II.

El programa ofrece una tabla con la eficiencia de la turbina Francis de este tipo de dimensiones en función del caudal introducido. Los datos aportados por HydroHelp son los siguientes:



Tabla III: Eficiencia de la turbina para cada ratio de caudal respecto el caudal nominal.

Efficiencies of selected units. (reaction with powerhouse)		Reaction unit.
Percent of rated flow.		Efficiency, %.
Calc. flow and efficiency at 100 % rated flow	=	91,48
Calc. flow and efficiency at 95 % rated flow	=	92,73
Calc. flow and efficiency at 90 % rated flow	=	93,68
Calc. flow and efficiency at 85 % rated flow	=	94,15
Calc. flow and efficiency at 80 % rated flow	=	93,78
Calc. flow and efficiency at 75 % rated flow	=	92,67
Calc. flow and efficiency at 70 % rated flow	=	90,75
Calc. flow and efficiency at 65 % rated flow	=	87,99
Calc. flow and efficiency at 60 % rated flow	=	84,35
Calc. flow and efficiency at 55 % rated flow	=	79,81
Calc. flow and efficiency at 50 % rated flow	=	74,36
Calc. flow and efficiency at 45 % rated flow	=	67,97
Calc. flow and efficiency at 40 % rated flow	=	60,64
Calc. flow and efficiency at 30 % rated flow	=	43,08
Calc. flow and efficiency at 20 % rated flow	=	21,59

Resultando la siguiente curva de eficiencia en función del caudal:

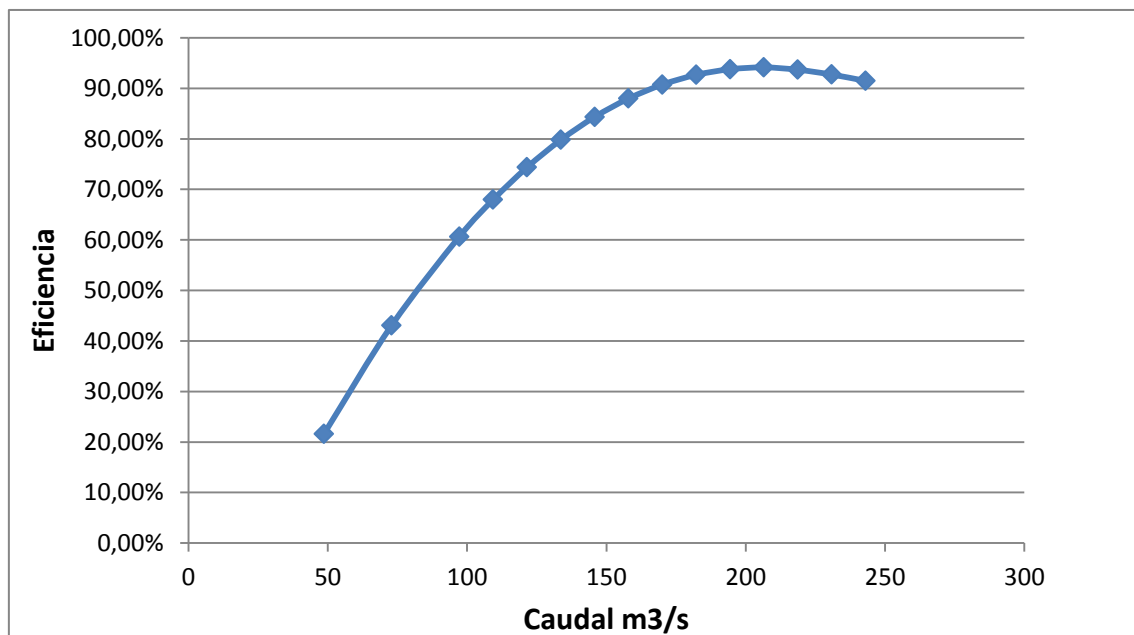


Figura 4: Curva de la eficiencia de la turbina en función de caudal.

Conociendo caudal y eficiencia se puede calcular la potencia mecánica como:

$$P_{mec} = \gamma \times Q \times H_n \times \eta_t \text{ (W)}$$

Que multiplicado por el rendimiento del generador eléctrico (0.98) resulta en la potencia eléctrica.

Tabla IV: Cálculo de la potencia eléctrica a partir de la eficiencia y el caudal.

% Caudal diseño	Caudal (m <sup>3</sup> /s)	Eficiencia (%)	Pot. Mec. (MW)	Pot. eléc. (MW)
1	243	91,48%	135,07	132,37
0,95	230,85	92,73%	130,07	127,47
0,9	218,7	93,68%	124,48	121,99
0,85	206,55	94,15%	118,16	115,79
0,8	194,4	93,78%	110,77	108,56
0,75	182,25	92,67%	102,62	100,57
0,7	170,1	90,75%	93,79	91,92
0,65	157,95	87,99%	84,44	82,76
0,6	145,8	84,35%	74,72	73,23
0,55	133,65	79,81%	64,81	63,51
0,5	121,5	74,36%	54,90	53,80
0,45	109,35	67,97%	45,16	44,26
0,4	97,2	60,64%	35,81	35,10
0,3	72,9	43,08%	19,08	18,70
0,2	48,6	21,59%	6,38	6,25

Con las columnas de potencia eléctrica y eficiencia se puede dibujar la curva que modula ambas variables, y sacar por regresión polinómica de grado dos la ecuación que la modela:

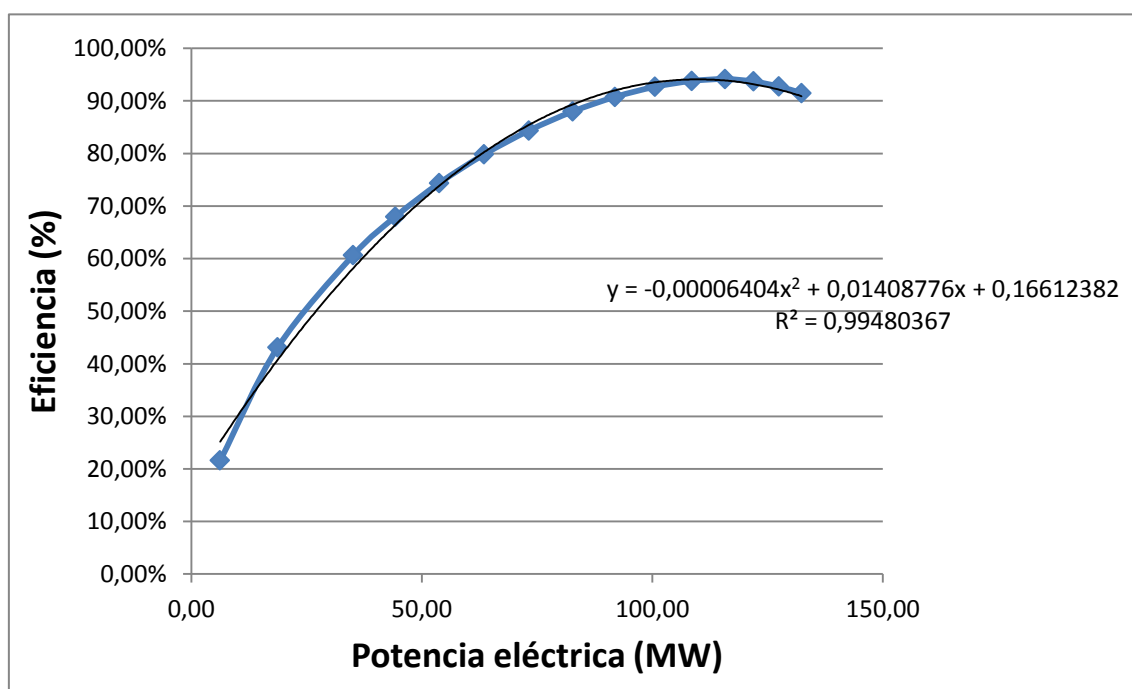


Figura 5: Curva de rendimiento de la turbina en función de la potencia eléctrica.

Como el periodo de tiempo considerado es una hora, se puede asumir que la variación de la eficiencia con la generación para cada periodo  $t$  es:

$$\eta_t = -64.04 \times 10^{-6} \times Gen_t^2 + 0.01408776 \times Gen_t + 0.16612382$$

Esta expresión sería en caso del modelo independiente, donde toda la generación se vende en el mercado diario. En el modelo combinado habrá que sumar a la generación que se vende en el mercado diario la que también existe por compensación de desvíos:

$$\eta_t = -64.04 \times 10^{-6} \times (Gen + Desvn - Desvp)_t^2 + 0.01408776 \times (Gen + Desvn - Desvp)_t + 0.16612382$$

Lo correcto sería introducir en la ecuación de las restricciones donde aparezca el término eficiencia por esta ecuación, así se consideraría la eficiencia que hay para cada generación.

Al introducir en GAMS la eficiencia no como un parámetro sino como una expresión dependiente de la generación, el problema de optimización deja de ser lineal para ser no lineal. En Gams no se puede resolver como MIP (Mixed Integer Programming en inglés, programación entera mixta en castellano), sino que habría resolverlo con MINLP (Mixed Integer Non Linear Programming en inglés), es decir, con programación no lineal entera mixta.

El inconveniente de este tipo de programación es que debido a que la programación no lineal entera mixta (MINLP) aúna las dificultades del tratamiento no lineal y del tratamiento de posibilidades discretas, incluso casos de reducido tamaño pueden llegar a ser imposibles de resolver.

Efectivamente se intentó solucionar el problema introduciendo la eficiencia como variable dependiente de la generación a través de la expresión hallada, y resolviendo el problema como un MINLP. El resultado fue que el programa se quedó horas calculando para finalmente parar, porque el nº máximo de iteraciones se había excedido sin encontrar solución óptima. Sin embargo, para periodos más reducidos de tiempo como una semana si lo calcula.

Por un lado se dan los resultados obtenidos para una semana de cada estación del año. El clima influye en la producción eólica y los precios de los mercados también varían según el mes.

Por otro lado, para poder hacer la simulación a lo largo de un año y establecer un resultado menos afectado por factores externos, se plantea restringir la zona de trabajo de la turbina para poder usar una eficiencia media. Se decide hacer trabajar a la turbina en la zona de generación entre 50 MW y 132 MW cuya eficiencia media es de 88.96%.

## **7.4 Implementación en GAMS**

### **7.4.1 Modelo independiente**

La formulación en GAMS se divide en bloques. Estos bloques son SETS, PARAMETERS, VARIABLES, EQUATIONS, MODEL y SOLVE. A continuación se explica en detalle en qué consiste cada bloque y como introducimos la formulación matemática expuesta anteriormente en cada uno de estos bloques.

En la formulación matemática todas las ecuaciones y variables varían con el tiempo y se desean calcular para un periodo que se trata de todo el año 2015. Por ello, en GAMS se introduce nuestro periodo de tiempo en SETS. En SETS definimos  $t$ , el tiempo, como un conjunto que va desde  $t_1$  que sería la primera hora, 01:00 del 1/1/15 hasta  $t_{8759}$ , que sería la última hora, 23:00 del 31/12/15. De esta manera, el resto de variables y ecuaciones se calcularán para cada  $t$ , es decir, para cada hora.

El siguiente paso es introducir los parámetros, todos aquellos datos conocidos de la formulación que son constantes como la potencia de las bombas, los límites de generación de las turbinas, capacidades máximas de los embalses o las eficiencias de bombas, turbinas y generadores. También se introduce en este bloque el precio del mercado para cada hora del año. Todo ello se introduce en el bloque PARAMETERS, se escribe el nombre del parámetro, en comentario lo que significa y entre barras su valor.

En el caso de los precios de mercado, por ser 8759 valores, se introducen de forma diferente. Con el comando \$include se llama al nombre del archivo donde están contenidos los valores. Se trata de otro archivo gams, en el que se define el precio como un parámetro que toma diferentes valores en función del tiempo.

```

*****
* DATOS
*****

* Periodos de tiempo;

SETS t Periodo de tiempo cada hora del año /t1*t8759/

PARAMETERS
G_max Máxima generación en t [MWh] /132/
Bom Consumo bombas en t [MWh] /65/
G_min Mínima generación en t [MWh] /50/
Es_max Máxima energía almacenable en el embalse superior (MWh) / 3041/
Ei_max Máxima energía almacenable en el embalse inferior (MWh) / 31762/
Et Eficiencia media de la turbina para la zona de trabajo /0.8896/
Eg Eficiencia del generador /0.98/
Eb Eficiencia del grupo bomba /0.864/
$include t8759_p

```

**Figura 6: datos y parámetros operacionales de la central de bombeo en actuación independiente.**

El siguiente paso es definir las distintas variables que conforman el problema matemático de formulación en el bloque Variables. Estas variables son los beneficios, que será la función objetivo que se desea maximizar, la energía almacenada en los embalses, la generación, y el consumo. La función objetivo se define como variable libre, no se restringe, será el valor que se obtenga como resultado óptimo.

La energía almacenada en los embalses así como la generación y el consumo se definen variables en función del tiempo ya que tendrán valores distintos para cada hora y además como variables positivas, es decir, nunca pueden tomar valores negativos. Por último, aquí también se definen las variables binarias  $U$  y  $W$ . Al definir las como binarias solo pueden tomar como valor 1 o 0 y son las que controlan el funcionamiento o parada de la bomba y la turbina respectivamente.

Para que el problema se pueda resolver es necesario indicar unos valores iniciales para ambos embalses. Además, debido a la manera que están definidas las ecuaciones también es necesario indicar cuál es la generación y el bombeo iniciales en el periodo 1, de no ser así la optimización no arrancarían. La manera de introducir los valores iniciales es con la instrucción *variable.fx('periodo')=valor*. De esta forma para la variable y el periodo indicado le asigna el valor introducido directamente.

```

*****
* VARIABLES
*****

FREE VARIABLE      R          Beneficios (función objetivo)
POSITIVE VARIABLE Ens(t)    Energía almacenada en el embalse superior [MWh]
POSITIVE VARIABLE Eni(t)    Energía almacenada en el embalse inferior [MWh]
POSITIVE VARIABLE Gen(t)    Energía generada [MWh]
POSITIVE VARIABLE Con(t)    Energía consumida [MWh]
BINARY VARIABLE   U(t)      Bombeo on-off
BINARY VARIABLE   W(t)      Turbinas on-off;

* Valores iniciales y finales necesarios:
Ens.fx('t1') = 2670;
Eni.fx('t1') = 27876.75;
Gen.fx('t1') = 0;
W.fx('t1') = 0;
U.fx('t1') = 1;
Con.fx('t1')= 65;

```

Figura 7: Definición de las variables y valores iniciales de las variables.

El siguiente bloque es el de EQUATIONS en el cual se definirán primero y se introducirán después la función objetivo y todas las restricciones asociadas. Definiciones:

```

*****
* FUNCIÓN OBJETIVO Y RESTRICCIONES
*****

EQUATIONS
OF          Función objetivo
ENERGIA_SUP Energía almacenada en el embalse superior
ENERGIA_INF Energía almacenada en el embalse inferior
ESUP_MAX   Máxima energía almacenable en el embalse superior
EINF_MAX   Máxima energía almacenable en el embalse inferior
ESUP_MIN   Mínima energía almacenable en el embalse superior
EINF_MIN   Mínima energía almacenable en el embalse inferior
GMAX       Máxima generación
CONS       Consumo
GMIN       Mínima generación
GREAL     Generación en función de la capacidad de los embalses
BREAL     Bombeo en función de la capacidad de los embalses;

```

Figura 8: Ecuaciones del modelo independiente.

Una vez nombradas las ecuaciones se escriben en función de sus respectivas variables tal y como están definidas en la formulación matemática del problema:

```

* Beneficios:
OF.. R =e=
sum(t,
    ( p(t)*(Gen(t)-Con(t))));

*Generación limitada a la capacidad del embalse superior:
GREAL(t+1).. Gen(t+1) =l= Ens(t)*(Et*Eg);

* Consumo limitado a la capacidad del embalse inferior:
BREAL(t+1).. Con(t+1) =l= Eni(t)/Eb;

* Limitar la generación a su mínimo:
GMIN(t).. Gen(t) =g= G_min*W(t);

* Consumo en funcionamiento o parada:
CONS(t).. Con(t) =e= Bom*U(t);

* Limitar la generación a su máximo valor:
GMAX(t).. Gen(t) =l= G_max*W(t);
    
```

Figura 9: Definición de la función objetivo y de las restricciones en el modelo independiente.

```

* Energía almacenada en el embalse superior:
ENERGIA_SUP(t+1).. Ens(t+1) =e= Ens(t)+Eb*Con(t+1)-Gen(t+1)/(Eg*Et);

* Energía almacenada en el embalse inferior:
ENERGIA_INF(t+1).. Eni(t+1) =e= Eni(t)+Gen(t+1)/(Eg*Et)-Eb*Con(t+1);

*Limitar la energía almacenada en el embalse superior a su máximo:
ESUP_MAX(t).. Ens(t) =l= Es_max;

* Limitar la energía almacenada en el embalse inferior a su máximo:
EINF_MAX(t).. Eni(t) =l= Ei_max;

*Limitar la energía almacenada en el embalse superior a su mínimo:
ESUP_MIN(t).. Ens(t) =g= 0.05*Es_max;

* Limitar la energía almacenada en el embalse inferior a su mínimo:
EINF_MIN(t).. Eni(t) =g= 0.05*Ei_max;
    
```

Figura 10: Definición de las restricciones del modelo independiente (continuación).

Con el comando OF... se asigna la ecuación que será la función objetivo. El comando sum es un sumatorio del beneficio todas las horas (t).

El operador =e= significa igual que, el operador =l= significa igual o menor que, y el operador =g= significa mayor o igual que. El significado de las ecuaciones se ha explicado anteriormente en el apartado 7.1 Actuación

independiente. Estas ecuaciones son las mismas que en la formulación matemática pero transcrita en el GAMS.

Por último, ya solo queda resolver la optimización, lo que se lleva a cabo con los comandos MODEL y SOLVE.

```
*****
* OPTIMIZATION
*****

MODEL Operacion_independiente / ALL /;
SOLVE Operacion_independiente USING mip MAXIMIZING R;

execute_unload 'data_ind', R, Gen, Con, Ens, Eni;
```

Figura 11: Optimización del modelo independiente.

Previamente a resolver hay que ordenar que modelice todos los datos y ecuaciones introducidos. Después con el comando SOLVE y el nombre del archivo le decimos que ejecute el problema indicando el tipo de programación que debe usar y qué debe hacer con la función objetivo, en este caso se desea maximizar los beneficios. El tipo de programación es lineal, sin embargo por existir las variables binarias de funcionamiento o apagado, hay variables que solo pueden tomar valores enteros. Por tanto, se trata de programación lineal entera mixta, mip, (mixed integer programming en inglés).

Con la instrucción `execute_unload 'nombre_archivo', variables;` se le pide al programa que descargue los resultados de esas variables en un archivo gdx (Gams Data Exchange) desde el cual se puede importar fácilmente los datos a otro archivo Excel. En este caso se pide importar el beneficio obtenido, la generación, el consumo y la capacidad de los embalses cada hora.

A la hora de simular el programa, tenemos más de un fichero gams (.gms), el principal, pero también otro en el que tenemos los precios de mercado para cada hora del año. Para no tener errores en la simulación y que la operación `$include` incluya al archivo con los precios, se debe crear un proyecto, es decir un archivo de gams con formato .gpr. El proyecto y los archivos deben guardarse en el mismo directorio. Dentro del proyecto se abre el archivo principal y al darle a simular ya incluiría el archivo con los precios, si no se simula dentro del proyecto no lo incluye.



### 7.4.2 Modelo combinado

El bloque SETS es el mismo, la definición del periodo de tiempo, pero en PARAMETERS se introducen algunos cambios. Por ejemplo, con la instrucción \$include también añadiremos como parámetros los desvíos de menor generación de la eólica y los desvíos de mayor generación para cada periodo de tiempo. También se debe tener en cuenta el precio de pago de los desvíos a bajar para cada hora así como el precio de cobro por los desvíos a subir. Estos parámetros como toman un valor para cada una de las 8759 horas del año se escriben en otro fichero.

```
*****
* DATOS
*****

SETS t Periodo de tiempo es una hora para todo el año /t1*t8759/

PARAMETERS
G_max Máxima generación de energía en t [MWh] /132/
Bom Consumo de energía en la bomba en t [MWh] /65/
G_min Mínima generación de energía en t [MWh] /50/
Es_max Energía máxima almacenable en el embalse superior (MWh) /3041/
Ei_max Energía máxima almacenable en el embalse inferior (MWh)/31762/
Eb Eficiencia grupo bomba /0.864/
Et Eficiencia media turbina en zona de trabajo /0.8896/
Eg Eficiencia generador /0.98/
$include t8759_p
$include t8759_desn
$include t8759_desp
$include t8759_pdesn
$include t8759_pdesp
```

Figura 12: Datos y parámetros operacionales del modelo combinado.

t8759\_p son los precios del mercado diario (€/MWh), t8759\_desn son los desvíos de menor generación de la eólica (MWh), y t8759\_desp los desvíos de mayor generación de la eólica (MWh). t8759\_pdesn el precio a pagar por los desvíos de menor generación (€/MWh). t8759\_pdesp el precio de cobro por los desvíos de mayor generación (€/MWh), todos ellos a lo largo del año 2015.

El bloque de VARIABLES no sufre modificación alguna, las variables de los problemas son las mismas así como sus valores iniciales necesarios que aparecen en el apartado 7.4.1 Modelo independiente.

En el bloque de ecuaciones, la definición es la misma, es decir, existe el mismo número de ecuaciones, la ecuación objetivo y las restricciones y se

denominan igual. Sin embargo, tanto la ecuación objetivo, como las restricciones sufren las modificaciones que ya se han explicado previamente en la formulación matemática del apartado 7.2 Actuación combinada, y su implementación en GAMS es:

```

* Beneficios:
OF.. R =e=
sum(t, (p(t)*((Gen(t)-W(t)*Desp(t))-Con(t))))
+sum(t, (pdesn(t)*Desn(t)*W(t)))+sum(t, ((p(t)-pdesp(t))*Desp(t)*W(t)));

*Generación real:
GREAL(t+1).. Gen(t+1) =l= Ens(t)*Et*Eg;

* Consumo posible:
BREAL(t+1).. Con(t+1) =l= Eni(t)/Eb;

* Mínimo valor de generación
GMIN(t).. Gen(t) =g= G_min*W(t);

* Consumo on/off:
CONS(t).. Con(t) =e= Bom*U(t);

* Máximo valor de generación
GMAX(t).. Gen(t) =l= (G_max-Desn(t))*W(t);
    
```

Figura 13: Función objetivo y restricciones del modelo combinado.

```

* Energía almacenada en el embalse superior:
ENERGIA_SUP(t+1).. Ens(t+1) =e= Ens(t)+Eb*Con(t+1)
-(Gen(t+1)+W(t+1)*Desn(t+1)-W(t+1)*Desp(t+1))/(Et*Eg);

* Energía almacenada en el embalse inferior:
ENERGIA_INF(t+1).. Eni(t+1) =e= Eni(t)
+(Gen(t+1)+W(t+1)*Desn(t+1)-W(t+1)*Desp(t+1))/(Et*Eg)-Eb*Con(t+1);

*Máxima energía almacenable en el embalse superior:
ESUP_MAX(t).. Ens(t) =l= Es_max;

*Máxima energía almacenable en el embalse inferior:
EINF_MAX(t).. Eni(t) =l= Ei_max-W(t)*Desn(t)/(Et*Eg);

* Mínima energía almacenable en el embalse superior:
ESUP_MIN(t).. Ens(t) =g= 0.05*Es_max+W(t)*Desn(t)/(Et*Eg);

* Mínima energía almacenable en el embalse inferior:
EINF_MIN(t).. Eni(t) =g= 0.05*Ei_max;
    
```

Figura 14: Restricciones del modelo combinado (continuación).

La nueva función objetivo de la central de bombeo debe maximizar los beneficios globales, no solo los beneficios por participación en el mercado diario de energía, sino que también debe encontrar el máximo de beneficios que se obtiene por compensación de los desvíos negativos y positivos procedentes de la eólica.

La compensación de desvíos negativos produce un ahorro respecto de la situación anterior equivalente a los desvíos compensados por el precio de pago de esos desvíos. La compensación de los desvíos positivos supone unos ingresos equivalentes a la diferencia entre precio de mercado y de cobro de desvío de mayor generación por los desvíos positivos compensados.

Como tanto los desvíos de mayor y menor generación se compensan cuando la central de bombeo está turbinando, se debe multiplicar cada compensación por la variable binaria  $W(t)$ , por el contrario tendría en cuenta la compensación del 100% de desvíos.

Las ecuaciones que también resultan modificadas son la generación, que ahora nunca debe estar al máximo sino reservar margen para compensar desvíos de menor generación.

También cambian las ecuaciones de la variación de la capacidad de los embalses. Por un lado, los límites de capacidad se ven afectados al tener que reservar capacidad para compensar los desvíos de menor generación. Por otro lado, en las ecuaciones de variación de capacidad ya no será solo por la energía generada para vender en el mercado, también hay que tener en cuenta la energía generada en la compensación del desvío negativo. Además, cuando exista desvío positivo debe reducir su generación en la misma proporción que el desvío de mayor generación.

En cuanto a la modelización y la resolución es igual que en el caso anterior. Se cambia el nombre del archivo pero se usa la programación "mip" igualmente y el objetivo es maximizar los beneficios denominados R.

```

*****
* OPTIMIZACIÓN
*****

MODEL Operacion_combinada / ALL /;
SOLVE Operacion_combinada USING mip MAXIMIZING R;

execute_unload 'data.gdx', R, Gen, Con, Ens, Eni ;

```

Figura 15: Optimización del modelo combinado.

## 8. Peajes

A la hora de comparar ambos casos, el independiente y el combinado, un factor a tener en cuenta son los peajes de acceso a la Red Eléctrica ya que se verán modificadas las cantidades de energía inyectadas a Red.

La central de bombeo modifica su actuación respecto del modelo independiente al combinado. Su balance de energías se ve modificado por lo que habrá que calcular como repercute ese cambio en el coste por peajes y si eso aumentará o empeorará los beneficios por actuación conjunta.

Los peajes de acceso para instalaciones de bombeo son [1]:

$$PeajeBombeo = PeajeGeneración \times [E_{pt} + (E_b \times (1 - \rho))]$$

Siendo:

*PeajeBombeo*: peaje, expresado en €, a satisfacer por la central hidráulica de bombeo por su consumo y producción de electricidad.

*PeajeGeneración*: peaje unitario en €/MWh a satisfacer por los productores de energía eléctrica.

*E<sub>pt</sub>*: energía producida total vertida a la red de distribución o transporte.

*E<sub>b</sub>*: energía consumida para bombeo de uso exclusivo para la producción eléctrica.

*ρ*: Rendimiento en tanto por uno de la instalación de bombeo, correspondiendo a un valor de 0.7.

Se ha encargado a la Comisión Nacional de Energía elaborar una propuesta de metodología de cálculo para el peaje unitario en €/MWh a satisfacer por los productores de energía eléctrica.

Hasta que dicha metodología no se desarrolle, el precio del peaje de generación a aplicar será el establecido en el Real Decreto 14/2010, de 23 de diciembre, que asciende a 0.5€/MWh. La circular 3/2014 de 2 de julio, más reciente, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ratifica dicho valor también.

Por tanto, para conocer la influencia de los peajes en los beneficios finales de la actuación conjunta, se debe aplicar la anterior fórmula primero con los datos de generación y consumo del bombeo independiente. Posteriormente aplicarla con los valores de generación y consumo en actuación combinada y hacer la diferencia.

## **9. Resultados central de bombeo Tiétar-Torrejón.**

En esta sección se presentan los resultados obtenidos de la simulación de los programas GAMS de modelo independiente y modelo combinado con los datos reales de la instalación existente Tiétar-Torrejón.

### **9.1 Resultados actuación durante todo el año 2015**

#### **9.1.1 Resultados modelo independiente.**

La evolución de los embalses, la generación y el consumo son calculados para cada periodo  $t$ , para que el beneficio durante el año sea el máximo y cuyo valor obtenido son 2.129.076,30 €.

Como existen datos para cada variable por cada hora del año 2015, la mejor manera de presentar estos datos es de forma gráfica. Esta sería la generación, el consumo y la capacidad del embalse inferior durante todo el año:

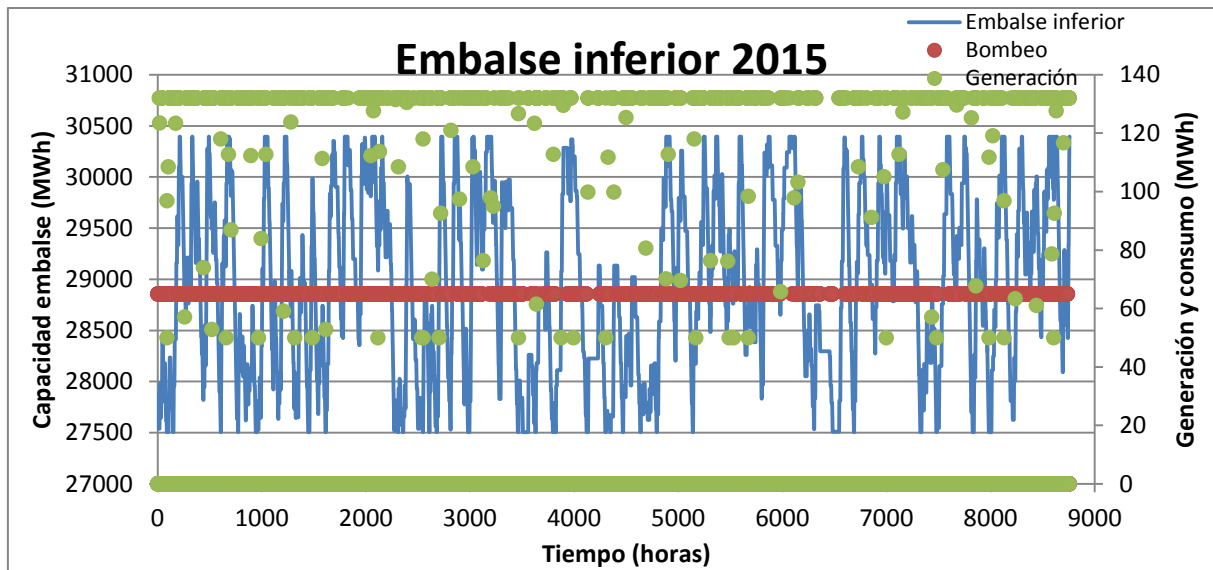


Figura 16: evolución de la capacidad del embalse inferior, generación y consumo a lo largo del año 2015, modelo independiente.

En azul se muestra la evolución del embalse inferior. En verde los valores discretos de generación en cada hora. En rojo los valores del bombeo. También existen valores de bombeo cero, pero se superponen los valores cero de la generación y por ese motivo no se puede apreciar cuando el bombeo está parado.

La siguiente gráfica es la misma pero en vez de mostrar la evolución del embalse inferior, muestra la del superior:

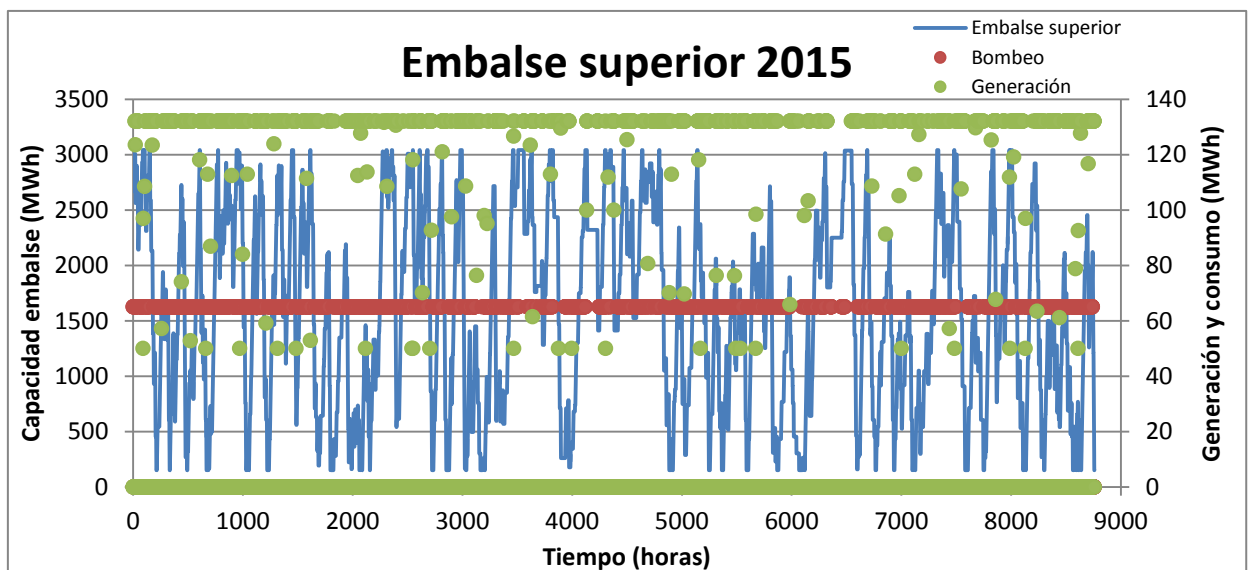


Figura 17: evolución del embalse superior, generación y consumo a lo largo del año 2015, modelo independiente.

Al ser el periodo considerado un año en estas gráficas no se puede apreciar la influencia de unas variables con las otras.

Para ver con más detalle la interacción de unas variables con otras se grafica un periodo más pequeño, en concreto la primera semana de los gráficos anteriores:

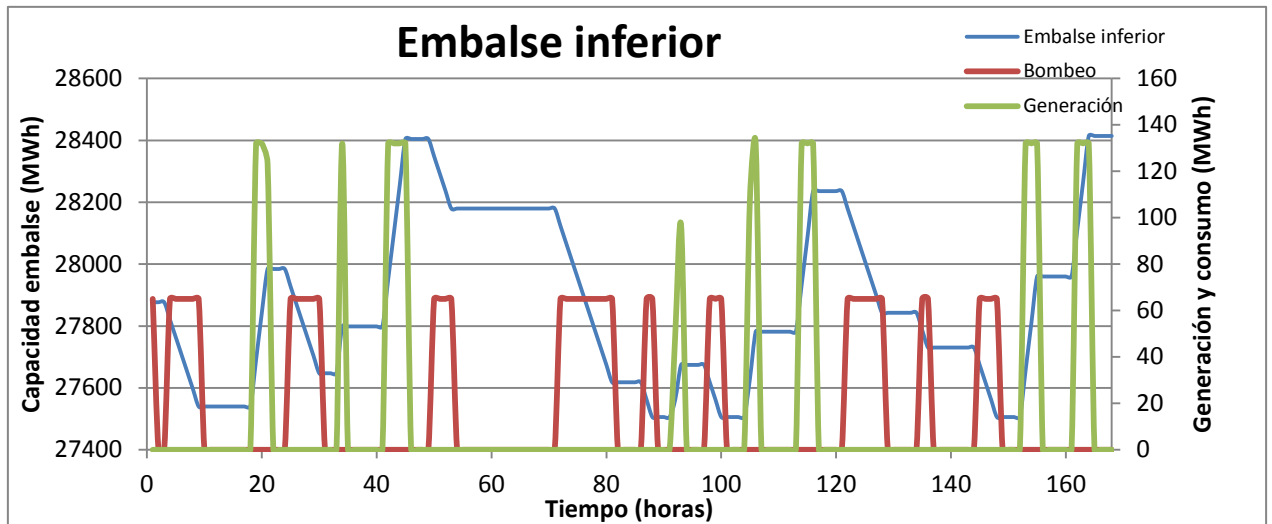


Figura 18: evolución del embalse inferior, consumo y generación primera semana del año, modelo independiente.

Se observa que cuando hay bombeo (rojo) la capacidad del embalse disminuye y cuando hay generación (verde) aumenta. En los periodos que no hay ni bombeo ni generación la capacidad se mantiene constante.

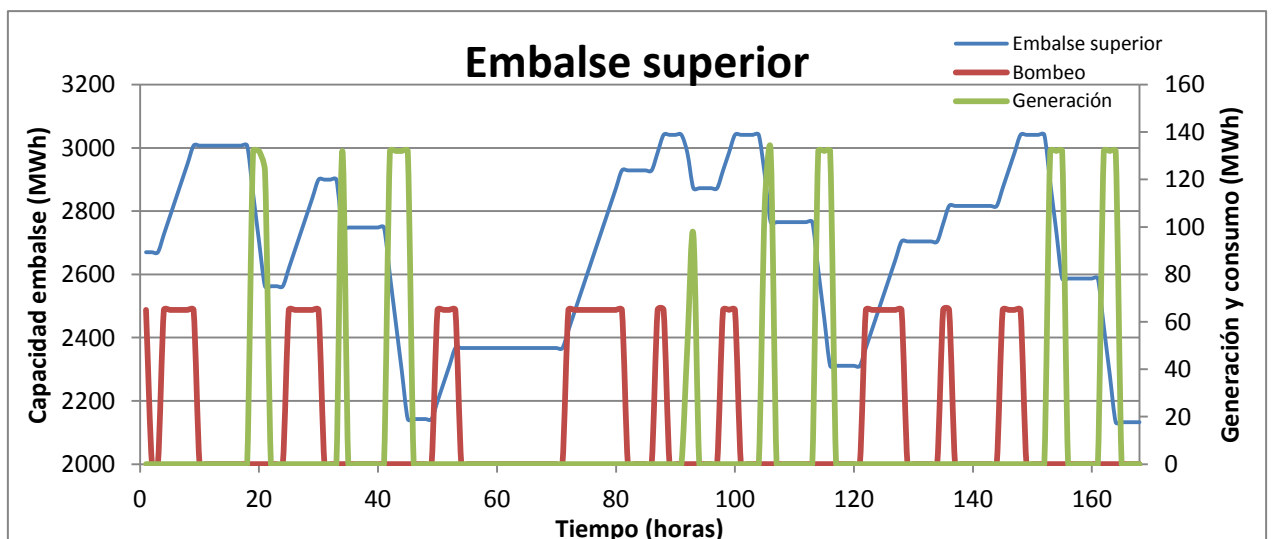


Figura 19: evolución del embalse superior, consumo y generación primera semana del año, modelo independiente.

Para el embalse superior la tendencia es la inversa. Cuando hay bombeo (rojo) la capacidad aumenta y cuando hay generación (verde) la capacidad

disminuye. Al igual que antes si no hay ni bombeo ni generación la capacidad se mantiene constante.

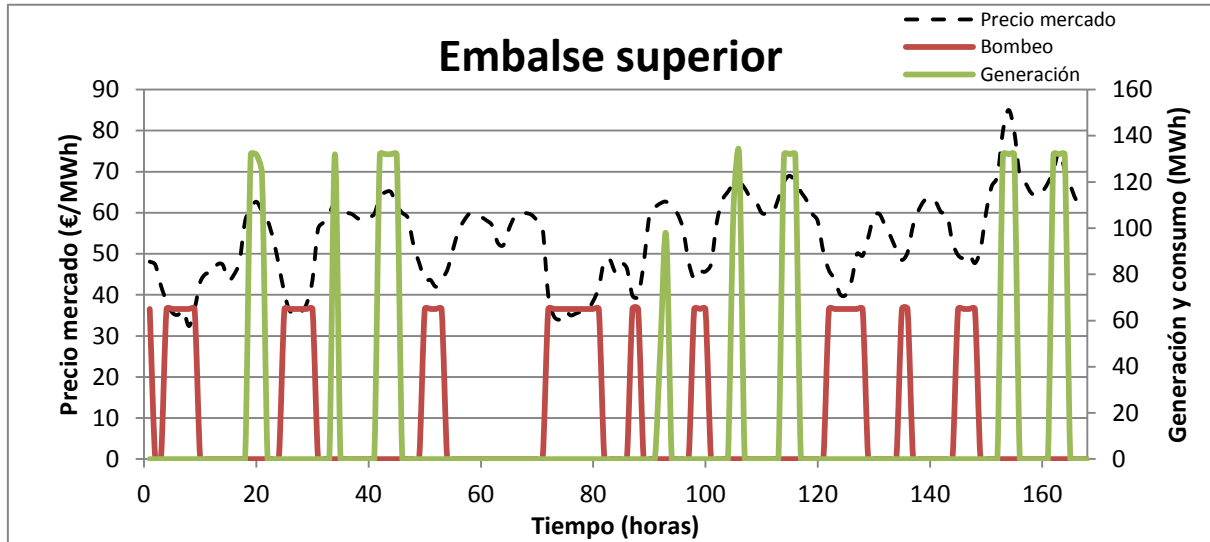


Figura 20: influencia del precio del mercado en la generación y el bombeo.

Esta gráfica muestra la influencia del precio del mercado en la generación y el consumo. La generación tiene lugar cuando hay picos de máximos en el precio de mercado y el consumo tiene lugar en los mínimos del precio.

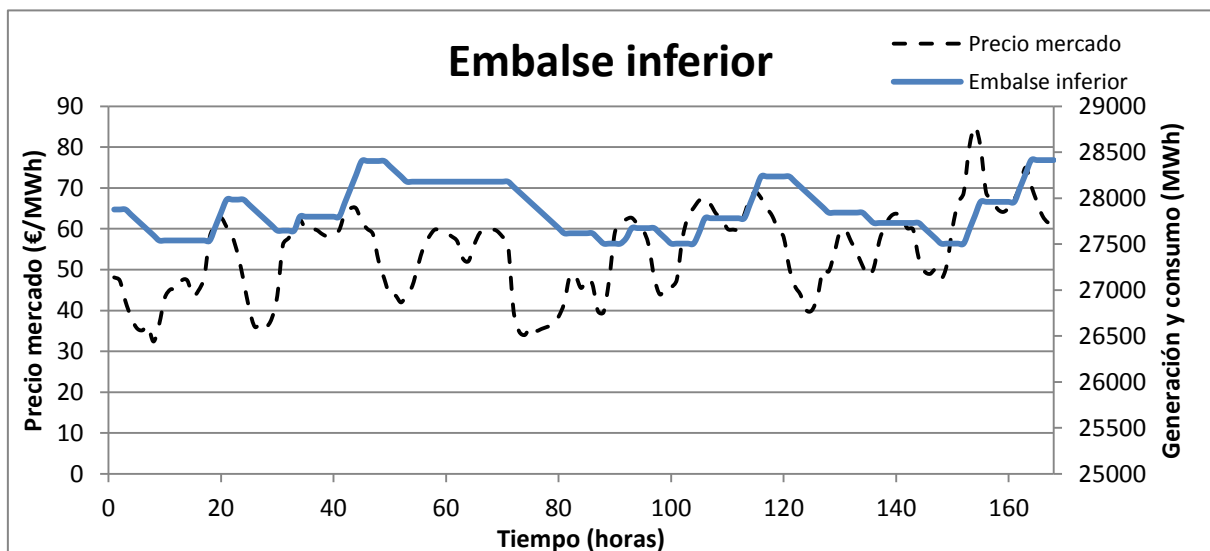


Figura 21: relación entre el precio del mercado y la capacidad del embalse inferior.

En esta gráfica se demuestra que la evolución de la capacidad del embalse inferior sigue una tendencia muy similar a la evolución de los precios del mercado. Esto es así debido a que cuando los precios suben hay generación, el embalse inferior aumenta su capacidad. Cuando los precios son bajos hay consumo, y el embalse inferior disminuye su capacidad.



### 9.1.2 Resultados modelo combinado

En este caso los resultados son la evolución de los embalses, la generación, el consumo y los desvíos compensados. El beneficio obtenido conjunto como suma de los ingresos de la central de bombeo y por compensación de desvíos es de 2.038.271,43 €.

La evolución del embalse inferior y superior, y la generación y el consumo a lo largo del año 2015 pueden observarse en las siguientes gráficas:

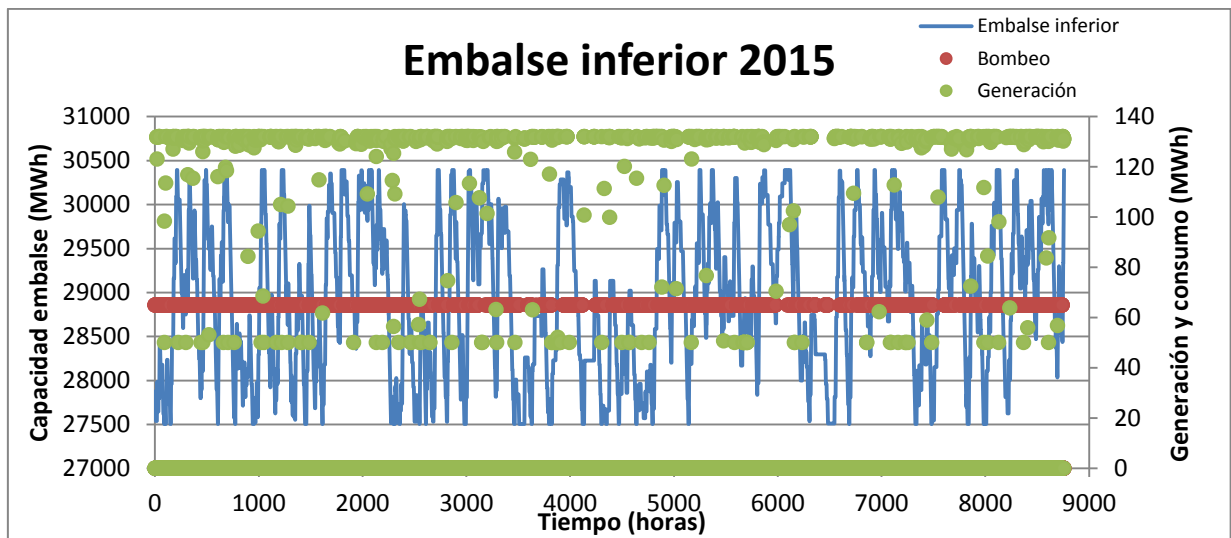


Figura 22: evolución del embalse inferior, generación y consumo año 2015, modelo combinado.

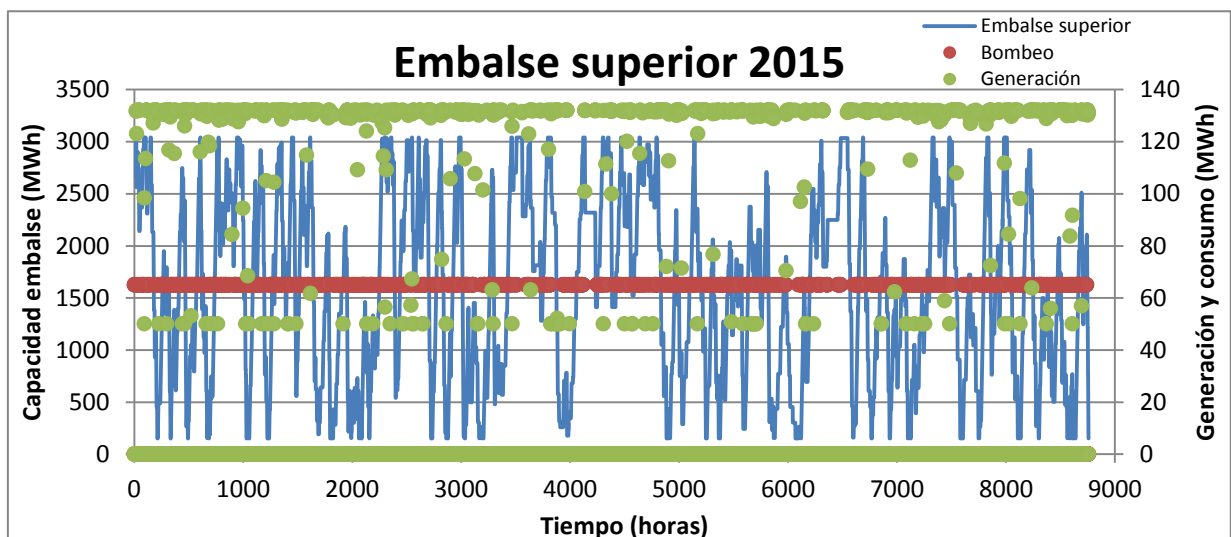


Figura 23: evolución del embalse superior, generación y consumo año 2015, modelo combinado.

Para poder visualizar mejor la influencia de unos variables con otras se toma de las gráficas anteriores un periodo reducido de una semana:

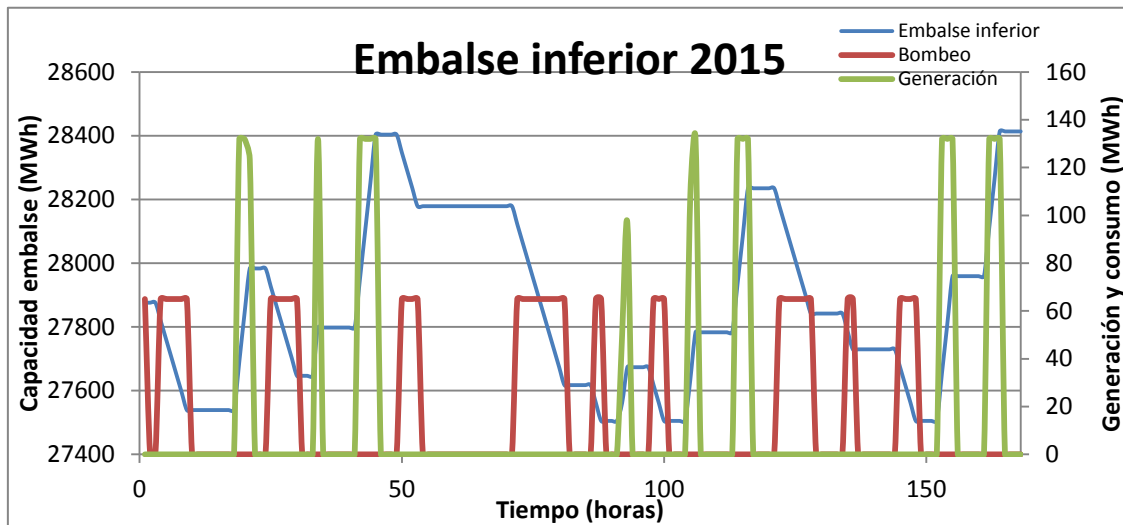


Figura 24: evolución del embalse inferior, generación y consumo primera semana del año, modelo combinado.

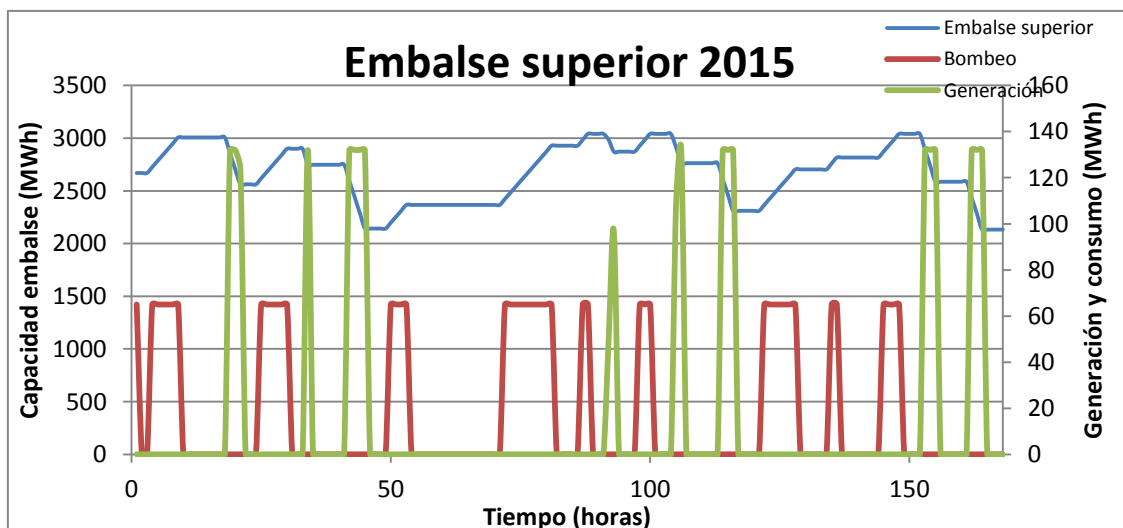


Figura 25: evolución del embalse superior, generación y consumo primera semana del año, modelo combinado.

La evolución de los embalses sigue la misma tendencia que en el modelo independiente al igual que la evolución y el consumo. La magnitud de los desvíos es tan pequeña comparado con las dimensiones de la central de bombeo en cuanto a tamaño de embalses y de turbina y bomba, que las variaciones producidas son imperceptibles gráficamente. En el siguiente apartado se aportarán los datos numéricos y se compararán los resultados.

### 9.1.3 Comparación de resultados

Previamente a calcular la diferencia entre producir independiente o conjuntamente, será necesario tener en cuenta los peajes en cada una de las situaciones ya que modificarán los beneficios. La eólica generará de la misma forma en ambas situaciones, pero el bombeo no, por eso se calcula su pago por peajes aplicando la expresión descrita en el apartado 8:

Tabla V: peajes año 2015.

	Peajes bombeo	
	Independiente	Combinado
<b>E. generada</b>	136739,27 MWh	137297,89 MWh
<b>E. consumida</b>	178685,00 MWh	179400,00 MWh
<b>E. desvíos neg.</b>		484,46 MWh
<b>E. desvíos pos.</b>		-505,39 MWh
<b>Precio peaje</b>	0,50 €/MWh	0,50 €/MWh
<b>Peaje</b>	<b>95.172,39 €</b>	<b>95.548,48 €</b>

Una vez calculados los peajes se procede al cálculo de la diferencia de ingresos en ambas situaciones:

Tabla VI: comparación resultados modelo independiente y combinado año 2015.

	Independiente	Combinado
<b>Beneficios</b>	2.129.076,30 €	2.135.894,23 €
<b>Peajes</b>	95.172,39 €	95.548,48 €
<b>Total</b>	2.033.903,92 €	2.040.345,75 €
<b>Diferencia</b>	<b>6.441,84 €</b>	

El beneficio del bombeo en su actuación independiente es de 2.129.076,30€, pero a su vez debe pagar por peaje de acceso a la red por energía vertida y consumida 95.172,39 € por lo que su beneficio total sin tener en cuenta los costes de operación se quedaría en 2.033.903,92 €.

Los beneficios por venta de energía en el mercado más por compensación de desvíos de la eólica asciende a 2.135.894,23 €. Si le restamos el pago de peajes de la central en este caso que son 95.548,48€ se quedaría en 2.040.345,75€.

Aunque no sepamos los ingresos por participación en los mercados diario e intradiario de la instalación eólica, lo que nos interesa es la diferencia debido a la compensación de parte de los desvíos por la central ya que su producción es la misma. En cambio, el bombeo si modifica su producción para compensar desvíos.

Por tanto, la diferencia de beneficios de ambas instalaciones será la diferencia entre los dos beneficios calculados del bombeo, el independiente, y el combinado más los beneficios por compensación de desvíos, teniendo en cuenta los pagos por peajes. La diferencia económica que supone producir por separado o producir en conjunto será:

$$\text{Diferencia} = 2.040.345,75\text{€} - 2.033.903,92 = 6441,84\text{€}$$

Producir de forma conjunta para estos dos tipos de instalaciones les supondría al cabo del año en mayor beneficio que la actuación separada. En concreto 6441,84.26€ más. Aunque en este caso se demuestra que los beneficios de la actuación conjunta superan los de la separada, la cantidad no es relevante. Se podría decir que casi los beneficios son iguales en ambas situaciones y para que la actuación conjunta resultara mejor los beneficios obtenidos deberían ser mayores.

Por otro lado estos son los desvíos compensado por la central en la actuación conjunta:

**Tabla VII: Compensación de desvíos año 2015.**

	Desvíos	
	Negativos	Positivos
<b>Compensados</b>	484,46 MWh	505,39 MWh
<b>Totales</b>	4202,14 MWh	4412,09 MWh
<b>% compensados</b>	12%	11%

El porcentaje de desvíos compensados tanto de mayor generación como de menor generación es bajo, del 12% y del 11% respectivamente. Esto puede ser debido a que los desvíos solo pueden ser compensados cuando la central está turbinando.

## 9.2 Resultados semanas 2015

Como ya se ha mencionado anteriormente, existe una expresión que relaciona la eficiencia de la turbina con la generación de la misma para cada periodo. Sin embargo, si se introduce la eficiencia de esta manera el problema de optimización deja de ser lineal y el modelo no lineal para todo un año es incapaz de encontrar la solución óptima. Sin embargo si se puede simular para periodos más cortos tales como una semana.

Por este motivo, se simulará el problema de optimización para 4 semanas diferentes del año, una semana por estación, (enero, abril, julio y octubre) ya que el clima influye en el viento y por tanto en los desvíos. Por otro lado, simular para diferentes semanas permitirá observar la influencia de los distintos precios de mercado en los resultados.

En primer lugar se simulará cada semana usando la eficiencia variable en el problema de optimización y después se simulará con la eficiencia media. Se analizarán los resultados y se compararán las diferencias.

### 9.2.1 Eficiencia variable

En este apartado se simularán diferentes semanas del año siguiendo la misma formulación pero escribiendo la eficiencia como una expresión dependiente de la generación.

#### Modelo independiente

El periodo de tiempo pasa de ser todas las horas de un año a ser las horas de una semana. También el rango de potencias de la turbina es el completo desde 6 MW a 132 MW.

```
SETS t Periodo de tiempo /t1*t168/

PARAMETERS
G_max Máxima generación de energía por periodo [MWh] /132/
Bom Consumo de la bomba [MWh] /65/
G_min Mínima generación de energía por periodo /6/
Es_max Capacidad máxima del embalse superior (MWh) / 3041/
Ei_max Capacidad máxima del embalse inferior (MWh) / 31762/
Eg Eficiencia del generador(pu) /0.98/
Eb Eficiencia de la bomba (pu) /0.864/
$include p_enero
```

Figura 26: datos y parámetros operacionales modelo independiente con eficiencia de la turbina variable.

Con `$include` se añade el precio del mercado diario para cada hora de la semana. En este caso se trata de una semana de enero. Para simular las 4 semanas distintas se modifica el `$include` con los datos de los precios que le correspondan de una semana de abril, julio u octubre.

Las ecuaciones también se han de modificar. Donde antes aparecía la eficiencia como un valor constante, ahora se inserta la expresión en función de la generación hallada en el apartado 7.3 Rendimiento de la turbina.

```

* Beneficios:
OF.. R =e=
sum(t,
    ( p(t)*(Gen(t)-Con(t))));

*Limitar la generación a un valo posible en función del embalse:
GREAL(t+1).. Gen(t+1) =l=
Ens(t)*(-0.00006404*sqr(Gen(t+1))+0.01408776*(Gen(t+1))+0.16612382)*Eg;

* Consumo solo si hay energía suficiente en el embalse inferior:
BREAL(t+1).. Con(t+1) =l= Eni(t)/Eb;

* Limitar la generación a su máximo:
GMIN(t).. Gen(t) =g= G_min*W(t);

* Funcionamiento o parada de la bomba:
CONS(t).. Con(t) =e= Bom*U(t);

* Limitar la generación a su mínimo:
GMAX(t).. Gen(t) =l= (G_max)*W(t);

* Energía almacenada en el embalse superior:
ENERGY_UPPER(t+1).. Ens(t+1) =e= Ens(t)+Eb*Con(t+1)
-(Gen(t+1))/((-0.00006404*sqr(Gen(t+1))+0.01408776*(Gen(t+1))+0.16612382)*Eg);

* Energía almacenada en el embalse inferior:
ENERGY_LOWER(t+1).. Eni(t+1) =e= Eni(t)-Eb*Con(t+1)
+(Gen(t+1))/((-0.00006404*sqr(Gen(t+1))+0.01408776*(Gen(t+1))+0.16612382)*Eg);
    
```

Figura 27: Función objetivo y restricciones modelo independiente con eficiencia variable.

```

*Límite máximo del embalse superior:
EUPPER_MAX(t).. Ens(t) =l= Es_max;

*Límite máximo del embalse inferior:
ELOWER_MAX(t).. Eni(t) =l= Ei_max;

*Límite mínimo del embalse superior:
EUPPER_MIN(t).. Ens(t) =g= 0.05*Es_max;

*Límite mínimo del embalse inferior:
ELOWER_MIN(t).. Eni(t) =g= 0.05*Ei_max;
    
```

Figura 28: Restricciones modelo independiente con eficiencia variable (continuación).

Al introducir la eficiencia dependiente de la generación el modelo ya no es lineal ya que existen ecuaciones no lineales. En vez de resolver con mip

(programación entera mixta) ahora hay que resolver con minlp (operación no lineal entera mixta).

```
*****
* OPTIMIZACIÓN
*****

MODEL Operacion_independiente / ALL /;

SOLVE Operacion_independiente USING minlp MAXIMIZING R;

execute_unload 'datos.gdx', R, Ens, Eni, Gen, Con;
```

Figura 29: Optimización del modelo independiente con eficiencia variable.

### Modelo combinado

El modelo combinado es más complejo que el independiente. No solo hay que introducir los precios del mercado diario para cada hora de la semana. También los desvíos horarios de menor generación y su precio de pago, y los desvíos horarios de mayor generación y su precio de cobro correspondiente.

```
SETS t Periodo de tiempo/t1*t168/

PARAMETERS
G_max Máxima generación por periodo[MWh] /132/
Bom Consumo de la bomba [MWh] /65/
G_min Mínima generación por periodo /6/
Es_max Capacidad máxima del embalse superior (MWh) / 3041/
Ei_max Capacidad máxima del embalse inferior(MWh) / 31762/
Eg Eficiencia del generador(pu) /0.98/
Eb Eficiencia de la bomba (pu) /0.864/
$include p_enero
$include desn_enero
$include desp_enero
$include pdesviosn_enero
$include pdesviosp_enero
```

Figura 30: datos y parámetros operacionales del modelo combinado con eficiencia de la turbina variable.

En este caso los datos de precio de mercado, desvíos y precio de los desvíos corresponden a la semana de enero. Para calcular el resto de semanas basta con simular el mismo programa pero cambiando estos datos añadidos

con el \$include a los datos correspondientes a la semana de abril, julio u octubre.

```

* Beneficios:
OF.. R =e=
sum(t,
    ( p(t)*((Gen(t)-W(t)*Desp(t))-Con(t))) + sum(t, (pdesn(t)*Desn(t)*W(t)))
    +sum(t, ((p(t)-pdesp(t))*Desp(t)*W(t)));

*Generación en función de la capacidad del embalse superior:
GREAL(t+1).. Gen(t+1) =l= Ens(t)*(-0.00006404*sqr(Gen(t+1)+W(t+1)*Desn(t+1)
-W(t+1)*Desp(t+1))+0.01408776*(Gen(t+1)+W(t+1)*Desn(t+1)
-W(t+1)*Desp(t+1))+0.16612382)*Eg;

* Consumo en función del embalse inferior:
BREAL(t+1).. Con(t+1) =l= Eni(t)/Eb;

* Mínimo de generación:
GMIN(t).. Gen(t) =g= G_min*W(t);

* Bombeo en funcionamiento o parado:
CONS(t).. Con(t) =e= Bom*U(t);

* Máximo de la generación:
GMAX(t).. Gen(t) =l= (G_max-Desn(t))*W(t);
    
```

**Figura 31: función objetivo y restricciones del modelo combinado con eficiencia variable.**

La función objetivo en la operación combinada es más compleja y no solo se debe tener en cuenta los beneficios por participación en el mercado diario, sino también se deben maximizar los beneficios teniendo en cuenta la compensación por desvíos de menor generación y la compensación de los desvíos de mayor generación.

En cuanto a la ecuación de la generación en función de la capacidad de los embalses, el término de generación en la ecuación de la eficiencia incluye la generación que participa en el mercado, más la generación por compensación de desvíos negativos menos lo que se deja de generar por compensar desvíos positivos.



```

* Energía almacenada en el embalse superior:
ENERGY_UPPER(t+1).. Ens(t+1) =e= Ens(t)+Eb*Con(t+1)-(Gen(t+1)+ W(t+1)*Desn(t+1)
-W(t+1)*Desp(t+1))/((-0.00006404*sqr(Gen(t+1)+W(t+1)*Desn(t+1)-W(t+1)*Desp(t+1))
+0.01408776*(Gen(t+1)+W(t+1)*Desn(t+1)-W(t+1)*Desp(t+1))+0.16612382)*Eg);

* Energía almacenada en el embalse inferior:
ENERGY_LOWER(t+1).. Eni(t+1) =e= Eni(t)-Eb*Con(t+1)+(Gen(t+1)+ W(t+1)*Desn(t+1)
-W(t+1)*Desp(t+1))/((-0.00006404*sqr(Gen(t+1)+W(t+1)*Desn(t+1)-W(t+1)*Desp(t+1))
+0.01408776*(Gen(t+1)+W(t+1)*Desn(t+1)-W(t+1)*Desp(t+1))+0.16612382)*Eg);

*Limitar la energía en el embalse superior a su máximo de capacidad:
EUPPER_MAX(t).. Ens(t) =l= Es_max;

*Limitar la energía en el embalse inferior a su máximo de capacidad:
ELOWER_MAX(t).. Eni(t) =l= Ei_max-(Desn(t))/((-0.00006404*sqr(Gen(t)+
Desn(t))+0.01408776*(Gen(t)+Desn(t))+0.16612382)*Eg);

*Limitar la energía en el embalse superior a su mínimo de capacidad:
EUPPER_MIN(t).. Ens(t) =g= 0.05*Es_max+(Desn(t))/((-0.00006404*sqr(Gen(t)+
Desn(t))+0.01408776*(Gen(t)+Desn(t))+0.16612382)*Eg);

*Limitar la energía en el embalse inferior a su mínimo de capacidad:
ELOWER_MIN(t).. Eni(t) =g= 0.05*Ei_max;

```

Figura 32: continuación de las restricciones del modelo combinado con eficiencia variable.

En las ecuaciones de la energía almacenada en los embalses, en la expresión de la eficiencia, la generación en cada periodo también consta de tres términos: la generación prevista para el mercado, la generación a mayores para compensar los desvíos de menor generación y la reducción de generación para compensar los desvíos de mayor generación:

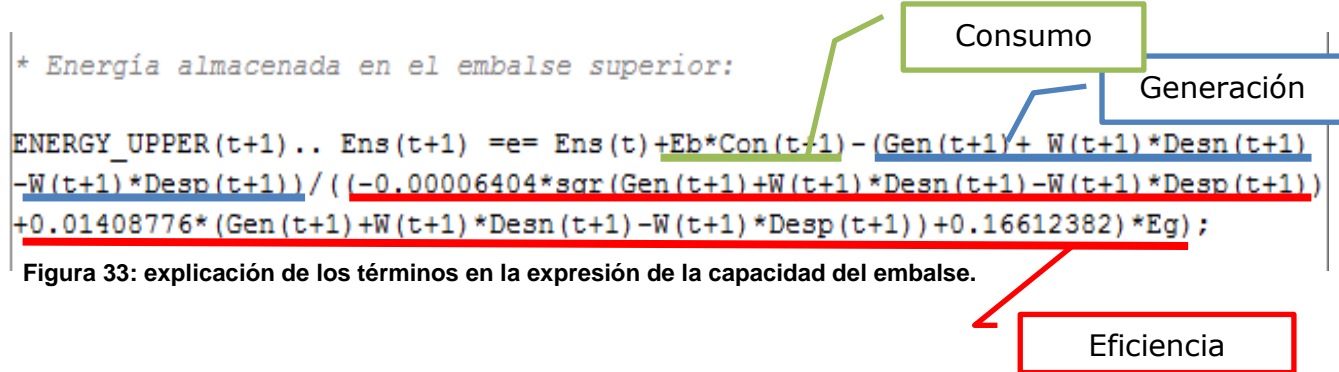


Figura 33: explicación de los términos en la expresión de la capacidad del embalse.

En las ecuaciones de la capacidad de los embalses, hay que reservar capacidad tanto en el embalse inferior como en el superior para generar los desvíos de menor generación. Como en los periodos que hay desvíos de menor generación, obviamente no tendrán lugar los de mayor generación, la eficiencia asociada a ese periodo solo conlleva la generación del bombeo para mercado más la generación para compensación del desvío negativo:

```

*Limitar la energía en el embalse inferior a su máximo de capacidad:
ELOWER_MAX(t).. Eni(t) =l= Ei_max-(Desn(t))/((-0.00006404*sqr(Gen(t)+
Desn(t))+0.01408776*(Gen(t)+Desn(t))+0.16612382)*Eg);

*Limitar la energía en el embalse superior a su mínimo de capacidad:
EUPPER_MIN(t).. Ens(t) =g= 0.05*Es_max+(Desn(t))/((-0.00006404*sqr(Gen(t)+
Desn(t))+0.01408776*(Gen(t)+Desn(t))+0.16612382)*Eg);

```

Figura 34: límites de capacidad de los embalses en modelo combinado con eficiencia variable.

Los resultados por semanas de este método son:

Tabla VIII: Resultados semana de enero con eficiencia variable.

	Independiente	Combinado
<b>Beneficios</b>	177.024,67 €	158.837,28 €
<b>Peajes</b>	2.589,27 €	3.113,45 €
<b>Total</b>	174.435,41 €	155.723,82 €
<b>Diferencia</b>	<b>- 18.711,58 €</b>	

	Desvíos	
	Negativos	Positivos
<b>Compensados</b>	23,85 MWh	0,91 MWh
<b>Totales</b>	42,03 MWh	42,21 MWh
<b>% compensados</b>	57%	2%

Tabla IX: Resultados semana de abril con eficiencia variable.

	Independiente	Combinado
<b>Beneficios</b>	123.872,62 €	139.269,02 €
<b>Peajes</b>	5.097,14 €	3.811,00 €
<b>Total</b>	118.775,48 €	135.458,02 €
<b>Diferencia</b>	<b>16.682,54 €</b>	

	Desvíos	
	Negativos	Positivos
<b>Compensados</b>	127,57 MWh	4,00 MWh
<b>Totales</b>	250,92 MWh	38,60 MWh
<b>% compensados</b>	51%	10%

**Tabla X: resultado semana de julio con eficiencia variable.**

	Independiente	Combinado
<b>Beneficios</b>	130.924,75 €	148.608,73 €
<b>Peajes</b>	4.273,15 €	2.657,12 €
<b>Total</b>	126.651,60 €	145.951,61 €
<b>Diferencia</b>	<b>19.300,01 €</b>	

	Desvíos	
	Negativos	Positivos
<b>Compensados</b>	9,43 MWh	6,29 MWh
<b>Totales</b>	48,86 MWh	42,81 MWh
<b>% compensados</b>	19%	15%

**Tabla XI: resultados semana de octubre con eficiencia variable.**

	Independiente	Combinado
<b>Beneficios</b>	130.997,70 €	123.786,03 €
<b>Peajes</b>	2.817,33 €	2.612,90 €
<b>Total</b>	128.180,37 €	121.173,13 €
<b>Diferencia</b>	<b>- 7.007,25 €</b>	

	Desvíos	
	Negativos	Positivos
<b>Compensados</b>	28,90 MWh	51,78 MWh
<b>Totales</b>	78,54 MWh	140,63 MWh
<b>% compensados</b>	37%	37%

Como se puede observar, hay semanas que la actuación combinada produce beneficios como abril con 16682,54 € y otras que no, como enero con -18711,58€. Esto pone de manifiesto la necesidad de hacer la simulación para periodos más largos, ya que si solo considerásemos semanas, dependiendo de la semana, salen resultados favorables o desfavorables.

Las semanas cuya actuación combinada resulta en peores beneficios se optarían por hacer operación independiente como de habitual, para no tener pérdidas. El motivo de que algunas semanas la actuación combinada reporte en peores beneficios tiene dos causas:

-Que haya pocos desvíos.

-Que el precio de los desvíos sea muy similar al del mercado.

Hay meses como enero que la cantidad de desvíos de la eólica es muy bajo, y el bombeo además no puede compensarlos todos, por lo que las restricciones impuestas para compensar esos pocos desvíos repercute en peores resultados. En julio por ejemplo, también tienen lugar pocos desvíos pero los precios por los desvíos difieren mucho de los del mercado por lo que se puede sacar bastante beneficio por compensarlos aunque sean pocos.

En octubre, los desvíos no son pocos, pero los precios de los desvíos son muy similares a los del mercado y por ese motivo los beneficios derivados de la compensación de los desvíos no superan lo perdido por restringir el bombeo.

### 9.2.2 Eficiencia constante

En este caso tanto para el modelo independiente como para el modelo combinado, la programación es la misma que la explicada anteriormente en el apartado 7.4 Implementación en GAMS. La diferencia es que anteriormente se aplicaba al de todo el año 2015 por completo. Ahora se simularán los mismos modelos pero para un periodo de una semana repitiéndose para cada semana de enero, abril, julio y octubre. Los resultados obtenidos son:

Tabla XII: Resultados semana de enero con eficiencia constante.

	Independiente	Combinado
<b>Beneficios</b>	172.904,50 €	173.005,60 €
<b>Peajes</b>	2.408,09 €	2.412,07 €
<b>Total</b>	170.496,41 €	170.593,53 €
<b>Diferencia</b>	<b>97,12 €</b>	

	Desvíos	
	Negativos	Positivos
<b>Compensados</b>	9,57 MWh	8,87 MWh
<b>Totales</b>	42,03 MWh	42,21 MWh
<b>% compensados</b>	23%	21%

Tabla XIII: Resultados semana de abril con eficiencia constante.

	Independiente	Combinado
<b>Beneficios</b>	143.985,15 €	144.665,08 €
<b>Peajes</b>	3.229,62 €	3.234,08 €
<b>Total</b>	140.755,53 €	141.431,00 €
<b>Diferencia</b>	<b>675,46 €</b>	

	Desvíos	
	Negativos	Positivos
<b>Compensados</b>	65,54 MWh	9,81 MWh
<b>Totales</b>	250,92 MWh	38,60 MWh
<b>% compensados</b>	26%	25%

Tabla XIV: Resultados semana de julio con eficiencia constante.

	Independiente	Combinado
<b>Beneficios</b>	152.896,04 €	152.874,61 €
<b>Peajes</b>	1.894,63 €	1.894,67 €
<b>Total</b>	151.001,40 €	150.979,93 €
<b>Diferencia</b>	<b>- 21,47 €</b>	

	Desvíos	
	Negativos	Positivos
<b>Compensados</b>	5,78 MWh	0,77 MWh
<b>Totales</b>	48,86 MWh	42,81 MWh
<b>% compensados</b>	12%	2%

Tabla XV: resultados semana de octubre con eficiencia constante.

	Independiente	Combinado
<b>Beneficios</b>	142.065,92 €	142.129,00 €
<b>Peajes</b>	2.100,02 €	2.106,42 €
<b>Total</b>	139.965,91 €	140.022,58 €
<b>Diferencia</b>	<b>56,67 €</b>	

	Desvíos	
	Negativos	Positivos
<b>Compensados</b>	9,45 MWh	15,56 MWh
<b>Totales</b>	78,54 MWh	140,63 MWh
<b>% compensados</b>	12%	11%

Con este método también se tienen resultados diferentes en función de la semana. Al haber simulado por semanas y ver que algunas resultan en peores beneficios con la actuación combinada, se deduce que el valor obtenido para todo el año en realidad es incorrecto. Ese valor se obtiene de llevar a cabo la actuación combinada en todo el año, sin embargo, queda demostrado que habrá periodos que sea mejor hacer actuación independiente para no tener pérdidas económicas.

Con este método, en todas las semanas compensaría hacer operación combinada excepto en julio. El motivo es que julio tiene pocos desvíos, y además de tener pocos desvíos el bombeo solo compensaría el 12% de los desvíos de menor generación y el 2% de los desvíos de mayor generación.

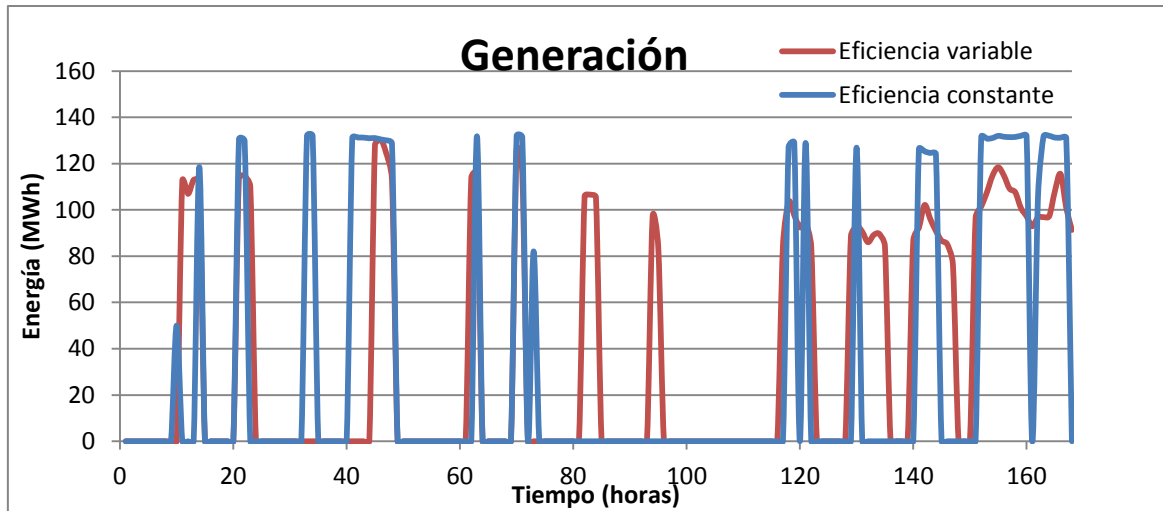
### 9.2.3 Comparación de métodos

Los dos métodos utilizados, con eficiencia constante y con la eficiencia variable, ofrecen resultados que difieren bastante unos de otros. En este apartado se va a analizar el por qué.

Si se observan los resultados del método cuya eficiencia toma el valor medio en la zona de trabajo, la generación está la mayor parte del tiempo en su máximo o en torno a su máximo, 132 MW y rara vez toma otro valor. Esto es debido a que como para cualquier valor de generación la eficiencia es la misma, aquel valor de generación que proporciona mayores ingresos será el máximo.

Por otro lado, si se observan los resultados del método cuya eficiencia varía en función de la generación, las turbinas se encuentran generando la mayor parte del tiempo en torno a la generación en cuya eficiencia de la turbina es máxima, es decir en torno a 108 MW.

Se toma por ejemplo, para la actuación combinada y la semana de abril, la generación con ambos métodos:



**Figura 35: Comparación de la generación en los métodos de eficiencia variable y constante.**

Para el modelo con eficiencia constante, aunque existen valores de generación de 50MW y 80 MW, la mayor parte del tiempo la generación se encuentra en torno a los 132 MW. Sin embargo, con el modelo cuya eficiencia es variable, la generación sufre más modificaciones pero suele mantenerse en torno a los 110 MW de generación con eficiencia máxima.

Esta diferencia tiene implicaciones en los resultados económicos de ambos modelos. Se estudian las posibles implicaciones en los resultados:

- Al generar buscando siempre la mayor eficiencia, se necesita mover menos cantidad de agua del embalse superior al inferior. Como resultado, hay más energía almacenada en el embalse superior lo que permite generar durante más número de periodos de tiempo. Se puede observar en la gráfica, se genera más veces en el modelo con eficiencia variable. Al turbinar más veces se pueden compensar más desvíos.

**Tabla XVI: desvíos compensados en los métodos de eficiencia constante y eficiencia variable.**

	%Desvíos negativos compensados		% Desvíos positivos compensados	
	Ef. constante	Ef. variable	Ef. constante	Ef. variable
Enero	23%	57%	21%	2%
Abril	26%	51%	25%	10%
Julio	12%	19%	2%	15%
Octubre	12%	37%	11%	37%

- Los desvíos negativos se compensan limitando la potencia máxima de tal manera que  $G_{max\ nueva} = G_{max} - \text{desvío}$ , de esta manera siempre que haya un desvío de menor generación de la eólica habrá margen para compensarlo generando. Al modelo de eficiencia constante que suele trabajar con generaciones máximas la restricción le afecta más, lo que repercute en peores resultados. El modelo de eficiencia variable como trabaja con generaciones distintas a la máxima, esta restricción le afecta menos.

Estos dos motivos pueden explicar por qué hay mayores diferencias económicas entre ambos modelos. La semana más ventajosa para el modelo de eficiencia constante supone un incremento de 675,46 € mientras que en el caso de eficiencia variable hasta 19300,01 €. También existen semanas en la que la operación combinada respecto de la independiente supone pérdidas, en proporciones similares, en el modelo de eficiencia constante pérdidas insignificantes de 21 €, pero en el modelo de eficiencia variable puede llegar a ser de 18711,58 €. No obstante, esas semanas se optaría por generar siguiendo el modelo independiente, que sería la mejor opción.



## 9.3 Resultado anual corregido

### 9.3.1 Eficiencia constante

De la simulación por semanas se extrajo como conclusión que algunas semanas la actuación combinada supone pérdidas económicas. En ese tipo de semanas lo normal sería hacer la actuación habitual por separado. También se extrajo como conclusión que la mayor parte del tiempo la generación está en torno a la máxima por lo que sería más correcto asumir como eficiencia la eficiencia de la generación máxima, antes que la media de las generaciones.

Se aplicarán estas medidas a la simulación anual realizada en el apartado 7.4.2 Modelo combinado para intentar tener un valor más cercano a la realidad. Para saber qué periodos se analizarán de manera conjunta y cuáles mejor con operación independiente se analizan la cantidad de desvíos que hay por mes. Los meses que tengan pocos desvíos tanto de mayor generación como de menor generación se simularán con operación independiente, ya que los beneficios por compensación de desvíos no superarán las pérdidas por las restricciones.

Tabla XVII: desvíos producidos en cada mes del año.

	Desvío positivo (MWh)	Desvío negativo (MWh)	Totales (MWh)
<b>Enero</b>	373,795	-297,715	671,51
<b>Febrero</b>	548,498	-331,106	879,604
<b>Marzo</b>	325,015	-436,729	761,744
<b>Abril</b>	265,808	-493,863	759,671
<b>Mayo</b>	354,711	-373,513	728,224
<b>Junio</b>	329,067	-256,474	585,541
<b>Julio</b>	268,215	-245,525	513,74
<b>Agosto</b>	405,555	-261,423	666,978
<b>Septiembre</b>	312,273	-314,284	626,557
<b>Octubre</b>	432,594	-433,478	866,072
<b>Noviembre</b>	299,72	-313,433	613,153
<b>Diciembre</b>	496,837	-444,596	941,433

Se decide simular con operación combinada los meses de enero a mayo y también agosto, octubre y diciembre por tener más desvíos. El resto de meses se simularán con operación independiente.

**Tabla XVIII: Beneficios anuales obtenidos con el método de eficiencia constante corregido.**

	<b>Actuación</b>	<b>Beneficio+peaje</b>
Ene-May	Combinada	1.361.858,64 €
Jun-Jul	Independiente	129.269,25 €
Ago	Combinada	115.542,69 €
Sept	Independiente	72.359,79 €
Oct	Combinada	113.703,36 €
Nov	Independiente	197.907,10 €
Dic	Combinada	168.108,08 €
	<b>Total</b>	<b>2.158.748,91 €</b>
	<b>Independiente (anual)</b>	<b>2.033.903,92 €</b>
	<b>Diferencia</b>	<b>124.844,99 €</b>

El resultado obtenido respecto de la situación en la que se simulaba todo el año 2015 con operación combinada es que se pasa de una diferencia de beneficios de 6441,84€ a 124.844,99€. En el Anexo III se encuentran los resultados por periodo con los peajes correspondientes a pagar.

### 9.3.2 Eficiencia variable

Simulando las diferentes semanas con este método también se obtenía que había semanas que la actuación combinada producía pérdidas por lo que lo correcto esas semanas sería actuar por separado.

Debido a la complejidad del método no se pueden simular periodos más largos de una semana. Como simular las 52 semanas del año una a una no es viable, se opta por hacer una simplificación para obtener un resultado aproximado para todo el año. Se simula una semana de cada mes, es decir, 12 semanas. Y se extrapola el resultado de la semana a todo el mes, asumiendo que durante un mes no existirían demasiadas diferencias. El resultado es:

**Tabla XIX: Beneficios anuales obtenidos con el método de eficiencia variable corregido.**

	<b>Beneficios semana</b>	<b>Beneficios mes</b>
Enero	- 18.711,58 €	0
Febrero	1.915,67 €	7.662,68 €
Marzo	- 8.285,78 €	0
Abril	16.682,54 €	71.496,60 €
Mayo	- 21.937,41 €	0
Junio	6.057,67 €	25.961,44 €
Julio	19.300,01 €	85.471,47 €
Agosto	9.132,24 €	40.442,78 €
Septiembre	13.835,45 €	59.294,79 €
Octubre	- 7.007,25 €	0
Noviembre	-36.709,79 €	0
Diciembre	4.295,64 €	19.023,55 €
	<b>Anual</b>	<b>309.353,31 €</b>

En la columna beneficios semana se encuentra la diferencia para cada semana de actuar combinado respecto una actuación separada. Las semanas que la actuación combinada supone pérdidas se adoptará la actuación separada, de ahí que el beneficio mensual sea nulo. Las semanas cuya actuación conjunta conlleve beneficios se extrapola a todo el mes. Finalmente, teniendo en cuenta las consideraciones realizadas, el beneficio de la actuación combinada respecto de la separada aproximado sería de unos 309.353,31€ al año.

En el Anexo IV, se encuentran los resultados de las simulaciones combinadas e independientes semanales de cada mes con las que se ha calculado la diferencia.

## 10. Conclusiones

La principal conclusión que se extrae de este trabajo es que la actuación combinada de una central de bombeo con un parque eólico si es beneficiosa para ambos. Cabe destacar que esta conclusión solo es cierta para periodos largos de tiempo, tales como un año.

Al principio se intenta introducir en los modelos la eficiencia de las turbinas en función de la generación. Pero este detalle convierte el problema de optimización en no lineal y sumado al largo periodo de un año, hace que el programa GAMS no devuelva solución. El problema alcanza tal complejidad que hace falta un número de iteraciones superior al que permite el programa. Sin embargo, para periodos más pequeños de tiempo, tales como una semana, el programa termina encontrando una solución.

Es por ello que para poder simular un año entero se tiene en cuenta una eficiencia media, cuyo beneficio final de actuación combinada sobre la actuación separada sería tan solo de 6441,84€. Para comprobar si este modelo funciona bien se simulan semanas, una por cada estación del año, y se comparan con los resultados que se obtendrían simulando las semanas con el modelo que tiene en cuenta la eficiencia en función de la generación de la turbina.

Los resultados de la simulación por semanas demuestran que hay semanas que es peor hacer la actuación combinada que la independiente. Por tanto, se descubre que el beneficio anual anteriormente calculado sería mayor si en esos periodos se optase por hacer la actuación independiente. Estos periodos suelen coincidir con periodos en los que la eólica no tiene muchos desvíos, y en los que los precios de los desvíos son similares al del mercado, lo cual hace que su compensación no supere las restricciones impuestas al bombeo y se incurra en pérdidas.

Si se simulan los meses con gran cantidad de desvíos con el modelo combinado y los meses con menor cantidad de desvíos con modelo independiente, se obtienen unos beneficios anuales de 124.844,99€, mientras que si se aplica actuación combinada a todo el año solo se obtienen 6.441,84€ de beneficios.

Otra conclusión que se extrae de la simulación por semanas, es que con el modelo en el cual la eficiencia varía con la generación, que es más real, se obtienen mejores resultados. Esto es debido a que el problema de optimización busca en todo momento aquella generación cuya eficiencia es

la mejor, quedando disponible más energía en el embalse superior y pudiendo generar durante más tiempo. Como los desvíos se compensan generando, esto hace que la compensación de desvíos sea mayor y por tanto, mayores beneficios.

Como solo se puede simular el modelo más parecido a la realidad el periodo de una semana, se opta por hacer la siguiente simplificación para estimar el posible beneficio anual: se simula una semana de cada mes. Si la semana resulta en beneficios, se extrapola el resultado a todo el mes. Si la semana resulta en pérdidas económicas, se asume todo el mes sin compensación de desvíos por lo que no habría beneficio respecto de la situación inicial. Es importante destacar que en un mes si puede haber cambios por lo que este valor se trata de una estimación y en ningún caso una cifra real. Finalmente, se suman los beneficios de los meses en los que sí hay compensación de desvíos y se obtiene resultado de 303.353,31€.

Por tanto, de los dos métodos empleados, el de eficiencia constante y el de eficiencia variable se obtienen dos resultados de la magnitud de los beneficios anuales por actuación conjunta. Un valor más conservador de 124.844,99€ y un valor más elevado de 303.353,31€ respectivamente. Probablemente el valor real se sitúe en el rango entre estas dos cantidades.

Como conclusión, en este trabajo se ha intentado reproducir un modelo lo más parecido posible a la realidad para discernir si la actuación combinada de ambas generaciones es beneficiosa o no. Sin embargo, debido a problemas con el software se ha tenido que estimar la magnitud de esos beneficios. Con los resultados obtenidos si se puede afirmar que la operación conjunta para periodos de un año es mejor, sin embargo, en periodos más cortos de tipo una semana o un mes, en función de condiciones externas, o precio de los mercados, puede resultar no serlo. No obstante, en este trabajo se puede dar una idea de la magnitud de los beneficios que reporta la actuación combinada, pero no calcular con exactitud qué cantidad de los mismos tendrían las instalaciones de eólica y bombeo presentadas.

Las mejoras a realizar para conseguirlo sería poder simular la formulación en la que la eficiencia de la turbina varía en función de la generación, para un periodo de al menos un año. También se podría mejorar la formulación del problema para que solo opere en aquellos periodos en los que las condiciones sean favorables para la actuación combinada y aquellos que no lo sea, tome la operación habitual separada.

## 11. BIBLIOGRAFÍA

### NORMATIVA

1. Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, *por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica*. Octubre 2011.
2. Ley 24/2013, de 26 de diciembre. *Ley del sector eléctrico*. Diciembre 2013.
3. Resolución de 27 de enero de 2014, *por la que se aprueban las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica*. Secretaría de Estado de Energía. Enero 2014.
4. Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, *por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*. Junio 2014.
5. Circular 3/2014, de 2 de julio, *por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad*. Comisión Nacional de los mercados y la Competencia. Julio 2014.
6. Resolución de 18 diciembre de 2015, *por la que se establecen los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema y se aprueban determinados procedimientos de pruebas y procedimientos de operación para su adaptación al Real Decreto 413/2014 de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*. Secretaría de Estado de Energía. Año 2015.
7. Resolución de 9 de febrero de 2016, *por la que se modifica la de 18 de diciembre de 2015, por la que se establecen los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema y se aprueban determinados procedimientos de pruebas y procedimientos de operación para su adaptación al Real Decreto 413/2014 de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*. Secretaría de Estado de Energía. Año 2016.

## PUBLICACIONES

8. Edgardo D. Castronuovo, João A. Peças Lopes. *Optimal operation and hydro storage sizing of a wind-hydro power plant*. Electrical Power and Energy Systems 26 (2004) 771-778. July 2004.
9. Javier García González, Rocío Moraga Ruiz de la Muela, Luz Matres Santos, Alicia Mateo González. *Stochastic Joint Optimization of Wind Generation and Pumped-Storage Units in an Electricity Market*. IEEE Transactions on power systems, vol.23, No. 2. May 2008.
10. Álvaro Jaramillo Duque, Edgardo D. Castronuovo, Ismael Sánchez, Julio Usaola. *Optimal operation of a pumped-storage hydro plant that compensates the imbalances of a wind power producer*. Electric Power Research 81 (2011) 1767-1777. April 2011.

## PÁGINAS WEB

11. Iberdrola. Negocios, instalaciones en España. Hidráulicas. Sistema Tajo.  
<https://www.iberdrola.es/conocenos/lineas-negocio/negocios-instalaciones-espana/>
12. Embalses.net. Información de los embalses y pantanos de España.  
<http://www.embalses.net/pantano-1195-torrejón-tietar.html>
13. ESIOS. Sistema de información del Operador del Sistema. Mercados y Precios.  
<https://www.esios.ree.es/es/mercados-y-precios>
14. Gams. Gams Documentacion Center.  
<https://www.gams.com/help/index.jsp>

15. Hydrohelp. Software para la selección de turbinas.

<http://www.hydrohelp.ca/esp/home.htm>

16. OMIE. Operador del mercado eléctrico. Resultados del mercado.

<http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>

17. SlideShare. Funcionamiento del sistema de embalse Tajo-Tietar.

<http://es.slideshare.net/charomurielbravo/funcionamiento-del-sistema-de-embalses-tajo-titar>

18. Sotavento Galicia. Parque eólico experimental.

<http://www.sotaventogalicia.com/es/area-tecnica/instalaciones-eolicas/caracteristicas-maquinas>



# ANEXOS A LA MEMORIA

---

**ANEXO I:** Características técnicas de los aerogeneradores de Sotavento.

CARACTERÍSTICAS GENERALES AEROGENERADORES						
Tipo Aerogenerador	Potencia Unitaria (kW)	Diámetro Rotor (m.)	Altura Torre (m.)	Paso Palas	Velocidad Generador	Generación
Neg Micon NM-48 750	750	48	45	Fijo	Fija	Asíncrona
Gamesa G-47	660	47	45	Variable	Variable	Asíncrona
Made AE-46	660	46	45	Fijo	Fija	Asíncrona
Izar-Bonus MK-IV	600	44	40	Fijo	Fija	Asíncrona
Ecotecnia 44/640	640 (2 x 320)	44	46	Fijo	Fija	Asíncrona
Neg Micon NM-52 900	900	48	45	Fijo	Fija	Asíncrona
Made AE-52	800	52	50	Variable	Variable	Síncrona
Made AE-61	1.320	61	60	Fijo	Fija	Asíncrona
Izar-Bonus 1,3 MW	1.300	62	49	Variable	Fija	Asíncrona

Nº de aerogeneradores por modelo:

Nº	Fabricante (Drótor, Hbujje)	Punit (kW)
4	MADE (46, 46)	660
4	GAMESA EÓLICA (47, 45)	660
4	IZAR-BONUS (44,40)	600
4	ECOTECNIA (44, 45)	640
4	NEG MICON (48,45)	750
1	IZAR-BONUS (62,49)* <sup>1</sup>	1.300
1	MADE (52, 50)* <sup>1</sup>	800
1	MADE (61, 60)* <sup>1</sup>	1.320
1	NEG MICON (52, 45)* <sup>1</sup>	900

**ANEXO II:** Programa Hydrohelp

TIETAR-TORREJON		Enter data in blue cells only. Comment.	
<b>Project input data.</b>		<b>Date of estimate --- &gt;</b>	
Headpond full supply level, m.		108,00	
Headpond low supply level, m.		102,00	
Head loss to turbine, % of gross head, at full load.		4,50	Comment
Normal tailwater level, m.		46,00	Comment
Flood tailwater level, m.		62,00	Comment
Design powerplant flow, cubic meters per second.		243,00	
Desired number of units.		1	
Summer water temperature, degrees Celsius.		15	
System frequency, Hz.		50	
Generator power factor.		0,90	
Maximum allowable gearbox power, MW.		2	Comment
Design standard & generator quality, industrial = 0, utility = 1.		1	Comment
Inflation ratio since 2014		1,00	
<b>Program output - turbine heads and flow.</b>		<b>Reaction un</b>	<b>Impulse uni</b>
Maximum gross head FSL to normal and flood T <sub>w</sub> L, m.		62,00	46,00
Rated net head 1/3 drawdown to normal and flood T <sub>w</sub> L, m.		57,30	39,52
Rated flow per unit, cubic meters per second.		243,00	243,00
<b>Recommended type of reaction turbine.</b>		If no suitable turbines, change number of units.	
Vertical axis Francis turbine, steel casing.			
<b>Recommended type of impulse turbine.</b>			
No suitable impulse turbine, select reaction turbine.			
<b>Generating equipment details.</b>		<b>Reaction un</b>	<b>Impulse uni</b>
Turbine runner speed, rpm.		125,0	0,0
Reaction turb. runner throat, impulse turb. outside diameter, m.		5,148	0,000
Required powerhouse crane capacity, tonnes. <b>Comment.</b>		400,0	0,0
Reaction unit vertical axis, casing centerline elevation.		41,99	-----
Impulse turbine runner centerline elevation.		-----	0,00
Generating unit capacity, MW.		122,31	0,00
<b>Powerplant capacity, MW.</b>		<b>122,31</b>	<b>0,00</b>

**ANEXO III:** Resultados de la simulación anual con eficiencia constante de la turbina en la que no todos los meses se lleva a cabo la actuación combinada.

Enero-Mayo		
	Independiente	Combinado
Beneficios		1.410.713,17 €
Peajes		48.854,53 €
Total		1.361.858,64 €
Diferencia	<b>1.361.858,64 €</b>	

Junio-Julio		
	Independiente	Combinado
Beneficios	142.070,43 €	
Peajes	12.801,18 €	
Total	129.269,25 €	
Diferencia	<b>129.269,25 €</b>	

Agosto		
	Independiente	Combinado
Beneficios		125.040,22 €
Peajes		9.497,52 €
Total		115.542,69 €
Diferencia	<b>115.542,69 €</b>	

Septiembre		
	Independiente	Combinado
Beneficios	77.687,90 €	
Peajes	5.328,11 €	
Total	72.359,79 €	
Diferencia	<b>72.359,79 €</b>	

<b>Octubre</b>		
	<b>Independiente</b>	<b>Combinado</b>
<b>Beneficios</b>		121.605,02 €
<b>Peajes</b>		7.901,67 €
<b>Total</b>		113.703,36 €
<b>Diferencia</b>	<b>113.703,36 €</b>	

<b>Noviembre</b>		
	<b>Independiente</b>	<b>Combinado</b>
<b>Beneficios</b>	206.467,53 €	
<b>Peajes</b>	8.560,43 €	
<b>Total</b>	197.907,10 €	
<b>Diferencia</b>	<b>197.907,10 €</b>	

<b>Diciembre</b>		
	<b>Independiente</b>	<b>Combinado</b>
<b>Beneficios</b>		178.062,42 €
<b>Peajes</b>		9.954,34 €
<b>Total</b>		168.108,08 €
<b>Diferencia</b>	<b>168.108,08 €</b>	

**ANEXO IV:** Resultado de la semana para cada mes del año, con el método de eficiencia de la turbina variable.

<b>Enero</b>		
	<b>Independiente</b>	<b>Combinado</b>
<b>Beneficios</b>	177.024,67 €	158.837,28 €
<b>Peajes</b>	2.589,27 €	3.113,45 €
<b>Total</b>	174.435,41 €	155.723,82 €
<b>Diferencia</b>	<b>-18.711,58 €</b>	

<b>Febrero</b>		
	<b>Independiente</b>	<b>Combinado</b>
<b>Beneficios</b>	166.173,49 €	168.280,53 €
<b>Peajes</b>	4.699,90 €	4.891,27 €
<b>Total</b>	161.473,59 €	163.389,26 €
<b>Diferencia</b>	<b>1.915,67 €</b>	

<b>Marzo</b>		
	<b>Independiente</b>	<b>Combinado</b>
<b>Beneficios</b>	183.001,76 €	176.463,14 €
<b>Peajes</b>	2.582,10 €	4.329,26 €
<b>Total</b>	180.419,66 €	172.133,88 €
<b>Diferencia</b>	<b>- 8.285,78 €</b>	

<b>Abril</b>		
	<b>Independiente</b>	<b>Combinado</b>
<b>Beneficios</b>	123.872,62 €	139.269,02 €
<b>Peajes</b>	5.097,14 €	3.811,00 €
<b>Total</b>	118.775,48 €	135.458,02 €
<b>Diferencia</b>	<b>16.682,54 €</b>	

<b>Mayo</b>		
	<b>Independiente</b>	<b>Combinado</b>
<b>Beneficios</b>	166.179,07 €	145.217,76 €
<b>Peajes</b>	2.233,90 €	3.210,01 €
<b>Total</b>	163.945,17 €	142.007,75 €
<b>Diferencia</b>	<b>-21.937,41 €</b>	

<b>Junio</b>		
	<b>Independiente</b>	<b>Combinado</b>
<b>Beneficios</b>	103.988,49 €	109.996,65 €
<b>Peajes</b>	3.473,24 €	3.423,73 €
<b>Total</b>	100.515,25 €	106.572,93 €
<b>Diferencia</b>	<b>6.057,67 €</b>	

<b>Julio</b>		
	<b>Independiente</b>	<b>Combinado</b>
<b>Beneficios</b>	130.924,75 €	148.608,73 €
<b>Peajes</b>	4.273,15 €	2.657,12 €
<b>Total</b>	126.651,60 €	145.951,61 €
<b>Diferencia</b>	<b>19.300,01 €</b>	

<b>Agosto</b>		
	<b>Independiente</b>	<b>Combinado</b>
<b>Beneficios</b>	134.767,93 €	143.042,96 €
<b>Peajes</b>	4.290,15 €	3.432,94 €
<b>Total</b>	130.477,78 €	139.610,02 €
<b>Diferencia</b>	<b>9.132,24 €</b>	

<b>Septiembre</b>		
	<b>Independiente</b>	<b>Combinado</b>
<b>Beneficios</b>	115.371,63 €	128.496,59 €
<b>Peajes</b>	4.478,47 €	3.767,97 €
<b>Total</b>	110.893,16 €	124.728,61 €
<b>Diferencia</b>	<b>13.835,45 €</b>	

<b>Octubre</b>		
	<b>Independiente</b>	<b>Combinado</b>
<b>Beneficios</b>	130.997,70 €	123.786,03 €
<b>Peajes</b>	2.817,33 €	2.612,90 €
<b>Total</b>	128.180,37 €	121.173,13 €
<b>Diferencia</b>	<b>-7.007,25 €</b>	

<b>Noviembre</b>		
	<b>Independiente</b>	<b>Combinado</b>
<b>Beneficios</b>	156.199,19 €	120.515,31 €
<b>Peajes</b>	2.191,89 €	3.217,80 €
<b>Total</b>	154.007,30 €	117.297,51 €
<b>Diferencia</b>	<b>- 36.709,79 €</b>	

<b>Diciembre</b>		
	<b>Independiente</b>	<b>Combinado</b>
<b>Beneficios</b>	131.769,38 €	135.256,01 €
<b>Peajes</b>	4.388,65 €	3.579,64 €
<b>Total</b>	127.380,72 €	131.676,37 €
<b>Diferencia</b>	<b>4.295,64 €</b>	