

## Facilitating energy storage to allow high penetration of variable renewable energy

# Proceso de consulta y resultados en España

## Deliverable D5.3



## Agradecimientos

Este informe se ha realizado como parte del proyecto “Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy”, stoRE. Los logos de los socios participantes en el proyecto se muestran abajo e información adicional sobre ellos y el proyecto esta disponible en [www.store-project.eu](http://www.store-project.eu)



CENER

NATIONAL RENEWABLE  
ENERGY CENTRE



NTUA  
National Technical  
University of Athens



El trabajo de este informe ha sido coordinado por CENER

*The sole responsibility for the content of this report lies with the authors. It does not necessarily reflect the opinion of the European Union. Neither the EACI nor the European Commission are responsible for any use that may be made of the information contained therein.*

# Indice

<b>AGRADECIMIENTOS .....</b>	<b>2</b>
<b>EXECUTIVE SUMMARY .....</b>	<b>4</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>8</b>
<b>1. PROCESO DE CONSULTA .....</b>	<b>8</b>
<b>1.1. Encuesta on-line .....</b>	<b>8</b>
<b>1.2. Workshop Español.....</b>	<b>11</b>
<b>2. ANÁLISIS DEL MARCO REGULADORIO Y DE MERCADO EN ESPAÑA .....</b>	<b>14</b>
<b>2.1. Introducción .....</b>	<b>14</b>
<b>2.2. Estructura y Marco Regulatorio del sector eléctrico .....</b>	<b>16</b>
<b>3. RETOS PARA EL DESARROLLO DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA .....</b>	<b>24</b>
<b>4. ACCIONES PROPUESTAS .....</b>	<b>26</b>

## Executive Summary

This report collects the results of the National Consultation Process in Spain as part of the activities proposed in WP5. The document comprises four main sections to describe: first, the consultation process and results; second, the analysis of the regulation and market framework related to energy storage in Spain; third, the national barriers and challenges identified after reviewing the regulation and discussed during the consultation process; and finally, the action list proposed for Spain.

Section 1 describes the National Consultation Process based on an on-line questionnaire and a workshop to identify barriers and to propose solutions or actions.

The Consultation Process in Spain started in August 2013. Six barriers were identified as specific for Spain based on the Spanish regulation review developed by CENER and the current energy and economical framework. The questionnaire was available in the stoRE web site and invitations to participate were forwarded to about 50 main stakeholders. Also, along the month of September, communications in different renewable and energy journals were published to promote the stoRE project and the national consultation process.

The six Spanish barriers are described in section 3 and are:

- *Challenge 1. Lack of an adequate definition of energy storage in the regulatory framework*
- *Challenge 2. Lack of definition of the energy storage capabilities and services that can provide*
- *Challenge 3. Inadequate sizing of the electrical system*
- *Challenge 4. Electricity market distorted and / or inappropriate*
- *Challenge 5. Long or nonexistent administrative procedures for the installation of energy storage systems*
- *Challenge 6. Impact of the new Royal Decrees in the development of renewable and storage technologies*

The Workshop in Spain took place the 10th October 2013 in CENER premises in Sarriguren (Navarra). The attendees received a hard copy of the D5.2, a draft of the Spanish Regulation that also was forwarded ten days before the Workshop by e-mail, and a preliminary analysis of the Consultation Process to be used as basis for further discussion.

The discussion about the challenges and actions to overcome the main barriers that energy storage has to face took place in Round Table format (see pictures). Three tables were formed with participation of the main stakeholders (utilities, national regulator, technology manufacturers, academia, etc.).

During the discussion, participants gave their opinions about the six national barriers identified previously and proposed solutions and recommendations to solve main problems of energy storage deployment. Based on recommendations some actions were also identified and are being supported by CENER by means of different activities until the end of the project and latterly.

Main results of the discussion can be summarized as follow:

In regard to the absence of a Storage definition in the Spanish Regulation (Challenge 1), all participants seemed to agree. Except for pump hydro and heat storage associated with solar thermal power plants, storage is not covered by the current legislation which, furthermore, excludes the possibility of legalizing storage inside the user's grid.

It was mentioned that this "definition" of storage should not be given in a general manner as there are different technologies with different sizes and applications, and even within the energy system it can be applied in different parts of the value chain (generation, transmission, distribution, end-users). One possibility would be to identify specific applications or services that some technologies can provide and incorporate these new options in the regulation.

This discussion led directly to the second barrier identified and the difficulty of carrying out demonstration facilities as an initial step in characterizing the storage capabilities.

In regard to the Challenge 3, regarding the configuration and dimensions of the current generation mix, most participants agreed that the flexibility of the electrical system in Spain is secured in the coming years. For that reason, the discussion turned to the future needs of flexibility that may arise beyond 2020 and may be covered by conventional and renewable generation systems and storage.

Regarding Challenge 4, some participants were of the view that the market is capable of regulating itself so storage, in the case of participating, should do so on equal footing with other technologies and should not be incentivized in view of the results obtained in previous cases with this type of promotion.

By contrast, other attendants believe that some storage technologies still need assistance to develop and reach maturity enabling them to be competitive in the future and therefore, it must be seen in the regulation.

For Challenge 5 there was virtually no discussion as all agreed that the procedures in the case of pumped hydro are too long and complicated and should be simplified. In the case of other technologies there are not procedures at all and that makes difficult or even prevent new plants installation (see challenge 2).

Challenge 6 raised more controversy and no clear conclusions were inferred from the discussion.

In section 2 the main Royal Decrees and Laws related to energy storage in Spain are collected and briefly described. A Table is presented here.

In section 3 the 6 Spanish challenges mentioned above are collected and described in more detail.

Finally in section 4 we describe the action list proposed in Spain as result of the discussions during the consultation process and they are the following:

#### *1. Coding storage technologies in the Spanish Regulation.*

This involves the definition of different storage systems capabilities and services that can be provided in the electrical system so that the regulator is able to incorporate properly these technologies in the Regulation.

This action must be performed by the regulator with the collaboration and/or support of

technologists and other stakeholders.

## *2. Defining a simplified methodology in administrative procedures for demonstration/R&D projects development.*

To characterize the capabilities of storage systems, apart from the pumped hydro, it was identified the need for demonstration and/or R&D projects that sometimes are hampered by administrative and regulatory issues. To facilitate the development of these projects that are not intended to make business activities and participate in the market, it was proposed the development of a methodology or simplified administrative procedure to allow the legalization of these test facilities in short periods of time.

This work should be done by the government (eg. regional industry departments) with the collaboration of experts from all related fields.

## *3. Identification of business cases in the Spanish market (economic scenarios) to determine storage support systems, including CO2 footprint.*

To facilitate the development of the regulation relating to the operation of the electricity market and analyze the economic viability of storage, it is proposed to develop future energy scenarios that include storage and their economic analysis, including parameters such as carbon footprint, social impact, etc. of the different technologies.

This would make it possible to identify financial support that storage may need for its development and implementation, should not be competitive in the future market of capabilities, and the scope of these grants.

Likewise, R&D programs that favour the development of less mature technologies could be planned, optimizing economic resources.

This work can be done within the administration with the help of R&D groups, consultants, financial institutions, etc.

## *4. Experts Panel / technological platform establishment in communication with the CNMC*

This action was proposed in order to support the national regulator and the government agencies involved for technical consultation. In Spain currently numerous technological platforms for various technologies exist but not for the case of storage.

During the discussion it was mentioned that it was planned to create a cross-platform specialized on storage and that the first meeting would take place on October 28.

## *5. Preparation of a Renewable Energy Deployment Plan including storage and energy infrastructures*

This action includes the analysis of potential storage capacity in terms of technological capabilities and economics. Based on the energy infrastructure planned by the TSO, taking into account the current assets and the expected reinforcements, the generation mix and the demand increase, the cost-competitive storage capacity should be calculated. From these results, a new Renewable Energy Deployment Plan should be developed including economical means and a stable regulation regarding the energy market, in order to reduce financial risks related to the new technologies.

This Plan also must take into account the R&D actions needed to improve the storage technologies regarding the efficiency and costs reduction as part of the Technology Strategic Agenda in agreement with the SET-Plan and other European initiatives.

## Summary of General Regulation and Applications

General regulatory framework	Regulation
General regulatory framework (renewables and electricity)	<i>Pumping operation (RD 2019/1997, 26-06-2007 Resolution, 2-07-2012 Resolution)</i> <i>Decree-Law 1/2012</i> <i>Decree-Law 2/2013</i> <i>RD-L 6/2010. System load operator as a provider of electricity recharging services</i> <i>RD-L 1699/2011 Small Power Facilities (&lt;100 kW)</i>
Applications	Regulation
1. Arbitrage	<i>Wholesale market rules (27-07-2012 Resolution)</i>
2. Balancing obligations	<i>Daily/intraday markets and deviations management</i>
3. Curtailment minimisation	<i>System operation regarding curtailments(P.O.3.7)</i>
4. Frequency control (primary, secondary and tertiary)	<i>Operation procedures: primary (P.O.7.1.), secondary (P.O.7.2.), tertiary (P.O.7.3).</i>
5. Other power generation services	<i>Technical Restrictions (P.O.3.2), Real Time Generation Planning (P.O.SEIE 3.1), Deviations Management (P.O.3.3), Complementary Service for Voltage Control in Transmission Grid (P.O.7.4)</i>
6. Demand Side Management	<i>Demand Side Management for Non-Interruption Service (P.O.15.1)</i>
7. Investment deferral	<i>RD222/2008. Compensation for DSOs linked to efficiency improvements (minimization of losses)</i> <i>Medium-long term plans for the development of the electrical grid</i>
8. Contingency grid support, Distribution power quality and Particular requirements in power quality	<i>Power supply quality (RD 1995/2000)</i> <i>- Voltage wave quality (UNE EN 50160)</i> <i>- Power supply continuity (RD 222/2008).</i>
9. Black-start	<i>Restoration procedures (P.O.1.6)</i>



## Introducción

De forma equivalente al análisis del marco regulatorio y de mercado europeo y consulta que se han llevado a cabo en el WP 4 del proyecto, como parte de las actividades del WP 5 se ha realizado un proceso de consulta nacional con el fin de identificar las barreras específicas del almacenamiento en los países participantes en el proyecto y proponer soluciones para superarlas.

A continuación se recoge una descripción del proceso de consulta y de los resultados obtenidos de las discusiones. Se incluye una revisión del marco regulatorio español y la lista de acciones propuesta por los participantes en la consulta para promover el uso de almacenamiento en España.

## 1. Proceso de Consulta

Como parte de las tareas principales del proyecto, se ha llevado a cabo un proceso de consulta a nivel nacional en los distintos países objetivo. El proceso de consulta ha consistido en dos acciones complementarias: encuesta on-line y workshop con los actores más relevantes en el ámbito del almacenamiento.

El objetivo del proceso era la identificación de las principales barreras no-tecnológicas a las que se enfrenta el almacenamiento para su desarrollo a nivel nacional y la propuesta de acciones que permitan superar esas barreras. Las acciones además, deben ser difundidas entre los organismos regulatorios y gubernamentales con el fin de alcanzar un compromiso por su parte para promover el uso del almacenamiento.

### 1.1. Encuesta on-line

El procedimiento seguido consistió en preparar una encuesta on-line con 5 preguntas relacionadas con la lista de barreras identificadas para España (ver Sección 2). Se envió el correspondiente link a diversos actores involucrados en el área del almacenamiento, unos 50, correspondientes a distintos ámbitos de actividad, TSO y DSOs, fabricantes de sistemas de almacenamiento, centros académicos y de I+D, Organismo regulador, promotores de renovables, etc.

A continuación se recoge un breve análisis de los resultados obtenidos de la encuesta ***Factores limitantes para el desarrollo del almacenamiento de energía en España*** de la que se han recibido 17 contribuciones.

La distribución de las respuestas por tipo de entidad se recoge en la figura 1. Como puede observarse las principales contribuciones provienen de las empresas eléctricas y operadores del sistema, del sector académico y de los fabricantes de tecnologías de almacenamiento.

Cabe destacar la escasa respuesta por parte de los órganos responsables de regular el sistema energético. Por ello, una acción planteada consiste en la difusión a nivel ministerial y de regulador de las capacidades y tecnologías de almacenamiento.



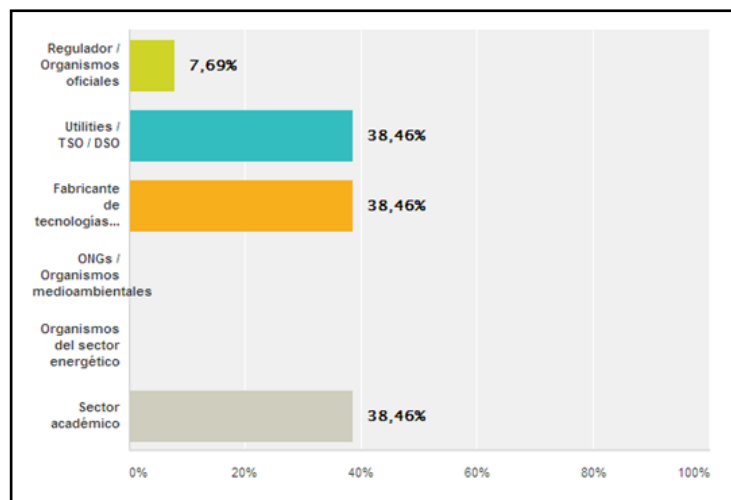


Figura 1

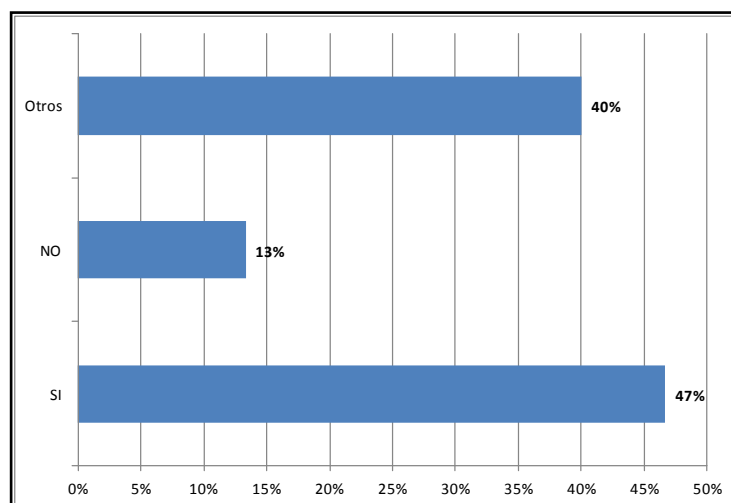


Figura 2

En lo referente a la pregunta *¿Cree que es necesaria una mayor capacidad de almacenamiento de energía en el sistema eléctrico español? ¿Por qué o por qué no?* la opinión mayoritaria es que el almacenamiento de energía es necesario por diversos motivos. Fundamentalmente el almacenamiento se demanda para proporcionar **flexibilidad** y **gestionabilidad** a la red en especial, si se aspira a integrar elevados porcentajes de renovables (ver figura 2).

Algunas respuestas afirmativas no obstante, han destacado que esa necesidad no es a corto plazo sino a **medio-largo plazo** y/o está relacionada con el **almacenamiento distribuido** (sistemas de generación distribuida, microrredes, redes inteligentes,...).

En lo que se refiere a las prioridades de las barreras identificadas, a la vista de la Figura 3 se puede extraer que hay una considerable dispersión de las opiniones. Pese a ello, las barreras 1 (Falta de adecuada definición del almacenamiento en el marco regulatorio) y 6 (Impacto de los nuevos Reales Decretos) parecen considerarse de gran importancia seguidas por las barreras 3 (inadecuado dimensionamiento del sistema eléctrico) y 4 (Mercado eléctrico distorsionado y/o inadecuado).

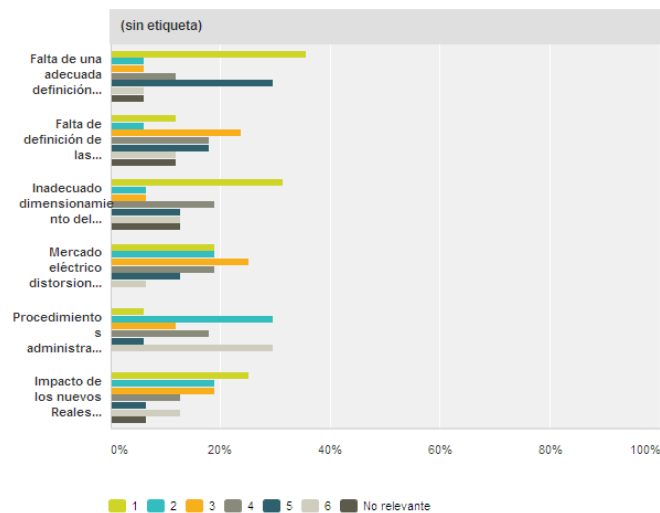


Figura 3

Si las prioridades 1 a 3 se agrupan, las barreras 4 y 6 alcanzan el 62,5% de los votos, seguidas de la 1 y 5 con un 47%. Así pues, las barreras 4 y 6 relacionadas con el actual mercado eléctrico y su estructura y operación son las consideradas de mayor impacto en el desarrollo del almacenamiento mientras que la barrera 2 relacionada con las capacidades del almacenamiento no se considera apenas relevante.

Es importante mencionar que varios encuestados coinciden con que la barrera principal al desarrollo del almacenamiento es el coste de las tecnologías que, independientemente de la regulación vigente, las hace inviables en la actualidad desde un punto de vista económico.

### **Acciones propuestas para promover el almacenamiento de energía**

1. Elaboración de un plan de desarrollo de renovables que incluya las capacidades necesarias tanto en generación renovable como en almacenamiento.
2. Desarrollo de Marco Regulatorio (definición normativa energética) que incluya el almacenamiento y garantice la instalación de una capacidad justificada económicamente. A nivel de red de transporte ese marco debería contar con:
  - a. El TSO debería determinar la capacidad de almacenamiento que el sistema podría incorporar a un coste competitivo.
  - b. El regulador debería convocar subastas para la adjudicación de una capacidad de almacenamiento igual o superior a la calculada.
  - c. Tras la subasta, el regulador debería adjudicar/aceptar las ofertas de menor precio hasta una capacidad cuyo coste total sea inferior o igual a los beneficios calculados por el TSO, mediante contratos a largo plazo con los agentes.
  - d. Una vez puestas en servicio, el TSO gestionaría las instalaciones de almacenamiento adjudicadas con el objetivo de minimizar los costes totales del sistema.
3. Definición/diseño de un mercado eléctrico (señales adecuadas) que incluya una gran penetración renovable e incluso una total generación renovable y reestructuración del sistema eléctrico para optimizar el uso de infraestructuras ya existentes y proponer

nuevas instalaciones que faciliten la gestión de un sistema renovable.

- 4.Reducción de los costes de las tecnologías de almacenamiento mediante I+D u otros.
- 5.Creación de un comité de expertos (desde la administración del estado, por ej.) para elaborar un plan a medio/largo plazo de desarrollo e inversiones para las tecnologías de almacenamiento.

## **1.2. *Workshop Español***

El Workshop parte del proceso de Consulta Nacional en España tuvo lugar el 10 de Octubre de 2013 en CENER en Sarriguren (Navarra).

Los participantes recibieron una copia del Entregable D5.2, un borrador de la Regulación Española que se había enviado diez días antes por e-mail y un análisis preliminar de los resultados de la Consulta por cuestionario, para utilizarlo como base de la discusión.

### **1.2.1. Bienvenida y presentación del stoRE**

De acuerdo con la agenda, el Workshop comenzó a las 9 am con la presentación general del proyecto stoRE. Se discutieron los resultados de WP4 y WP5, entregable D.5.2 en las siguientes presentaciones y se finalizó con la explicación de las seis barreras nacionales identificadas durante las actividades del WP5.

El objetivo de la primera sesión del workshop era primero, la descripción del proceso de consulta y los resultados esperados y Segundo la justificación de la selección de las seis barreras nacionales.

### **1.2.2. Discusión y resultados**

La discusión acerca de los retos y acciones a realizar para superar las principales barreras que el almacenamiento de energía debería hacer frente se llevo a cabo en forma de mesas redondas (ver fotografías). Se formaron tres mesas con la participación de los principales actores involucrados (utilities, regulador nacional, TSO, fabricantes tecnológicos, centros tecnológicos, etc.).



Durante la discusión los participantes dieron sus opiniones sobre las seis barreras nacionales identificadas previamente y se propusieron soluciones y recomendaciones para solventar los problemas principales del desarrollo del almacenamiento de energía. Basadas en estas recomendaciones se propusieron acciones que CENER, con la colaboración de otras entidades, deberá promover posteriormente.



*Reto 1. Falta de una adecuada definición del almacenamiento de energía en el marco regulatorio*

En lo que se refiere a la ausencia de una definición del almacenamiento en la regulación española, todos los participantes parecían estar de acuerdo. A excepción del bombeo y del almacenamiento térmico asociado a plantas solares termoeléctricas, el resto del almacenamiento no está contemplado en la legislación actual lo que limita su instalación al no poderse legalizar las plantas.

Se comentó que esa “definición” del almacenamiento no debería hacerse de forma generalizada dado que existen diversas tecnologías con diversos tamaños y aplicaciones e incluso dentro del sistema energético, pueden aplicarse en distintas zonas de la cadena de valor (generación, transporte, distribución, usuarios). Una posibilidad sería identificar aplicaciones o servicios concretos que algunas tecnologías puedan proveer e ir incorporando en la regulación esas nuevas opciones.

El origen de esta posición proviene del hecho de que muchos de los servicios que pueden proporcionar algunos sistemas de almacenamiento, dados los tamaños, se llevarían a cabo en la red de distribución tratándose de un mercado regulado. La regulación actual no permite a los DSOs ser propietarios de estas plantas y proveer esos servicios. Además, en ocasiones los sistemas de almacenamiento como baterías del orden de MW conectadas a una subestación por ejemplo, pueden llevar a cabo servicios de arbitraje que forman parte del mercado libre y que por lo tanto, también están prohibidos para los DSOs.

Este punto está relacionado con la propiedad de las plantas de generación y consumo.

La conclusión de la discusión fue la necesidad de identificar y demostrar las distintas capacidades de los sistemas de almacenamiento de manera que el ente regulador pueda

definir mejor el futuro papel y participación de las distintas tecnologías en el sistema eléctrico.

*Reto 2. Falta de definición de las capacidades del almacenamiento de energía y servicios que pueden proporcionar*

Esto llevó la discusión directamente a la segunda barrera identificada y la dificultad de llevar a cabo instalaciones de demostración como etapa inicial en la caracterización de las capacidades de los almacenamientos.

Algunos participantes opinaron que las capacidades están analizadas y demostradas y que los resultados están publicados en numerosos artículos de investigación sin embargo, la mayoría de los asistentes coincidían con el hecho de que esos estudios generalmente se realizan a nivel de laboratorio y en equipos de pequeña potencia por lo que la escalabilidad de los resultados todavía está por demostrar en muchos casos.

A partir de ahí se discutieron las dificultades de instalar estas plantas pese a tratarse de proyectos de demostración y/o I+D por la imposibilidad de legalizarlas. De hecho, en España algunos proyectos no han podido realizarse como consecuencia de esta falta de legislación.

*Reto 3. Inadecuado dimensionamiento del sistema eléctrico*

En lo que se refiere a la barrera 3, referente a la configuración del sistema de generación actual y a sus dimensiones, la mayoría de los participantes coincidían en que la flexibilidad del sistema eléctrico en España está asegurada en los próximos años. Por esa razón, la discusión se dirigió hacia las necesidades futuras de flexibilidad que puedan surgir mas allá de 2020 y que pueden ser cubiertas por sistemas convencionales y renovables de generación y almacenamiento.

Algunos participantes opinaban que el almacenamiento es muy caro y que la flexibilidad puede obtenerse con sistemas convencionales más competitivos. Otros participantes respondieron a esto diciendo que la incertidumbre en cuanto al coste futuro, tanto de las plantas convencionales como del almacenamiento, hacía muy difícil asegurar la no competitividad del almacenamiento. Sin embargo, algunas tecnologías como el bombeo, requieren muchos años desde su planeamiento hasta su instalación final por lo que las previsiones y las planificaciones deben hacerse desde ahora. De lo contrario, aun cuando el almacenamiento fuera la opción más competitiva en el futuro no podrían instalarse nuevas plantas por cuestiones legales y de falta de planificación.

En estas planificaciones también se aconsejó considerar la huella de CO<sub>2</sub> de todas las tecnologías y hacer un balance de externalidades (seguridad, costes sociales, etc.).

*Reto 4. Mercado eléctrico distorsionado y/o inadecuado*

En este punto hubo gran disparidad de opiniones. Por una parte, algunos participantes son de la opinión de que el mercado es capaz de autorregularse por lo que el almacenamiento si pudiera participar en el, debería hacerlo en igualdad de condiciones que el resto de las tecnologías y que no debe incentivarse a la vista de los resultados obtenidos en casos anteriores con este tipo de promoción.

Por el contrario, otros asistentes opinan que algunas tecnologías de almacenamiento todavía necesitan ayudas para desarrollarse y alcanzar la madurez lo que les permitiría ser competitivas en el futuro y que por lo tanto, eso debe contemplarse en la regulación.

Una modificación de la regulación del mercado conlleva una gran complejidad y en la

actualidad mucho más, con el desarrollo del Mercado Energético Único para la Comunidad Europea. En estos momentos se están valorando nuevos sistemas de remuneración basados en capacidades o potencia más que en energía, lo que facilitaría la entrada de renovables y otras tecnologías con capacidades semejantes y superiores. Sin embargo, no se sabe todavía cómo será la operación de ese Mercado lo que dificulta considerablemente el establecer modelos de mercado para el almacenamiento y por lo tanto, la valoración de la viabilidad económica de estas tecnologías.

#### *Reto 5. Procedimientos administrativos para la instalación de sistemas de almacenamiento largos o inexistentes*

En este punto no hubo prácticamente discusión ya que todos coincidían en que los procedimientos para el caso del bombeo son demasiado largos y complicados y que deberían simplificarse y, que en el caso de otras tecnologías no existen esos procedimientos lo que dificulta e incluso puede impedir la instalación de plantas (ver reto 2).

#### *Reto 6. Impacto de los nuevos Reales Decretos en el desarrollo de las tecnologías renovables y de almacenamiento*

Este reto planteó más controversia. De acuerdo con la mayoría de los participantes, el Real Decreto de plantas de pequeña potencia y el borrador de balance neto suponen un freno a las renovables, en concreto a la energía fotovoltaica.

Algunos participantes opinan que el autoconsumo con almacenamiento tiene el mismo derecho que los sistemas de bombeo a comprar energía de noche y venderla de día. Es más, el almacenamiento distribuido instalado próximo al lugar de consumo es mucho más eficiente que el de bombeo porque la energía almacenada en autoconsumo es consumida en las cercanías de las cargas, por lo tanto no hace uso de las redes al devolver la energía, evitando pérdidas en ellas y la congestión de las mismas.

Sin embargo, la exclusión explícita del almacenamiento en las instalaciones de pequeña potencia se justificó por parte de algunos asistentes en base a que el RD de instalaciones de pequeña potencia excluye la posibilidad de almacenamiento puesto que sería necesario garantizar que la energía almacenada que se vierte a la red (percibiendo retribución primada) procede única y exclusivamente de fuentes renovables.

Esta interpretación minoritaria del Real Decreto quedó a la espera de revisión por parte de CENER para determinar si este Reto lo es finalmente. No obstante, el RD de balance neto eliminaría cualquier potencial negocio ya que se está considerando la diferencia de energía consumida y producida y no sus precios y por lo tanto, no tendría sentido consumir más para verter menos por pérdidas de eficiencia.

## **2. Análisis del marco regulatorio y de Mercado en España**

### **2.1. Introducción**

Este documento analiza la regulación española y los regímenes de Mercado que deben tenerse en cuenta para establecer el mercado potencial del almacenamiento de energía eléctrica.

El análisis se ha realizado para nueve aplicaciones y en la tabla siguiente se recoge un resumen del marco regulatorio general y por aplicación. En las secciones siguientes se describe en más detalle cada regulación.

Tabla resumen de la regulación general y por aplicaciones

Marco regulatorio general	Regulación
Marco regulatorio sector eléctrico y renovables	<p><i>Operación del bombeo (RD 2019/1997, Resolución 26-06-2007, Resolución 2-07-2012)</i></p> <p><i>Real Decreto-ley 1/2012</i></p> <p><i>Real Decreto-ley 2/2013</i></p> <p><i>RD-L 6/2010. Gestor de carga como proveedor de servicios de recarga eléctrica</i></p> <p><i>RD-L 1699/2011 de auto-consumo</i></p>
Aplicaciones	Regulación
1. Arbitraje	<i>Regulación del Mercado (Resolución 27-07-2012)</i>
2. Balance	<i>Mercados diarios/intradía y gestión de desvíos</i>
3. Minimización de recortes	<i>Procedimiento de operación en relación a recortes/vertidos (P.O.3.7)</i>
4. Control de la frecuencia (regulación primaria, secundaria y terciaria)	<i>Procedimientos de operación: regulación primaria (P.O.7.1), regulación secundaria (P.O.7.2) y regulación terciaria (P.O.7.3).</i>
5. Otros servicios de generación	<i>Resolución de restricciones técnicas (P.O.3.2), Programación de la generación en tiempo real (P.O.SEIE 3.1), Gestión de desvíos (P.O.3.3), Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte (P.O.7.4)</i>
6. Gestión de la demanda	<i>Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (P.O.15.1)</i>
7. Aplazamiento de inversiones	<p><i>RD222/2008. Compensaciones a DSOs relativas a mejoras de eficiencia (minimización de pérdidas)</i></p> <p><i>Planes a medio-largo plazo para el desarrollo de la red</i></p>
8. Soporte ante contingencias, calidad de la energía (distribución) y requerimientos particulares de calidad de la energía	<p><i>Calidad de la energía (RD 1955/2000)</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>Calidad de la onda de tensión (UNE EN 50160).</i></li> <li>- <i>Continuidad del suministro de potencia (RD 222/2008).</i></li> </ul>
9. Black-start	<i>Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema (P.O.1.6)</i>

## **2.2. Estructura y Marco Regulatorio del sector eléctrico**

### **2.2.1. Marco regulatorio general**

#### **LEY 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico.**

Regula las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, consistentes en su generación, transporte, distribución, comercialización e intercambios intracomunitarios e internacionales, así como la gestión económica y técnica del sistema eléctrico.

#### **REAL DECRETO 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.**

Este RD establece el régimen jurídico aplicable a las actividades de transporte, distribución, comercialización y suministro de energía eléctrica y a las relaciones entre los distintos sujetos que las desarrollan, estableciendo las medidas necesarias encaminadas a garantizar este servicio esencial.

Asimismo, se establece el régimen de autorización correspondiente a todas las instalaciones eléctricas competencia de la Administración General del Estado y el procedimiento de inscripción en los distintos registros administrativos previstos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

El Título VII hace referencia a los trámites para la inscripción de las plantas de generación de carácter convencional incluyendo el bombeo mixto y puro.

#### **REAL DECRETO 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.**

Este RD define las condiciones de funcionamiento del mercado organizado (mercado diario, mercado intradiario y mercado de servicios complementarios) y los contratos bilaterales al margen de este mercado. Se incluye la definición de agente de mercado que son los titulares de instalaciones válidamente inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica o estar inscrito en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados, según corresponda.

Según el RD Los agentes del mercado podrán presentar ofertas de venta o de compra de energía eléctrica para cada periodo de programación. Las ofertas de venta de energía eléctrica deberán incluir, al menos, el precio y cantidad ofertada, la identificación del agente que las realiza y **la unidad de oferta** a que se refiere. Se entenderá por unidad de oferta de los generadores cada grupo térmico, cada central de bombeo y cada unidad de gestión hidráulica o eólica o cada unidad de oferta de comercialización en los términos en que se determine mediante Orden ministerial. Los comercializadores compran con la unidad de oferta.

*Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.*

*Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 134/2010, de 12*

de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

**Resolución del 26 de Junio de 2007 de la Secretaría General de la Energía**, que modifica las reglas de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica, considera al bombeo hidráulico como una **unidad de consumo** de energía.

**Resolución del 24 de Julio de 2012**, que modifica los procedimientos de operación del Sistema Eléctrico Español para su adaptación a la nueva normativa eléctrica. La resolución mantiene las definiciones y recoge el procedimiento de pagos para las dos tecnologías, bombeo y almacenamiento térmico.

La generación de energía eléctrica se diferencia entre generadores en régimen ordinario y generadores en régimen especial  
(<http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/RegimenOrdinario/Paginas/RegInstalaciones.aspx>  
y  
<http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/RegimenEspecial/Registro/Paginas/RegistroInstalacionesRE.aspx>).

#### *Productores en Régimen Ordinario*

El bombeo hidráulico se contempla dentro del Régimen Ordinario por lo tanto la normativa que aplica a su instalación y gestión es:

**Ley 54/1997**, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (arts. 21, 36, 37 y 40).

**Título VII del Real Decreto 1955/2000**, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

**Real Decreto Legislativo 1/2008**, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos.

**Real Decreto 1131/1988**, de 30 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento para la ejecución del Real Decreto legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de evaluación de impacto ambiental.

**Ley 16/2002**, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.

**Real Decreto 509/2007**, de 20 de abril, por el que se aprueba el Reglamento para el desarrollo y ejecución de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.

#### *Productores en régimen especial*

La actividad de generación en régimen especial recoge la generación de energía eléctrica en instalaciones de potencia no superior a 50 MW que utilicen como energía primaria energías renovables o residuos, y aquellas otras como la cogeneración que implican una tecnología con un nivel de eficiencia y ahorro energético considerable.

Las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial deberán tener potencia instalada igual o inferior a 50 MW y estar en alguno de estos grupos:

- a) Instalaciones que utilicen cogeneración u otras formas de producción de energía eléctrica asociadas a la electricidad, con un rendimiento energético elevado.
- b) Instalaciones que utilicen energías renovables no consumibles, biomasa, biocombustibles, etc.
- c) Instalaciones que utilicen residuos urbanos u otros residuos.
- d) Instalaciones de tratamiento y reducción de residuos agrícolas, ganaderos y servicios.

La normativa que regula el marco general de esta actividad es el **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Este ha sido derogado por el RDL 9/2013 y sustituido por un Real Decreto pendiente de aprobar.

El almacenamiento térmico se contempla asociado a plantas solares termoeléctricas lo que hasta la publicación de los RD-ley de 2012 y 2013 permitía obtener primas adicionales.

Las siguientes disposiciones regulan otros aspectos del régimen especial y modifican parcialmente lo recogido en el citado Real Decreto:

**Real Decreto-ley 6/2009**, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

Acuerdo del Consejo de Ministros de 13 de noviembre de 2009, por el que se procede a la ordenación de los proyectos o instalaciones presentados al registro administrativo de preasignación de retribución para las instalaciones de producción de energía eléctrica, previsto en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril.

**Real Decreto 1565/2010**, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Corrección de errores del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre.

**Real Decreto 1614/2010**, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.

**Real Decreto-ley 14/2010**, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

**Real Decreto 1699/2011**, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Corrección de errores del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

**Real Decreto-ley 1/2012**, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

**Real Decreto-ley 2/2013**, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.

## **Decreto-ley 6/2010. Gestores de carga del sistema como proveedores de servicios de recarga**

El objetivo del artículo 23 de este decreto-ley es incluir en el marco regulatorio del sector eléctrico un nuevo agente del sector (el gestor de cargas del sistema) que prestará servicios de recarga de electricidad, necesarios para el rápido desarrollo de los vehículos eléctricos.

Los gestores de cargas del sistema son aquellas sociedades mercantiles que, siendo consumidores, están habilitados para la reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética, así como para el almacenamiento de energía eléctrica para una mejor gestión del Sistema Eléctrico.

El almacenamiento de energía es mencionado específicamente pero:

- solo se han desarrollado los servicios de recarga de energía (Decreto-ley 647/2011)
- dice específicamente: “como consumidores”
- se refiere a vehículos eléctricos exclusivamente

## **Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.**

Con carácter general, las instalaciones deben cumplir que:

- En el circuito de generación hasta el equipo de medida no podrá intercalarse ningún elemento de generación distinto del de la instalación autorizada, ni de acumulación.

Es decir, se excluye específicamente el uso de sistemas de almacenamiento de energía para instalaciones de pequeña potencia (residenciales, comerciales, etc.) o almacenamiento distribuido.

### **2.2.2. Resumen**

La regulación y legislación española no menciona ningún sistema de almacenamiento de energía a excepción del bombeo hidráulico (considerado como una unidad de generación convencional y posteriormente como unidad de consumo) y del almacenamiento térmico en plantas solares termoeléctricas. También se estipula que todas las plantas de generación deben ser registradas con un código para poder operar. Así pues, el almacenamiento es a todos los efectos generación, si bien no existen precedentes de unidades de generación con almacenamiento de tecnologías diferentes al bombeo.

La normativa para las plantas que operan en Régimen Especial menciona:

*Instalaciones en Régimen Ordinario con tecnologías similares al Régimen Especial*

Las instalaciones que usen como energía primaria fuentes renovables, cogeneración o residuos, serán registradas en el Régimen Ordinario y se les aplicará la regulación específica, pero el estatus legal y económico, en varios aspectos, deberá ser diferente comparado con las tecnologías ordinarias. Este es el caso de las instalaciones eólicas marinas (potencias superiores a 50 MW).

### **2.2.3. Regulación aplicable por aplicaciones**

#### **Arbitraje**

Esta aplicación consiste, básicamente, en los intercambios de energía en el Mercado diario (siendo este el Mercado en el que tienen lugar todas las transacciones energéticas para el día

siguiente, ya sean compra-ventas de energía mediante subasta o con contratos bilaterales entre los participantes del Mercado).

Las diferencias mensuales entre el máximo y el mínimo precio diario se encuentran entre 35 y 90 €/MWh (años 2011 y 2012). Sin embargo, la diferencia en el precio diario suele ser menor, como puede verse en los ejemplos siguientes:

- Diferencia máxima (01/07/2012): de 17,07 a 70 €/MWh
- Diferencia media (14/07/2012): de 38,78 a 61,20 €/MWh
- Diferencia mínima (26/07/2012): de 49,5 a 59,02 €/MWh

El almacenamiento de energía no está específicamente considerado en la Resolución 27/07/2012, referente a la regulación del mercado eléctrico.

La participación en el Mercado requiere de un registro como comprador o vendedor de energía, de modo que cada hora el balance neto del operador debe ser siempre positivo, para vendedores, o negativo, para compradores. Esto constituye una barrera para sistemas de almacenamiento distintos del bombeo para los que no existe precedente en el mercado.

Actualmente las *utilities*, principales propietarios de las plantas de bombeo en España, gestionan la operación con las unidades de compra y venta que están perfectamente identificadas en el bombeo puro. En las centrales de bombeo mixto, existe una unidad de compra específica para el bombeo, y otra unidad de venta que incluye la turbinación correspondiente junto con la de toda la cuenca hidráulica, ya que no es posible distinguir la producción asociada al bombeo de la aportación natural.

Hay algunos estudios sobre el coste por ciclo de las tecnologías de almacenamiento y, de acuerdo a estos datos y a la volatilidad del precio de la electricidad, es difícil justificar la rentabilidad de los sistemas para esta aplicación.

### **Balance**

El mercado diario se cierra a las 10:00 para las 24 horas del día siguiente. Las correcciones deben realizarse con venta/compra de energía en el mercado intradiario, pero la diferencia del precio de esta energía con los precios diarios suele ser pequeña.

Las desviaciones de los programas ya establecidos deben ser compensadas por el operador con reservas de regulación secundaria/terciaria. El coste de esta compensación se distribuye entre aquellos agentes (tanto productores como comercializadores) que han fallado en el cumplimiento de sus programas.

Los precios intradiarios de la electricidad (mínimo, medio y máximo) son muy similares a los del mercado diario. Sin embargo, el volumen de energía movido en este mercado es alrededor del 25% del volumen de energía movido en el mercado diario.

La diferencia mensual entre los precios intradiarios de la energía (máximo y mínimo) está en el rango de los 60 a los 100 €/MWh, aunque la diferencia entre los precios diarios es generalmente menor.

### **Minimización de recortes**

El Procedimiento de Operación P.O.3.7 regula el plan de la generación de origen renovable no gestionable.

Las plantas de generación mayores de 10 MW, con el RD 1565/2010 se amplía esta obligación a agrupaciones que sumen más de 10 MW, deben estar conectadas al Centro de Control de Red

Eléctrica Española, CECRE, de manera que REE es capaz de establecer el límite superior de la potencia distribuida de acuerdo con las condiciones de operación en cada momento: congestión de la red, estabilidad del sistema, corriente de corto-circuito, viabilidad de balance de energía y excesos de generación. Los excesos por encima de ese límite dan lugar a vertidos que suponen pérdidas económicas para el operador de la planta. Esto se corrige con el nuevo esquema retributivo, ya que en caso de cortes a la eólica el precio de mercado será casi siempre 0 €/MWh y no perderán tarifa regulada puesto que desaparece.

En general, los vertidos se consideran eventos ocasionales. Así, el P.O.3.7. establece:

“Si se produjeran casos de frecuente reducción de la producción de un nudo de la red de transporte, determinados por un número superior a 3 veces en un mes o 10 veces en el conjunto de un año, el operador del sistema debe presentar en el plazo máximo de 6 meses, para su autorización por la Secretaría de Estado de Energía, un Plan de inversiones para la solución de la restricción correspondiente.”

Acogiéndose a este procedimiento, el operador podría justificar la instalación de sistemas de almacenamiento que le permitan solventar estas restricciones técnicas que por el momento, son bastante reducidas. Según datos de AEE, las reducciones de eólica por problemas en la red de Transporte en 2012 fueron del orden de 14 GWh, en la red de Distribución de 14,2 GWh y por excedentes de generación de unos 98 GWh si bien, hasta el 15 de Marzo de 2013 ya se había vertido más energía eólica que en 2011 y 2012 juntos.

Cuando se producen recortes en los vertidos puede ser por falta de capacidad de evacuación, o en las más de las veces por falta de reserva térmica en el sistema que imposibilita mantener el nivel de seguridad del sistema. En caso de falta de capacidad, el OS podría plantear la inversión en activos de red de transporte, no en activos de generación y por tanto no podría invertir en almacenamiento.

### **Control de la frecuencia**

#### ***Regulación Primaria***

El Procedimiento de Operación P.O.7.1 recoge la regulación primaria. Este servicio es obligatorio y no remunerado para todos los generadores. No obstante, los generadores pueden decidir instalar sistemas de almacenamiento (ultracondensadores...) para ajustar su capacidad de regulación primaria.

#### ***Regulación Secundaria***

El Procedimiento de Operación P.O.7.2 recoge la regulación secundaria. La reserva secundaria es un servicio complementario opcional, no es obligatorio ofertar. Este servicio se paga conforme a dos conceptos, utilizando procedimientos de mercado: disponibilidad (reserva secundaria) y uso (energía).

Inicialmente, esto solo podría ser provisto en áreas reguladas, correspondientes a ‘utilities’ (Iberdrola, Endesa...). Posteriormente, este mercado se ha abierto a plantas de ciclo combinado, bajo determinados requerimientos: potencia >300 MW, tiempo de respuesta adecuado, comunicación con el operador...

#### ***Regulación Terciaria***

El Procedimiento de Operación P.O.7.3 recoge la regulación terciaria. Éste es un servicio auxiliar obligatorio que es gestionado y pagado de acuerdo a procedimientos de mercado. Este servicio auxiliar solo se paga en caso de utilización, no por disponibilidad.

### Otros servicios de generación

A continuación se recogen otros servicios de generación en los que las plantas de bombeo pueden contribuir y están incluidas en la regulación aplicable. Otros sistemas de almacenamiento no se mencionan salvo las baterías como parte de los planes de reposición del servicio (en el caso de centrales de más de 50 MW de potencia o conectadas a la red de transporte).

Resolución de restricciones técnicas (P.O.3.2): con este procedimiento se busca resolver las congestiones causadas por las limitaciones del sistema de transmisión en la planificación de operación a futuro, así como las que surjan en tiempo real.

Programación de la generación en tiempo real (P.O.SEIE 3.1): El objeto de este Procedimiento es establecer el proceso para la resolución de los desvíos en tiempo real entre generación y consumo, así como la resolución de las restricciones técnicas que puedan aparecer en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE).

Gestión de desvíos (P.O.3.3): El objeto de este procedimiento 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 del horizonte de programación de la siguiente sesión.

Servicio complementario de control de tensión de la red de transporte (P.O.7.4): establece el modo en que los sujetos del sistema eléctrico español prestarán el servicio complementario de control de la tensión de la red de transporte. Incluye las plantas de bombeo pero los sistemas de generación en régimen especial se excluyen hasta que la regulación para estos sistemas lo permita.

### Gestión de la demanda

Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (P.O.15.1). El objetivo es regular la aplicación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad ofrecido por los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.

Dirigido a grandes consumidores, conectados a la red de transporte, que sean capaces de reducir su consumo en 5MW cada hora del año. Hay contratos específicos definidos por los precios y los 'productos' que indica la ley (potencia máxima, duración del evento, tiempo de aviso, etc.).

A 1 de marzo de 2013 se encuentran en vigor 144 contratos de interrumpibilidad de los cuales 130 corresponden al sistema peninsular, 13 al sistema canario y 1 al sistema balear. La potencia interrumpible total disponible al servicio del operador del sistema en periodos de máxima demanda alcanza aproximadamente 2.055,7 MW, de los cuales 2.002,1 MW corresponden al sistema peninsular, 50,1 MW al sistema canario y 3,5 MW al sistema balear.

### Aplazamiento de inversiones y/o refuerzo de redes de distribución

Se proporciona a las empresas distribuidoras una compensación adicional relacionada con mejoras en la eficiencia (minimización de pérdidas); dicha compensación es muy limitada (RD 222/2008).

El RD incluye la definición de instalaciones de distribución y aunque no menciona los sistemas de almacenamiento, tampoco los excluye por lo que de acuerdo con la ley, se podrían conectar plantas de almacenamiento en la red de distribución si se consideran medios adecuados para la correcta operación del sistema. Se podría conectar baterías de igual forma que se pueden conectar grupos electrógenos, por parte de distribución, cuando la red no es suficiente. No

obstante, al ser ambos activos de generación, no son retribuidos al distribuidor.

De acuerdo con el primer borrador de la *Planificación de los sectores de electricidad y gas 2012-2020* “Los altos contingentes previstos de generación renovable de carácter variable requieren un aumento significativo de potencia flexible y de arranque rápido para integrar el máximo de recurso renovable disponible. Tanto el equipo hidráulico como los ciclos combinados, se perfilan como las tecnologías que más contribuirán a la integración de recursos renovables. Las tecnologías de almacenamiento como las centrales de bombeo, por su capacidad de aumentar la carga del sistema en horas de elevado recurso, presentan igualmente un gran interés para la operación segura del sistema, al aportar potencia firme, así como para facilitar el máximo aprovechamiento de las energías no gestionables.

Según el documento “El incumplimiento de la previsión de poner en servicio 3.200 MW (de bombeo...), redundaría en mayor necesidad de equipo de punta.”

En el caso de Canarias la planificación también incluye plantas de bombeo para asegurar la cobertura y gestión de la red con un alto porcentaje de renovables.

Así pues, el almacenamiento, especialmente en el bombeo hidráulico, se ha tenido en cuenta en las planificaciones a 2020 incluyendo acciones relacionadas con la gestión de la demanda (llenado de valles) y para una mayor integración de renovables. En concreto para la eólica, se menciona: “Por la parte regulatoria, se deberá analizar el desarrollo de mecanismos que permitan optimizar el uso de las interconexiones y de las instalaciones de almacenamiento.”

### **Soporte ante contingencias, calidad de energía y requerimientos particulares**

La calidad del suministro, comprende la calidad de onda y la continuidad en el suministro de tensión. El RD 1955/2000 establece la necesidad de cierta calidad en el suministro, incluyendo tres conceptos: calidad de onda, continuidad de suministro y soporte al cliente.

La **calidad de onda**, de acuerdo a la norma UNE EN 50160, depende del valor medio de la frecuencia fundamental de la misma, de los desequilibrios y los huecos de tensión, de las sobretensiones, de la distorsión armónica, etc.

Para la **continuidad del suministro**, el Real Decreto 222/2008 establece una nueva metodología de retribución que incluye la introducción de incentivos para las empresas, basados en la calidad del suministro y la reducción de pérdidas a dos niveles:

- **Zona.** Las distribuidoras deben garantizar unos indicadores mínimos de rendimiento
- **Individual.** Las distribuidoras deben garantizar que el número y duración de las interrupciones del servicio son menores que unos valores

Las compensaciones y penalizaciones debidas al rendimiento de la calidad de la energía están limitadas al  $\pm 3\%$  de la retribución total del año anterior (Orden ITC\_3801\_2008).

Las distribuidoras deben ponerse de acuerdo con los consumidores o sus representantes para el establecimiento de unos estándares de calidad más altos todavía que los regulados en el RD1955/2000.

En cuanto a la calidad del servicio, los datos obtenidos en 2011 indican una seguridad en el suministro del 99.992%.

### **Blackstart**

El Procedimiento de Operación P.O.1.6 “Establecimiento de los planes de seguridad para la operación del sistema” establece los planes de restauración del servicio eléctrico tras un fallo del mismo, fijando el procedimiento coordinado de todos los agentes involucrados en la gestión del

sistema eléctrico; así, en caso de accidente zonal o nacional, el suministro podrá ser restablecido de manera rápida y segura.

En particular, dada una situación de tensión nula, comienza el proceso de arranque autónomo de las plantas hidráulicas. De acuerdo a las estrategias establecidas, estas plantas van a proveer energía a ciertas líneas de transporte con varios objetivos: alimentar los servicios auxiliares de las plantas térmicas para poder llevar a cabo su proceso de arranque, asegurar la desconexión segura de plantas nucleares, alimentar ciertas cargas de alta prioridad y recuperar la interconexión sincronizada con el sistema europeo. La contribución de las plantas hidráulicas al proceso de restauración del servicio es, por lo tanto, esencial. En el caso de deslastre de cargas, las plantas de bombeo que estén consumiendo son las primeras en desconectarse de acuerdo con la planificación del operador.

### 3. Retos para el desarrollo del almacenamiento de energía

El Proyecto stoRE ha identificado, para el desarrollo del almacenamiento de energía en España, los retos que se recogen a continuación.

#### **1. Falta de una adecuada definición del almacenamiento de energía en el marco regulatorio**

Los sistemas de almacenamiento de energía no están recogidos en el marco regulatorio español, a excepción del bombeo hidráulico que se considera un sistema de generación convencional y el almacenamiento térmico asociado a plantas solares térmicas.

La legislación obliga, sin embargo, a que todas las plantas de generación y consumo estén registradas con un código para poder operar. La normativa para las plantas que operan en Régimen Especial menciona:

*“Instalaciones en Régimen Ordinario con tecnologías similares al Régimen Especial*

Las instalaciones que usen como energía primaria fuentes renovables, cogeneración o residuos, serán registradas en el Régimen Ordinario y se les aplicará la regulación específica, pero el estatus legal y económico, en varios aspectos, deberá ser diferente comparado con las tecnologías ordinarias.”

El *Decreto-ley 6/2010. Gestores de carga del sistema como proveedores de servicios de recarga* incluye en el marco regulatorio del sector eléctrico un nuevo agente del sector (el gestor de cargas del sistema) que prestará servicios de recarga de electricidad, necesarios para el rápido desarrollo de los vehículos eléctricos.

Los gestores de cargas del sistema son aquellas sociedades mercantiles que, siendo consumidores, están habilitados para la reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética, así como para el almacenamiento de energía eléctrica para una mejor gestión del Sistema Eléctrico.

¿Los sistemas de almacenamiento distintos del bombeo hidráulico (CAES, baterías...) pueden considerarse de este tipo?

¿La capacidad de los sistemas de almacenamiento para operar como cargas no debería contemplarse en futuras definiciones o revisiones de la normativa del gestor de carga?

#### **2. Falta de definición de las capacidades del almacenamiento de energía y servicios que pueden proporcionar**

Los sistemas de almacenamiento de energía, incluyendo el bombeo hidráulico, pueden

proporcionar numerosos servicios tanto a nivel de la red de transporte como a nivel de distribución.

- a) A nivel de generación: para ajuste, reservas, etc.
- b) En transporte: para control de la frecuencia, reducción de inversiones en la red, etc.
- c) A nivel de distribución: para control de la tensión, seguridad de suministro, etc.
- d) A nivel del consumidor: para peak-shaving, reducción de costes, etc.

Las capacidades técnicas de los distintos sistemas de almacenamiento no están completamente demostradas, salvo quizás en el caso del bombeo, ni identificadas en algunos casos, lo que dificulta considerablemente la selección del sistema más adecuado teniendo en cuenta las tecnologías convencionales competidoras.

Dependiendo de los distintos servicios que proporcionen, los ingresos serán diferentes. Por ello, sería necesario definir y validar las capacidades de los sistemas de almacenamiento para que, posteriormente y una vez contemplados en la legislación, pudieran participar en la provisión de servicios en un marco de transparencia y competitividad.

### **3. Inadecuado dimensionamiento del sistema eléctrico**

El sistema eléctrico español tiene actualmente una potencia de generación instalada mayor del doble del pico de demanda (más de 100 GW de generación frente a 43 GW de demanda pico) lo que encarece el precio de la energía por inoperatividad de numerosas plantas y dificulta la recuperación de las inversiones realizadas.

Esto se traduce en un riesgo elevado para los inversores de nuevas instalaciones y frena el desarrollo de nuevas tecnologías y, en concreto, los sistemas de almacenamiento.

Por otra parte, la flexibilidad del sistema está asegurada con las infraestructuras actuales de manera que no hay necesidades de almacenamiento a corto plazo y a largo plazo es difícil estimarlas.

### **4. Mercado eléctrico distorsionado y/o inadecuado**

El mercado eléctrico español ha favorecido el desarrollo de las energías renovables mediante una priorización de éstas frente a las convencionales y mediante primas a la generación. Esta política introduce ciertas distorsiones en la operación del mercado, reduciendo el uso de algunas plantas (ciclos combinados) considerablemente y frenando el desarrollo del almacenamiento.

Por otra parte, la operación del mercado eléctrico está basada en un sistema compuesto de tecnologías con bajos CAPEX (costes de inversión) y altos OPEX (costes de operación) mientras que las tecnologías renovables y el almacenamiento se caracterizan por tener altos CAPEX y bajos OPEX.

Una mayor incorporación de renovables puede llevar a una reducción del coste de la energía, pero eso podría dificultar la recuperación de las inversiones frenando el desarrollo, no solo del almacenamiento, sino también de las renovables. Sería aconsejable un análisis del tipo de mercado y su funcionamiento en el futuro, teniendo en cuenta las características de las nuevas tecnologías.

### **5. Procedimientos administrativos para la instalación de sistemas de almacenamiento largos o inexistentes**

Los procedimientos administrativos para la instalación de plantas de bombeo están bien establecidos así como la legislación para su participación en el mercado eléctrico. Sin embargo,

éstos son muy laboriosos, caros y largos de manera que la obtención de permisos y la instalación pueden llevar más de 10 años. Los planes de infraestructuras energéticas para 2020 que se desarrollan actualmente deberían incluir ya estos sistemas, pero el desconocimiento de las necesidades de almacenamiento a futuro impide que se tengan en cuenta.

En cambio, para otros sistemas de almacenamiento no existen procedimientos definidos de manera que los potenciales desarrolladores de proyectos desconocen los pasos a seguir y los plazos, lo que dificulta la realización de los proyectos. Esto a su vez impacta en una falta de demostración técnica y del potencial de las tecnologías (ver factor 2).

## **6. Impacto de los nuevos Reales Decretos en el desarrollo de las tecnologías renovables y de almacenamiento**

El RD 2/2013 por el que se eliminan o reducen las primas a la generación en régimen especial puede tener un impacto negativo en el desarrollo y cumplimiento de los compromisos europeos relativos a las energías renovables. La pérdida de primas reduce considerablemente la rentabilidad de las plantas renovables y aumenta el riesgo de no recuperar las inversiones realizadas frenando la instalación de nuevas plantas.

Los sistemas de almacenamiento, por tanto, se verían afectados considerablemente si los objetivos 20/20/20 no se cumplen dado que las necesidades de flexibilidad y seguridad del suministro en el sistema eléctrico serán menores de lo previsto.

El Real Decreto 1699/2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia constituyó un espaldarazo al desarrollo fundamentalmente de la fotovoltaica y podría haber sido un medio para promover el almacenamiento a pequeña escala. Sin embargo, establece acerca de las instalaciones que:

“En el circuito de generación hasta el equipo de medida no podrá intercalarse ningún elemento de generación distinto del de la instalación autorizada, ni de acumulación.”

Por lo tanto, el RD de autoconsumo excluye específicamente el uso de almacenamiento.

Por otra parte, el Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico de Julio de 2013 establece los peajes y retribuciones de las plantas de autoconsumo y según el parecer de potenciales usuarios, resultan inadecuados y suponen una nueva barrera al desarrollo de las renovables.

## **4. Acciones propuestas**

Como resultado de esta discusión se identificaron algunas acciones que se completaron una vez analizados los resultados del cuestionario on-line.

### **1. Codificación de las tecnologías de almacenamiento en la regulación española.**

Se trata de definir las capacidades de los distintos sistemas de almacenamiento y los servicios que pueden proporcionar en el sistema eléctrico de manera que el regulador sea capaz de incorporar estas tecnologías en la regulación de manera adecuada.

Esta acción debe llevarla a cabo el Ente Regulador con la colaboración y/o soporte de tecnólogos y otros actores involucrados.

### **2. Definición de metodología simplificada en procedimientos administrativos para desarrollo de proyectos de demostración/I+D.**

Para caracterizar las capacidades de los sistemas de almacenamiento, al margen del bombeo, se identificó la necesidad de proyectos de demostración y/o I+D que a veces, se ven frenados

por cuestiones administrativas y regulatorias. Para facilitar el desarrollo de estos proyectos que no pretenden hacer negocio de sus actividades y participar en el mercado, se propuso el desarrollo de una metodología o procedimiento administrativo simplificado que permita la legalización de estas instalaciones de ensayo en cortos periodos de tiempo.

Esta labor debe realizarse por parte de las administraciones (ej. Departamentos de industria regionales) con la colaboración de expertos de todos los ámbitos relacionados.

3. Identificación de business cases en el mercado español (escenarios económicos) para determinar sistemas de soporte al almacenamiento, incluyendo la huella de CO<sub>2</sub>.

Para facilitar el desarrollo de la regulación relativa al funcionamiento del mercado eléctrico y analizar la viabilidad económica del almacenamiento, se planteó el desarrollo de escenarios energéticos futuros que incluyan almacenamiento y su análisis económico, incluyendo parámetros como la huella de carbono, impacto social, etc. de las distintas tecnologías.

De este modo sería posible identificar las ayudas financieras que el almacenamiento podría necesitar para su desarrollo e implantación, en caso de no ser competitivo en el futuro mercado de capacidades y el alcance de esas ayudas.

Del mismo modo podrían planificarse programas de I+D que favorecieran el desarrollo de las tecnologías menos maduras, optimizando así los recursos económicos.

Esta labor puede realizarse desde la propia administración con ayuda de grupos de I+D, consultoras, entidades financieras, etc.

4. Grupo de expertos/plataforma tecnológica en comunicación con la CNMC

Esta acción se planteó con el fin de que el grupo actúe como soporte y consulta técnica del regulador nacional y de los organismos gubernamentales implicados. En España actualmente existen numerosas plataformas tecnológicas para diversas tecnologías pero no para el caso del almacenamiento.

Durante la discusión se mencionó que estaba prevista la creación de un grupo inter-plataformas especializado en almacenamiento y que la primera reunión tendría lugar el 28 de Octubre.

5. Elaboración de un plan de desarrollo de renovables que incluya las capacidades necesarias tanto en generación renovable como en almacenamiento

Esta actuación incluye el análisis del potencial de almacenamiento en relación con su capacidad tecnológica y sus costes. Sobre la base de la infraestructura energética proyectada por el TSO, teniendo en cuenta las infraestructuras actuales y los refuerzos esperados, el mix de generación y el incremento de la demanda, se debería calcular cuánto almacenamiento a un coste competitivo sería capaz de asumir el sistema energético. A partir de estos resultados, se debería desarrollar un nuevo Plan de Desarrollo de Energías Renovables que incluya medidas económicas y una regulación estable en relación con el mercado de la energía, con el fin de reducir los riesgos financieros relacionados con las nuevas tecnologías.

Este Plan también debe tener en cuenta las acciones de I + D necesarias para mejorar las tecnologías de almacenamiento en relación con la eficiencia y la reducción de costes en el marco de una Agenda Estratégica de Tecnología de acuerdo con el SET-plan y otras iniciativas europeas.