

## Trabajo Fin de Grado

Oportunidades de participación en los servicios complementarios del sistema eléctrico para una unidad de generación

Opportunities to participate in the ancillary services of the Electricity Market for a generation unit

Autor:

Abel Bitrián Benedí

Director:

José Luis Bernal Agustín

Escuela de Ingeniería y Arquitectura/ Universidad de Zaragoza  
2018



(Este documento debe acompañar al Trabajo Fin de Grado (TFG)/Trabajo Fin de Máster (TFM) cuando sea depositado para su evaluación).

TRABAJOS DE FIN DE GRADO / FIN DE MÁSTER

D./D<sup>a</sup>. Abel Bitrián Benedí

con nº de DNI 25208990R en aplicación de lo dispuesto en el art.

14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del Consejo de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster)  
Ingeniería de Tecnologías Industriales, (Título del Trabajo)  
Oportunidades de participación en los servicios complementarios del Mercado Eléctrico para una unidad de generación.

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada debidamente.

Zaragoza, 21-11-2018

Fdo: Abel Bitrián

# Oportunidades de participación en los servicios complementarios del sistema eléctrico para una unidad de generación

## RESUMEN

Este trabajo fin de grado consiste en un estudio teórico sobre los mercados de ajustes del sistema eléctrico. Toda la información relativa al Mercado Ibérico se encuentra en las páginas de Red Eléctrica de España y OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Electricidad).

En primer lugar, se describe el modelo de funcionamiento del mercado diario, intradiario y como se obtiene el precio de la energía. Una vez conocidos estos aspectos, se parará a aprender sobre los mercados de ajuste. La idea consiste en imaginarse que tenemos una central eléctrica, que solo vende energía eléctrica al mercado diario y desea participar en los mecanismos de ajustes porque puede obtener un beneficio mayor.

Tras dominar el funcionamiento, estructura, procedimientos de operación y condiciones de participación sobre los mercados de ajustes, se recogerá datos históricos sobre precios y energía, en horizontes, horarios, diarios o mensuales en la web de ESIOS. Para el tratamiento de los datos se ha utilizado Excel.

El objetivo final del trabajo es predecir, basándose en esos datos históricos, situaciones en las que la participación en los mercados de ajustes sea más beneficiosa, es decir, que factores influyen en el precio de los mercados de ajuste. Sabiendo cuándo el precio sería más alto, se podría ofertar con mayor seguridad. Esto es una tarea difícil, debido a la gran incertidumbre de estos mercados los precios toman valores muy dispares y se desconocen que variables determinan el precio.

También interesaría a cualquier unidad de generación conocer las tendencias generales de participación por tecnologías en los distintos mercados de ajustes y su evolución a lo largo de estos últimos años, porque podrían servir de guía.

El trabajo constituye una guía sobre los mercados de ajustes, que explota al máximo las herramientas que pone a disposición REE y OMIE para conocer más sobre una parte poco conocida, compleja pero imprescindible del Mercado Eléctrico.

# Índice

<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
1.1 MOTIVACIÓN: .....	1
1.2 OBJETIVO: .....	1
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA: .....	1
1.4 MÉTODO: .....	2
<b>2. EL MERCADO ELÉCTRICO</b> .....	<b>3</b>
2.1 CONEXIONES INTERNACIONALES .....	3
2.2 MODELO DEL MERCADO.....	4
2.3 AGENTES DEL MERCADO.....	4
2.3.1 <i>El operador del mercado</i> .....	5
2.3.2 <i>El operador del sistema</i> .....	5
2.4 FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO.....	5
2.4.1 <i>Contratos Bilaterales</i> .....	6
2.4.2 <i>Las ofertas</i> .....	6
2.5 MERCADO DIARIO .....	6
2.5.2 <i>Procedimiento de casación para el mercado diario</i> .....	7
2.6 MERCADO INTRADIARIO. ....	8
<b>3. SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA (SAS)</b> .....	<b>9</b>
3.1 SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS .....	11
3.1.1 <i>Solución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF)</i> .....	11
3.1.2 <i>Solución de restricciones técnicas tras el mercado intradiario</i> .....	12
3.1.3 <i>Solución de restricciones técnicas en tiempo real</i> .....	12
3.2 MERCADO DE RESERVA DE POTENCIA ADICIONAL A SUBIR.....	12
3.3 MERCADOS DE REGULACIÓN Y BALANCE.....	13
3.3.1 <i>Regulación primaria</i> .....	13
3.3.2 <i>Regulación secundaria</i> .....	13
3.3.3 <i>Regulación terciaria</i> .....	15
3.3.4 <i>Gestión de desvíos</i> .....	16
<b>4. REQUISITOS PARA LA PARTICIPACIÓN EN LOS MERCADOS DE AJUSTES</b> .....	<b>17</b>
<b>5. PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN EN LOS MECANISMOS DE AJUSTES</b> .....	<b>18</b>
5.1 PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN PARA LA SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS.....	18
5.2 PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN PARA EL MERCADO DE POTENCIA ADICIONAL A SUBIR.....	19
5.3 PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN PARA EL MERCADO DE REGULACIÓN SECUNDARIA .....	20
5.4 PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN PARA EL MERCADO DE REGULACIÓN TERCIARIA.....	20
5.5 PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN PARA EL MERCADO DE GESTIÓN DE DESVÍOS .....	21
5.6 LIQUIDACIÓN DE SERVICIO.....	21
<b>6. INTERÉS EN LA PARTICIPACIÓN EN LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS</b> .....	<b>22</b>
6.1 INFLUENCIA EN EL PRECIO DE LA REGULACIÓN TERCIARIA .....	22
6.2 EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE LOS MERCADOS DE AJUSTE .....	26
6.3 PARTICIPACIÓN EN LOS MERCADOS DE AJUSTES POR TECNOLOGÍAS.....	29
6.3.1 <i>Solución restricciones técnicas (PDBF)</i> .....	30
6.3.2 <i>Restricciones técnicas</i> .....	30
6.3.3 <i>Banda de regulación secundaria</i> .....	31
6.3.4 <i>Gestión de desvíos</i> .....	32
6.3.5 <i>Tendencias generales de participación</i> .....	33
<b>7. CONCLUSIONES</b> .....	<b>34</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>35</b>

# **1. Introducción**

## **1.1 Motivación:**

Los mercados de ajuste operan desde la creación del mercado eléctrico. Cubriendo las diferencias entre generación-consumo que se producen en cada momento. Son cercanos a la producción en tiempo real y son fundamentales para el buen funcionamiento del sistema. Me resulta interesante conocer más acerca de estos mercados, como se forman los precios y sobre todo, saber porque hay centrales que acuden a estos mercados pudiendo vender la energía en el mercado diario, el cual es más seguro.

## **1.2 Objetivo:**

El primer objetivo del trabajo es conocer en detalle el funcionamiento del Mercado Ibérico eléctrico. Antes de empezar este trabajo conocía muy poco acerca del mercado eléctrico, por eso, se debe que empezar por familiarizarse con los conceptos relativos al propio mercado y la compra-venta de energía eléctrica en España. Es fundamental aprender primero como funciona y se estructura el Mercado Ibérico Eléctrico, que es el mercado diario, el intradiario y como se obtiene el precio de la energía eléctrica.

El segundo será conocer el funcionamiento de los mecanismos de ajustes. Para ello, se debe entender las limitaciones de los mercados diarios e intradiarios para comprender el problema que existe a la hora de igualar generación y consumo; entonces se podrá entender la necesidad de los mecanismos de ajustes del sistema.

Con este proyecto se pretende dominar todo lo relativo acerca de estos mercados, para ello se intentará responder a las siguientes preguntas: ¿Qué son? ¿Cómo se organizan? ¿Qué unidades de generación pueden prestar este servicio? ¿Bajo qué condiciones?

La última cuestión intenta abordar el por qué hay unidades de generación que participan en estos mercados en vez de en el mercado diario. Se quiere buscar causas que inciten a la participación en estos mecanismos, además de buscar situaciones más favorables para participar.

## **1.3 Planteamiento del problema:**

Se debe imaginar que se tiene una central eléctrica, una genérica, sin importar qué tecnología, la cual desea vender energía más allá del mercado diario. Entonces se quiere conocer qué son los mercados de ajustes y cuál es la diferencia entre acudir a éstos o al mercado mayorista. También hay que aportar razones por las que sea más o menos interesante la participación, que serán, probablemente en su totalidad, motivos económicos. Se valorará si es más beneficioso reservar parte de la energía producida para venderla en los mercados de ajustes. Aunque se da por seguro que, como existen unidades que participan, estos mercados deben ser más beneficiosos para alguna central, en algún caso.

No entra en el alcance de este trabajo el hacer un modelo económico de una central eléctrica, ni tampoco conocer cuanta energía se debe destinar a cada mercado ya que eso depende de la propia tecnología de producción, del riesgo que se quiera tomar y del beneficio que se desee obtener. Esas son cuestiones personales de la propia compañía poseedora de una unidad de producción.

No es un objetivo el calcular el beneficio obtenido por un generador, pero sí lo es el conocer cuándo el beneficio sería mayor si participara. Es por tanto el último objetivo del trabajo saber bajo qué condiciones aumenta el precio de los mercados de ajuste, qué factores influyen, y de qué forma en el precio de éstos, intentando finalmente encontrar situaciones donde las oportunidades de obtención de beneficios aumenten al poder predecir un precio mayor para un momento dado.

Conocer qué factores influyen en el precio es de interés para cualquier sujeto que participe buscando la máxima rentabilidad, ya que aumenta su capacidad de decisión. Aunque siempre conlleve un riesgo, minimizar la incertidumbre podría significar aumento del beneficio.

## **1.4 Método:**

Para la realización del trabajo se ha consultado y estudiado la normativa pertinente en relación al mercado ibérico, recopilando la información necesaria para el entendimiento del mercado mayorista y de los mecanismos de ajustes.

En la primera fase se ha buscado conocer cómo se organiza el sistema eléctrico en la península ibérica, que conexiones internacionales tiene España, quienes son los sujetos que participan en el mercado, quienes son los más importantes y quienes se encargan de la gestión y mantenimiento de las condiciones de calidad y fiabilidad del sistema y del mercado. Más adelante se ha querido conocer cómo se estructura y funciona el mercado eléctrico y la cuestión más importante, cómo se forma el precio de la energía eléctrica. En esta fase solo se ha estudiado la formación de precios para el mercado diario. Para conocer esto a fondo se debe saber qué es una oferta, que es un contrato bilateral y que tipos de oferta o contratos bilaterales existen.

En la segunda fase se han estudiado los diferentes mecanismos de ajustes: para que sirven, en qué momento operan y la formación de precios de la energía eléctrica para cada uno de ellos. Se ha encontrado las condiciones de participación y pruebas de habilitación. También se ha recogido información pertinente a la operación de los servicios de ajustes, recogida en los procedimientos de operación.

En la última fase se han analizado la influencia sobre los precios de los mercados de ajustes. Para ello, hay que familiarizarse con la página web de ESIOS y las posibilidades de tratamiento y obtención de datos que ofrece. Es de esta página web de donde se obtienen los datos para el análisis, tanto de precios de mercados de ajustes y mercado diario como de la energía generada para cada mercado, incluso la energía producida por cada tipo de tecnología al mercado diario. Estos datos han sido tratados con la herramienta Excel. Mediante su análisis, se intentará obtener conclusiones que den explicación a las variaciones de precio de los mercados de ajustes. Por desgracia, no se dispone de la participación segmentada por tecnologías en los mercados de ajustes en horizontes temporales horarios o diarios.

El análisis se ha centrado en primera instancia en el mercado de regulación terciaria por los siguientes motivos. Este mercado resuelve un problema de balance generación-demanda y no uno técnico como la resolución de restricciones técnicas. Además, dentro de los mercados de balance es el que actúa en un horizonte de tiempo mayor, haciéndolo un indicador más fiable que la regulación secundaria. El mercado de gestión de desvíos no se convoca siempre, por tanto, se considera que el mercado de regulación terciaria es el mejor representante.

## 2. El mercado eléctrico

Un mercado eléctrico es el conjunto de elementos coordinados que garantiza el suministro ininterrumpido de energía eléctrica en un territorio.

En 2007 se hizo efectiva la unificación entre el mercado de España y el de Portugal, firmada en el Convenio Internacional de Santiago de Compostela en 2004, creando así un mercado común llamado MIBEL (Mercado Ibérico de la Electricidad), cuyo operador para toda la Península Ibérica es OMIE que gestiona de manera integrada los mercados (diarios e intradiarios).

OMEL es la gestora del mercado en el polo español al igual que OMIP SGPS lo es en el polo portugués, el modelo de funcionamiento del mercado está basado en el modelo de funcionamiento del OMEL.



Ilustración 1: Componentes del mercado ibérico. [www.ree.es](http://www.ree.es)

Aparte del mercado peninsular existen otros mercados españoles, son el mercado de las Islas Baleares, Islas Canarias y el de las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla. Gestionados por el mismo operador tienen centros de control diferente, en el caso de Canarias es un sistema independiente, solo Fuerteventura y Lanzarote están interconectadas, las otras 4 islas funcionan de forma aislada; y en las Islas Baleares existen dos subsistemas, Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera, todo ello por enlace submarino. Desde 2012 entró en operación el proyecto Rómulo, una interconexión entre las islas Baleares y la península que permite la integración en el sistema eléctrico ibérico.

### 2.1 Conexiones internacionales

Un sistema eléctrico es más fuerte, estable y seguro cuando más grande sea. Esta es una de las muchas ventajas de interconectar el sistema eléctrico ibérico internacionalmente. Actualmente está conectado con el sistema centroeuropeo a través de conexiones con Francia y Andorra y también con el norte de África a través de conexiones submarinas con Marruecos. Se prevén nuevas conexiones internacionales que mejoren la calidad del sistema.

## 2.2 Modelo del mercado

El Mercado Ibérico Eléctrico, como tantos otros mercados eléctricos, se basa en un modelo de libre competencia. Esto significa que cualquier agente, tiene la posibilidad de incorporarse al mercado, siempre y cuando cumpla los requisitos de entrada que impone el operador del mercado. Este modelo de competencia perfecta busca la igualdad entre todos los participantes del mercado, de tal forma que ninguno pueda influir en el precio final. Para ello es necesario que: exista un gran número de participantes y que las operaciones de cada uno abarquen tan solo un pequeño porcentaje respecto a las totales; libertad de entrada y salida; homogeneidad del producto y que los precios de los productos sean conocidos. Realmente con el paso de los años ha habido compañías que han crecido y se han hecho con una cuota elevada del mercado, esto significa que tienen capacidad para influir en el precio de la energía. El modelo de mercado, en la práctica, no es un mercado de libre competencia; sino un oligopolio, donde unos pocos agentes poseen una gran cuota de mercado. Existen por tanto compañías líderes y seguidoras. Las primeras actúan libremente y son las que marcan los precios; mientras que las seguidoras toman decisiones en función de las acciones realizadas por la compañía líder. Si los precios y la forma de actuar de las compañías seguidoras dependen de las acciones de la compañía líder, se perderá parcialmente la libre competencia.

## 2.3 Agentes del mercado

Se considera agente del mercado a toda persona física o jurídica que participe en las transacciones económicas del mercado eléctrico. Los agentes que participan en el mercado eléctrico son los siguientes:

- **Generadores:** son las empresas que poseen instalaciones de producción de energía eléctrica. Los generadores se clasifican en dos regímenes, régimen ordinario y régimen especial. Los productores en régimen especial son aquellos productores que utilizan como fuente de energía primaria energías renovables, cogeneración o residuos.
- **Transportista:** es el encargado de transportar la electricidad desde los generadores a los puntos de consumo, donde se entrega a los distribuidores. En España hay un transportista único que es REE (Red Eléctrica de España)
- **Distribuidores:** son las compañías que llevan la energía desde los puntos de consumo hasta los clientes finales. No está liberalizado ya que el área de España se divide por zonas y en cada zona solo puede haber un distribuidor.
- **Comercializadores:** son las empresas que firman un contrato de compra-venta de energía con los consumidores finales.
- **Comercializadores de referencia:** Comercializadores que tienen las funciones que la normativa establece, entre otras la venta a consumidores finales a precio voluntario al pequeño consumidor.
- **Consumidores:** es todo aquel que compra energía para su propio
- **Consumidor directo:** es aquel consumidor que se conecta a un punto de consumo y que participa directamente en la compra de energía en el mercado, para su propio consumo.
- **Representantes:** son las personas físicas o jurídicas que actúan en nombre de otro agente del mercado.

### **2.3.1 El operador del mercado**

El operador del mercado es el responsable de la organización del mercado y de la gestión económica del sistema.

En la península ibérica es OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español) el que gestiona el mercado spot (mercado a corto plazo) de MIBEL, que comprenden un mercado diario y seis mercados intradiarios. Por otra parte, OMIP (Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Portugués) gestiona el mercado de derivados de MIBEL (mercado a largo plazo), que incluye las transacciones referidas a bloques de energía con entrega posterior al día siguiente de la contratación. OMIE pertenece al 50% a OMIP SGPS, S.A. y el otro 50% a la sociedad española OMEL.

### **2.3.2 El operador del sistema**

El operador del sistema garantiza en todo momento la continuidad, seguridad y calidad de sistema. Es el gestor de la red de transporte y el encargado de prever y controlar el abastecimiento de energía a corto y largo plazo. Otras funciones son la gestión de los servicios complementarios, la planificación a largo plazo y el diseño de los procedimientos de operación. Adicionalmente es el principal encargado de velar por el cumplimiento de las normas de seguridad y calidad, gestionar toda la información y de proveerla cuando fuera necesario tanto a los sujetos del mercado involucrados, como a las autoridades en caso de fraude o detección de cualquier situación anómala.

REE (Red Eléctrica de España) es el operador del sistema en España y transportista único incluyendo los sistemas de las islas Baleares y Canarias. Al igual que REN (Red Eléctrica Nacional) lo es en Portugal.

## **2.4 Funcionamiento del mercado**

El mercado ibérico se organiza básicamente en torno a un mercado mayorista dónde los agentes tanto productores como vendedores presentan sus ofertas de compra-venta de energía. Se caracteriza por permitir que sea el operador del mercado el administrador de la red y la calidad del servicio. Se denomina mercado de bolsa de energía o tipo pool porque todas las ofertas se colocan en una “bolsa” común llamada pool y de ahí, mediante un mecanismo de casación se seleccionan cuáles son aceptadas. Por medio del mecanismo de casación se calcula el precio marginal de la energía para cada hora, determinándose que ofertas son aceptadas o rechazadas. Del resultado de la casación se obtendrá el precio de la energía eléctrica para cada hora determinada, en la unidad establecida de EUR/MWh.

El mercado ibérico se estructura, según el Artículo 2 del Real Decreto 2019/1997 modificado por el Real Decreto 134/2010, del 12 de febrero:

*“El mercado de producción de energía eléctrica es el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.*

*El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, mercados no organizados y mercados de servicios de ajuste del sistema, entendiéndose por tales la resolución de restricciones por garantía de suministro y por restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos.”*

## **2.4.1 Contratos Bilaterales**

Aquellos sujetos que deseen comprar o vender energía sin acudir al “pool” existe una alternativa. Esta consiste en la realización de un contrato, basada en la negociación aislada de dos partes, productor y consumidor, en el cual el generador y comprador se comprometen a intercambiar una cantidad fijada de energía eléctrica, fijando precio y duración del suministro. Estos contratos se conocen como contratos bilaterales o PPA (Power Purchase Agreement) y son la parte no organizada del mercado. Suelen ser para periodos largos, mayores a un día. El precio no es la única cuestión a convenir, ya que al ser contratos a largo plazo se recogen cláusulas, compromisos y obligaciones muy variados. La ventaja de estos contratos reside en su seguridad, el generador tiene garantizado que va a vender su energía obteniendo beneficios y el comprador se asegura el suministro a un precio conocido y fijo. Aunque para el generador esto pueda suponer no obtener tantos beneficios si el precio de mercado es mayor que el acordado, y el comprador gastaría más que si hubiera acudido a la bolsa cuando el precio de mercado sea menor. Se diferencian dos tipos de contratos bilaterales, físicos y financieros.

## **2.4.2 Las ofertas**

Las ofertas se clasifican en ofertas simples y ofertas complejas, dependiendo de su contenido. Las ofertas simples son aquellas ofertas de venta o adquisición que para el mercado diario tienen un horizonte de programación de un día con un máximo de 25 tramos, uno por cada hora, pudiendo ser diferente el precio y la cantidad para cada tramo. Para el mercado intradiario existe opción a presentar varias ofertas para un mismo horizonte de programación, y serán tratadas de forma independiente. Las ofertas simples no incluyen condición adicional alguna.

Si una de estas ofertas lleva asociada por lo menos una condición adicional, es entonces una oferta compleja, la cual será tratada de manera diferente a la hora de calcular la programación. Las condiciones de las ofertas complejas para el mercado diario se detallan en la Regla 28.1.2 y para el mercado intradiario en la Regla 39.1.2 de la Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía.

## **2.5 Mercado diario**

El mercado diario es el mercado donde se abarca el horizonte de programación del día siguiente, dividido en hasta 25 tramos de una hora. Cada día del año, REE hace una previsión de la demanda de energía eléctrica para cada hora del día siguiente. A las 12:00 horas de cada día se publica el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), que especifica el precio marginal de la energía eléctrica para cada hora del día siguiente, calculada mediante el algoritmo de casación. Esta panificación no es perfecta y para cubrir las desviaciones en la demanda se utilizarán mercados a corto plazo, como el mercado intradiario y los mecanismos de ajustes. Las diferentes sesiones de todos estos mercados resultarán en sucesivas modificaciones del PDBF, al finalizar el horizonte diario de programación se publicará un programa que incluye todas las modificaciones llamado Programa cierre (P48CIERRE).

Los participantes en el mercado diario son todos los sujetos del que hayan adquirido la condición Agente del Mercado cumpliendo los requisitos de: ser titular de instalaciones escritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía eléctrica; ser sujeto del sistema eléctrico; haberse adherido a la reglas y condiciones de funcionamiento y liquidación; y haber declarado un código de agente válido.

## 2.5.2 Procedimiento de casación para el mercado diario

Se necesita un proceso que fije el precio de la energía eléctrica en el mercado, para cada uno de los periodos horarios del mercado diario, siempre buscando y optimizando el beneficio global para todos los participantes en el mercado. Entendiendo como beneficio global la optimización de la diferencia entre el precio marginal recibido y el precio de la última oferta de venta casada, para las ofertas de venta. Para las ofertas de compra, se entiende como la optimización de la diferencia entre el precio de la última oferta de compra casada y el precio marginal recibido.

Se deben cumplir la condición básica de que para cada hora del horizonte de programación la energía vendida sea igual a la energía comprada. Asegurando así que cada generador solo produce la cantidad de energía que va a ser casada y el consumidor consumirá la cantidad de energía que habrá comprado en cada hora.

Mediante el algoritmo Euphemia el Operador del Mercado realiza la casación. Este algoritmo se basa en un procedimiento de subasta semi-compleja, teniendo en cuenta las condiciones de las ofertas complejas, así como las restricciones técnicas y los límites de potencia intercambiada en las zonas de conexión internacional. El procedimiento de casación por subasta consiste en ir ordenando escalonadamente las ofertas de venta en orden ascendente de precio indicando cantidad de energía y precio. Las ofertas de compra se colocan en orden inverso, también por escalones, empezando por las ofertas de compra que tienen mayor precio. Así se crearán las curvas agregadas de oferta y demanda, en su punto de intersección está determinado el resultado de la casación. Este proceso es el mismo para cada periodo y es el método para fijar el precio de la energía en cada hora.

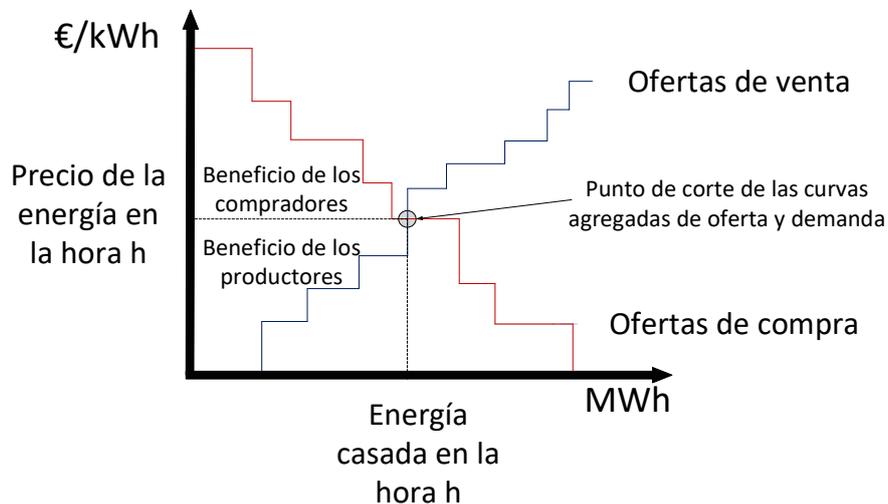


Gráfico 1: Procedimiento de casación para el mercado diario. (Elaboración propia)

Este procedimiento desecha las ofertas de compra con un precio inferior al del resultado de la casación, al igual que deshecha las ofertas de venta con un precio superior al del mercado. Posteriormente se valorarán si las ofertas que teniendo el mismo precio para cada hora que queden a la derecha del punto de intersección pueden ser casadas o no.

Si una vez publicado el resultado de la casación se observase algún error en el Programa Base de Casación, el operador del mercado ibérico deberá repetir el proceso de casación, de manera aislada a los demás mercados conectados, manteniendo fijo el flujo de energía y precio entre España y Francia correspondiente al resultado de la primera casación. De la recalculación se obtendrá un Programa Base de Casación definitivo. Que será remitido al Operador del Sistema para que publique el PHF.

## **2.6 Mercado intradiario.**

El Mercado Intradiario es un mercado a corto plazo estructurado en seis sesiones, distribuidas durante todo el día, que se encargan en igualar las modificaciones sobre la previsión de la demanda realizada en el mercado diario que hayan surgido. Para cada sesión del mercado intradiario, después de cada inicio de sesión, abierto a las 17:00, 21:00, 01:00, 04:00, 08:00 y 12:00 horas, se procede a la recepción de ofertas de venta y de adquisición para luego casarlas y obtener un precio de la energía.

La casación en el mercado intradiario se realiza de forma similar a la del mercado diario, y es idéntica a cada sesión del mercado intradiario. Es una subasta simple, que contempla las condiciones complejas que pudieran tener las ofertas y compara las ofertas de compra-venta de energía ordenándolas por volumen y precio, obteniéndose las curvas agregadas de oferta y demanda. El precio marginal se obtiene del punto de corte de las dos curvas. Al finalizar cada una de las sesiones se publica el Programa Horario Final (PHF), que incluye todas las modificaciones realizadas durante la sesión correspondiente del mercado intradiario, publicados a las 20:45, 23:45, 03:45, 06:45, 10:45 y 14:45 horas.

Los sujetos que pueden participar en el mercado intradiario, son aquellos que hayan presentado ofertas en la sesión correspondiente del mercado diario, o bien no lo hayan hecho por un error de funcionamiento, comunicado al OS, y esté haya sido solucionado posteriormente. También pueden ofertar los sujetos que estén ligados a un contrato bilateral durante las horas que abarca la sesión y que la energía comprometida haya sido programada en el PDBF.

### 3. Servicios de ajuste del sistema (SAS)

Los servicios de ajuste del sistema, o servicios complementarios, gestionados por REE, operan desde la creación del mercado eléctrico en 1998. Son una parte fundamental para el correcto funcionamiento del sistema por ser en última instancia los encargados de cumplir el principio básico del sistema eléctrico; el equilibrio generación-consumo. En todo momento la energía producida por las unidades de producción tiene que ser igual a la energía eléctrica que se consume. En caso contrario se provocaría un fallo en el sistema y este volvería inestable bien por la incapacidad de evacuar energía sobrante no consumida o por no poder abastecer energía demandada.

La necesidad real radica en un problema importante que tiene la energía eléctrica. Su incapacidad para ser almacenada en grandes cantidades. Si se plantea la posibilidad de que la energía pudiera almacenarse en un depósito intermedio entre productores y consumidores, tomemos, por ejemplo, grupos de baterías de gran capacidad, se podrían subsanar las diferencias entre generación y consumo a base de cargar o descargar esos grupos de baterías. De forma que se extraería energía sin problemas cuando se necesitase y los productores se limitarían a llenar el “depósito” a un ritmo estable. Puesto que esto no es posible, la mejor solución radica prever la demanda en cada instante. Sin embargo, esta previsión que se realiza, aunque muy buena, no es perfecta, en cada instante hay fluctuaciones de consumo, bien tan pequeñas como encender un interruptor, hasta incluso la parada repentina de un generador por un fallo, cortocircuitos en líneas, sobretensiones imprevistas... Aunque exista un margen de estabilidad para pequeñas variaciones de carga en las que el sistema es capaz de ajustarse adecuadamente, la estabilidad del sistema tiene que perpetuar en todo momento, incluso cuando las variaciones son más severas. El equilibrio generación-demanda se debe mantener en todo momento, para ello hará falta una reprogramación continua de los programas de las unidades participantes en los mercados de ajustes.

Los servicios de ajuste se caracterizan por ser próximos a la operación en tiempo real y de ellos depende directamente la seguridad del sistema. Estos mecanismos incluyen: la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios de regulación y balance y la gestión de desvíos:

- La resolución de las restricciones técnicas o restricciones por garantía de suministro encontradas que hayan sido producto de la casación en el mercado diario e intradiario junto con los contratos bilaterales, así como las posibles restricciones técnicas que pudieran darse durante la propia operación en tiempo real.
- Los servicios de regulación y balance que a su vez incluyen: la reserva de potencia a subir, la regulación frecuencia-potencia (regulación primaria, secundaria y terciaria), el control de tensión y la reposición del servicio.
- El proceso de gestión de desvíos es imprescindible para garantizar el equilibrio entre producción y demanda, ya que gestiona las irregularidades entre generación y consumo. Este mercado será sustituido por el mercado intradiario continuo.

La finalidad de los mercados de ajustes no es solo adaptar los programas de las unidades de producción resultantes de la participación en los otros mercados, sino también concretan la disposición de reservas de potencia activa y reactiva requeridas para que no exista riesgo de perder la seguridad y fiabilidad, que son fundamentales para el adecuado funcionamiento del sistema eléctrico. Para asegurar la seguridad del sistema, como es el mantenimiento constante de la frecuencia, control de tensión y cargas entre líneas y transformadores; existen los mecanismos de solución de restricciones técnicas y control de tensión. El mercado de reserva de potencia adicional a subir y la banda de regulación secundaria aseguran que el sistema tenga suficientes reservas de energía. La función de regulación y balance en tiempo real so llevadas a cabo por la energía de regulación secundaria, la regulación terciaria, el mercado de gestión de desvíos y los servicios transfronterizos de balance.

Los servicios de ajuste se aplican en distintos marcos temporales. Bien en el horizonte diario, donde se resuelven las restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento y se asignan la reserva de potencia adicional a subir y le banda de regulación secundaria, o bien en el horizonte intradiario y tiempo real, donde se hace uso de las energías de regulación secundaria en tiempo real, la regulación terciaria y gestión de desvíos y se resuelven las restricciones en el mercado intradiario y en tiempo real y variación de consignas de tensión en tiempo real.

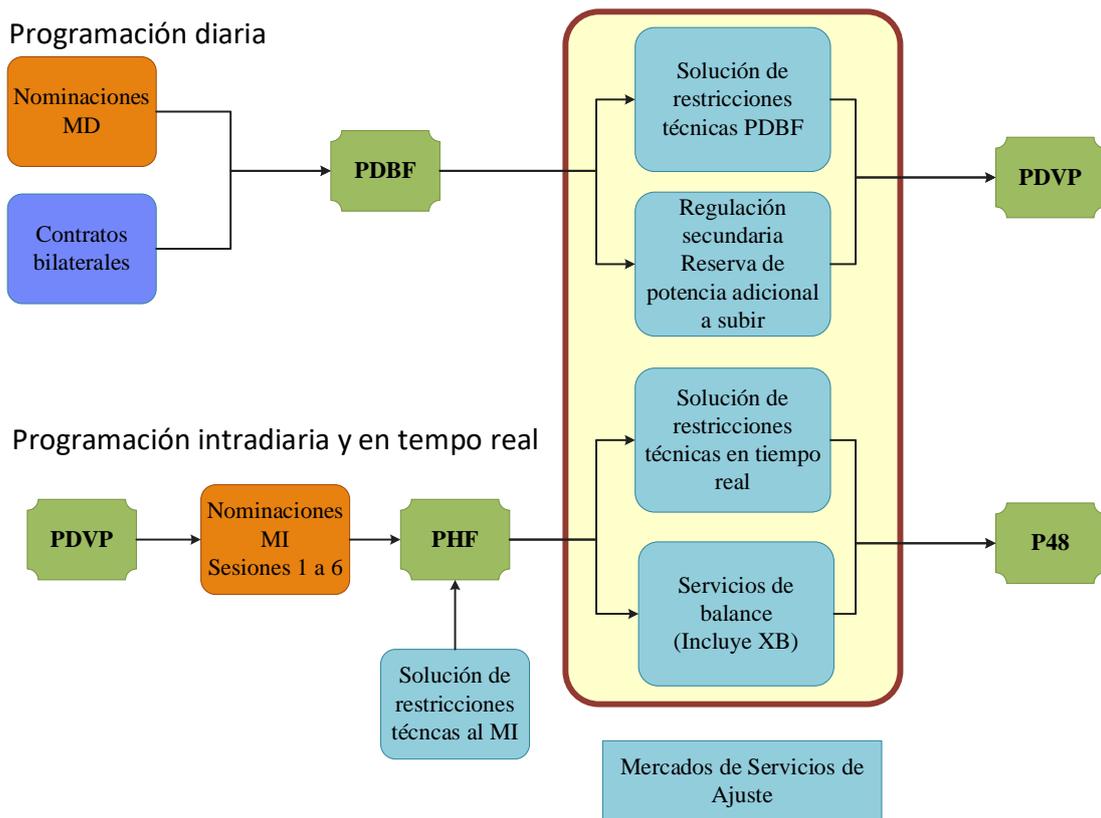


Gráfico 2: Mercados según sus horizontes temporales. (Elaboración propia a partir de documentos de [www.omie.es](http://www.omie.es))

Para garantizar las mismas condiciones de calidad y seguridad del suministro de energía eléctrica en las fronteras con los otros países, el artículo 11.4 de la Ley del Sector Eléctrico 24/2013, del 26 de diciembre, establece la posibilidad de realizar intercambios de servicios transfronterizos de ajuste (Cross Border-XB), basados en la utilización de capacidad de intercambio vacante tras la negociación en el horizonte intradiario de los sujetos participantes. Fueron implantados el 11 y 17 de junio de 2014 en la interconexión Francia-España (IFE) y la interconexión Portugal-España (IPE), respectivamente. Estos servicios transfronterizos de balance son operados coordinadamente por los operadores de los correspondientes Sistemas Eléctricos, bajo criterios de reciprocidad, transparencia y no discriminación entre sistemas, en los términos establecidos reglamentariamente. La región South West Europe (SWE) formada por Francia, Portugal y España usan los servicios transfronterizos para comunicar excedentes de energía de balance producidos.

### **3.1 Solución de restricciones técnicas**

Las restricciones pueden ser dinámicas, cuando el sistema no es capaz de alcanzar un nuevo punto de equilibrio tras una perturbación; o estáticas, cuando las variables en régimen permanente superan uno de los valores límites establecidos.

La solución de las restricciones técnicas se realiza en diferentes horizontes temporales, se clasifican según el horizonte en el cual sean detectadas y resueltas.

#### **3.1.1 Solución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF)**

El Operador de Sistema comienza el protocolo de análisis y solución de las restricciones técnicas sobre la base del programa diario base de funcionamiento (PDBF), analizando los programas de las unidades de producción y los intercambios internacionales previstos. Obligatoria, los sujetos del mercado deberán aportar información al Operador de Sistema sobre sus unidades de programación desagregadas en unidades físicas. Esta información junto con la previsión de la demanda y las indisponibilidades tanto programadas como sobrevenidas, serán usadas para la adecuada identificación de las restricciones técnicas. Los proveedores son las unidades de programación asociadas a instalaciones de producción y consumo de bombeo.

Este proceso está basado en un sistema de ofertas específicas de energía a subir y bajar. A igualdad de condiciones técnicas, el Operador de Sistema puede seleccionar la mejor solución que garantice siempre el mínimo coste para el sistema, aplicando distintos criterios basados en las ofertas presentadas de resolución de restricciones técnicas.

La solución de restricciones técnicas se divide en dos fases. La fase uno tiene como objeto la solución de las restricciones técnicas identificadas en el sistema mediante la aplicación de limitaciones de programa y redespachos de energía a subir y/o bajar. Mientras que la fase dos se focaliza en asegurar que no aparecen nuevas restricciones cuando se restablece el equilibrio generación-demanda, a base de reprogramar las unidades de programación asociadas a instalaciones de producción y consumo de bombeo. La fase uno usa un criterio técnico económico para valorar las ofertas de venta, y la fase dos usa criterios económicos, siempre y cuando no se produzcan nuevas restricciones, para seleccionar las ofertas de compra. Si al acabar la fase uno sigue habiendo restricciones, esta se repite hasta eliminarlas, pasando después a la fase dos donde la se equilibrará la generación y la demanda.

Al final de este proceso se obtiene el programa diario viable provisional (PDVP) y se publican las próximas limitaciones de programa que han de ser respetadas en los siguientes mercados.

### **3.1.2 Solución de restricciones técnicas tras el mercado intradiario**

De forma similar a la resolución de restricciones en el mercado diario, el Operador del Sistema analiza e identifica las posibles restricciones técnicas que afecten a los criterios de seguridad y funcionamiento del mercado intradiario, para cada una de las 6 sesiones del mismo. Si las hubiere, el Operador del Sistema dispondrá a solucionarlas mediante la retirada de ofertas o grupos de ofertas que resuelvan las restricciones técnicas identificadas en dicha sesión. Así el equilibrio generación-demanda será restablecido de nuevo, siempre respetando el orden de precedencia de las ofertas a retirar y sin provocar nuevas restricciones técnicas.

Al finalizar este proceso se obtiene el programa horario final (PHF), con las modificaciones aprobadas durante la solución de restricciones técnicas para cada sesión del mercado intradiario. Se escriben los nuevos mensajes que limitan el programa y que han de ser respetados en los siguientes mercados.

### **3.1.3 Solución de restricciones técnicas en tiempo real**

Para la solución de restricciones técnicas en tiempo real el Operador del Sistema tiene que estar permanentemente revisando el estado del sistema, detectando posibles restricciones constantemente, y solucionándolas rápidamente. Para ello se revisarán las limitaciones de programa aplicadas sobre las unidades de programación/consumo sobre las unidades de bombeo, generándose, en su caso redespachos de energía a subir y/o a bajar, los que por razones de seguridad sean necesarios.

Una cosa particular de este proceso es que no se investigan las futuras restricciones técnicas fruto del mismo, es decir, no hay una fase que asegure sistemáticamente que el equilibrio generación-demanda se mantendrá tras la modificación de los programas. Los servicios de regulación y balance del sistema serán los encargados, en su caso, de la resolución de los desequilibrios provocados por la resolución de restricciones técnicas en tiempo real.

## **3.2 Mercado de reserva de potencia adicional a subir**

El objetivo de este mercado es el de asegurar que siempre exista una reserva de energía que se requiera para la correcta operación del sistema y que pueda ser usada en el momento que se necesite aumentar la potencia en la red, sumando a la potencia ya establecida en el programa diario viable provisional. Los valores a subir de la reserva de potencia se determinan en el día anterior, tras la comunicación de PDVP, para cada uno de los periodos del horizonte diario de programación del día siguiente, de acuerdo con diferencia entre la potencia requerida en el sistema y la disponible en el PDVP, que casi siempre resulta en el requerimiento de potencia a subir.

Los sujetos propietarios de unidades de producción que cumplan las condiciones de participación presentarán sus ofertas para el mercado de potencia adicional a subir. El Operador del sistema evaluará estas ofertas, seleccionando las de menor coste. Tras la asignación, se establecerá en cada hora un precio marginal de la reserva de potencia adicional a subir. Es un mercado marginalista donde el precio resultante será marcado por la última oferta asignada. Las centrales ofertantes que hayan sido asignadas estarán entonces en la obligación de participar en el mercado intradiario, para asegurar la provisión al sistema de la reserva a subir pactada, estableciendo un programa de venta de energía al menos igual a valor de su mínimo técnico. También deben ofertar un aumento de oferta de producción hasta la reserva de potencia comprometida en el mercado de gestión de desvíos, siempre que este sea convocado.

### **3.3 Mercados de regulación y balance**

Como la frecuencia debe permanecer siempre dentro de unos límites muy estrictos, para todos los nudos del sistema, para el correcto funcionamiento del sistema, es necesario un mecanismo que asegure el cumplimiento de mantener la frecuencia, que en España es de 50 Hz. La frecuencia de un sistema está estrechamente relacionada con la potencia activa y además con el equilibrio generación demanda, por eso se habla indistintamente de control de frecuencia, control de tensión, o control frecuencia-tensión. Los mercados de regulación y balance sirven para mantener en todo instante el equilibrio generación-demanda y la frecuencia de referencia. Del mismo modo que los otros mecanismos aseguran que el suministro de energía eléctrica cumpla las condiciones de calidad y fiabilidad requeridas. Se dividen en tres niveles, cada uno de ellos opera en un margen de tiempo distinto y tiene relación con distintas partes del sistema.

#### **3.3.1 Regulación primaria**

Es un mecanismo obligatorio para todos los generadores y no reciben retribución por ello. Tiene por objeto corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre producción y consumo. Atendiendo a la velocidad de giro del eje, a potencia de los generadores se varía de forma autónoma por actuación de los reguladores de velocidad de las turbinas, es el mecanismo que tiene relación directa con el control de la frecuencia, ya que es el más rápido. El tiempo de actuación es de entre 2 y 20 segundos, así permiten asegurar que la frecuencia se mantenga frente a pequeñas variaciones instantáneas. Actúa de forma local para cada generador. Su rapidez está limitada a la propia inercia de los generadores.

#### **3.3.2 Regulación secundaria**

La regulación secundaria intenta resolver dos efectos no deseados que la regulación primaria no puede resolver. La frecuencia queda desviada respecto a la de referencia y los flujos de potencia programados entre áreas no serán cumplidos. Este servicio tiene un horizonte temporal de entre 20 segundos hasta los 15 minutos.

La frecuencia solo está fija cuando el sistema se encuentra en régimen permanente, la regulación secundaria corrige el desvío de la frecuencia respecto al valor de referencia (50 Hz). Tiene carácter potestativo gestionado mediante mecanismos competitivos del mercado, y está prestado por las zonas de regulación o zonas de control, respondiendo a los requerimientos del regulador maestro del OS, conocido como RDP (Regulación Compartida Peninsular).

El territorio se divide en zonas de regulación debido a la gran amplitud que tienen los sistemas eléctricos, de esta forma la frecuencia se puede controlar mejor por zonas, mejorando la fiabilidad del sistema. Son comandadas por el RDP, regulador maestro, que es gestionado por el Operador de Sistema en tiempo real. Se requiere una respuesta dinámica por parte de cada zona de regulación que es iguala a una constante de tiempo de 100 segundos. La regulación secundaria atiende a la frecuencia e intercambio de potencia entre áreas vecinas. En tiempo real, la RPD es la encargada también de utilizar la energía de regulación secundaria, distribuyendo los requerimientos de regulación secundaria entre las diferentes zonas de regulación, en concordancia con la resultante asignación de banda de regulación secundaria del día anterior.

La energía de regulación secundaria utilizada como consecuencia del seguimiento en tiempo real de los requerimientos de regulación se valora al precio marginal de la energía de regulación terciaria que hubiera sido necesario programar en cada hora, tanto a subir como a bajar, para sustituir este uso neto de energía de regulación secundaria.

Las ofertas de banda de regulación secundaria de las unidades de producción habilitadas son enviadas, antes de la hora límite establecida en los procedimientos de operación, tras la publicación de los requerimientos de reserva de regulación secundaria, tanto a subir como a bajar, para cada periodo horario correspondiente al día siguiente. El Operador de Sistema asigna las ofertas aplicando criterios de menor coste y sin contradecir a los mensajes de limitaciones establecidas tras las consecutivas resoluciones de restricciones del PDBF y establece el precio marginal de banda de regulación secundaria en cada hora.

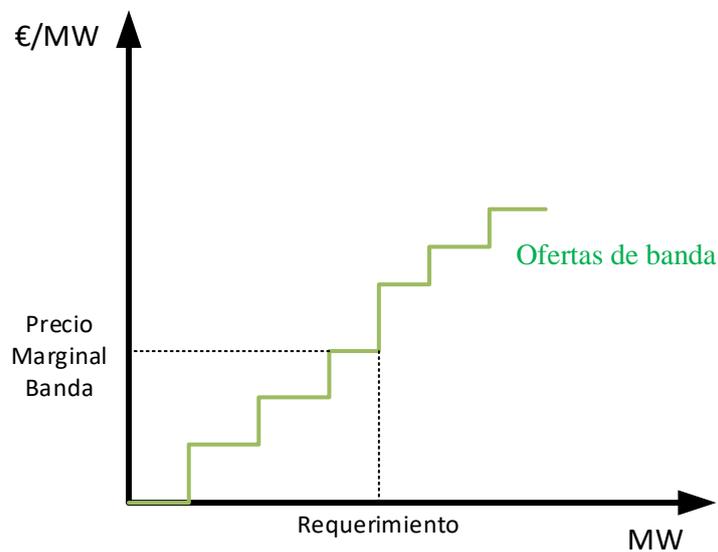


Gráfico 3: Asignación de banda secundaria. (Elaboración propia a partir de documentos de [www.omie.es](http://www.omie.es))

Los sujetos con una oferta asignada no solo reciben retribución por la energía utilizada sino también por la disponibilidad que ofrecen (banda de potencia).

### 3.3.3 Regulación terciaria

La regulación terciaria, definida como la variación máxima de potencia que puede efectuar una unidad de programación asociada a una unidad de producción o consumo de bombeo. Tiene como objeto la restitución de las reservas de energía utilizada durante la regulación secundaria y el ajuste del equilibrio generación-demanda, en periodos no superiores a una hora, ya que, para que la regulación secundaria funcione correctamente, es necesario disponer de unas reservas suficientes que satisfagan las variaciones de demanda. Tiene un tiempo de actuación no superior a 15 minutos y debe poder extenderse hasta, al menos, dos horas consecutivas, lo que dificulta que alguna unidad de producción que no esté conectada no le dé tiempo y no puedan participar en ella. Busca un reparto de cargas que asegure suficientes reservas de energía.

Se establece como referencia la reserva mínima necesaria para la regulación terciaria, que debe ser igual a la potencia del mayor grupo de generación acoplado aumentada en un 2% para cada hora.

Es un servicio complementario, ya que apoya a la regulación secundaria, es de oferta obligatoria para todas las instalaciones habilitadas para este servicio. La asignación de ofertas por parte del Operador de Sistema atiende a los criterios de mínimo coste, en concordancia con lo establecido en las limitaciones de los procesos de resolución de restricciones, estableciéndose un precio marginal de regulación terciaria a subir o bajar, para cada hora del horizonte de programación diario.

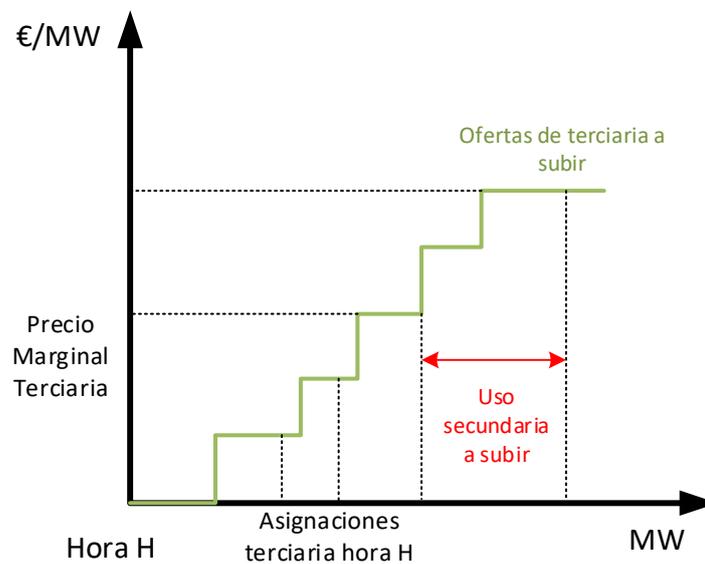


Gráfico 4: Asignación de energía terciaria. (Elaboración propia a partir de documentos de [www.omie.es](http://www.omie.es))

### **3.3.4 Gestión de desvíos**

El mercado de gestión de desvíos tiene la finalidad de resolver desajustes entre oferta y demanda que sean detectados tras el cierre de cada una de las 6 sesiones celebradas del mercado intradiario, hasta el comienzo del horizonte de efectividad de la siguiente sesión. Es el mercado que permite que la transición entre el mercado intradiario y la regulación terciaria sea de menor riesgo. El Operador de Sistema solventa los desequilibrios identificados tras el mercado intradiario mediante mecanismos competitivos de mercado, de mayor flexibilidad que la reserva de regulación terciaria, sin afectar en ningún caso a las reservas de energía de las regulaciones secundaria y terciaria.

El mercado de gestión de desvíos no se establece siempre. Sólo será convocado en el caso de que los desvíos previstos superen los 300 MW en un periodo de programación. Estos desvíos se calculan a partir de los desvíos comunicados por los agentes al OS durante la operación normal, que pueden ser originados por distintas causas, junto con los desvíos de las energías renovables, evaluados para cada hora desde el cierre del mercado y el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión.

El Operador del Sistema pedirá ofertas a los sujetos del mercado en sentido opuesto a los desvíos, es decir, si los desvíos indican que se necesita aumentar la potencia se pedirán ofertas de aumento de la producción, mientras que, si se necesita retirar energía, pedirá ofertas de disminución de la producción programada. Puede darse el caso que en tiempo real (dentro del margen de los 15 minutos anteriores al despacho), se necesiten poner en práctica los mecanismos de emergencia según los cuales determinadas unidades de generación estarían obligadas a modificar sus niveles de producción. La resolución de estos desvíos se realiza al precio marginal de las ofertas asignadas en cada periodo horario.

## **4. Requisitos para la participación en los mercados de ajustes**

Al contrario que para el mercado diario, no toda unidad de generación puede participar en los mercados asociados a los servicios complementarios debido a los exigentes requisitos técnicos que se requieren en los generadores. Los posibles participantes incluyen a todas las unidades de generación y las unidades de consumo de bombeo. Aquellos que deseen participar en los mercados asociados a los servicios de ajustes requerirán habilitación por parte del operador del sistema, previa a la superación de las correspondientes pruebas de habilitación.

Como se establece en el procedimiento de operación P.O. 3.8, para la participación en las pruebas de habilitación, el sujeto deberá:

- Poseer el Acta de Puesta en Servicio para pruebas que confirma la inscripción para pruebas en el Registro Administrativo de Instalaciones de producción de Energía Eléctrica (RAIPEE).
- Obtener autorización del OS para instalaciones de potencia superior a 50 MW.
- Cumplimiento del Reglamento de Puntos de Medida Relativos.
- Verificación de la integración de la instalación en un centro de control.
- Certificación del cumplimiento de los requisitos de acceso y conexión a la Red de Distribución, para instalaciones conectadas a la Red de Distribución
- Disposición la instalación de producción de la autorización definitiva de conexión a la red de transporte en el Informe de Verificación de Condiciones Técnicas de Conexión (IVCTC) y cumplimiento de los requisitos de acceso y conexión a la Red de Transporte para instalaciones conectadas a la Red de Transporte.
- Las instalaciones en régimen especial podrán participar en los mercados de ajustes, siempre y cuando superen las correspondientes pruebas de habilitación, conforme a lo establecido en el artículo 10 del Real Decreto 413/2014.

Para la realización de las pruebas se deberá comunicar toda información relativa a la fecha y hora del momento de su realización, así como los programas de producción para ese día y con antelación suficiente se deberá comunicar variaciones al mismo y en su caso, las indisponibilidades de participación.

La descripción de las pruebas se puede encontrar en la Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema... y la Resolución de 1 de agosto de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba...

Estas pruebas en la mayoría de casos se basan en comprobar que los generadores son capaces de reaccionar en un tiempo suficiente ante variaciones de carga inducidas, es decir, ante un requerimiento de variación de potencia, estos son capaces de modificar su producción dentro del tiempo mínimo requerido.

## **5. Procedimiento de operación en los mecanismos de ajustes**

El funcionamiento de los mecanismos de ajustes se recoge en los procedimientos de operación, aprobados con fecha de 30 de julio de 2015 en la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Para cualquiera de los procesos, es necesaria la comunicación al Operador del Sistema de cualquier indisponibilidad que afecte a las unidades, así como las modificaciones en los programas por otras causas.

### **5.1 Procedimiento de operación para la solución de restricciones técnicas**

El proceso para establecer la solución de restricciones técnicas identificadas tanto en el Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), como cada sesión del mercado intradiario y durante la operación en tiempo real, se recoge en el P.O. 3.2.

Para la solución de restricciones técnicas para el mercado diario el periodo de recepción de ofertas cierra 30 minutos después de la publicación del PDBF. Determinados sujetos que hayan ofertado para el mercado diario y no se encuentren en ninguno de los casos excepcionales estarán obligados a presentar ofertas. Existen dos fases para la resolución de restricciones técnicas:

- FASE 1: Esta fase consiste en la modificación del PDBF por criterios de seguridad. Se analiza la seguridad del sistema y se pasa a resolver las restricciones técnicas a base de subir o bajar la producción de energía. En circunstancias de necesidad se puede pedir a los países vecinos un aumento o disminución de su producción. Entre el conjunto soluciones técnicas válidas se escoge la que presente un menor sobre coste global, teniendo en cuenta las restricciones de los grupos generadores. Una vez que se incorporan estas medidas al PDVP, se consideran firmes, aunque la causa que produjo la restricción desapareciese. Posteriormente se establecen las limitaciones por seguridad, se resuelven las restricciones técnicas de la Red de distribución y las congestiones en la evacuación de la generación.
- FASE 2: Una vez resueltas las restricciones se procederá a reestablecer el equilibrio generación-demanda.

Tras la obtención del resultado de casación para cada sesión del mercado intradiario se observará si existe alguna restricción técnica que impida que se cumpla el programa. Se solucionará mediante la retirada de aquellas ofertas que la causen siempre y cuando éstas se puedan sustituir por otras. Una vez reestablecido el equilibrio restricciones se agregarán al Programa Viable Provisional (PVP) todas las modificaciones acordadas obteniendo el Programa Horario Final (PHF).

Durante la operación en tiempo real, el OS analiza de forma permanente el estado del sistema detectando las posibles restricciones técnicas que pudieran darse, solucionándolas durante todo el horizonte de programación, aplicando redespachos de energía o estableciendo limitaciones por razones de seguridad. Las decisiones tomadas no son firmes, es decir, se dejarán de aplicar en el caso de que desaparezca la causa que causó dicha restricción. Se tratarán las anulaciones de capacidad de evacuación por fallo de una unidad de generación. En caso de no ser posible resolver las restricciones actuando sobre los grupos generadores se podrán resolver a base de actuar sobre la demanda, recompensando a los compradores que tengan ese tipo de contrato. Se reestablecerá posteriormente el equilibrio generación-demanda.

Existe un mecanismo excepcional de resolución por el que el operador del sistema puede adoptar las medidas que el considere necesarias para resolver las restricciones técnicas, justificándose posteriormente ante los sujetos afectados y la CNMC.

## **5.2 Procedimiento de operación para el mercado de potencia adicional a subir**

El procedimiento de operación P.O. 3.9 recoge el proceso para la contratación y gestión de la reserva de potencia adicional a subir que fuera necesaria tras el PVP (Programa Viable Provisional).

Se establece que, tras la comunicación por parte del OS, se pasará al periodo recepción de ofertas, comprobando posteriormente que estas cumplen los criterios de validación y aceptación para pasar al proceso de asignación de ofertas, buscando el beneficio común y el menor sobrecoste para el sistema. El plazo para la recepción de ofertas para el mercado de potencia adicional a subir es de hasta media hora después de la publicación del PVP (Programa Viable Provisional). Los sujetos con una oferta asignada estarán en la obligación de participar en las diferentes sesiones del mercado intradiario para garantizar la provisión de reserva de potencia a subir y en caso de que fuera convocado, deberán ofertar en el mercado de gestión de desvíos a subir una cantidad igual a la diferencia entre su producción programada y la reserva de potencia adicional a subir. El algoritmo de casación consiste en colocar los bloques de oferta en orden creciente de precios, y se tomarán los bloques necesarios hasta cubrir la demanda de potencia adicional a subir, teniendo en cuenta las características y condiciones de los mismos.

Durante la operación en tiempo real, el Operador del sistema analizará y verificará el cumplimiento de todas las variables y requisitos para garantizar la reserva de potencia a subir, pudiendo hacer reasignaciones. Adicionalmente, puede hacer uso del procedimiento excepcional de asignación para lidiar con problemas imprevisibles e incontrolables, justificándose ante la CNE (Comisión Nacional de la Energía) y los sujetos afectados.

Los participantes tienen derecho a la liquidación por la provisión del servicio, tanto por la asignación de potencia adicional a subir como por la distribución de los costes derivados del servicio.

### **5.3 Procedimiento de operación para el mercado de regulación secundaria**

Los criterios relativos a la provisión del servicio de regulación secundaria se recogen en el P.O. 7.2 donde se establece que ésta recae sobre las zonas de regulación que tengan al menos una unidad de producción habilitada para dar este servicio. Los sujetos responsables de cada zona de regulación son los que presentarán las ofertas para cada una de las unidades de producción habilitadas, cumpliendo con la relación establecida entre la reserva a subir y bajar, para cada uno de los periodos de producción del día siguiente.

Las ofertas que representen un menor sobrecoste total son las que serán asignadas, en caso de igualdad de precio se realizará un reparto proporcional de la reserva. La asignación a cada zona es la suma de las asignaciones a las unidades de producción pertenecientes a esa zona. Tras la asignación, las zonas adquieren la obligación de cumplir con ella. La remuneración es debida a la banda de energía asignada, la variación de reserva de regulación secundaria disponible en tiempo real respecto a la signada real y la energía neta realmente proporcionada.

Durante la operación en tiempo real se pueden dar circunstancias dónde las zonas de regulación por las que no puedan cumplir con el suministro por causas ajenas a ellas. La solución pasa por que las zonas de regulación resuelvan la falta de banda si dentro de la zona se dispone de banda suficiente para cubrirla; sino pueden, existe un mecanismo de asignación específico para reducir la banda en esa zona de regulación con el fin de evitar incumplimientos en la prestación del servicio. No obstante, el Operador del Sistema, en situaciones de emergencia o falta de oferta, puede hacer uso del mecanismo excepcional de asignación que le permite tomar las medidas necesarias para solucionar las irregularidades que pudieran aparecer, justificándose posteriormente ante los sujetos afectados y a la CNMC.

### **5.4 Procedimiento de operación para el mercado de regulación terciaria**

En el P.O. 7.3 se establece la provisión del servicio, la asignación de la prestación, control y medida de la prestación y los criterios de liquidación económica del servicio de regulación terciaria.

En primer lugar, el OS establecerá y publicará el valor de la reserva de regulación terciaria mínima necesaria en el sistema para cada período de programación del día siguiente. Tras lo cual las unidades habilitadas deberán presentar sus ofertas, de acuerdo a lo establecido en el procedimiento de operación. Estas ofertas se actualizarán el propio día de la operación. Tras comprobar la validez de las mismas, el OS asignará las ofertas, bajo el criterio de mínimo coste para el sistema y sin que se produzcan restricciones técnicas. Las ofertas se ordenan en bloques por precio creciente o decreciente si son ofertas a bajar, asignándose como precio de la energía el de la oferta con precio más alto para la energía a subir y más bajo para la de bajada. Si en algún momento se requiere hacer una asignación de sentido contrario a una ya establecida, esta se realiza en primera instancia desasignando ofertas previamente asignadas. Puede haber varias sesiones de asignación dentro de un mismo periodo de programación, pero de todos ellos se obtendrá un único precio marginal de regulación terciaria a subir y otro a bajar, en caso de precisarse ofertas para ambos sentidos, para cada periodo de programación. Por último, se solucionarán las anomalías y reclamaciones relativas a la casación de ofertas.

En caso de no existir reserva de regulación terciaria suficiente, el OS podrá poner en funcionamiento nuevos grupos térmicos adicionales para cubrirla. Al igual que para la operación de los otros mercados, existe un mecanismo excepcional de asignación por el que el OS puede realizar acciones para resolver problemas de índole no prevista o controlable.

## **5.5 Procedimiento de operación para el mercado de gestión de desvíos**

En primer lugar, hay que recordar que el OS valorará la convocatoria del mercado de gestión de desvíos en función de los desvíos generación-consumo previstos. Siempre que estos sean superiores a 300 MW y acorde a lo establecido en el P.O. 3.3, el OS comunicará a los sujetos del mercado el requerimiento de energía a subir o bajar para cada periodo de programación, y estos presentarán sus ofertas de incremento o reducción de producción en un plazo máximo de 30 minutos. Tras la verificación de las ofertas, comprobando que se respetan los límites físicos de las unidades y que no se da lugar a limitaciones de programa. Las ofertas serán asignadas por medio de un algoritmo de casación. Los sujetos a los que le sea asignada una oferta estarán en la obligación de realizar un nuevo programa de energía en el momento que el OS le comunica la asignación.

Para la casación en el mercado de gestión de desvíos se ordenan los bloques de ofertas en orden creciente de precios o descendiente si es requerimiento a bajar. En caso de que existan varios bloques al mismo precio tendrán preferencia los bloques divisibles frente a los indivisibles, a igualdad de tipo se escogen los de menor tamaño, si persiste la igualdad se beneficiará a las ofertas provenientes de energías renovables, tras ellas, las de cogeneración de alta eficiencia. Tras repetir este proceso para cada periodo de programación del horizonte se comprueba si la solución es válida.

## **5.6 Liquidación de servicio**

Los sujetos poseedores de una unidad de generación con una oferta casada para cualquiera de los mercados de ajustes recibirán, como normal general, retribución económica debido a:

- La disposición de servicio por la energía pactada en la oferta casada al precio de casación.
- El sobrecoste producido por la energía entregada.

Toda la información relativa a la liquidación del servicio y forma para calcular los pagos se encuentra en el P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

## **6. Interés en la participación en los servicios complementarios**

Históricamente, los mercados de ajustes se han caracterizado por ser más rentables económicamente. La energía se vende más cara debido a que las exigencias técnicas limitan la entrada de determinados generadores, habiendo menos competencia, pudiendo influir más en los precios.

Estos mercados permiten que ciertas tecnologías, que no han tenido una oferta casada en el mercado diario por ofertar por encima del precio marginal, vendan su energía a un precio más alto en los mercados de ajustes y puedan obtener el beneficio deseado. Son tecnologías que, generalmente, llevan asociadas costes variables altos, pero se adaptan a los requerimientos técnicos de estos mercados. El precio del mercado spot se queda escaso para obtener beneficios y encuentran en los mercados de ajuste una salida perfecta para vender energía al precio deseado. Por otro lado, la incertidumbre de estos mercados es mucho mayor, por tanto, la participación en ellos es más arriesgada.

Si un generador deseara participar en los mecanismos de ajustes sería conveniente conocer que factores influyen en el precio para poder participar con cierta seguridad de obtener beneficio. El trabajo a realizar consistirá en buscar que variables pueden influir en el precio de los mercados de ajustes. Se va a analizar el mercado de regulación terciaria como representación de los mercados de ajustes por resolver un problema de balance, no uno técnico como la resolución de restricciones técnicas; actúa en un horizonte temporal mayor que la regulación secundaria, lo que puede ser más estable que la regulación secundaria; el mercado de gestión de desvíos no siempre se convoca y por ello se considera el mercado de regulación terciaria el más representativo. En concreto la regulación terciaria a subir, por ser más interesante desde el punto de vista de los generadores.

### **6.1 Influencia en el precio de la regulación terciaria**

La primera hipótesis que se plantea es si la producción renovable, al ser más inestable que la generación tradicional podría introducir incertidumbres mayores en el sistema y, por tanto, aumentar la necesidad de ajustar, aumentando el precio de estos. En un principio se pensó analizar todas las tecnologías del régimen especial, pero se ha observado que la producción de cogeneración y residuos es tan constante como puede ser la generación térmica tradicional, por ello se estudia la producción energética proveniente de fuente eólica, hidráulica o solar. Se ha comparado el precio de regulación terciaria a subir frente a la generación medida de energía eólica, hidráulica y solar casada en el mercado spot. Primero las tecnologías por separado y posteriormente combinaciones entre ellas. Se ha estudiado el periodo de un año, el 2017, por ser el año entero más próximo. Los datos se han obtenido de la web de ESIOS.

Primero se ha analizado la correlación entre esas variables en el horizonte temporal de un día. Se ha buscado si una producción alta de alguna tecnología o combinación de ellas resultaba en un precio alto de energía terciaria, es decir, si cuando la producción aumenta, el precio lo hace con ella. O si ocurría todo lo contrario a lo mencionado anteriormente. La herramienta Excel nos permite calcular el coeficiente de correlación que existe entre dos series de datos. Este coeficiente es un valor entre menos un y uno. En el caso de ser un valor cercano a uno significa que existe correlación directa, en el caso de ser cercano a menos uno, correlación inversa y valores alrededor del cero indican las variables son completamente independientes.

No solo se han calculado la correlación entre variables, se quiere observar si los días con mayor producción renovable guiaban a un precio mayor de la regulación terciaria, y cuando la producción es baja, a una reducción del precio. La duda es ¿cuándo se puede decir que hay una producción alta de cualquiera de las tecnologías? ¿Se puede considerar que el precio de la regulación terciaria es alto cuando es mayor que la media anual, y bajo cuando es menor? ¿Mejor si es respecto a la media mensual? En este caso se ha considerado que la variable toma un valor alto siempre que la producción o el precio del día D sea mayor que la media móvil entre los 14 días anteriores y los 15 siguientes; y baja cuando sea menor. También posteriormente, se ha repetido este proceso considerando valor alto cuando es superior a la media mensual para ver si había alguna diferencia; realmente era muy pequeña. Comparando los datos día a día se puede obtener que días coincide una producción alta con un precio alto.

Los resultados no apoyan la hipótesis planteada. Los días en los que coincide una producción alta junto con un precio alto no se separan mucho del 50%; un 70% de coincidencia en el caso de la energía hidráulica. Esto indica que no importa el volumen de producción de energía renovables en el mercado, no afecta al precio de la regulación terciaria, ni al alza ni a la baja. Ocurre lo mismo con combinaciones de tecnologías. Lo corrobora los coeficientes de correlación obtenidos, son cercanos a cero para casi todas las combinaciones; excepto para la energía solar, que su coeficiente de correlación es igual a -0,43. Esto significa que en el día a día no hay correlación entre el volumen de energía generada de fuente eólica, hidráulica y solar frente al precio de la regulación terciaria. Entonces concluimos que no solo la idea inicial es falsa, sino su opuesta también lo es.

La segunda hipótesis es si el volumen de energía generada para el mercado diario influye en el precio. La idea es si al haber más energía, se generen más incertidumbres. Aunque también puede ocurrir lo contrario. Al ser mayor el volumen de energía, el sistema pueda por sí mismo compensar los desvíos producidos. Se ha reproducido el proceso anterior. Los resultados no son indicativos de que haya influencia en ninguno de los dos sentidos.

Ninguna de estas variables determina el precio de la regulación terciaria. Sin embargo, se observa que el precio marginal de regulación terciaria es muy irregular en el horizonte diario, por lo que quizás una visión más alejada, la mensual, permita ver mejor las tendencias que toma el precio y detectar algún factor determinante. Si observamos la evolución de precio de cualquier mercado de ajustes en el horizonte temporal de la hora, todavía se observan precios muy dispares entre horas consecutivas. Hay horas con precio muy alto e incluso hay horas con precio cero. Por tanto, la posibilidad de estudiar un horizonte temporal más lejano, medias mensuales durante varios años, para intentar averiguar que puede influir en el precio de la regulación terciaria será el camino por donde continuar. Al echar la vista atrás en el tiempo se quiere conseguir datos más estables, al ser promedios de los datos diarios y quizás así se puedan observar con más claridad la relación entre alguna variable y el precio marginal de regulación terciaria.

En las siguientes gráficas se observan las medias mensuales de generación de cada tecnología (eje principal, diagrama de barras) junto al precio medio mensual de la regulación terciaria (eje secundario, diagrama lineal), para el año 2017.

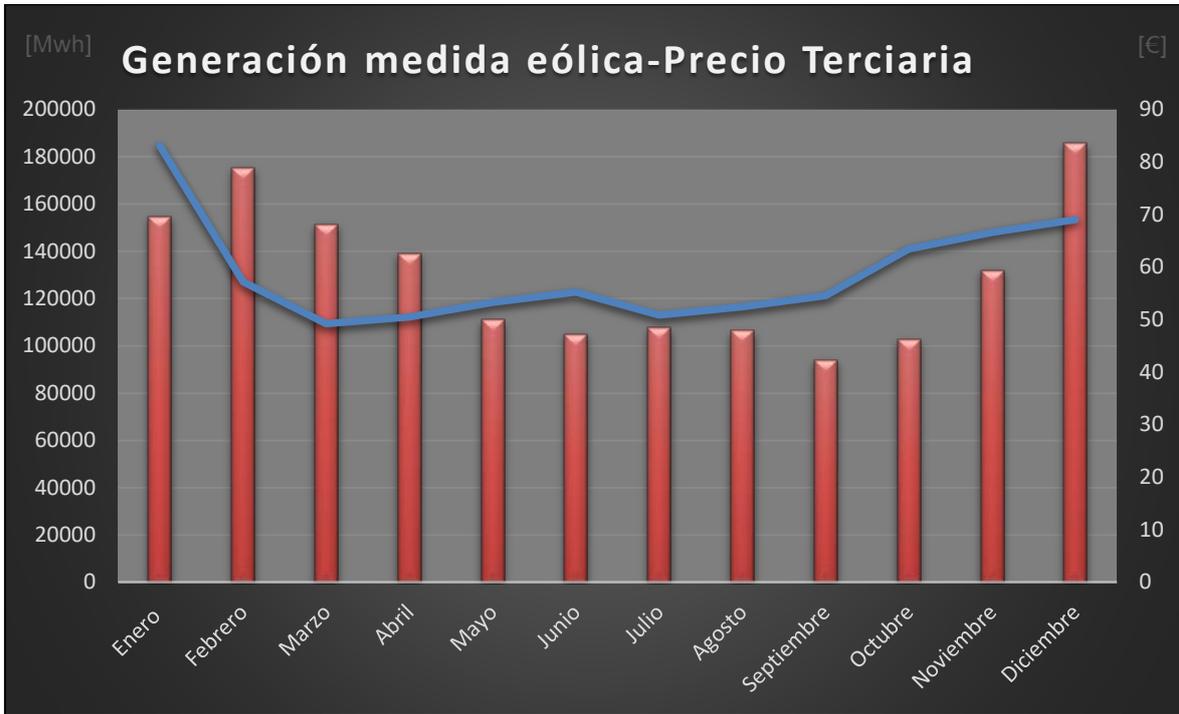


Gráfico 5: Generación medida eólica-Precio terciaria, año 2017

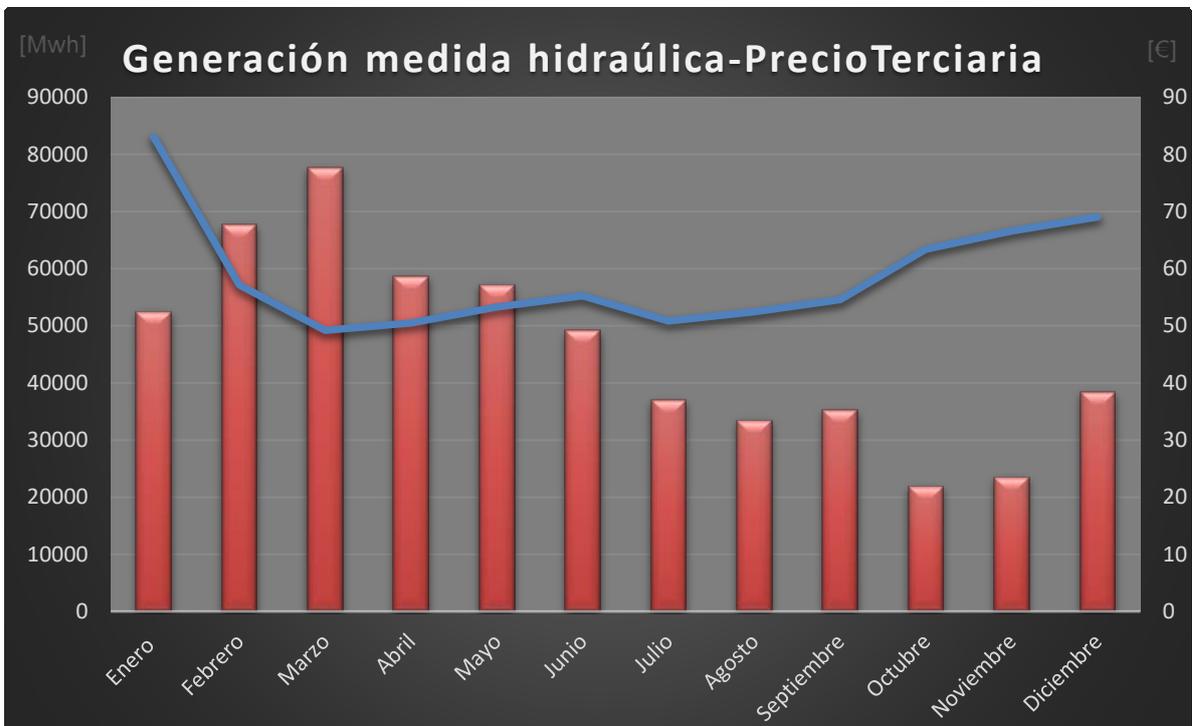


Gráfico 6: Generación medida hidráulica-Precio terciaria, año 2017

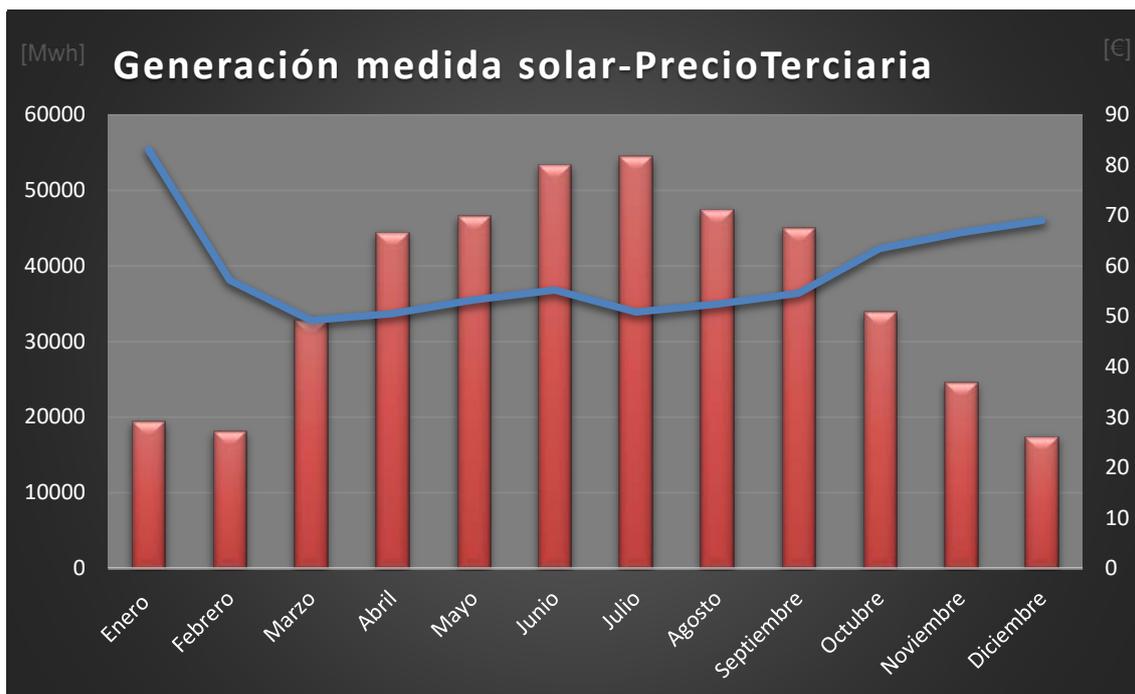


Gráfico 7: Generación medida solar-Precio terciaria, año 2017

Mirando estos gráficos y obteniendo los coeficientes de correlación se puede observar tal y como se muestra en la Tabla 1, que la energía solar tiene una influencia predominante, negativa en el precio de la terciaria, al igual que la hidráulica, aunque en menos medida; mientras que la energía eólica tiene una influencia positiva. Se puede pensar que las tecnologías con influencia negativa, podrían tener sumadas, una correlación mayor. En la Tabla 1 se muestran todas las posibles combinaciones entre estas tres tecnologías.

Coefficiente de correlación	Eólica	Hidráulica	Solar	Suma E+H+S	Suma E+S	Suma H + S	Suma E+H
	0,41	-0,28	-0,71	-0,06	0,13	-0,69	0,18

Tabla 1: Coeficientes de correlación, energía-precio terciaria

Al parecer el coeficiente de correlación entre la producción de energía solar sumada a la producción hidráulica varía negativamente, entonces la energía solar podría tener influencia en el precio de los ajustes. En el análisis diario era la única tecnología con coeficiente de correlación distinto de cero, pero negativo. Esto contradice la hipótesis de que las tecnologías renovables aumentarían el precio de los ajustes al introducir más incertidumbre en el sistema. La suma de estas tres tecnologías sí parece gráficamente estar levemente correlacionada con el precio de la regulación terciaria, pero otra vez, de forma inversa. Para intentar averiguar el motivo, se va a retroceder en el tiempo, para ver si este comportamiento se mantiene.

Es posible que estos resultados no sean concluyentes, la relación entre precio de regulación terciaria y producción solar bien podría ser arbitraria. Además, la producción solar es la menor entre estas tecnologías, por tanto, cabría pensar que sea la menos influyente de todas.

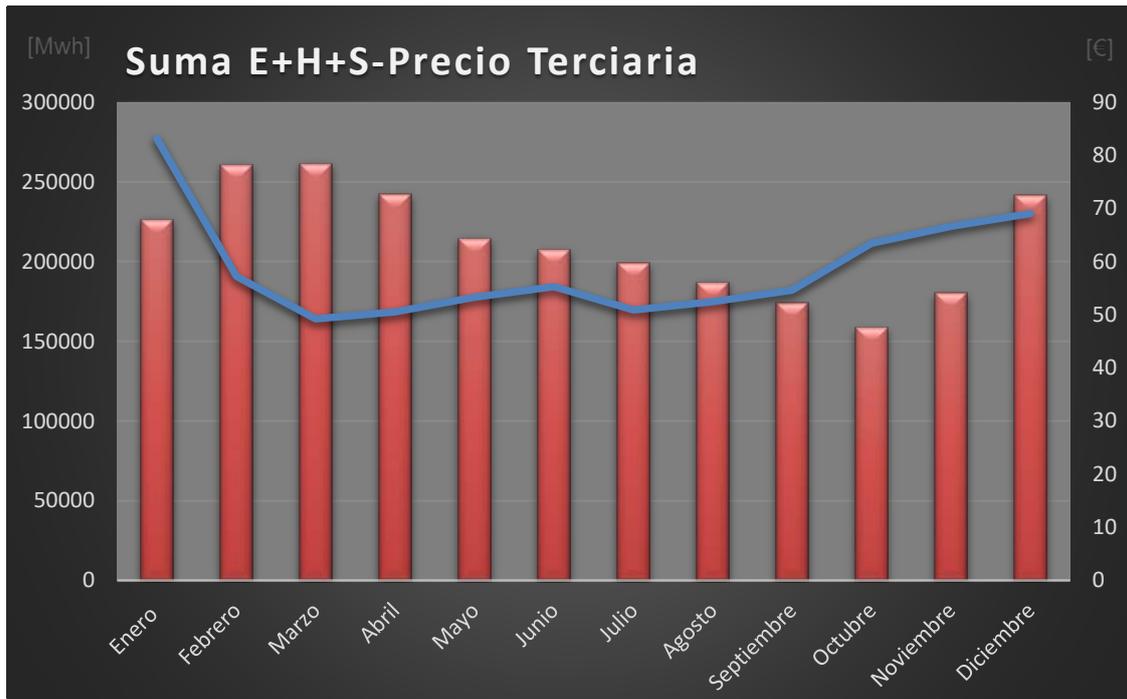


Gráfico 8: Generación eólica, hidráulica y solar frente a precio terciaria año 2017.

## 6.2 Evolución de los precios de los mercados de ajuste

Se ha estudiado la evolución del precio de la regulación terciaria y la aportación de los mercados de ajustes al precio final de la energía. Comparando el precio marginal de la energía terciaria como referente del precio de los ajustes y la contribución de cada mercado en el precio final de la energía frente a la producción eólica, solar e hidráulica. El marco temporal escogido es desde enero el año 2010 hasta julio de 2018, ya que no se dispone de datos anteriores.

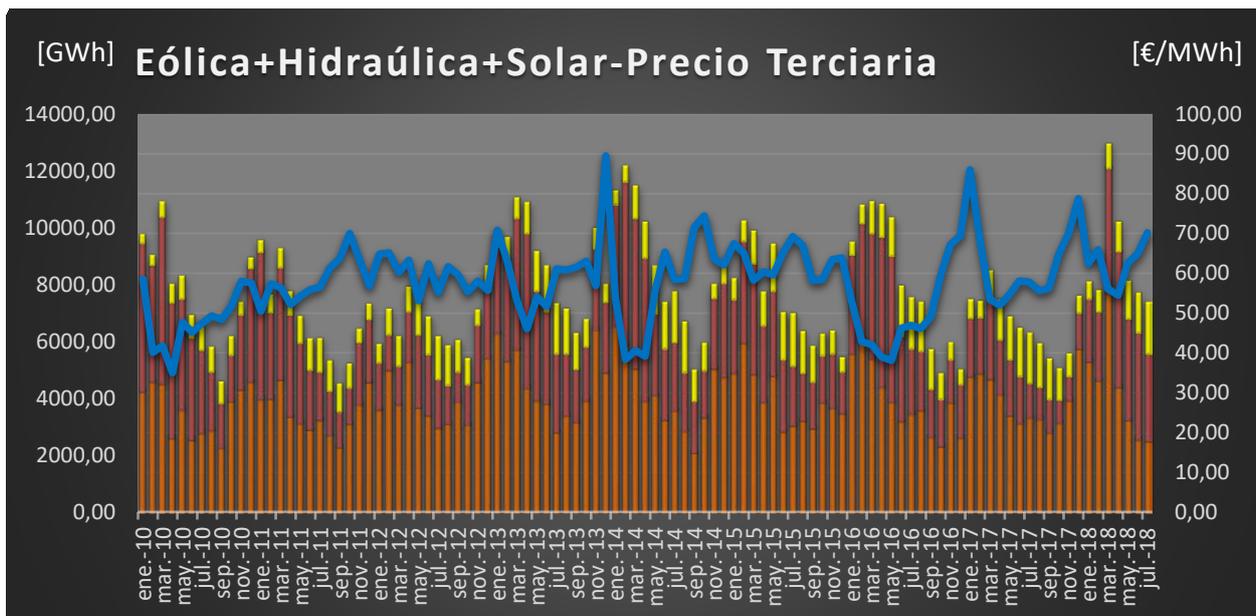


Gráfico 9: Producción acumulada de energía eólica, hidráulica y solar frente al precio de regulación terciaria.

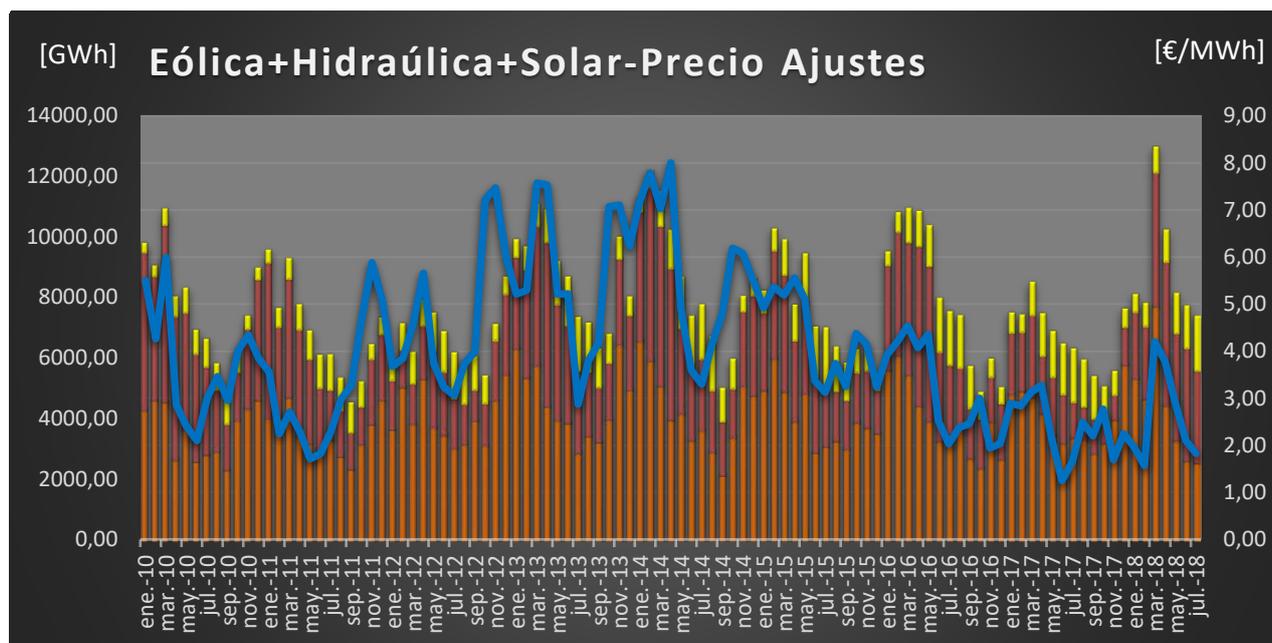


Gráfico 10: Producción acumulada de energía eólica, hidráulica y solar frente a la contribución de los mercados de ajustes en el precio final de la energía.

A la vista de estas gráficas se observa que habitualmente en los meses de junio y julio, el precio de estos es menor. Pero lo que realmente es interesante es la disminución del precio de los mercados de ajustes a partir del año 2015. ¿Qué ha podido llevar a esa disminución? También se observa que el precio marginal de la energía terciaria no sigue la tendencia de la curva de ajustes, lo que hace pensar que quizás no sea el mejor mercado a analizar.

Es posible que a partir 2015 ya se note el efecto de la entrada en vigor un cambio en la normativa, el RDL 9/2013. El cual permite que las unidades generadoras pertenecientes al régimen especial (renovables no hidráulica, cogeneración y residuos) pueden participar en los servicios complementarios. Significa que se abre el acceso a estos mercados a tecnologías consideradas más inciertas, lo cual podría llevar a un mayor requerimiento de ajustes. Sin embargo y al contrario de lo que se podía pensar, esto no ha encarecido su precio. La introducción de estas tecnologías no ha introducido más inestabilidades ni más necesidad de ajustar que llevara a un aumento de los precios. La razón de este abaratamiento se debe a un aumento del número de competidores en estos mercados. Al aumentar la competencia, hay más ofertantes, lo que resulta en cualquier mercado en una bajada de los precios.

La entrada de las renovables no solo supone más competidores, sino competidores que pueden ofertar más barato. Según la casación para según qué mercado de ajuste, la energía casada en primer lugar corresponde a la oferta de menor coste, continuando por la inmediatamente siguiente; hasta completar el requerimiento de energía necesario.

Hay dos variables que influyen en el precio, el requerimiento de energía de ajuste y las ofertas de venta. Mirando la forma de casación es obvio que un requerimiento mayor lleva a precios más altos y uno menor a precios menores. ¿Pero cómo de importante es esto respecto a las ofertas presentadas? Pueden darse casos que frente a un requerimiento bajo las ofertas sean escasas y muy caras, resultando en un precio muy alto.

Realmente, lo realizado hasta ahora, ha sido siempre pensando en la causa que provoca la necesidad de ajustar; asumiendo siempre, que esto conllevaría un aumento del precio proporcional consigo. Quizás se ha pasado por alto el comprobar si se correlaciona el requerimiento de energía de cualquier mercado de ajuste con el precio marginal de ese mercado. El intentar conocer el requerimiento quizás no sea el camino, puesto que el mayor influyente podría ser la otra variable, las unidades que ofertantes y el precio. Como forma de comprobar esto, se propone comparar la energía tratada en los mercados de ajustes respecto a su precio. Se ha escogido la contribución del precio de todos los ajustes sobre el mercado diario y la energía total gestionada en los servicios de ajustes, con el objetivo de observar como de directa es esta relación. Se escoge solo el periodo desde enero de 2015 hasta julio de 2018, por ser posterior al cambio de normativa.

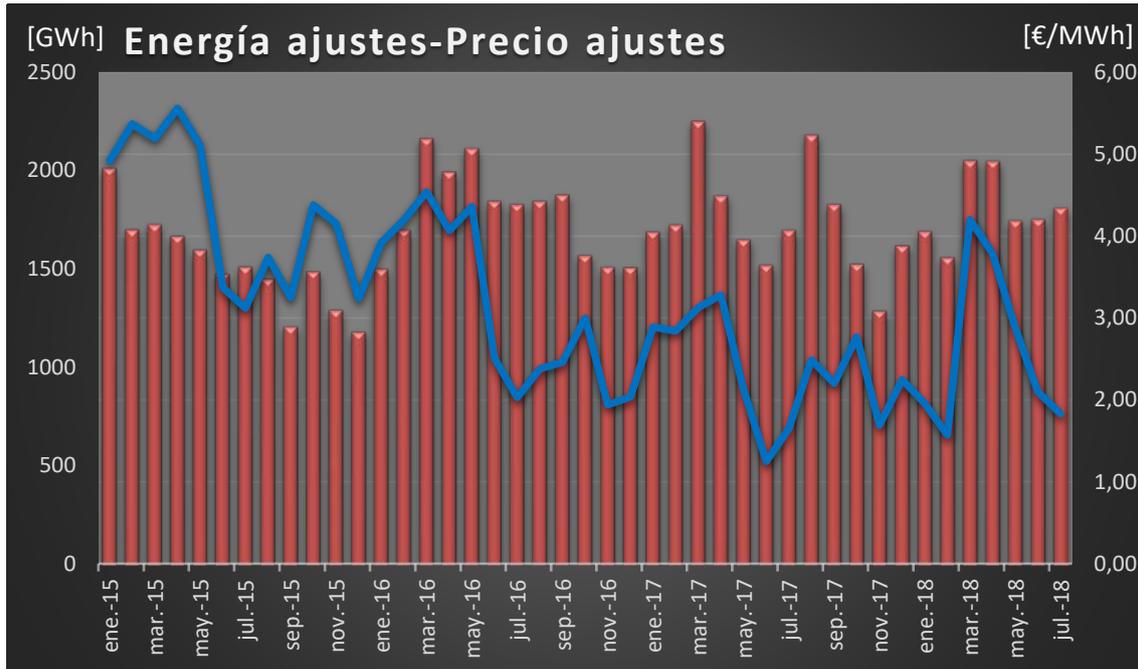


Gráfico 11: Energía medida mercados de ajustes frente a la contribución de los mercados de ajustes al precio final de la energía.

A la vista de estos resultados, se puede observar que la relación es leve. Hay meses que el requerimiento de energía de ajustes de mantiene relativamente constante mientras que el precio varía. Habría de centrarse entonces en el comportamiento de los demás competidores, factor difícil de analizar. Adicionalmente, se observa que el precio es más bajo en los dos últimos años que en 2015.

Para asegurar que estos datos no están condicionados por ser una suma de todos los mercados, se escoge uno en particular. Comparando los precios y requerimientos diarios de regulación terciaria diarios para el año 2017 se observa que siguen un comportamiento poco dependiente, confirmando lo presupuestado anteriormente. A continuación, se muestra solo el mes de julio para no tener tanta acumulación de datos.



La conclusión es que no se puede predecir el precio de los ajustes a base de prever la necesidad de ajustar, ya que su precio está preferentemente ligado a las ofertas de los competidores más que al requerimiento. Estas son muy difíciles de conocer y predecir. Aunque no se haya conseguido conocer cuando el precio de los mercados de ajustes, desde el punto de vista de un generador podría interesar conocer que tecnologías participan más en cada mercado de ajustes para decidir si participar o no.

### 6.3 Participación en los mercados de ajustes por tecnologías

En la web de red eléctrica se pueden encontrar los datos relativos a la participación anual, de los tres últimos años, 2015, 2016 y 2017, de las diferentes tecnologías en los mercados de ajustes de solución de restricciones técnicas (PDFB), banda de regulación secundaria, regulación terciaria y gestión de desvíos. Los cuales se muestran a continuación, en %.

### 6.3.1 Solución restricciones técnicas (PDBF)

Tabla 2: Participación por tecnologías en el proceso de solución de restricciones técnicas al PDBF.

FASE I	2015	2016	2017	2015	2016	2017
	Subir	Subir	Subir	Bajar	Bajar	Bajar
Ciclo combinado	80%	75,2%	68%	4%	21,9%	49%
Carbón	20%	24,1%	31%	58%	21,1%	40%
Nuclear	-	0,0%	0%	-	0,0%	-
Hidráulica	0%	0,1%	0%	3%	8,7%	-
Turbinación bombeo	-	0,0%	-	18%	12,5%	3%
Consumo bombeo	0%	0,3%	0,2%	0%	0,0%	0%
Renovables, cogeneración y residuos	-	0,2%	-	17%	35,8%	7%
Intercambios internacionales	-	0,0%	-	-	0,0%	-

FASE II	2015	2016	2017	20,15	2016	2017
	Subir	Subir	Subir	Bajar	Bajar	Bajar
Renovables, cogeneración y residuos	21%	0,0%	38%	8%	21,4%	24%
Ciclo combinado	-	11,7%	26%	50%	23,3%	13%
Carbón	-	10,8%	26%	7%	3,7%	13%
Turbinación bombeo	44%	63,7%	10%	7%	14,0%	18%
Hidráulica	31%	3,4%	0%	13%	24,8%	24%
Nuclear	2%	0,0%	-	0%	0,3%	0%
Consumo bombeo	1%	8,6%	0%	15%	12,5%	8%
Intercambios internacionales	1%	1,9%	-	-	0,0%	-

### 6.3.2 Restricciones técnicas

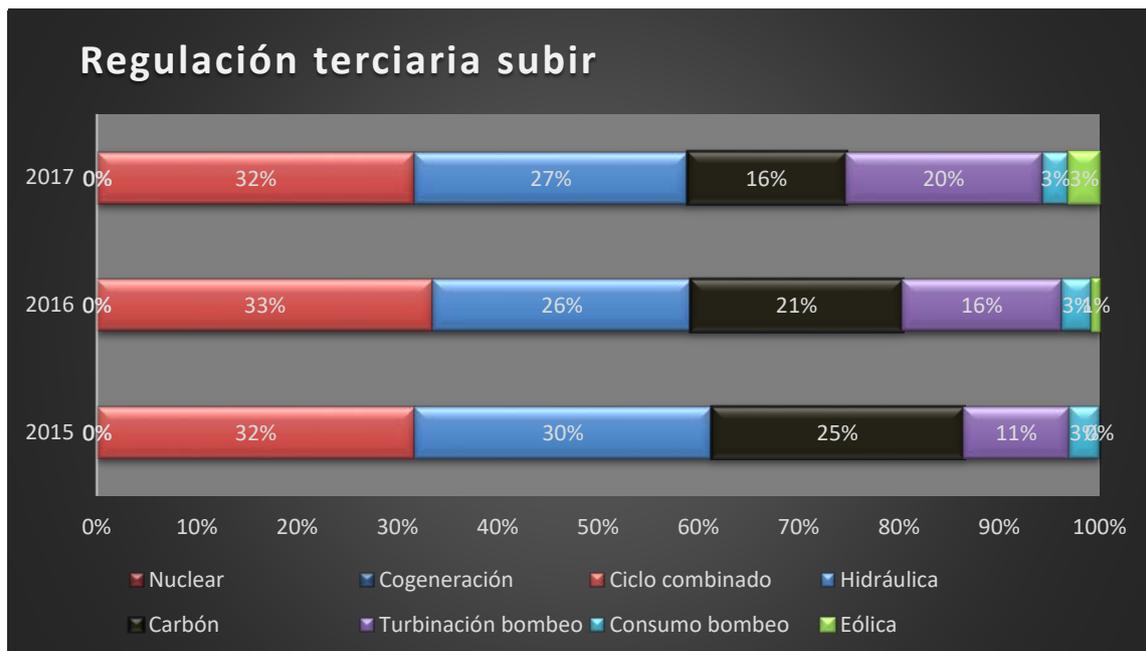


Gráfico 12: Participación por tecnologías en el mercado de regulación terciaria a subir.

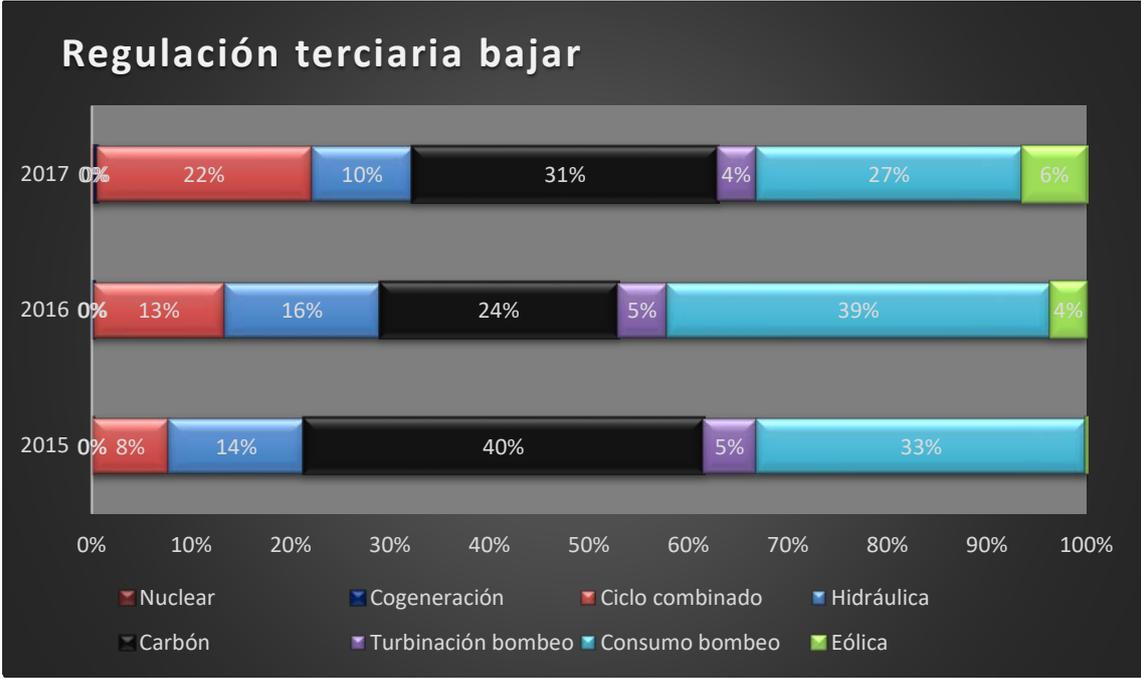


Gráfico 13: Participación por tecnologías en el mercado de regulación terciaria a bajar.

### 6.3.3 Banda de regulación secundaria

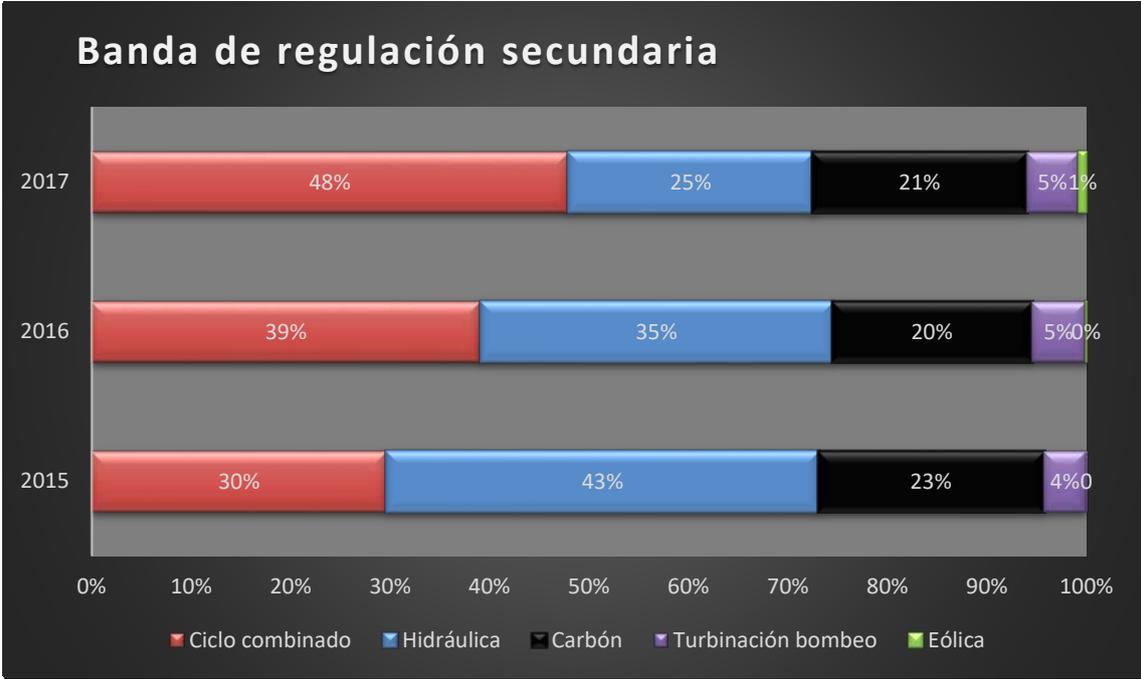


Gráfico 14: Participación por tecnologías en el mercado de regulación secundaria.

### 6.3.4 Gestión de desvíos

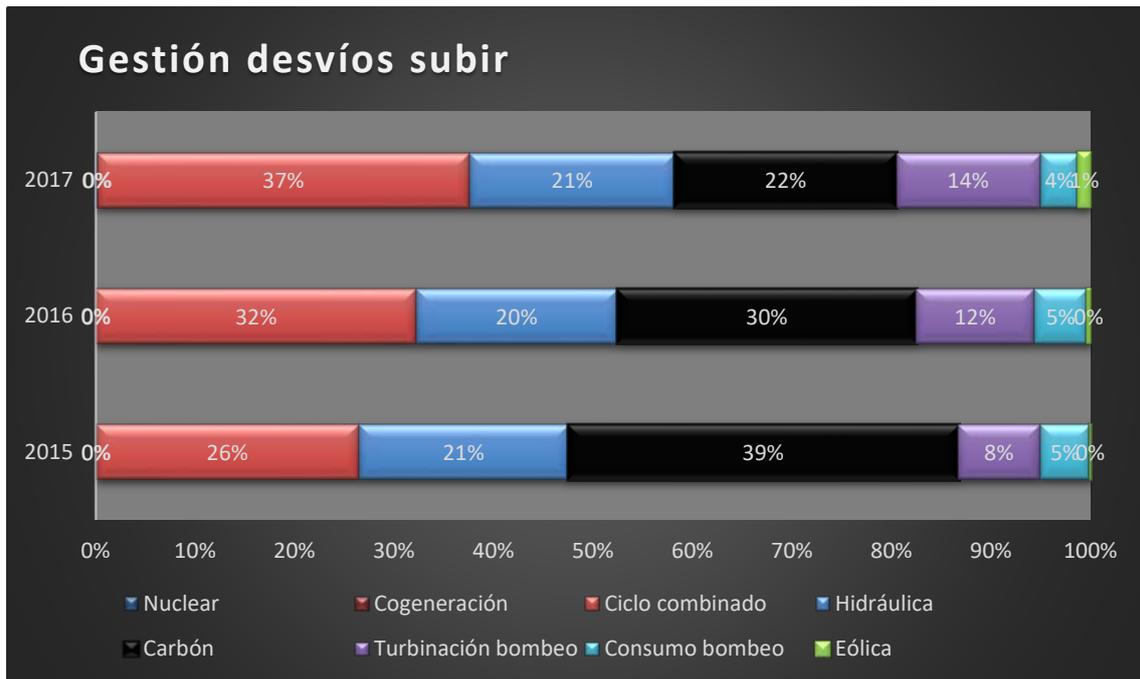


Gráfico 15: Participación por tecnologías en la gestión de desvíos a subir.

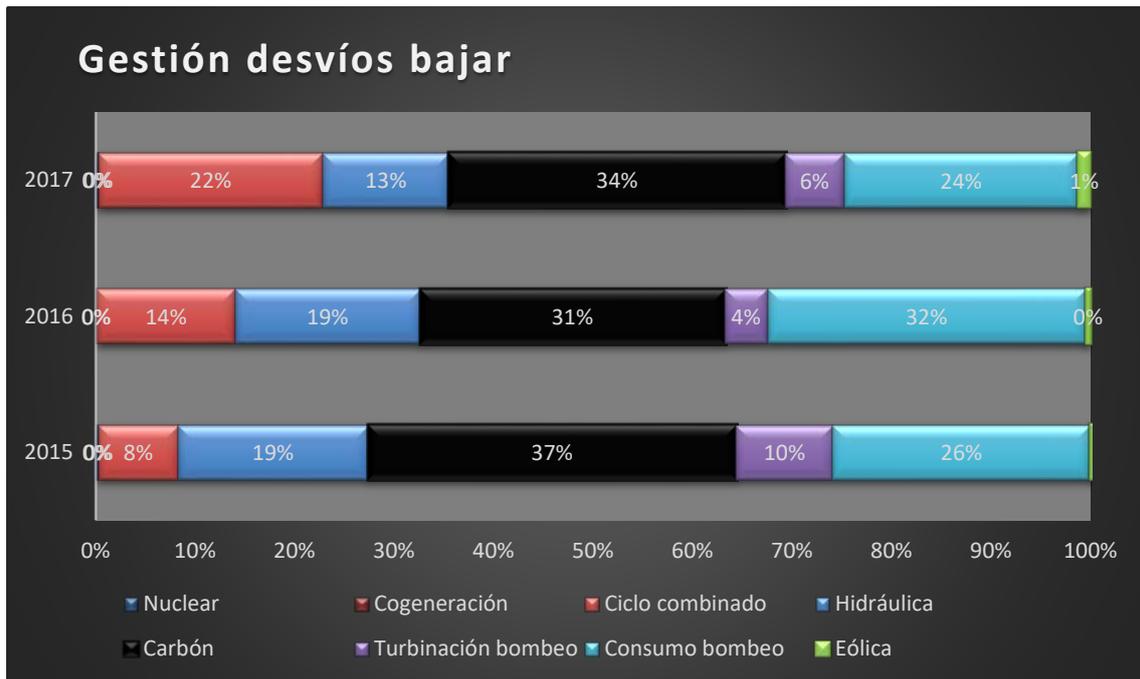


Gráfico 16: Participación por tecnologías en la gestión de desvíos a bajar.

### **6.3.5 Tendencias generales de participación**

El carbón es una industria tradicional que tiene participación en todos los mercados de ajuste, es una industria estable, cuya producción es perfectamente controlable y programable. Además, es flexible, lo que la hace una parte imprescindible de los mercados de ajuste. En lo relativo a su beneficio y a su forma de ofertar dependerá del precio del carbón. Su fuente primaria produce muchas emisiones de CO<sub>2</sub>, va perdiendo peso en los últimos años.

El ciclo combinado es de características similares a las del carbón, aunque esta vez depende del precio gas natural, se adapta incluso mejor. Al contrario que la industria del carbón la participación de las centrales de ciclo combinado ha ganado participación a lo largo de estos tres últimos años.

La industria hidráulica tiende, en los últimos años, a una ligera menor participación. Las centrales de consumo de bombeo participan comúnmente en los mercados a bajar. Les interesa comprar energía sobrante, al mínimo precio, de los mercados de ajustes que usarán para el bombeo.

La participación nuclear y de cogeneración es prácticamente inexistente, exceptuando la participación de la cogeneración en la resolución de restricciones técnicas, teniendo este un porcentaje grande dentro de la suma de renovables cogeneración y residuos.

Lo más destacable de estos datos, y la razón que desde 2015 el precio sea más bajo, es la creciente participación de las tecnologías renovables. Entorno al 1% en 2016, para la regulación terciaria, secundaria y desvíos; aumentando este valor en 2017. La participación de estas tecnologías está en aumento, directamente ligadas al progresivo abaratamiento de los mercados de ajustes.

Esta recopilación sirve de guía para los nuevos participantes. Saber dónde acuden las centrales de tu misma tecnología es importante, aunque no vinculante, ya que la posibilidad romper con la tendencia siempre existe.

## 7. Conclusiones

Los mercados de ajustes son una parte esencial para el funcionamiento del mercado eléctrico ya que son los encargados en última instancia en igual los desajustes generación-consumo. Cualquier central es apta para participar siempre y cuando se obtenga habilitación. Esta habilitación requiere superar unas pruebas y unos requisitos técnicos exigentes, lo cual, limita el número de participantes.

Los precios de los mercados de ajustes son una variable difícil de predecir. En primer lugar, predecir los requerimientos de ajuste ya es un reto. En segundo, esta no es la variable que más influye en el precio. La variable que afecta de forma predominante en el precio son los ofertantes a cada mercado, acción difícil de prever, ya que depende de la actuación de los otros sujetos. Por ello, si un generador desea conocer en qué condiciones es más favorable participar, no basta con vaticinar cuando el requerimiento puede tomar valores altos, se debe tener en cuenta el papel que juegan los demás competidores.

Son más adecuados para centrales que tienen costes variables muy altos, son flexibles y solo pueden ofertar a un determinado precio, aquel que les produce los beneficios deseados. La capacidad para adaptarse y la necesidad de vender caro hace de los mecanismos de ajustes muy interesantes para estas tecnologías. Todas ellas, en general, se pueden beneficiar de una menor competencia, que implica mayor influencia en los precios y poder vender la energía a un precio más alto que en el mercado diario.

A partir de 2015 el precio de los ajustes empieza a bajar debido a un cambio en la normativa, permitiendo la posibilidad de que ciertas tecnologías del régimen especial participen en los mercados de ajustes. La entrada de más competidores ha llevado a una reducción de precio en los últimos años. Será importante observar si la progresión sigue, debido a la incorporación progresiva de energías renovables a estos mercados, o si hay un punto en el que el precio ya se mantiene constante.

No se ha conseguido un modelo que permita predecir el precio de los mercados de ajustes, pero sí que se han asentado unas bases por donde continuar un estudio más profundo. Un posible trabajo a seguir es continuar intentando predecir el comportamiento de estos mercados, centrado en una predicción de las ofertas de los competidores, dejando a un lado predecir el requerimiento, que como se ha demostrado, es menos relevante.

Personalmente no me parece una línea interesante a seguir. Yo dejaría a un lado la predicción y continuaría por hacer un modelo de central que participase solamente en el mercado diario, de la tecnología que fuese. El objetivo a cumplir sería optimizar esa central para aumentar su beneficio en base a reservar parte de su energía para venderla en los mercados de ajustes. La predicción me ha resultado costosa y poco concluyente, opino que es una tarea extremadamente difícil. Por eso creo que es mejor hacer un modelo práctico que continuar con un estudio teórico.

Sinceramente, estoy muy contento con lo aprendido, este trabajo me ha permitido conocer mucho más acerca de un tema que me interesaba. No solo la compra-venta de energía en España, sino también el funcionamiento una parte desconocida pero imprescindible del mercado eléctrico. Quizás lo aprendido no lo aplique jamás en el mundo profesional, pero en toda industria se hace uso de la energía eléctrica y me parece muy útil conocer sobre el tema como futuro ingeniero.

## Bibliografía

<http://www.omie.es/>

<http://www.ree.es/>

<https://www.esios.ree.es/es>

[http://www.omie.es/files/reglas\\_diciembre\\_2015.pdf](http://www.omie.es/files/reglas_diciembre_2015.pdf)

[http://www.ree.es/sites/default/files/01\\_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/PO\\_resol\\_17mar2004\\_correc\\_c.pdf](http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/PO_resol_17mar2004_correc_c.pdf)

[Servicios\\_ajuste\\_sistema\\_Mayo\\_2015.pdf](#) (fuente [www.omie.es](http://www.omie.es))

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Resolución de 9 de mayo de 2018, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica.

Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

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.

Resolución de 18 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema y se aprueban determinados procedimientos de pruebas y procedimientos de operación para su adaptación al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

RES PROOPE Resolución de 1 de agosto de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de operación del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP), P.O.-3.1, P.O.-3.2, P.O 3.8 y P.O. 3.9.

Orden ETU/362/2018, de 6 de abril, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

Resolución de 5 de abril de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema eléctrico 1.1 «Criterios de funcionamiento y seguridad para la operación del sistema eléctrico».