



**APROVECHAMIENTO  
HIDROELÉCTRICO REVERSIBLE  
“MONT-NEGRE” 3.300 MW.  
RÍO SEGRE  
-MEQUINENZA, ZARAGOZA-**

---

**DOCUMENTACIÓN COMPLEMENTARIA**

---

**RESUMEN NO TÉCNICO**

**PLAN CONCEPTUAL PARTICIPACIÓN PÚBLICA**

**OTROS DOCUMENTOS**

---

El Proyecto que promueve Ingeniería Pontificia definido como Aprovechamiento Reversible Mont-Negre 3300 MW Río Segre (T.M. Mequinenza, Zaragoza) ha sido declarado Proyecto de Interés Comunitario europeo (PIC), por el Reglamento Delegado (UE) 2018/540, Diario Oficial de la Unión Europea de 6 de abril de 2018, por el que se modifica el Reglamento 347/2013, en cuanto a la lista de la Unión de proyectos de interés común, y que, de acuerdo con su artículo 2, entra en vigor veinte días después de su publicación.

En dicho Reglamento se recoge, en su apartado B “Lista de la Unión de Proyectos de Interés Común”, un subapartado 2), de título “Corredor prioritario de las interconexiones eléctricas en el eje norte-sur de Europa Occidental (NSI West Electricity)”, donde se encuentra el Proyecto “2.28.1, Almacenamiento de electricidad con hidrobombeo en Mont-Negre”.

Por todo lo anterior, desde el 6 de abril de 2018, con vigencia desde el 26 de abril, el Proyecto Mont-Negre está incluido en la lista de Proyectos de Interés Común de la Unión Europea.

De acuerdo con el Art. 10.1.b del Reglamento (UE) 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2013, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y del epígrafe 5.2.2 Procedimiento de concesión de autorizaciones reglamentarias del Manual de Procedimiento PIC se incluye la siguiente información.



# **RESUMEN NO TÉCNICO**

**APROVECHAMIENTO  
HIDROELÉCTRICO REVERSIBLE  
“MONT-NEGRE” 3.300 MW.  
RÍO SEGRE  
-MEQUINENZA, ZARAGOZA-**

---

## ÍNDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>1.1. LAS CENTRALES DE BOMBEO COMO ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA .....</b>	<b>1</b>
<b>1.2. LA CENTRAL DE BOMBEO MONT NEGRE COMO HERRAMIENTA DE INTEGRACIÓN DE LOS MERCADOS, SU SOSTENIBILIDAD Y LA SEGURIDAD DEL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO EUROPEO.....</b>	<b>2</b>
<b>2. PROMOTOR DEL PROYECTO.....</b>	<b>5</b>
<b>3. EMPLAZAMIENTO DE LA ACTUACIÓN .....</b>	<b>5</b>
<b>4. DESCRIPCIÓN DE LA OBRA .....</b>	<b>6</b>
<b>4.1. EMBALSES DE COMPENSACIÓN SUPERIOR: "MONT-NEGRE" .....</b>	<b>6</b>
<b>4.2. CONDUCCIONES HIDRAULICAS. ....</b>	<b>6</b>
<b>4.3. COMUNICACIÓN CON EL RÍO SEGRE. ....</b>	<b>7</b>
<b>4.4. CENTRAL Y SU EQUIPAMIENTO.....</b>	<b>8</b>
<b>4.5. ACCESOS Y GALERIAS AUXILIARES. ....</b>	<b>9</b>
<b>5. OTROS PARÁMETROS .....</b>	<b>9</b>
<b>5.1. INTERRUPCIONES FORZADAS Y PLANIFICADAS.....</b>	<b>9</b>
<b>5.2. RAMPAS DE SUBIDA Y BAJADA DE GENERACION ELECTRICA .....</b>	<b>10</b>
<b>5.3. ESTIMACION DE ELECTRICIDAD NETA GENERADA ANUALMENTE .....</b>	<b>10</b>
<b>5.4. OTROS SERVICIOS AUXILIARES: CONTROLES DE TENSION Y DE FRECUENCIA .....</b>	<b>11</b>
<b>6. VENTAJAS PRODUCIDAS CON MONT-NEGRE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL.....</b>	<b>12</b>
<b>6.1. FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA .....</b>	<b>12</b>
<b>6.2. " MONT- NEGRE " PODRÁ RESOLVER LAS CONGESTIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL. ....</b>	<b>13</b>
<b>6.3. REDUCCIÓN DE EMISIONES DE LOS GASES DE EFECTO INVERNADERO....</b>	<b>13</b>

## 1. INTRODUCCIÓN

---

### 1.1. LAS CENTRALES DE BOMBEO COMO ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

En la actualidad se desarrollan, con gran apoyo institucional, las energías "renovables", al ser la naturaleza en su normal comportamiento quien las repone, sin destrucción de recursos materiales, es por ello que también reciben el nombre de energías "limpias" o "sostenibles".

Si bien es cierto el gran potencial de este tipo de energías, no es menos cierto que su imprevisibilidad dificulta su aprovechamiento, pues generalmente un aumento del consumo energético no coincide en el tiempo con un golpe de viento mayor, ni las horas punta del consumo eléctrico coinciden con horas de sol. Esta falta de simultaneidad constituye un desaprovechamiento de tales energías con la consiguiente pérdida económica que ello conlleva, pérdidas que pueden acrecentarse con averías en líneas de transporte por sobrecarga de las mismas en los momentos de excesiva producción sin consumo. Esta problemática tendría solución en el caso de contar con un acumulador eléctrico con la capacidad adecuada al orden de magnitud de la producción eléctrica por "renovables", de forma que la energía producida por estas fuentes pudiera ser transportada, recibida y guardada en mismo para su introducción en la red en los momentos en que el consumo sobrepasara a la producción convencional.

Teniendo en cuenta la existencia de acumuladores eléctricos de reducida entidad; pilas voltaicas, baterías, etc., lo cierto es que para grandes cantidades de energía queda pendiente construir el acumulador eléctrico de naturaleza química, como extensión de los citados, de gran potencia. No obstante, a día de hoy puede utilizarse como tal un sistema hidroeléctrico de balance, en ciclo cerrado, entre reservorios de agua situados a diferente nivel, de forma que los excesos de producción de energía sean utilizados en la elevación de agua del embalse de baja cota al de alta cota, y en las zonas horarias de exceso de demanda pueda pasarse agua del alto al bajo produciendo energía por medio de su turbinado, que es entregada a la red para su consumo inmediato.

El sistema planteado resulta simple, pues basta la existencia de dos embalses a diferente nivel, pero la situación se complica en función del volumen de energía a acumular, puesto que la energía resulta ser producto de dos parámetros; volumen de agua y desnivel, producto que es constante y proporcional a la cantidad de energía regulada.

En otras palabras; a mayor desnivel, menor volumen de agua; pero esta situación es difícil de encontrar, ya que fijando la energía a acumular a un desnivel determinado, le corresponde un volumen de acumulación de los reservorios inversamente proporcional. Por ello, la existencia de un enclave que concilia desnivel y posibilidad de desarrollar reservorios con volumen de agua acorde con ese desnivel para potencias elevadas, es lo que motiva la redacción del presente Proyecto.

De acuerdo con lo expuesto, parece oportuno conciliar la producción eólica, aleatoria e intermitente, con un sistema de acumulación equivalente en dimensiones eléctricas, de forma que la oferta pueda adecuarse a la demanda ofreciendo seguridad y garantía de servicio. En este sentido cabe indicar, que la potencia instalada en aerogeneradores en el momento actual se concreta en 22.864 MW, mientras que la relativa a centrales de bombeo reversible está en, aproximadamente, 2.517 MW, quedando del orden de 20.347 MW pendientes de regulación y por tanto de acumulación. A reducir esta diferencia atiende la finalidad de la presente actuación con la instalación de 3.300 MW. en bombeo puro.

## **1.2. LA CENTRAL DE BOMBEO MONT NEGRE COMO HERRAMIENTA DE INTEGRACIÓN DE LOS MERCADOS, SU SOSTENIBILIDAD Y LA SEGURIDAD DEL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO EUROPEO**

Las interconexiones internacionales generan una serie de ventajas en los países conectados. La principal es la contribución a la seguridad y a la continuidad del suministro eléctrico en los sistemas interconectados gracias a los intercambios de energía en caso de necesidad, desarrollando las centrales de bombeo puro un papel fundamental en la integración de los mercados de energía eléctrica.

El carácter exclusivo como elemento acumulador que posee esta Central, actúa como dispositivo regulador del sistema eléctrico; ya que en la actualidad Europa está apostando por las energías renovables, para que sean una parte importante del mix energético de cada país, marcándose el (20/20/20) como objetivo conocido, que consiste en la reducción del 20% en las emisiones de CO<sub>2</sub>, mejorar un 20% la eficiencia energética y aumentar la generación de origen renovable en un 20%.

Contribuyendo al anterior punto, esta Central supone una reducción de emisiones a la atmósfera en la lucha contra el cambio climático, pues supone una reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> de 2.028.024,50 tonCO<sub>2</sub>/año.

Para compensar la variabilidad de las energías renovables, no poner en peligro la seguridad de suministro y mantener el equilibrio en el sistema eléctrico, hay que contar con la generación gestionable y con las interconexiones internacionales. A medida que aumenta la capacidad de interconexión se maximizan los volúmenes de producción de energías renovables que para ser aprovechadas es necesario almacenar en momentos excedentarios, siendo el almacenamiento energético a través de las centrales de bombeo el único sistema viable para garantizar la seguridad de suministro y la sostenibilidad.

De igual forma el carácter acumulador de este proyecto le confiere un papel principal en cada uno de los tres pilares de la política energética de la U.E.:

#### A) INTEGRACIÓN DE LOS MERCADOS EN EUROPA

Tanto los 3.300 MW. de potencia proyectados, como los 75.108 MWh de energía acumulada, le asegura la actuación integradora de los mercados de las naciones interconectadas, tanto en el aspecto receptor de energía excedentaria de toda la red común, como en el aspecto aportador de energía a toda la red en los momentos punta del consumo. Aspecto éste que dota a la red conjunta de estabilidad tensional al absorber o incorporar en ella energía de forma instantánea dada la naturaleza hidráulica del sistema.

## B) SOSTENIBILIDAD

El carácter mecánico del sistema hidráulico tanto en el consumo por bombeo como en la producción por turbinado, hace que su funcionamiento sea inerte frente a la naturaleza; tanto en el aspecto atmosférico -no emite gases-, como en el geológico paisajístico, reduce la dependencia de combustibles fósiles e incluso sanitario -ausencia de radiactividad de cualquier tipo-.

El aspecto acumulador, alimentado de energías excedentarias -ya producidas-, hace que la energía aportada a la red por esta Central no deba de ser producida por alguna de las fuentes citadas en el párrafo precedente.

Las características apuntadas hacen de esta Central una fuente sostenible de alimentación de la red europea, al poder alimentarse de las energías naturales -eólica y solar-, de carácter aleatorio en su generación, también de las de curva de producción plana a las que pertenecen térmicas y nucleares.

## C) SEGURIDAD DEL SISTEMA

La naturaleza hidráulica de la Central proporciona respuesta inmediata a las necesidades imprevistas del sistema, aumentando su seguridad, aspecto éste importante dada la potencia que ella proporciona, tanto en bombeo como en turbinado.

La capacidad proyectada permite la puesta en red de una potencia de 3.300 MW ininterrumpidamente durante 22,76 horas, equivalente a 75.108 MWh.

La disposición de 12 grupos síncronos de 275 MW funcionando en turbinado o en bombeo, permiten el control de frecuencia de la red y la seguridad en el ajuste de los parámetros eléctricos.



## **2. PROMOTOR DEL PROYECTO**

---

El Promotor del presente Proyecto Aprovechamiento Hidroeléctrico Reversible de Bombeo Puro, con potencia de 3.300 MW., denominada "Mont- Negre" situado en el río Segre, término municipal de Mequinenza, provincia de Zaragoza, España es la sociedad INGENIERIA PONTIFICIA, S.L

Ingeniería Pontificia, S.L es una compañía que promociona grandes instalaciones de almacenamiento de energía con el objetivo de integrar las energías renovables, de naturaleza variable con los sistemas de energía eléctrica convencional, cumpliendo con los objetivos energéticos de la UE y facilitando sus intercomunicaciones.

## **3. EMPLAZAMIENTO DE LA ACTUACIÓN**

---

Tras un análisis de enclaves se llega a la posibilidad de emplazar un acumulador de energía de alimentación directa de la red, para compensación de la energía vertida, de origen renovable y excedentaria, en los tramos valle en el consumo y por energía servida en las horas punta. Acumulador de naturaleza hidroeléctrica con turbinas reversibles, en la Comunidad Autónoma de Aragón, con posibilidad de conjugar un desnivel de 320 metros con terrenos disponibles en sus dos extremos, de extensión superior a los 16 Km<sup>2</sup>., cada uno de ellos.

La cota de toma y reposición se encuentra en la margen derecha del Río Segre antes de su desembocadura en el río Ebro.

El embalse superior se localiza en la meseta coronada por materiales calizos, con su nivel en la cota 400 m.s.n.m. en la arista del acantilado que lo separa del cauce del río Segre, en su margen derecha, antes de su desembocadura en el Ebro. Corresponde, por tanto, un desnivel topográfico de 320 metros entre el nivel de suelo de esta meseta y el de la cota de toma y reposición del agua.

## **4. DESCRIPCIÓN DE LA OBRA**

---

Consta la actuación de cuatro elementos fundamentales: un embalse de compensación superior, las conducciones hidráulicas, la central con su equipamiento mecánico y eléctrico, y el parque de transformación con su correspondiente conexión a las líneas de distribución eléctrica peninsular.

### **4.1. EMBALSES DE COMPENSACIÓN SUPERIOR: “MONT-NEGRE”.**

De nueva ejecución por el presente proyecto. Queda previsto su emplazamiento sobre la meseta que enmarca la margen derecha del tramo anterior a la desembocadura del río Segre en el Ebro, de forma que el salto hidráulico a aprovechar corresponde al desnivel topográfico existente entre estos dos accidentes geográficos.

Se proyecta este elemento apoyado sobre los materiales que conforman esta meseta, la cual presenta una llanura con su cota de coronación en torno a la 400 m.s.n.m. y queda conformada geológicamente por un sustrato rocoso de caliza con potencias próximas a los 40 m de profundidad, dada la horizontalidad del enclave.

La capacidad de este embalse queda fijada por la doble actividad bombeo/turbinado. El análisis realizado concluye en la necesidad de desarrollar un embalse superior con capacidad de 118e Hm<sup>3</sup>.

En el diseño del dique se ha tenido en cuenta la existencia de una calzada romana cuyo trazado se respeta en su totalidad.

### **4.2. CONDUCCIONES HIDRAULICAS.**

Dos son los conjuntos de conducciones hidráulicas fundamentales del sistema; uno el formado por las de conexión entre el embalse superior y la central, y otro el de conexión de ésta con el punto de toma y reposición inferior en el Río Segre. Ambos son objeto descriptivo de los puntos específicos que siguen.

#### 4.2.1. CONEXIONES ENTRE EMBALSE SUPERIOR (MONT-NEGRE) Y CENTRAL.

Ante otras soluciones de mayor impacto medioambiental y paisajístico, se ha optado por la solución de pozos verticales para el emplazamiento de las conducciones de alimentación de turbinas, o de impulsión del bombeo, en concreto, cinco que albergan respectivamente las cinco conducciones proyectadas; tres para la alimentación de los doce grupos previstos y dos, intercaladas entre ellas, como piezométricas haciendo el papel de “chimeneas de equilibrio” aligerando el espesor de acero en las paredes de las mismas.

#### 4.2.2. CONEXIONES ENTRE CENTRAL Y TOMA DE AGUA INFERIOR (RÍO SEGRE).

Los doce pozos de aspiración, necesarios para el funcionamiento de cada una de las turbinas, se ordenan de cara a la economía de la obra en cuatro canalizaciones de desagüe o aspiración, según el sentido de circulación del agua. Cada una de estas cuatro canalizaciones corresponden a la confluencia de tres de las conducciones provenientes de sendos pozos de aspiración, dando comunicación hidráulica a la Central con el río Segre. Todas estas conducciones se desarrollan en túnel; con 1.770 m. de longitud media cada una de las cuatro principales y colectoras, y 180 m. de longitud media las secundarias de ramificación.

### **4.3. COMUNICACIÓN CON EL RÍO SEGRE.**

Las conducciones que realizan la comunicación hidráulica entre Central y el río Segre, finalizan en sus respectivas obras de toma, cada una independiente de las demás y conformada por una boca de 100,00 m. de ancho que comunica a modo de canal con la margen derecha del río Segre sirviendo de conexión hidráulica en la derivación y entrega de las aguas empleadas en la explotación de las instalaciones. Transversalmente a cada canal y ocupando la totalidad de su ancho se instalan las rejas con sus equipamientos de limpieza y sus puentes auxiliares para acceso al mantenimiento de esta instalación.

Las cuatro brechas que suponen la implantación de cada canal, se realizan bajo la actual carretera N-211 cuyo trazado hay que reponer por medio de sendos cuatro puentes o bien unificados en uno único, cuyo diseño y definición quedarán desarrollados en el proyecto constructivo de este aprovechamiento, al igual que la definición de accesos al sistema.

#### **4.4. CENTRAL Y SU EQUIPAMIENTO.**

La Central se proyecta subterránea, excavada en los materiales que conforman el subsuelo. Consta de las siguientes cinco alturas o niveles:

Nivel 1: pozos de aspiración; corresponde al nivel de pozos de aspiración y queda conformado por las doce unidades de éstos en cuyo interior se emplazan las pantallas troncocónicas constitutivas de las respectivas cámaras de aspiración.

Nivel 2: acceso a turbinas; corresponde al nivel de acceso para mantenimiento de las turbinas, se configura como una sala de cuerpo único excavada, quedando confinada por la losa de sujeción de las turbinas en solera y por la losa de forjado del nivel superior.

Nivel 3: sala de alternadores; se encuentran en él los alternadores encargados de transformar la energía mecánica de giro en energía eléctrica, mediante el eje que une a la turbina, uno a una.

Nivel 4: sala de transformadores primarios; aloja los transformadores primarios encargados de elevar la tensión de salida del respectivo alternador, para alimentar la línea que transporta la energía hasta, o desde, la Estación de Transformación.

Nivel 5: planta de recepción y distribución de tráfico y equipos, corresponde al nivel superior que comunica con las galerías de acceso que en él finalizan permitiendo la distribución de materiales y equipos a su situación definitiva por medio, tanto del tránsito rodado por su interior como del puente grúa de desplazamiento según el eje longitudinal de la galería.

#### **4.5. ACCESOS Y GALERIAS AUXILIARES.**

Existen cuatro accesos característicos, corresponden a las dos de acceso rodado y a las dos de ventilación, en ambos casos con una a cada extremo de la nave de "nivel 5".

Las dos de acceso rodado, parten de las rotondas emplazadas en el exterior de las instalaciones con acceso desde la carretera N-211, alcanzan la central, con una sección circular transversal excavada.

Cada una de las dos galerías de ventilación queda constituida por un pozo vertical situado en el extremo de la Central opuesto a la entrada de la galería de acceso rodado, ya que entre las dos van a permitir la finalidad de ventilar el conjunto.

### **5. OTROS PARÁMETROS**

---

#### **5.1. INTERRUPCIONES FORZADAS Y PLANIFICADAS.**

La disposición de 12 grupos reversibles independientes y la amplitud de horas para adecuar el funcionamiento de cada uno, deja margen suficiente para el mantenimiento y conservación de la maquinaria sin interferencia en el funcionamiento del conjunto y por tanto en la explotación de la Central.

No obstante, el posterior desarrollo del plan de operación y mantenimiento de la planta, acorde con el de explotación según su integración en el mercado, permitirá conocer estos aspectos con mayor precisión.

## **5.2. RAMPAS DE SUBIDA Y BAJADA DE GENERACION ELECTRICA**

El elevado volumen de la balsa superior 118 Hm<sup>3</sup>. útiles permite un amplio margen en su explotación, muy próxima al “funcionamiento a la demanda” de acuerdo con las necesidades e imposiciones del sistema eléctrico general al que viene a servir.

Por otra parte, la instantaneidad de la respuesta hidráulica permite igual respuesta eléctrica temporal en las operaciones de adaptación a los cambios exigidos por el mercado, lo que justifica el indicado “funcionamiento a la demanda”.

## **5.3. ESTIMACION DE ELECTRICIDAD NETA GENERADA ANUALMENTE**

Según anteproyecto, esta producción está concretada en 5.808.000 MWh. distribuidas a lo largo de 1.760 horas/año equivalentes.

Por otra parte, el carácter reversible de esta Central exige la reposición del agua en la balsa superior que posibilite tanto su acumulación como la alimentación del sistema.

La anualidad está formada por 8.760 horas, si 1.760 horas se utilizan para la producción de energía, las restantes 7.000 horas anuales van a ser dedicadas; en lugar preferente, a la absorción por bombeo de la energía excedentaria de la red, acoplándose a sus necesidades de forma instantánea dada su naturaleza hidráulica, de aquí que su funcionamiento pueda ser considerado “a la demanda”.

Realizando un análisis más profundo de estas 7.000 horas, se deduce que para poder garantizar la producción indicada se consumen 7.464.154 MWh. de energía, que a potencia nominal de 3.300 MW., supone el uso de 2.262 horas/año. Si esta cantidad se le añade a las 1.760 horas de turbinado, se alcanza un total de 4.022 horas en las que la Central se destina a tareas eléctricas. Permitiendo así que las 4.738 horas restantes se utilicen para llevar a cabo las operaciones de mantenimiento y conservación.

Este cálculo de tiempos dedicados a actividades de la Central, aun cuando corresponde a una simplificación elemental de los tiempos dedicados a las distintas ocupaciones exigidas por la Central, viene a reflejar la holgura temporal disponible para ellas.

Las estimaciones precedentes corresponden a un esquema de referencia posible que necesariamente se adaptará a los mercados, si bien el definitivo quedará plasmado en el plan de explotación a desarrollar de acuerdo, tanto con la integración de la Central en los mercados europeos, como con el, también futuro, plan de operación y mantenimiento de la planta.

#### **5.4. OTROS SERVICIOS AUXILIARES: CONTROLES DE TENSION Y DE FRECUENCIA**

Como ya se ha expuesto anteriormente, la naturaleza hidráulica de la Central proporciona respuesta inmediata a las necesidades imprevistas del sistema, entre ellas el equilibrio tensional de la "red general" con la retirada o entrega a ella de energía.

También es importante resaltar la posibilidad de atender "caídas" de tensión en la red con la respuesta inmediata de hasta 75.108 MWh. en 22,76 horas ininterrumpidamente con potencia constante de 3.300 MW.

Igualmente, la disposición de los 12 grupos síncronos funcionando en turbinado o en bombeo, permiten el control de frecuencia de la red y la seguridad en el ajuste de los parámetros eléctricos.

## 6. VENTAJAS PRODUCIDAS CON MONT-NEGRE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL

### 6.1. FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA

Teniendo en cuenta los datos publicados en 2016, sobre el informe de servicios auxiliares realizado por Red Eléctrica de España (REE), puede considerarse que el Proyecto "MONT- NEGRE desplazará parcialmente las centrales eléctricas de carbón.

Con la inclusión del Proyecto hidráulico de "Mont-Negre" se ahorran 68,4 millones de Euros anuales para España en servicios auxiliares al cambiar las centrales eléctricas de carbón contaminante por una explotación hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo sostenible como es "Mont-Negre".

Podemos calcular cómo cambiarán los porcentajes de las centrales eléctricas de carbón puro y de bombeo teniendo en cuenta el nuevo bombeo puro de "Mont-Negre".

	Sin "Mont-Negre"	Con "Mont-Negre"
<b>Carbón</b>	20 %	15 %
	21 %	18 %
	24 %	17 %
<b>Bombeo Puro</b>	5 %	31 %
	16 %	27 %
	39 %	55 %



## **6.2. " MONT- NEGRE " PODRÁ RESOLVER LAS CONGESTIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL.**

El mercado de soluciones de restricción de congestión de Red Eléctrica de España (REE) consta de dos fases, fase I y fase II. La fase II consiste en el reequilibrio de la producción y la demanda.

El bombeo domina la fase II con más del 70% del mercado. Mont-Negre podría reemplazar un importante porcentaje de centrales eléctricas de carbón (10,8%) y ciclo combinado (11,7%).

Del total de energía de congestión de fase II (11.834 GWh), el 22,5% corresponde a 2.662,65 GWh en centrales de carbón y ciclo combinado.

En conclusión, si se mueve el 70% del 22,5%, en España con la intervención de Mont-Negre se solucionarían más del 85% de la congestión de fase II en lugar del actual 72%.

## **6.3. REDUCCIÓN DE EMISIONES DE LOS GASES DE EFECTO INVERNADERO**

Las emisiones para las industrias energéticas, tipo "Mont-Negre", son para los óxidos de azufre (SOx) 146 Kton, óxidos de nitrógeno (NOx) 177,6 Kton y partículas aéreas (PM) 2,8 Kton. Si se tienen en cuenta los costes de cada uno de los gases 30 €/ton, 15 €/ton y 100 €/ton respectivamente, se puede calcular el ahorro que Mont-Negre produciría para España, cifra que llega a los 7,32 millones de Euros al año.



# **PLAN CONCEPTUAL PARTICIPACIÓN PÚBLICA**

**APROVECHAMIENTO  
HIDROELÉCTRICO REVERSIBLE  
“MONT-NEGRE” 3.300 MW.  
RÍO SEGRE  
-MEQUINENZA, ZARAGOZA-**

---

## ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN .....	1
2. ¿QUÉ ES LA PARTICIPACIÓN PÚBLICA?.....	1
3. AGENTES IMPLICADOS Y FUNCIONES DEL PÚBLICO.....	2
4. FASES Y MEDIOS PARA LA PARTICIPACIÓN PÚBLICA.....	2
4.1. PROCEDIMIENTO PREVIO.....	3
4.2. PROCEDIMIENTO CONCESIÓN AUTORIZACIONES REGLAMENTARIAS.....	6
5. ESQUEMA DE TRAMITACIÓN.....	7
5.1. CONSULTA PÚBLICA.....	7
5.2. INFORMACIÓN PÚBLICA:.....	8

## 1. INTRODUCCIÓN

---

El 26 de abril de 2018 entró en vigor el reglamento 540/2018 publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE) por el que el proyecto de aprovechamiento hidroeléctrico reversible “Mont-Negre” 3.300 MW se convierte en Proyecto de Interés Común (PCI) y por este hecho también en Proyecto de Interés Público de primer orden, con carácter prioritario para España.

Debido a su carácter estratégico, han de cumplir con lo establecido en el Reglamento UE nº 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo de 17 de abril de 2013 relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas, lo cual, entre otras cosas, requiere de un proceso de participación pública en la etapa de tramitación inicial.

## 2. ¿QUÉ ES LA PARTICIPACIÓN PÚBLICA?

---

La participación pública busca exponer públicamente la información del proyecto para poder permitir así a los ciudadanos la toma de decisiones. El exponer esta información permite recoger los diferentes puntos de vista de asociaciones, ciudadanos, agentes económicos y sociales.

La utilización de los procesos de participación pública tiene por finalidad:

- Involucrar al público desde el inicio del proceso de la toma de decisiones y de forma continua, facilitando la comprensión de la información del proyecto, explicando de forma clara y transparente la necesidad del proyecto y definiendo los temas a tratar en las distintas fases del proyecto.
- Poder acceder a la información relevante del Proyecto.
- Identificación de los participantes en el Plan Conceptual de participación Pública (PCPP).
- Tener en cuenta la sensibilidad ambiental y social de la población.
- No tomar ninguna decisión relevante sin haber consultado antes al público interesado y a las administraciones públicas afectadas.
- Obtener y seleccionar la información del público interesado.

### **3. AGENTES IMPLICADOS Y FUNCIONES DEL PÚBLICO**

---

De acuerdo con el punto 4 a) del Anexo VI “Directrices para la transparencia y la participación del público”, establecido en el Reglamento UE nº 347/2013 el PCPP deberá incluir información sobre las partes interesadas y a quienes va dirigido.

#### **Funciones del promotor:**

- Facilitar los recursos necesarios para el proceso de participación pública.
- Garantizar que a los ciudadanos se les presenta la información de manera clara y completa.
- Tener en cuenta los puntos de vista de los ciudadanos.
- Obtener y seleccionar la información del público interesado, buscando así el consenso.
- Tomar las decisiones finales.

#### **Funciones del Público interesado:**

- Tomar parte activa en el proceso de participación.
- Buscar mejorar y enriquecer las propuestas para obtener el mejor resultado posible.

### **4. FASES Y MEDIOS PARA LA PARTICIPACIÓN PÚBLICA**

---

Todas las partes implicadas en el proceso de concesión de autorizaciones deberán respetar los principios para la participación del público establecidos en el anexo VI del Reglamento UE nº 347/2013.

La participación pública se llevará a cabo en las dos fases del procedimiento:

#### **4.1. PROCEDIMIENTO PREVIO**

En el Procedimiento Previo, se realizará la consulta pública, con la finalidad de informar a todas las partes interesadas sobre el proyecto en una fase temprana y ayudará a determinar la localización o trayectoria más adecuada y las cuestiones pertinentes que deban abordarse en el expediente de solicitud.

Durante la consulta pública se informará a las Autoridades nacionales, regionales y locales, propietarios del suelo y los ciudadanos que habiten en las proximidades del proyecto, el público general y sus asociaciones, organizaciones o grupos.

La información se facilitará por los siguientes medios:

##### **La página web:**

- a) el folleto informativo
- b) un resumen no técnico
- c) la programación del proyecto y de la consulta pública, las fechas y lugares de las consultas públicas y audiencias
- d) los datos de contacto para poder obtener documentos
- e) los datos de contacto destinados a expresar observaciones y objeciones

Esta página web la establecerá y actualizará regularmente el promotor del proyecto y estará vinculada a la página web de la Comisión

##### **El folleto informativo:**

- a) descripción general del objetivo
- b) calendario del proyecto
- c) las rutas alternativas
- d) los impactos previstos
- e) medidas paliativas

### **Plan comunicación presencial al público:**

En el contexto de la consulta se invitará al público a reuniones informativas, donde se pondrá a su disposición toda la información relevante del proyecto, y los asistentes podrán manifestar y comentar lo que estime pertinente.

El promotor de proyecto preparará un informe en el que resumirá los resultados de las actividades relacionadas con la participación del público antes de la presentación del expediente de solicitud, incluidas las actividades que tuvieran lugar antes del inicio del proceso de concesión de autorizaciones. El promotor de proyecto presentará dicho informe junto con el expediente de solicitud a la autoridad competente. Se tendrán debidamente en cuenta dichos resultados en la decisión global.

<b>FASE</b>	<b>ACTUACIÓN</b>	<b>ACTIVIDAD</b>
<b>FASE 1</b>	PRESENTACIÓN E INICIO DEL PROCESO DE PARTICIPACIÓN	Competencia de proyectos publicada en el BOP de Zaragoza
		Diversas reuniones institucionales de presentación del proyecto
		Distribución de información básica a Entidades de la Administración y a Organizaciones Sociales interesadas en el Proyecto Mont-Negre.
<b>CONSULTA PÚBLICA</b>		
<b>FASE 2</b>	DISTRIBUCIÓN DE INFORMACIÓN	Página web
		Radio - prensa - Televisión
		Reuniones institucionales en ayuntamientos incluidos en el ámbito de estudio
		Invitaciones para asistir a las jornadas
		Paneles informativos
<b>FASE 3</b>	CONSULTA Y PARTICIPACIÓN ACTIVA	Consulta con las Administraciones
		Jornadas con expertos
		Jornadas participativas público
<b>FASE 4</b>	CIERRE DE LA CONSULTA PÚBLICA	Comunicado en prensa
<b>FASE 5</b>	INCORPORACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS	Elaboración de un informe detallando los resultados obtenidos de la consulta pública



## 4.2. PROCEDIMIENTO CONCESIÓN AUTORIZACIONES REGLAMENTARIAS

En el Procedimiento concesión autorizaciones reglamentarias, una vez definido el proyecto, el público podrá participar dentro del proceso de la información pública, definido, según corresponda, en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, y en la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental

Esta información pública se llevará a cabo en una fase del procedimiento sustantivo de autorización del proyecto en la que estén abiertas todas las opciones relativas a la determinación del contenido, la extensión y la definición del proyecto

El promotor presentará el proyecto y el estudio de impacto ambiental se someterán a información pública durante un plazo de treinta días, previo anuncio en el Boletín Oficial del Estado, "Boletín Oficial" de las provincias afectadas y, si han solicitado declaración, en concreto, de utilidad pública, en uno de los diarios de mayor circulación de cada una de las provincias afectadas.

Asimismo, esta información se comunicará a los Ayuntamientos en cuyo término municipal radiquen los bienes o derechos afectados por la instalación, para su exposición al público, por igual período de tiempo.

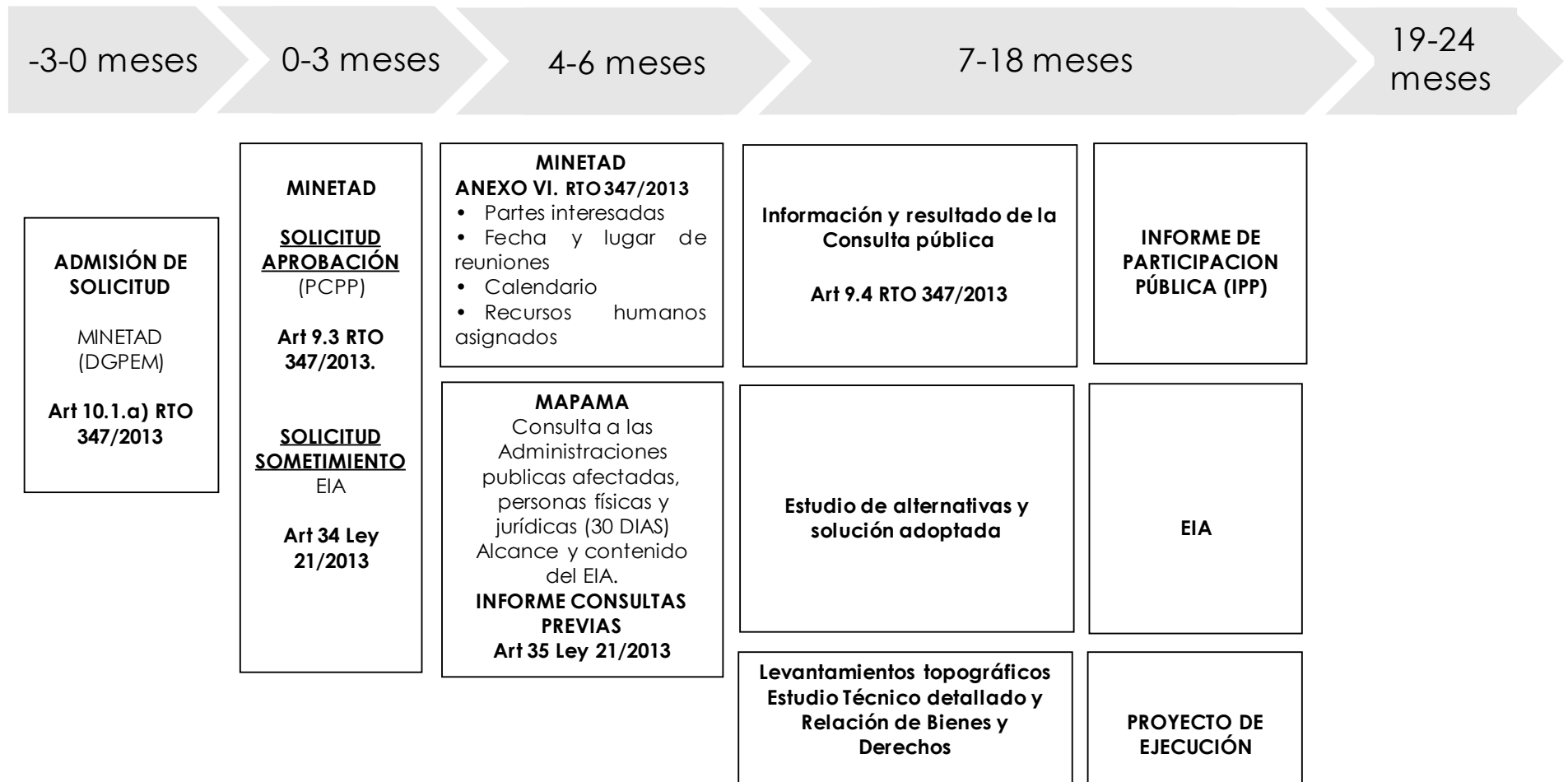
En el anuncio se informará entre otras cuestiones técnicas, de los lugares en los cuales el público puede consultar la información

Asimismo, se informará a las distintas Administraciones, organismos o, en su caso, empresas de servicio público o de servicios de interés general que tengan o puedan tener bienes o derechos afectados, así como a las Administraciones públicas afectadas y a las personas interesadas en el procedimiento ambiental.

## 5. ESQUEMA DE TRAMITACIÓN

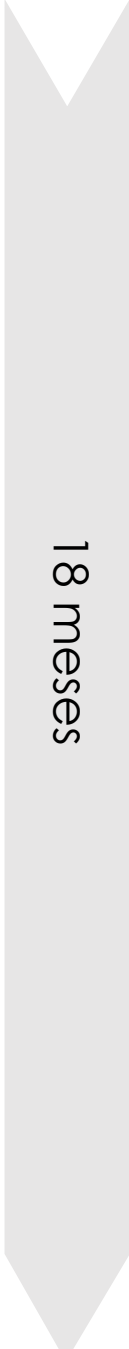
### 5.1. CONSULTA PÚBLICA

Artículo 10.1 a) Procedimiento Previo. Reglamento UE nº 347/2013



## 5.2. INFORMACIÓN PÚBLICA:

Artículo 10.1 b) Procedimiento concesión autorizaciones reglamentarias.  
Reglamento UE nº 347/2013



1	<b>Órgano tramitador: SOLICITUD DE DIA, AAP, AAC Y DUP</b>
2	<b>INFORMACIÓN PÚBLICA (Proyecto de Ejecución y EIA)</b>
3	<b>Remisión promotor alegaciones condicionados y respuest</b>
4	
5	<b>INFORME TÉCNICO alegaciones y condicionados</b>
6	
7	<b>Remisión del expediente DGPEM</b>
8	<b>MAPAMA Análisis Técnico DIA</b>
9	
10	
11	
12	
13	
14	<b>Informe CNMC</b>
15	
16	<b>DGPEM Resuelve AAP, AAC y DUP</b>
17	
18	



# **OTROS DOCUMENTOS**

**APROVECHAMIENTO  
HIDROELÉCTRICO REVERSIBLE  
"MONT-NEGRE" 3.300 MW.  
RÍO SEGRE  
-MEQUINENZA, ZARAGOZA-**

---



**INFORME FAVORABLE  
DIRECCIÓN GENERAL DE  
POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS**

**APROVECHAMIENTO  
HIDROELÉCTRICO REVERSIBLE  
“MONT-NEGRE” 3.300 MW.  
RÍO SEGRE  
-MEQUINENZA, ZARAGOZA-**

---



MINISTERIO DE INDUSTRIA,  
TURISMO Y COMERCIO

DIRECCIÓN GENERAL DE  
POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS



2009-A-142

SGEE/lep

23 MAY 2011

**D. Manuel Secanella Ibáñez**  
**Comisario de Aguas**  
**Confederación Hidrográfica del Ebro**  
**MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE,**  
**Y MEDIO RURAL Y MARINO**  
**Paseo de Sagasta 26 - 28**  
**50071 - ZARAGOZA**

**ASUNTO: Informe sobre el aprovechamiento hidroeléctrico reversible denominado Mont-Negre, en el Río Segre (embalse de Ribarroja), promovido por Hato Verde Golf, S.L. e Ingeniería Pontificia, S.L.**

Se ha recibido en esta Dirección General de Política Energética y Minas su oficio de 8 de febrero de 2011, en el que solicita el informe al que hace referencia el artículo 22.3 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para el aprovechamiento hidroeléctrico reversible denominado Mont-Negre, en el Río Segre (embalse de Ribarroja), promovido por Hato Verde Golf, S.L. e Ingeniería Pontificia, S.L.

El apartado 3 del artículo 22 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, respecto a los aprovechamientos hidráulicos necesarios para la producción de energía eléctrica, establece lo siguiente:

*“En el procedimiento de otorgamiento de concesiones y autorizaciones para el uso de agua para la producción de energía eléctrica o necesario para el funcionamiento de unidades de producción no hidráulicas instado por particulares, será preceptivo el informe previo de la Administración competente en materia energética que deba autorizar, conforme a lo dispuesto en la presente Ley, las citadas unidades de producción.”*

*Las autorizaciones y concesiones para los usos señalados en el párrafo anterior no podrán ser otorgadas cuando sea desfavorable el informe emitido por la Administración competente para autorizar las unidades de producción.”*

Respecto al asunto de referencia, hay que considerar que:

- Se proyecta realizar una actuación basada en cuatro elementos: dos embalses de compensación, las conducciones hidráulicas, la central con su equipamiento mecánico y eléctrico y el parque de transformación cónsul con su correspondiente conexión a las líneas de distribución eléctrica peninsular.
- La actuación sobre el embalse inferior (Ribarroja), contempla su utilización como reservorio inferior, del que toma las aguas para, con su bombeo, elevarlas al embalse superior, y su



restitución en el periodo diario de turbinado, ya que el balance hidráulico semanal es compensado sin detracción ni aportación de agua al sistema hidráulico materializado por el embalse de Ribarroja. El desarrollo del proyecto va a producir la disminución de salto actualmente aprovechado por su central de pie de presa, y con ello su consecuente disminución de producción.

- El embalse superior (Mont-Negre) es de nueva ejecución, quedando previsto su emplazamiento sobre la meseta que enmarca la margen derecha del tramo de desembocadura del río Segre en el Ebro, de forma que el salto hidráulico a aprovechar corresponde al desnivel topográfico existente entre estos dos accidentes geográficos. La capacidad de este embalse queda fijada por la doble actividad bombeo/turbinado, con la política de acumulación ajustada a las horas en que para una y otra queda prevista dentro de la hipótesis de regulación semanal al objeto de alcanzar un mejor aprovechamiento de tal capacidad.

En el diseño del dique, se ha tenido en cuenta la existencia de una calzada romana cuyo trazado es respetado.

- Los conjuntos de conducciones hidráulicas fundamentales del sistema son dos: las de conexión entre el embalse superior y la central, y el de conexión de ésta con el embalse inferior.
- Las conducciones que realizan la comunicación hidráulica entre la Central y el embalse de Ribarroja, finalizan en sus respectivas obras de toma, cada una independiente de las demás y conformada por una boca de 100 m de ancho que comunica a modo de canal con la margen derecha del embalse de Ribarroja, sirviendo de conexión hidráulica en la derivación y entrega de las aguas empleadas en la explotación de las instalaciones.
- La central se proyecta subterránea, excavada en los materiales que conforman el subsuelo. Consta de cinco alturas definidas por sus utilidades: pozos de aspiración, acceso a turbinas, sala de alternadores, sala de transformadores primarios y planta de recepción y distribución de tráfico y equipos.
- Las características técnicas generales, son las siguientes:

Caudal de agua solicitado	1.450 m <sup>3</sup> /s
Caudal de agua justificado	1.440 m <sup>3</sup> /s en turbinado
Tipo de aprovechamiento	Reversible de bombeo puro
Desnivel topográfico	320 m
Potencia a instalar	3.300 MW
Grupos a instalar	12 unidades de 275 MW

D



- Las características durante el funcionamiento en producción (turbinando):

Máximo Caudal	1.440 m <sup>3</sup> /s a 285 m de altura
Mínimo Caudal	1.260 m <sup>3</sup> /s a 330 m de altura

- Las características durante el funcionamiento en impulsión (bombeando):

Caudal necesario	637,65 m <sup>3</sup> /s constante en 88 horas semanales
Altura máxima de elevación	334,39 m (embalse lleno)
Altura mínima de elevación	298,39 m (embalse vacío)

- El presupuesto total solicitado asciende a mil trescientos ochenta y dos millones trescientos sesenta y siete mil trescientos treinta y ocho euros con veinticinco céntimos (1.382.367.338,25 €)
- El plazo de ejecución de las obras es de 7 años, a partir de la fecha de firma del Acta de replanteo de obras

A la vista de lo anterior, esta Dirección General de Política Energética y Minas, a los efectos de lo contemplado en el artículo 22.3 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, INFORMA FAVORABLEMENTE el aprovechamiento hidroeléctrico reversible denominado Mont-Negre, en el Río Segre (embalse de Ribarroja), promovido por Hato Verde Golf, S.L. e Ingeniería Pontificia, S.L.

EL DIRECTOR GENERAL DE  
POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS

Antonio Hernández García

001 Nº. 201100025238  
miércoles 25 de mayo de 2011  
13:08:45

MINISTERIO DE INDUSTRIA,  
TURISMO Y COMERCIO

**ANULADO**

001 Nº. 201100025238  
martes 24 de mayo de 2011  
14:12:15

P





**INFORME FAVORABLE  
PLAN HIDROLÓGICO DEL EBRO  
AÑO 2010**

**APROVECHAMIENTO  
HIDROELÉCTRICO REVERSIBLE  
"MONT-NEGRE" 3.300 MW.  
RÍO SEGRE  
-MEQUINENZA, ZARAGOZA-**

---

M  
D  
YRECIBIDA:  
Viernes  
12-11-10.MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE  
Y MEDIO RURAL Y MARINO  
09/11/2010 14:05:18  
**62564**  
Confederación Hidrográfica del Ebro  
REGISTRO DE SALIDACONFEDERACIÓN  
HIDROGRÁFICA  
DEL EBRO**O F I C I O**

FJD/SEC.

S/REF

N/REF 2009-A-147

FECHA 8 de noviembre de 2010

ASUNTO

CD5000015310002296642

**HATO VERDE GOLF, S.L. e INGENIERÍA  
PONTIFICIA, S.L.**  
A/A de Don Ignacio Bueno Bueno  
C/ Ramiro I, 28 local 12  
50017 ZARAGOZA**VISTA DE INFORME**

Examinado el expediente cuyos datos y circunstancias se indican a continuación:

**Solicitante:** ENDESA GENERACIÓN, S.A.U., HATO VERDE GOLF, S.L. e INGENIERÍA PONTIFICIA, S.L. de forma solidaria.

**Cauce:** RIO SEGRE (Embalse de Ribarroja)

**Municipio de la toma:** MEQUINENZA (ZARAGOZA)

**Destino:** ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

Adjunto remito a Vd. fotocopia del informe emitido por la Oficina de Planificación Hidrológica de esta Confederación sobre su solicitud de concesión, a fin de que a la vista del mismo y teniendo en cuenta que de acuerdo con él la concesión puede ser condicionada, o incluso denegada, manifieste por escrito, en el plazo de **QUINCE DÍAS**, si desea proseguir la tramitación de la misma, sobreentendiéndose su conformidad si no hubiera manifestación en contrario en el plazo citado.

De acuerdo con las condiciones que se exponen en este informe, deberán completar la documentación aportada al expediente con el fin de aclarar las circunstancias que se señalan.

Al ser considerado interesado en este expediente, puede consultar el estado de tramitación en Servicios al Ciudadano, Consulta de expedientes de la página Web de esta Confederación ([www.chebro.es](http://www.chebro.es)), introduciendo su número de identificación fiscal y la siguiente clave de acceso: 1027091, que podrá modificar desde la misma página de consulta.

EL JEFE DE ÁREA

Fdo.: Fernando Jaime Dillet.

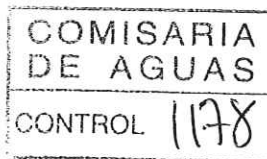
CORREO ELECTRÓNICO

Pº DE SAGASTA, 24-28  
50071 ZARAGOZA  
TEL.: 976 71 10 00  
FAX: 976 21 45 96



Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino  
Confederación Hidrográfica del Ebro

Paseo de Sagasta, 24-28  
50071 Zaragoza  
Teléfono 976 711 000



DESTINATARIO

FECHA: 01 JUL. 2010

SU/REF.: 2009-A-0147

SR. COMISARIO DE AGUAS DEL EBRO  
CENTRO

20101081/JGP

(1)



## Asunto

**INFORME RELACIONADO CON EL TRÁMITE DE COMPETENCIA DE PROYECTOS RELATIVO A LA PETICIÓN DE CONCESIÓN ADMINISTRATIVA DE UN APROVECHAMIENTO DE AGUAS SUPERFICIALES.**

**Peticionarios:** ENDESA GENERACIÓN, S.A.U. y HATO VERDE GOLF, S.L. junto con INGENIERIA PONTIFICIA, S.L.

**Número de captaciones:** 1

**Captación nº 1:** DIRECTA DEL EMBALSE de Ribarroja, en el paraje *RIOLS*.

**Cauce y cuenca:** Embalse de Ribarroja (cuenca del EBRO).

**Término municipal de la captación:** MEQUINENZA (ZARAGOZA).

**Características generales:** Aprovechamiento con destino a su uso en una central hidroeléctrica reversible.

## Antecedentes

Con fecha 2 de junio de 2010 tuvo entrada en esta Oficina de Planificación Hidrológica un escrito de esa Comisaría de Aguas solicitando informe previo de compatibilidad con el Plan Hidrológico de Cuenca respecto a la petición señalada en el asunto.

Las dos peticiones en competencia presentadas hacen referencia a una toma de agua del embalse de Ribarroja, en el río Ebro, con destino a su uso en una central hidroeléctrica de tipo reversible. De forma sintética, pasan a describirse ambas peticiones:

(1) Se envía al Director Técnico una copia de este informe, en virtud de lo acordado en la reunión del Comité de Coordinación celebrada el 25 de Enero de 1999.



ENDESA GENERACIÓN, S.A.U.		
<b>Nombre:</b>	Central hidroeléctrica de bombeo de Montnegre-Mequinzenza	
<b>Potencia:</b>	En impulsión:	1.185 MW
	En generación:	1.185 MW hacia Ribarroja 41 MW adicionales hacia Mequinzenza
<b>Caudales:</b>	En impulsión:	328 m <sup>3</sup> /s
	En generación:	400 m <sup>3</sup> /s hacia Ribarroja 16 m <sup>3</sup> /s adicionales hacia Mequinzenza
<b>Grupos:</b>	En Ribarroja:	4 reversibles
	En Mequinzenza:	1 para generación
<b>Salto bruto:</b>	Hacia Ribarroja:	350 m
	Hacia Mequinzenza:	300 m
<b>Regulación:</b>	12 Hm <sup>3</sup> de capacidad	

HATO VERDE GOLF, S.L. e INGENIERÍA PONTIFICIA, S.L.		
<b>Nombre:</b>	Aprovechamiento hidroeléctrico reversible "Mont-negre"	
<b>Potencia:</b>	En impulsión:	3.000 MW
	En generación:	3.000 MW
<b>Caudales:</b>	En impulsión:	637,65 m <sup>3</sup> /s
	En generación:	1.440 m <sup>3</sup> /s hacia Ribarroja
<b>Grupos:</b>	En Ribarroja:	12 reversibles
<b>Salto bruto:</b>	330 m	
<b>Regulación:</b>	118,10 Hm <sup>3</sup> de capacidad	
<b>Regulación:</b>	La potencia señalada en el Anejo 1 de la documentación presentada (3.300 MW) difiere de la señalada en la memoria de dicha documentación (3.000 MW)	

En cualquier caso, la derivación se realizaría en lo que sería la margen derecha del río Segre dentro del embalse de Ribarroja, aguas arriba del embarcadero de la localidad de Mequinzenza (Zaragoza).

## Informe

Por Real Decreto 1664/1998, de 24 de julio (BOE de 11 de agosto de 1998), se aprobaron los planes hidrológicos de cuenca, entre ellos el del Ebro, en los mismos términos en los que dio su conformidad el Consejo del Agua de la cuenca del Ebro el día 15 de febrero de 1996. Al amparo de lo establecido en las citadas normas, esta Oficina de Planificación Hidrológica considera que se deberán tener en cuenta las siguientes indicaciones:

1. El vigente Plan hidrológico de cuenca contempla como una de sus infraestructuras básicas el aprovechamiento titulado *Salto de Fraga*, en el río Cinca, términos municipales de Zaidín, Ballobar, Velilla de Cinca y Fraga. Se trata de un salto de 10,4 MW de potencia y un caudal de 40 m<sup>3</sup>/s. En 12 de agosto de 1.974 Hidro Nitro Española, S.A. solicitó una concesión, con destino a usos industriales para la producción de energía eléctrica. En el periodo de competencia de proyecto, se presentó una petición de ENHER para hacer trasvase de aguas de la cuenca del río



Cinca al embalse de Mequinenza, mediante azud de derivación aguas abajo de la confluencia de los ríos Alcanadre y Cinca.

2. El embalse de **Mequinenza**, de 1.534 Hm<sup>3</sup> de capacidad, cumple una función de regulación, garantizando la satisfacción de las demandas y usos situados en la cuenca baja del río Ebro. Un **mayor aporte** al mismo (turbinación con agua proveniente de Ribarroja) **permitiría aumentar la garantía** de satisfacción de los citados usos y demandas situados aguas abajo.
3. En ninguno de los documentos técnicos presentados se hace referencia al posible efecto que sobre el **nivel del embalse de Ribarroja** tendrían bien la impulsión, bien la generación, a máxima capacidad. Al respecto no hay que pasar por alto que la toma se encuentra dentro del espacio natural de Aiguabarreix. Por otro lado, de acuerdo con la información disponible por esta Oficina, son alrededor de la **cuarentena el número de tomas** del embalse de Ribarroja las cuales **podrían verse afectadas** por el aprovechamiento contemplado en este informe.
4. Deberán ser tenidas en cuenta las oscilaciones de caudal aguas abajo producidas por la explotación, por lo que se podrá exigir que estén autorizadas en sus términos concesionales. En la concesión se incluirá la señalización del tramo afectado, en la medida que comporte riesgos para los restantes usos comunes del río. (Plan Hidrológico. Normativa. Artículo 92).
5. La Oficina de Planificación entiende que el presente aprovechamiento deberá respetar el régimen de caudales que en su día apruebe el Consejo del Agua de la cuenca para el Río Ebro. Entre tanto, la concesión deberá supeditarse a los desembalses de Ribarroja, adoptándose, orientativamente, un caudal ecológico mínimo de 100 m<sup>3</sup>/s en la zona de desembocadura (Plan Hidrológico. Normativa. Art. 44.2).
6. La explotación del **aprovechamiento** no debería tener repercusión en las puntas de las avenidas a embalse de Ribarroja lleno; en un sentido más amplio, **no deberá comprometer** en ningún caso la **estabilidad de los caudales** ecológicos ni vulnerar la tasa de cambio que se establezca.
7. En caso de que se otorgara la presente concesión se hará sin derecho a indemnización por las mermas de caudales que supongan las concesiones para usos con derecho prioritario que se otorguen, de acuerdo con previsiones concretas del Plan Hidrológico, aguas arriba del aprovechamiento hidroeléctrico. (Plan Hidrológico. Normativa. Artículo 149).
8. De la información cartográfica disponible en el GIS-Ebro deducimos que este aprovechamiento está espacialmente relacionado con la ZEPA denominada **Matarraña-Aiguabarreix**.
9. Salvo justificación adecuada, el usuario deberá instalar a su costa un dispositivo de aforo que permita controlar el caudal y el volumen realmente utilizados y que permita asimismo el análisis de los caudales instantáneos (Plan Hidrológico. Normativa. Art. 88.1). En línea con lo anterior, el Art. 55.4 del Texto Refundido de la Ley de Aguas establece que los titulares de las concesiones de aguas y todos aquellos que tengan derecho a su uso privativo, estarán obligados a instalar y mantener los correspondientes sistemas de medición que garanticen el control efectivo de los caudales realmente utilizados. Esta Oficina considera que el cumplimiento de estos preceptos legales permitirá disponer de la información necesaria para la correcta planificación y administración de los recursos hídricos.

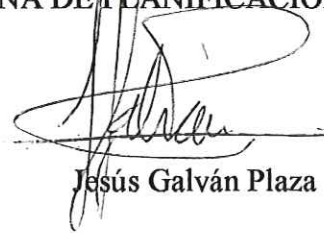


De la información cartográfica aportada podemos deducir que el aprovechamiento no se encuentra directamente afectado por ninguna de las infraestructuras básicas previstas en la planificación hidrológica.

## Conclusión

El aprovechamiento energético del tramo del Ebro solicitado es compatible con el Plan Hidrológico vigente. No obstante, esta OPH señala a esa Comisaría que pueden producirse afecciones al medio hídrico que deben ser analizadas antes de resolver el trámite de competencia de proyectos; en concreto, esta Oficina considera que deberán analizarse los efectos sobre el medio hídrico expuestos en los puntos dos, tres, cuatro, cinco, seis y ocho.

EL JEFE DE SECCIÓN TÉCNICA  
DE LA OFICINA DE PLANIFICACIÓN HIDROLÓGICA



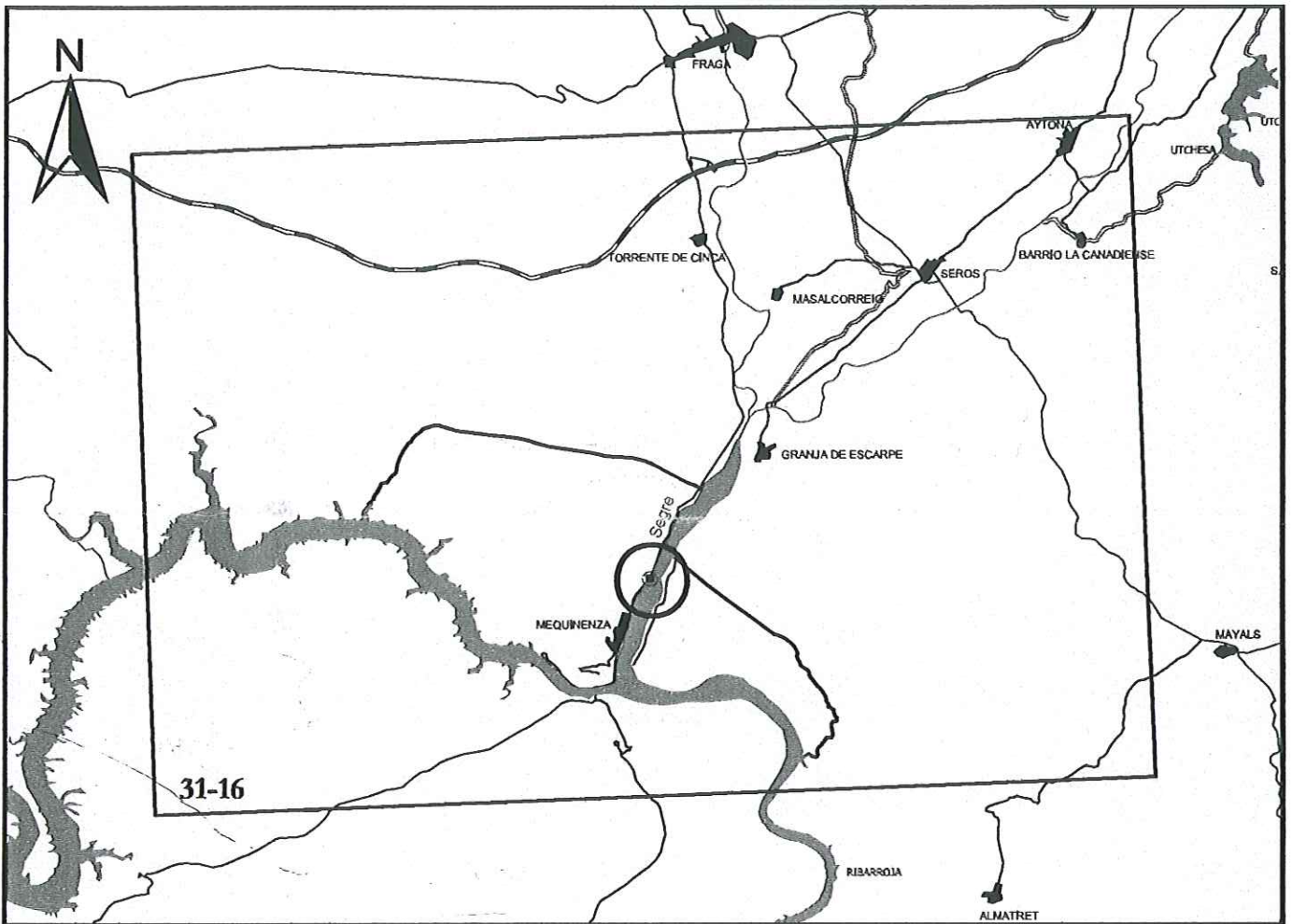
Jesús Galván Plaza

Vº Bº  
EL JEFE DE LA OFICINA DE  
PLANIFICACIÓN HIDROLÓGICA



Manuel Omedas Margelí

**Nota:** Se acompañan tres copias de la ortoimagen digital de la zona al objeto de que dos de ellas sean enviadas una a cada uno de los peticionarios en competencia para que comprueben la ubicación dada al aprovechamiento y el resto de los datos que aparecen indicados en esta documentación. Rogamos que si encuentran algún error en esta información dirijan un escrito a esta Oficina de Planificación Hidrológica señalando aquellos datos que deberán ser corregidos.



1:200000

- Tipo de captación**
- ✕ AZUD EN EL CAUCE
  - ◆ DIRECTA DE CAUCE
  - MANANTIAL
  - ◇ POZO
  - ⊕ DIRECTA DE EMBALSE
  - ⊖ TOMA DE CANAL
  - ▣ POZO Balsa
  - EXCAVACIÓN
  - ✕ OTROS
- Red viaria**
- ══ DOBLE VÍA NACIONAL
  - ══ AUTONÓMICA
  - ══ LOCAL
  - ══ FERROCARRIL
- Embalses**
- ACTUALES 1998
  - EN OBRAS 1998
  - 1º HORIZONTE
  - 2º HORIZONTE
- Localidades**
- 
- Término municipal**
- ══
- Central hidroeléctrica**
- 
- Hidrogeología**
- UNIDAD HIDROGEOLÓGICA
  - DOMINIO HIDROGEOLÓGICO



Expte.: 09-A-0147



GOBIERNO DE ESPAÑA

MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE Y MEDIO RURAL Y MARINO

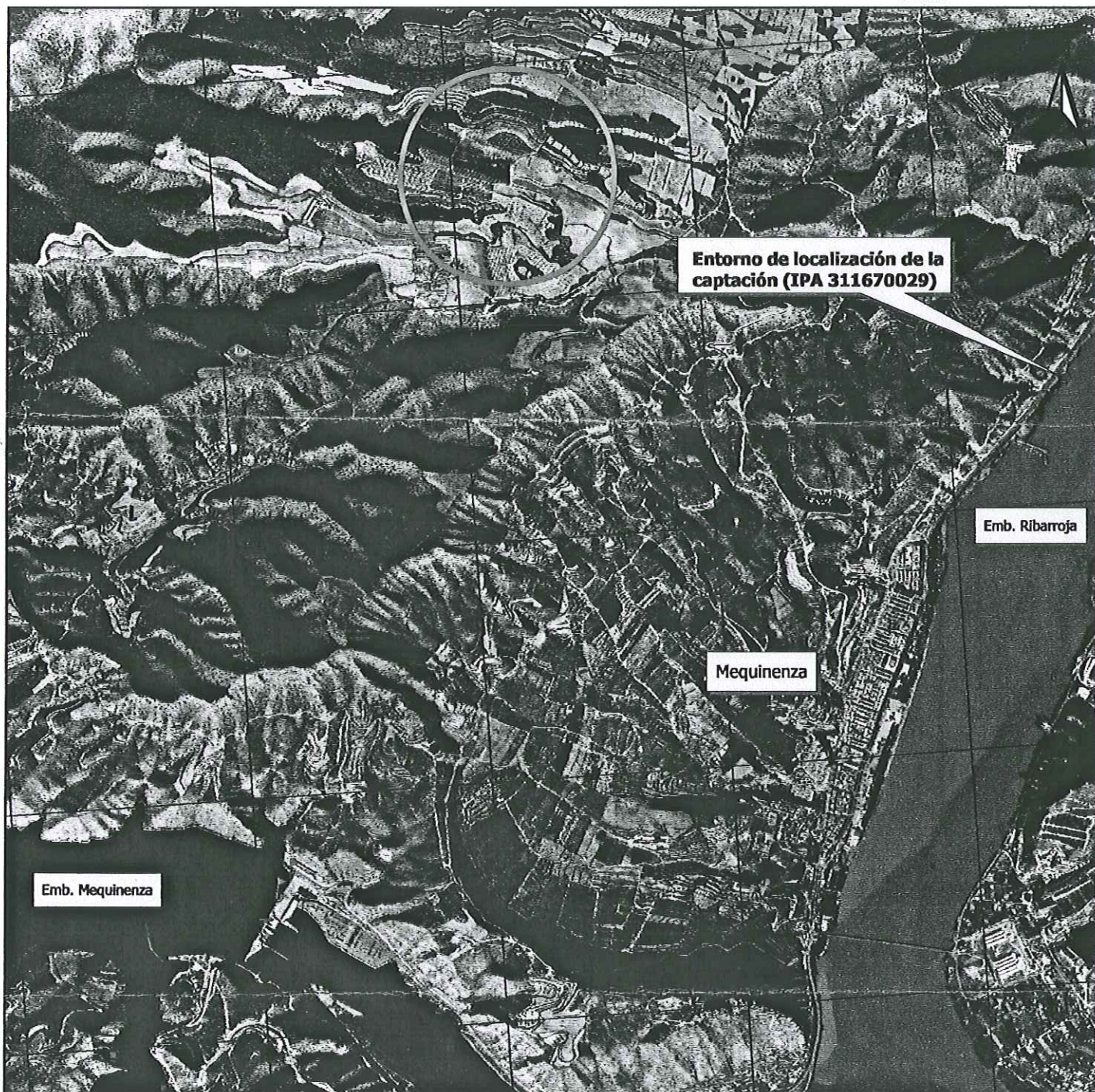
CONFEDERACIÓN HIDROGRÁFICA DE EBRO

# Oficina de Planificación Hidrológica

Expte.: 09-A-0147

(T.m. Mequinenza, en Zaragoza)

275000



Ortofoto cedida por el Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación

1:25000

### TIPO DE CAPTACIÓN

- |                       |                    |                  |
|-----------------------|--------------------|------------------|
| ⊙ DIRECTA DEL CAUCE   | δ SURGENCIA        | ⊕ GALERÍA        |
| ⊙ DIRECTA DEL EMBALSE | ⊙ MANANTIAL        | ● SUMIDERO       |
| ⊙ DIRECTA DE LAGUNA   | ▣ POZO Balsa       | ● PRESA ARGELINA |
| ⊙ AZUD EN EL CAUCE    | ● EXCAVACIÓN       | ⊙ HUMEDAL        |
| ⊙ TOMA DE CANAL       | ◇ POZO             |                  |
| ⊙ REUTILIZACIÓN       | ⊙ SONDEO           |                  |
| ⊙ PUNTO CONTROL       | ⊙ POZO RADIAL      |                  |
| ⊙ OTROS               | ⊙ POZO CON GALERÍA |                  |



EMPLAZAMIENTO DE LA REGULACIÓN





**INFORME FAVORABLE  
PLAN HIDROLÓGICO DEL EBRO  
AÑO 2018**

**APROVECHAMIENTO  
HIDROELÉCTRICO REVERSIBLE  
“MONT-NEGRE” 3.300 MW.  
RÍO SEGRE  
-MEQUINENZA, ZARAGOZA-**

---



MINISTERIO  
DE AGRICULTURA Y PESCA,  
ALIMENTACIÓN Y MEDIO AMBIENTE



CONFEDERACIÓN  
HIDROGRÁFICA  
DEL EBRO

O F I C I O

S/REF. CMF/mj  
N/REF: 2009-A-147  
FECHA 08/03/2018  
ASUNTO Informe OPH

MINISTERIO DE AGRICULTURA Y PESCA,  
ALIMENTACION Y MEDIO AMBIENTE  
Secretaría de Estado de Medio Ambiente  
Subdirección General de Gestión Integrada del Dominio  
Público Hidráulico

R.AUX. M.AGRICULT. Y PESCA,  
ALIMENTACIÓN Y M.AMBIENTE (SJC)

Plaza de San Juan de la Cruz s/n  
28071 Madrid

Entrada 20180010011077  
20/03/2018 09:01:29

**“Expediente 37.535 Expediente de concesión de un aprovechamiento de aguas con destino a producción de energía eléctrica en el Río Segre. T.M. de Mequinenza(Zaragoza)2009-A-147 CHE**

En relación al asunto referido en el encabezado, la Oficina de Planificación Hidrológica de la Confederación Hidrográfica del Ebro hace constar lo siguiente:

- 1- El Plan Hidrológico de la parte española de la Demarcación Hidrográfica del Ebro actualmente vigente, es el aprobado por el Real Decreto 1/2016, de 8 de enero de 2016, y publicado en el BOE de 19 de enero de 2016.
- 2- Con fecha 1 de julio de 2010 la Oficina de Planificación Hidrológica informó a la Comisaría de Aguas del Ebro el “Informe relacionado con el trámite de competencia de proyectos relativo a la petición de concesión administrativa de un aprovechamiento de aguas superficiales”, dentro del expediente 2009-A-0147.
- 3- En el apartado 4 de dicho informe se establece. *“La Oficina de Planificación entiende que el presente aprovechamiento deberá respetar el régimen de caudales que en su día apruebe el Consejo del Agua de la cuenca para el Río Ebro. Entre tanto la concesión deberá supeditarse a los desembalses de Ribarroja, adoptándose, orientativamente, un caudal ecológico mínimo de 100m<sup>3</sup>/s en la zona de desembocadura” (Plan Hidrológico, Normativa.Art.42.2).* En el vigente Plan Hidrológico de la parte española de la Demarcación Hidrográfica del Ebro aprobado por el Real Decreto 1/2016, de 8 de enero de 2016 el caudal orientativo de 100m<sup>3</sup>/s. se concreta en el *Apéndice 6.3 Distribución temporal de caudales ecológicos mínimos en condiciones ordinarias en aguas de transición.*

**Conclusión:**

La Oficina de Planificación de la Confederación Hidrográfica del Ebro, se ratifica en el informe emitido el 1 de julio de 2010 de compatibilidad con el Plan Hidrológico del Ebro, en el expediente 2009- A-147 CHE.

El Jefe de la Oficina  
de Planificación Hidrológica

Manuel Omedas Margeli



**BOE-A-2015-11398  
PLAN DE DESARROLLO DE  
LA RED DE TRANSPORTE DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA  
2015-2020.**

**APROVECHAMIENTO  
HIDROELÉCTRICO REVERSIBLE  
"MONT-NEGRE" 3.300 MW.  
RÍO SEGRE  
-MEQUINENZA, ZARAGOZA**

---

## I. DISPOSICIONES GENERALES

### MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO

**11398** *Orden IET/2209/2015, de 21 de octubre, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015, por el que se aprueba el documento de Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020.*

El Consejo de Ministros en su reunión del día 16 de octubre de 2015, a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo, ha adoptado el Acuerdo por el que se aprueba el documento de Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020.

De acuerdo con lo dispuesto en el apartado segundo de dicho acuerdo, se dispone su publicación en el «Boletín Oficial del Estado» como anexo a la presente orden.

Madrid, 21 de octubre de 2015.—El Ministro de Industria, Energía y Turismo, Jose Manuel Soria López.

#### ANEXO

#### **Acuerdo de Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015, por el que se aprueba el documento de Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020**

##### I

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en su artículo 4 determina el procedimiento a seguir en la planificación. Como criterio general, la planificación de las infraestructuras energéticas tiene para los agentes carácter indicativo. Como excepción, la planificación de aquellas infraestructuras de especial relevancia para garantizar la seguridad del suministro, como es el caso del transporte de electricidad, tiene carácter vinculante para los agentes.

El artículo 4.2 de la citada ley dispone que la planificación eléctrica será realizada por el Gobierno, con la participación de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, requerirá informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y trámite de audiencia. Será sometida al Congreso de los Diputados, de acuerdo con lo previsto en su Reglamento, con carácter previo a su aprobación por el Gobierno, y abarcará periodos de seis años.

Por otro lado y de acuerdo con la Ley 9/2006, de 28 de abril, de evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente, que traspone la Directiva 2001/42/CE, relativa a la evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente, se ha sometido la planificación eléctrica a un proceso de evaluación ambiental estratégica. Esta evaluación ambiental tiene como fin orientar la planificación desde el principio hacia los objetivos ambientales, integrando éstos con los de la planificación, para hacerla más sostenible.

El proceso de planificación comenzó con la publicación de la Orden IET/2598/2012, de 29 de noviembre, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica.

A partir de esa información el operador del sistema eléctrico realizó los análisis y cálculos pertinentes dirigidos a elaborar una primera propuesta conteniendo las infraestructuras necesarias para una adecuada cobertura de la demanda prevista en el período de planificación. El listado de infraestructuras contenido en la propuesta inicial fue enviado a las distintas Comunidades Autónomas y a las Ciudades de Ceuta y Melilla para

que pudieran realizar sus respectivas alegaciones y, una vez presentadas, fueron remitidas al Operador del Sistema para que elaborara una nueva propuesta de desarrollo de la red de transporte.

A partir de la nueva propuesta presentada por el Operador del Sistema, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo elaboró el borrador del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte. Dicho borrador fue sometido a la informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, quien lo emitió con fecha 16 de abril de 2015.

En paralelo, el Ministerio de Industria Energía y Turismo realizó el informe preliminar necesario según la Ley 9/2006, de 28 de abril, sobre evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente, por haberse iniciado con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental. Dicho informe sirvió para que el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente definiera el alcance de la evaluación ambiental estratégica a través de su Documento de Referencia aprobado mediante Resolución de 29 de abril de 2014 de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural. El Informe de Sostenibilidad Ambiental, elaborado a partir de las directrices contenidas en el Documento de Referencia, fue sometido a información pública. Una vez analizadas las alegaciones presentadas a dicho Informe, el Ministerio de Industria Energía y Turismo y el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente elaboraron conjuntamente la Memoria Ambiental de la planificación, que fue adoptada el 22 de junio de 2015.

Finalmente, y tal y como establece la legislación vigente, el presente documento de planificación fue sometido al Congreso de los Diputados el 29 de septiembre de 2015, tras lo que ha resultado el documento de planificación que se eleva al Consejo de Ministros para su aprobación.

## II

El documento de planificación incluye previsiones sobre el comportamiento futuro de la demanda, los recursos necesarios para satisfacerla, la evolución de las condiciones del mercado para garantizar el suministro y los criterios de protección ambiental.

Las proyecciones del documento de planificación establecen que el consumo de energía final en España, es decir la energía que llega finalmente al consumidor, crecerá a una tasa media anual del 0,9 por ciento entre 2014 y 2020, alcanzando un total de 90.788 ktep en el último año del periodo. Esta tasa de crecimiento de la energía final es inferior a la de la energía primaria, aquella que se obtiene directamente de la naturaleza y no ha sido sometida a ningún proceso de conversión, que será del 1 por ciento en media anual.

Este moderado crecimiento de la demanda energética durante el ejercicio de planificación se corresponde con una reducción media anual del 1,6 por ciento en la intensidad energética final en España (consumo de energía final/PIB) en el periodo de previsión, cifra coherente con los objetivos de ahorro y eficiencia energética de la Directiva 27/2012/CE, relativa a la eficiencia energética.

En relación a la estructura de abastecimiento, respecto a la cual la planificación es meramente indicativa, las previsiones del documento son que en los próximos años se mantendrá la tendencia observada en la planificación 2008-2016, que supone un aumento importante del peso de las energías renovables y del gas natural, fundamentalmente, en detrimento del petróleo.

Por lo que respecta al cumplimiento de los objetivos de penetración de energías renovables para 2020 establecidos por la Directiva 2009/28/UE de Energías Renovables, el documento de planificación prevé una participación de las energías renovables del 20 por ciento sobre la energía final bruta y del 10 por ciento sobre el consumo energético del sector transporte.

## III

En términos de demanda eléctrica final (en consumo), el documento de planificación prevé un crecimiento medio anual del 2 por ciento para el periodo 2014-2020, superior al crecimiento de la demanda final y de la demanda primaria.

Este singular comportamiento de la demanda eléctrica se debe a que muchas de las medidas de eficiencia energética se corresponden con medidas de electrificación, siendo destacables la paulatina conversión del transporte hacia el vehículo eléctrico o el transporte por ferrocarril.

En términos de demanda en barras de central (en generación), el escenario superior del operador del sistema prevé una demanda eléctrica de 284,9 TWh en el sistema peninsular en 2020, lo que supone un 15,7 por ciento superior a la registrada en 2013, con una punta de potencia de 49.000 MW.

Asimismo, el documento de planificación prevé un cambio en la estructura del parque generador, con una caída del peso del carbón, de los productos petrolíferos y del gas natural y un aumento del peso de las energías renovables, de acuerdo con los objetivos en materia de renovables para 2020. En este sentido, el documento de planificación prevé que la generación eléctrica con energías renovables alcance el 36,7 por ciento en 2020.

Los proyectos contemplados en el horizonte de planificación suponen 1.517 km de nuevas líneas en 400 kV y 1.747 km en 220 kV. A esto se le une la repotenciación de 2.676 km de líneas de 400 kV y 3.512 km de 220 kV.

El coste estimado de las actuaciones previstas en el horizonte 2015-2020 es de 4.554 M€, de los que hay que descontar 143 M€ correspondientes a Fondos FEDER, respetando esta cuantía el límite al volumen de inversión previsto en la planificación establecido en la normativa legal vigente (Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre).

Por sistemas eléctricos, 2.806 M€ se van a invertir en el sistema peninsular, 628 M€ se destinan a los sistemas baleares, 991 M€ a los sistemas canarios y 129 M€ a la integración del sistema ceutí con el peninsular.

Por otro lado, hay que destacar como novedad de este documento de planificación, la inclusión de un anexo II con actuaciones cuya necesidad se prevé para después de 2020, al objeto de que puedan avanzar en su tramitación administrativa sin que en ningún caso se puedan considerar como infraestructuras planificadas.

En este anexo se incluyen, en particular, varios proyectos de interconexión con Francia necesarios para alcanzar el objetivo de un 10 por ciento de interconexión eléctrica de los Estados miembros de la Unión Europea. Estos proyectos podrán incluirse en el horizonte 2015-2020 una vez modificada la legislación actual (actualmente en tramitación), de tal forma que su coste no compute a efectos del cálculo del límite de inversión.

Finalmente, los nuevos desarrollos de la red de transporte de electricidad previstos para el periodo 2015-2020 responden principalmente a las siguientes necesidades:

Sistema peninsular:

- Desarrollo de la red de 400 kV y 220 kV para incrementar la seguridad y garantía de suministro y el desarrollo de la red de 220 kV para incrementar el apoyo a las redes de distribución.
- Alimentación de nuevos ejes ferroviarios del Tren de Alta Velocidad desde la red de transporte de 400 y 220 kV.
- Desarrollo de las redes de 400 kV y 220 kV que faciliten la integración de generación y, en particular, de generación de origen renovable.

Sistemas baleares:

- Interconexiones entre sistemas que permiten aumentar la seguridad de suministro y reducir los costes de generación.
- Desarrollo de la red de 66 kV y 220 kV en Mallorca y de 132 kV en Ibiza para garantizar la seguridad de suministro.

Sistemas canarios:

- Interconexiones entre sistemas con objeto de aumentar la seguridad de suministro y reducir los costes de generación.
- Actuaciones de red para la integración de las instalaciones eólicas y fotovoltaicas previstas.
- Nuevo eje de 132 kV en Lanzarote-Fuerteventura y refuerzo de las redes de 220 kV en Gran Canaria y Tenerife para garantizar el suministro de las principales áreas de demanda.

Sistema ceutí:

- Integración con el sistema peninsular mediante una interconexión submarina.

De acuerdo con el artículo 4.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, corresponde al Gobierno aprobar la planificación eléctrica.

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, el Consejo de Ministros, en su reunión del día 16 de octubre de 2015, acuerda:

Primero.

Aprobar el documento de Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020, que se inserta a continuación.

Segundo.

El presente Acuerdo se publicará en el «Boletín Oficial del Estado», salvo el anexo con el documento «Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020», que será publicado en la página web del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, en la siguiente dirección:

<http://www.minetur.gob.es/energia/planificacion/Planificacionelectricidadygasesdesarrollo2015-2020/Paginas/desarrollo.aspx>

Tercero.

El documento de planificación que se aprueba estará sometida a las revisiones y modificaciones previstas en el artículo 4.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.