

Trabajo Fin de Grado

Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Mecanismo de capacidad para asegurar el suministro de energía: El caso francés

Autor: Guillermo Llanos Macías

Tutor: Pedro Javier Zarco Perriñán

Dpto. de Energía
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021



Trabajo Fin de Grado
Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Mecanismo de capacidad para asegurar el suministro de energía: El caso francés

Autor:

Guillermo Llanos Macías

Tutor:

Pedro Javier Zarco Perrián

Profesor Ayudante Doctor

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021

Trabajo Fin de Grado: Mecanismo de capacidad para asegurar el suministro de energía: El caso francés

Autor: Guillermo Llanos Macías

Tutor: Pedro Javier Zarco Perrián

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2021

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

Agradecimientos

La inspiración de la que procede la elección de este tema para el proyecto de fin de grado viene de las prácticas realizadas en la empresa Haya Energy Solutions. Por ello, por haberme formado en el ámbito profesional y por haberme ofrecido apoyo en la realización de este documento les estoy agradecido a todos los miembros de la empresa.

Mi tutor de las prácticas y de este proyecto ha estado muy presente y me ha ofrecido ayuda y me ha respondido rápida y eficazmente a todas las dudas planteadas, que no han sido pocas. Por ello le estoy enormemente agradecido.

Por último pero no menos importante, a mi familia y a mis amigos, quiero agradecerles el haberme acompañado en esta etapa, a los que seguirán a mi lado en las que están por venir y a los que sólo estuvieron de paso, gracias.

Guillermo Llanos Macías

Alumno de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros

Sevilla, 2021

Resumen

En la empresa francesa Haya Energy Solutions, donde el alumno autor de este trabajo ha realizado sus prácticas de empresa, se tratan temas del mercado energético europeo y en particular de Francia. En este país hace relativamente poco se implementó un mecanismo de capacidad, un sistema económico complejo de apoyo al suministro. Este mecanismo tiene a día de hoy muchas incógnitas y existen pocos expertos y documentos que verdaderamente expliquen su funcionamiento de forma clara y concisa (más si nos referimos en español).

En dicha empresa, el alumno dedicó cierto tiempo al trabajo en torno a los resultados de este mecanismo. Es por ello que el objetivo de este documento es doble. Por un lado, aprovechar lo aprendido durante las prácticas en la elaboración del Trabajo de Fin de Grado, y por otro lado, la creación de un documento explicatorio de este mecanismo más sencillo que los documentos oficiales encontrados en internet.

Abstract

In the French company Haya Energy Solutions, where the student author of this work has done his internship, topics around the European energy market and in particular the French energy market are dealt with. In this country, a capacity mechanism, a complex economic supply support system, was implemented relatively recently. This mechanism still has many unknowns and there are few experts and documents that truly explain how it works in a clear and concise way (especially if we refer to it in Spanish).

In this company, the student spent some time working on the results of this mechanism. That is why the aim of this document is twofold. On the one hand, to take advantage of what was learned during the internship in the preparation of the Final Degree Project, and on the other hand, to create a document explaining this mechanism in a simpler way than the official documents found on the Internet do.

Índice

AGRADECIMIENTOS.....	IX
RESUMEN	XI
ABSTRACT.....	XIII
ÍNDICE.....	XIV
ÍNDICE DE TABLAS.....	XVI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVII
GLOSARIO.....	XIX
1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 <i>División del proyecto.....</i>	<i>1</i>
1.2 <i>Problemas encontrados y soluciones.....</i>	<i>1</i>
2 MECANISMO DE CAPACIDAD COMO COMPLEMENTO DE REMUNERACIÓN EN LOS MERCADOS DE ELECTRICIDAD ENERGY ONLY.....	3
2.1 <i>Definición y utilidad</i>	<i>3</i>
2.2 <i>Contexto y desarrollo del mercado eléctrico Europeo</i>	<i>4</i>
2.3 <i>Mercados eléctricos energy only</i>	<i>5</i>
2.3.1 <i>Condiciones para un funcionamiento correcto</i>	<i>5</i>
2.3.2 <i>Funcionamiento en el corto plazo.....</i>	<i>5</i>
2.3.3 <i>Funcionamiento en el largo plazo.....</i>	<i>6</i>
2.3.4 <i>Defectos del mercado energy only.....</i>	<i>6</i>
2.4 <i>Los mecanismos de capacidad como solución.....</i>	<i>7</i>
2.4.1 <i>Implementación de los mecanismos.....</i>	<i>10</i>
2.5 <i>Conclusión.....</i>	<i>10</i>
3 MECANISMO DE CAPACIDAD FRANCÉS.....	12
3.1 ANTECEDENTES E INSTAURACIÓN DEL MECANISMO EN FRANCIA	12
3.2 DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL MECANISMO.....	14
3.2.1 <i>Conceptos básicos.....</i>	<i>14</i>
3.2.2 <i>Periodos PP1 y PP2</i>	<i>15</i>
3.2.3 <i>Desarrollo del ejercicio del mecanismo.....</i>	<i>17</i>
3.2.3.1 <i>Proceso de certificación y cálculo de la obligación.....</i>	<i>17</i>
3.2.3.2 <i>Intercambios y subastas de capacidad.....</i>	<i>19</i>
3.2.4 <i>Esquema del desarrollo del ejercicio del mecanismo de capacidad.....</i>	<i>20</i>
4 RESULTADO DE LA APLICACIÓN DEL MECANISMO DE CAPACIDAD FRANCÉS	21

RESULTADOS DE LAS SUBASTAS DE CAPACIDAD	21
4.1.1 <i>Resultados numéricos de las subastas</i>	21
4.1.2 <i>Análisis general de los resultados</i>	24
EVOLUCIÓN DEL MECANISMO POR AÑO.....	25
4.1.3 <i>Año 2017</i>	25
4.1.3.1 Actualizaciones en el mecanismo	25
4.1.3.1.1 Precio máximo de la capacidad	25
4.1.3.1.2 Participación transfronteriza	26
4.1.3.1.3 Régimen plurianual de inversión en nueva capacidad	26
4.1.3.2 Análisis de los resultados	26
4.1.4 <i>Año 2018</i>	27
4.1.4.1 Actualizaciones en el mecanismo	27
4.1.4.1.1 Participación transfronteriza	27
4.1.4.1.2 Actualización en el cálculo del PREC	28
4.1.4.2 Análisis de los resultados	28
4.1.5 <i>Año 2019</i>	29
4.1.5.1 Actualizaciones en el mecanismo	29
4.1.5.1.1 Participación transfronteriza	29
4.1.5.1.2 Régimen plurianual de inversión en nueva capacidad	30
4.1.5.1.3 Arquitectura/estructura del mecanismo	30
4.1.5.2 Análisis de los resultados	30
4.1.6 <i>Años 2020 y 2021</i>	32
4.1.6.1 Actualizaciones en el mecanismo	32
4.1.6.1.1 Participación transfronteriza	32
4.1.6.1.2 Arquitectura/estructura del mecanismo	32
4.1.6.1.3 Régimen plurianual de inversión en nueva capacidad	33
4.1.6.2 Efectos de la crisis de la Covid-19 en el mercado.....	33
4.1.6.3 Análisis de los resultados	35
4.1.7 <i>Visión global de los resultados</i>	38
CONCLUSIÓN.....	39
BIBLIOGRAFÍA	41
ANEXOS	44
ANEXO A.....	44
ANEXO B.....	45
ANEXO C.....	45
ANEXO D.....	46

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1. Tipos de mecanismos de capacidad	8
Tabla 4-1. Precios de la capacidad en cada subasta	22
Tabla 4-2. Volúmenes de capacidad negociados en cada subasta	23
Tabla 4-3. Resultados de la subasta de capacidad del 25/06/2020	33
Tabla E	45
Tabla F	45
Tabla G	46

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1. Curvas de oferta y demanda	5
Figura 2-2 Valor de la energía no suministrada en Europa para consumidores domésticos	6
Figura 2-3. Ilustración del concepto de <i>Missing money</i>	7
Figura 2-4. Tipos de mecanismo de capacidad	10
Figura 3-1. Evolución de los extremos de consumo y de temperaturas anuales	13
Figura 3-2. Calendario de días PP1 y PP2 de 2019	15
Figura 3-3. Relación entre la falta de capacidad y las horas de máximo consumo	16
Figura 3-4. Ilustración del túnel de certificación	17
Figura 3-5. Esquema del desarrollo del mecanismo	20
Figura 4-1. Ejemplo de curva de oferta-demanda de capacidad	25
Figura 4-2. Resultados de las subastas para el año de entrega 2017	27
Figura 4-3. Resultados de las subastas para el año de entrega 2018	29
Figura 4-4. Resultados de las subastas para el año de entrega 2019	32
Figura 4-5. Curvas Oferta-Demanda de la subasta del 10/12/2020 para AE-2020, 2021 y 2022 respectivamente	35
Figura 4-6. Resultados de las subastas para el año de entrega 2020	36
Figura 4-7. Resultados de las subastas para el año de entrega 2021	37
Figura 4-8. Resultados de las subastas para el año de entrega 2022	37
Figura 4-9. Resultados históricos hasta el presente de las subastas de capacidad	38
Figura S	44

GLOSARIO

ACER : Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de Energía	4
CRE: Commission de Régulation de l'Energie	13
PP1,PP2: Périodes de Pointe 1,2	14
RTE: Réseau de Transport d'électricité	14
AE: Año de Entrega	17
PRM: Prix de Référence du Marché	18
EDF: Électricité de France	18
PREC: Prix de Référence des Écarts	28
REE: Red Eléctrica de España	47

1 INTRODUCCIÓN

Our deepest fear is not that we are inadequate. Our deepest fear is that we are powerful beyond measure. It is our light, not our darkness, that most frightens us. We ask ourselves, Who am I to be brilliant, gorgeous, talented, fabulous? Actually, who are you not to be? You are a child of God. Your playing small doesn't serve the world. There's nothing enlightened about shrinking so that other people won't feel insecure around you. We are all meant to shine, as children do.

As we're liberated from our own fear, our presence automatically liberates others.

- Marianne Williamson-

Este Trabajo de Fin de Grado trata sobre los mecanismos de capacidad centrándose en el caso francés. El origen de este tema surge por el trabajo del alumno en torno a este tema durante sus prácticas extracurriculares y de la desinformación o incógnitas que existen sobre él (debido a su complejidad).

1.1 División del proyecto

El proyecto ha sido seccionado en 3 capítulos y ha ido de lo general a lo particular. De esta forma el primer capítulo (capítulo 2) ha tratado sobre el mercado de energía (en ausencia de mercado de capacidad), explicando su evolución y distintos tipos, su funcionamiento y defectos, para finalmente explicar la solución que presentan los mecanismos de capacidad y los distintos tipos que existen de estos. El segundo capítulo (capítulo 3) se centra en el mecanismo que se da en Francia y comienza explicando los antecedentes históricos en el mercado energético de Francia que llevaron a su implementación, para luego explicar el funcionamiento de este mecanismo en detalle. El tercero (capítulo 4) se centra en los resultados del mecanismo hasta el momento, presentando primero una tabla con todos los resultados centrándose tras esto en el análisis de los resultados habidos cada año complementándose con gráficas, y explicando además las modificaciones que se introducían en el mecanismo cada año.

1.2 Problemas encontrados y soluciones

Existen distintas complicaciones encontradas en la realización del proyecto. La primera es una obviedad y es el hecho de la dificultad para encontrar fuentes documentales en español que expliquen el mecanismo, por suerte en el capítulo 2, al no centrarse en el caso de Francia sí disponía de documentos en español. De esta forma, dicho capítulo ha sido realizado a partir de documentos que explican el funcionamiento del libre

mercado (específicamente en el ámbito de la energía) junto con fuentes que muestran las distintas tipologías de mecanismos de capacidad, y se ha complementado esta información con gráficas realizadas manualmente con excel y tablas, que ayudan al entendimiento de ciertos conceptos o clasificaciones.

El segundo problema encontrado es que la plataforma de donde se obtienen los resultados del mecanismo, no posee todos los resultados históricos de este y por tanto no podría estudiar el desarrollo de este desde su inicio, este problema fue solucionado gracias a los compañeros en la empresa Haya Energy Solutions que aportaron los datos históricos que habían ido almacenando con el transcurso del tiempo. Relacionado con este último punto, la interpretación de los resultados es algo muy complicado y más sino eres un experto en la materia, es por ello que he mantenido un flujo de información constante para entender de manera correcta tanto el funcionamiento del mecanismo como sus resultados. Por último en cuanto a la ayuda aportada por los compañeros de las prácticas, decir que también me enseñaron a navegar ciertas páginas en búsqueda de información sobre el mecanismo de capacidad.

Además otra gran dificultad ha sido la inexistencia de artículos académicos sobre el mecanismo, que ha hecho que la búsqueda de información haya sido muy segmentada debido a que la mayoría de los resultados encontrados en las búsquedas web eran artículos cortos hechos por periódicos y consultoras dedicadas a la energía, por suerte estos artículos solían coincidir en muchas conclusiones y por lo tanto han resultado ser fuentes muy útiles.

2 MECANISMO DE CAPACIDAD COMO COMPLEMENTO DE REMUNERACIÓN EN LOS MERCADOS DE ELECTRICIDAD *ENERGY ONLY*

What's there to be happy about?

Job's not finished. Is job finished?

No, i don't think so

- Kobe Bryant -

En este capítulo se explican brevemente s los mercados de electricidad *energy only* y los mecanismos de capacidad. Seguidamente se explican más en detalle las características de los mercados *energy only*, sus ventajas e inconvenientes, y en especial qué ofrece este tipo de mercado y qué circunstancias deben darse para el correcto funcionamiento de estos mercados. Por último, se expone una visión general de los mecanismos de capacidad y sus distintos tipos y la solución que pueden ofrecer a los defectos generados por los mercados *energy only*.

2.1 Definición y utilidad

Los mecanismos de capacidad son sistemas de apoyo económico para el suministro eléctrico, que funcionan remunerando a los generadores por garantizar su disponibilidad operativa.

Secundariamente los mecanismos de capacidad también pueden servir para la implementación de acciones en respuesta a la demanda como incentivos a los hogares o empresas por reducir su consumo eléctrico en horas punta, aumentando así la eficiencia energética.

La finalidad principal por tanto de un mecanismo de capacidad es afianzar la seguridad de suministro eléctrico con la remuneración a los generadores por su operatividad. Además, tendrá otras utilidades, como la capacidad de reajuste sobre la oferta y la demanda de energía, promoviendo el ahorro energético.

Los mercados de electricidad *energy only* son aquellos que como su propio nombre indica, comercializan o intercambian solamente energía.

2.2 Contexto y desarrollo del mercado eléctrico Europeo

En la última década del siglo XX la mayoría de los mercados energéticos nacionales estaban organizados en monopolios. En este momento la Unión Europea decidió liberalizar los mercados de electricidad y abrirlos a la competencia.

Con este objetivo la Unión Europea decidió sacar una serie de paquetes o directivas hacia esta liberalización.

El primer paquete energético se adoptó en 1996 para la electricidad y en 1998 para el gas. El objetivo de este paquete era el cambio de los marcos jurídicos nacionales de los miembros de la Unión para permitir la competencia en los mercados de electricidad y gas antes de 1998 y 2000 para electricidad y gas respectivamente.

El segundo paquete se adoptó en 2003 y debían tomarse sus medidas antes de final de 2004. En este paquete se buscó ofrecer a los consumidores la posibilidad de elegir libremente a sus proveedores entre un rango mayor de competidores.

El tercer paquete fue adoptado en 2009, buscaba liberalizar más los mercados e incluyó una serie de modificaciones al segundo paquete de medidas de 2003.

Por último, en 2019 se implementó el cuarto y último paquete de energía hasta el momento. Este paquete incluye distintos reglamentos con los siguientes objetivos:

- *REGLAMENTO (UE) 2019/943*: Busca redefinir las medidas adoptadas en *REGLAMENTO (CE) no714/2009* sobre los mercados eléctricos y más en particular sobre la participación transfronteriza en estos.
- *REGLAMENTO (UE) 2019/941*: Busca modificar las medidas que se adoptaron en *DIRECTIVA 2005/89/CE* relativas a la preparación de los mercados eléctricos frente a riesgos en el suministro eléctrico.
- *REGLAMENTO (UE) 2019/942*: Se crea la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER).

Este paquete se centra entonces en obligar a los estados miembros a preparar planes de contingencia ante riesgos de suministro, y crea la ACER fomentando sus competencias en los marcos reglamentarios transfronterizos.

Los objetivos fundamentales de estos paquetes energéticos fueron entonces, primeramente la transición de los mercados eléctricos y de gas de monopolios a mercados competitivos en los que los consumidores tuvieran libertad de elegir proveedores, y estos últimos una libertad en la determinación de precios.

Adicionalmente tenían como objetivo, la transición energética hacia las renovables (fomentando la inversión en estas). Esto fue tomando más importancia con el paso de los años y en especial con el acuerdo de París en 2015, el cual ponía un objetivo de emisiones cero en 2050 y objetivos intermedios en 2030. Además, con la incertidumbre que esta transición añadía al mercado, también promovía el incremento de la seguridad de suministro mediante distintas políticas reguladoras, mecanismos, etc.

Con la adopción de estos paquetes, y la implementación de multitud de medidas adicionales, el mercado energético europeo avanzaría desde mercados mayoristas nacionales organizados en monopolios a mercados competitivos con gran interconexión y marcos reguladores entre distintos países. Los mercados irían evolucionando y organizándose en distintos mercados internacionales como EPEX, para Europa Occidental, NordPool, para los países nórdicos, APX-ENDEX, para Reino Unido, Bélgica y Países Bajos, etc.

La organización de los mercados también evolucionaría, empezando por mercados mayoristas con subastas a corto plazo (*Day-ahead market o pool*) hasta la adición de mercados de balance de la oferta y la demanda como el *Intra-day market*, que es un mercado continuo en el que los intercambios de energía ocurren a lo largo del día cada hora, hasta una hora antes de la entrega. Este último cobra mucha importancia con la entrada de la energía eólica y su imprevisibilidad. Surgen también mercados basados no sólo en subastas, sino también en intercambios inmediatos bilaterales entre vendedor y comprador (*Spot market*) y mercados basados en la creación de contratos entre comprador y vendedor (*Forward market*), etc.

Todos estos mercados y medidas sirven y han ayudado en Europa a aportar seguridad al suministro eléctrico,

fomentar la competencia más justa y a incrementar las inversiones en renovables y con ello fomentar una transición energética correcta.

2.3 Mercados eléctricos *energy only*

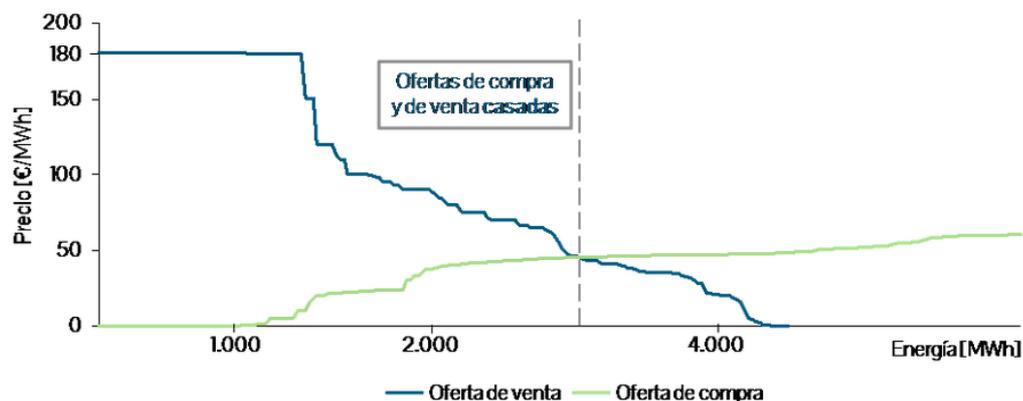
2.3.1 Condiciones para un funcionamiento correcto

Por lo general, un mercado eléctrico que funcione libremente debe generar:

- Señales de precio a corto plazo precisas, reflejando el valor económico de la energía.
- Un mix de generación correcto, obteniendo un nivel esperado de energía no suministrada.
- La recuperación de costes de todas las tecnologías integrantes del mercado.

El primero de estos puntos se refiere al hecho de que debe dejarse al precio del mercado regularse según la oferta y la demanda. En un momento de escasez de generación (poca oferta) debe dejarse que el precio suba hasta el valor de la energía no suministrada (toda la energía suministrada casa con la oferta). De esta forma, es la demanda la que debe fijar el precio de equilibrio del mercado y no la oferta. Obsérvese en la Figura 2-1. una ilustración de las curvas de oferta y demanda para el mercado diario.

Figura 2-1. Curvas de oferta y demanda



Fuente: Energía y sociedad

Siguiendo con la pauta de que el mercado debe reflejar el valor económico de la energía, no debe haber limitaciones en la red de transporte. En caso de que las hubiera, habría que tener estas en cuenta para la determinación del precio de la electricidad, pues si no, las señales de precios no inducirían a las inversiones pertinentes para arreglar estas limitaciones.

Todos los generadores deben estar expuestos a los precios spot (mercado diario e intra-diario) para así evitar la exposición de algunos generadores y otros no a la volatilidad de los precios a corto plazo, fomentando primas de riesgo que fomentarían precios diferentes de sus valores económicos óptimos.

Deben existir equipos de medida de intervalos cortos (menores a la hora, incluso minutos) para el correcto estudio del mercado en tiempo real, y así poder recibir señales de precio correctas que permitan aprovechar la flexibilidad de los recursos del mercado en el corto plazo.

Cuanto más inelástica sea la demanda, más volátiles serán los precios, por ello son importantes los dispositivos de medida en tiempo real que permitan aumentar esta elasticidad.

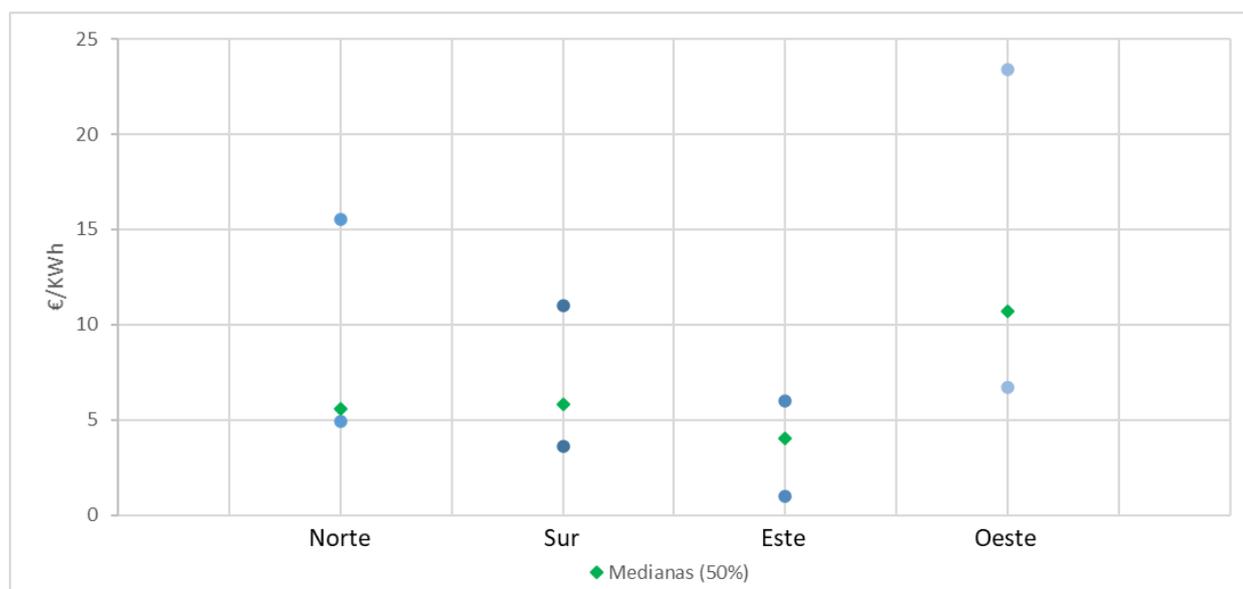
2.3.2 Funcionamiento en el corto plazo

Se ha determinado que el precio es determinado por la demanda de electricidad, por lo tanto, los precios serán volátiles a corto plazo, permitiendo la subida hasta el valor de la energía no suministrada en periodos de escasez de generación, como se ha indicado en el punto anterior.

En periodos de escasez de generación, la demanda y la energía no suministrada se ajustarán, obteniéndose un nivel eficiente de energía no suministrada en el cual la demanda de una unidad marginal de energía resulta demasiado cara, y el consumidor decide dejar de consumir energía eléctrica; en este punto, el generador debe haber tenido ingresos que cubran sus costes.

El valor de la energía no suministrada variará entre los distintos mercados según diversos factores como el conjunto y tipología de los consumidores, la infraestructura eléctrica, los dispositivos de medida, etc. Véase en la Figura 2-2. los rangos de precios de energía no suministrada en Europa según la zona.

Figura 2-2 Valor de la energía no suministrada en Europa para consumidores domésticos



Cómo conclusión, en el corto plazo, se generarán las señales de precios que ajustarán el valor de la energía no suministrada (volumen y precio) a su valor eficiente deseado por los consumidores y el mercado.

2.3.3 Funcionamiento en el largo plazo

En el largo plazo, se deben generar señales de precio que fomenten las inversiones necesarias. Los precios fluctúan, pudiendo llegar al valor de la energía no suministrada y esto indica a los inversores si existe un exceso o falta de capacidad instalada (MW instalados).

En estos mercados hemos supuesto la libre actuación de los integrantes según el comportamiento de los precios. De esta forma, en periodos prolongados de precios bajos las centrales con mayores costes de operación marginales pueden llegar a abandonar temporal o indefinidamente el mercado, equilibrándose de nuevo el mercado al aumentar entonces el precio.

En cambio, esto mismo hará que en situaciones prolongadas de precios altos, se fomenten inversiones en capacidad instalada, equilibrando al igual que en el caso anterior, la oferta a la demanda de los consumidores.

Según la teoría económica este mercado se autorregula y no debe intervenir sobre él siempre que las señales de precios que se generen sean señales que reflejen la situación económica real, fomentando medidas por parte de los integrantes que equilibren el mercado.

2.3.4 Defectos del mercado energy only

En el corto plazo hemos definido la necesidad de dispositivos de medida a muy corto plazo, de intervalos muy pequeños, que envíen señales a tiempo real. La implantación de estos dispositivos se necesita llevar a cabo en la mayoría de las infraestructuras eléctricas para que otorguen señales correctas de escasez o exceso de energía, si no, pueden producirse incluso cortes de suministro en momentos de escasez.

Estos dispositivos hasta hace poco ni siquiera existían. Por suerte en la actualidad sí existen y están mejorando la eficiencia energética de la red y del consumidor final en países como Francia, sin embargo, aún no están

implementados a gran escala en Europa y por tanto no arreglan el problema planteado.¹

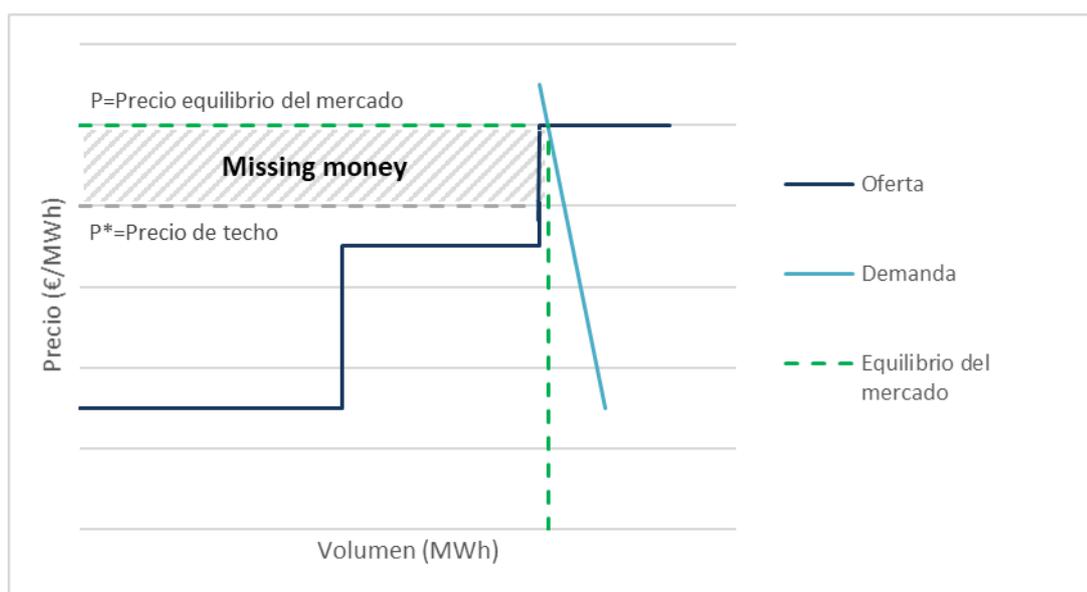
Las regulaciones impuestas por gobiernos también pueden afectar al correcto funcionamiento de estos mercados. En ocasiones es necesario fijar un techo de precio, limitando los incrementos en los momentos de insuficiencia energética, para impedir la fuerte influencia en el mercado de grandes compañías generadoras.

Estas medidas reguladoras, aun siendo lógicas, alteran las señales del precio, haciéndolas diferir de su valor económico real. Esto afecta en el corto plazo a ciertas centrales que operan temporalmente en los momentos de escasez reduciendo sus ingresos y recuperación de costes y, en el largo y medio plazo, disminuyendo las inversiones.

Por último, si por cualquier motivo de los anteriores, en los periodos de insuficiencia energética el precio generado no refleja el valor real económico de la energía para ese momento, sino que es menor, en las centrales generadoras que operan en los periodos de gran demanda (como también en los periodos de escasez), se generará *missing money*.

El *missing money* es la diferencia entre el producto de la cantidad demandada por el precio de equilibrio del mercado y el producto de la cantidad demandada por un precio límite más bajo que el de equilibrio real. En ocasiones, sobre todo para los generadores temporales o marginales (que operan sólo en periodos de gran demanda, cuando la demanda suple sus costes operativos), se suele entender como la diferencia entre sus ingresos y sus costes operativos cuando estos últimos son mayores. Es decir, es el dinero adicional que le haría falta a estos generadores para poder mantener sus centrales operativas. Véase en la Figura 2-3. una ilustración de este concepto.

Figura 2-3. Ilustración del concepto de *Missing money*



2.4 Los mecanismos de capacidad como solución.

Para la resolución de los problemas planteados por los mercados *energy only* puede mejorarse el diseño de estos mercados. Pueden tomarse mejoras en los sistemas de fijación de precios, situando estos por encima del coste operativo marginal de las generadoras que operen en periodos de escasez, pero por debajo del precio de la energía no suministrada.

También pueden implementarse sistemas de compensación de ingresos, a los que se denominan mecanismos de capacidad.

Como se ha explicado en el punto 2.1, los mecanismos de capacidad son sistemas que remuneran a los

¹ En Francia la empresa Enedis ha desarrollado el contador eléctrico inteligente *linky*. Este contador debe gradualmente reemplazar a los contadores convencionales.

generadores por su capacidad operativa, evitando así la disminución de capacidad instalada en el mercado debido a la insuficiencia de ingresos para suplir los costes operativos.

Existen distintos tipos de mecanismos de capacidad, estos pueden dividirse atendiendo a 2 criterios. Dependiendo de si buscan remunerar a un subconjunto concreto de capacidad o si es independiente del tipo de capacidad, existen respectivamente los mecanismos de capacidad orientados o los mecanismos *market-wide*, y dependiendo de si sus esquemas de mercado están basados en el volumen de la capacidad existente o en su precio. Dentro de estas extensas categorías los mecanismos pueden dividirse según si se organizan en mercados centralizados, con subastas, o en forma descentralizada con intercambios bilaterales, si son orientados o neutros, si remunera capacidad de reserva o toda la capacidad, etc.

Todas estas tipologías de los mecanismos de capacidad se encuentran explicados en la Tabla 2-1.

Tabla 2-1. Tipos de mecanismos de capacidad

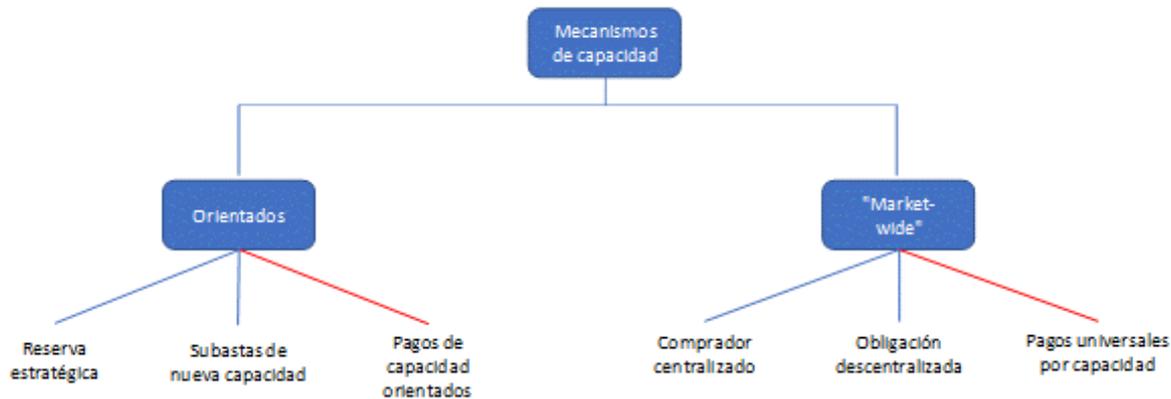
Tipo de mecanismo de capacidad	Descripción	Países
Reserva estratégica	Una determinada cantidad de capacidad es mantenida fuera del mercado para ser usada en momentos de emergencia. Por tanto, basado en volumen.	Bélgica Polonia Suecia Alemania
<u>Orientado</u> <i>(Apoyo tan solo dirigido a aquella capacidad extra requerida además de la ya proporcionada en el mercado sin subsidios)</i>	Se ofrece el apoyo a los nuevos proyectos de inversión, para adelantar la capacidad necesaria identificada. Pueden funcionar en el mercado o por acuerdos concretos de compra de energía. Basados en volumen.	Francia
Pagos de capacidad orientados o específicos	Los pagos son realizados a un subconjunto de la capacidad del mercado. Se usa para fomentar el desarrollo de un determinado tipo de capacidad, normalmente para el desarrollo de las renovables o para mantener en juego alguna fuente tradicional de altos costes operativos pero necesaria para el sustento energético. Por tanto, basado en el precio.	Italia Polonia Portugal España Grecia

<p><i>Market-wide</i></p> <p>Busca remunerar a todos los participantes del mercado (existentes o nuevos) para asegurar la fiabilidad de suministro</p>	Comprador centralizado	<p>La cantidad de capacidad requerida se establece de forma centralizada y la adquiere un comprador central en un proceso de licitación en el que los proveedores compiten para que el mercado determine el precio.</p> <p>Por lo tanto, basado en volumen</p>	<p>Irlanda Italia Polonia Gran Bretaña Grecia USA</p>
	Obligación descentralizada	<p>Se obliga a los proveedores a tomar sus propias medidas para contratar la capacidad que necesitan para satisfacer la demanda de sus consumidores. El mercado establece el precio de la capacidad necesaria por oferta y demanda.</p> <p>Basado entonces en volumen</p>	<p>Francia (híbrido, también puede considerarse comprador central por el peso de algunos generadores)</p>
	Pagos universales por capacidad	<p>Todos los participantes en el mercado disponen de un pago administrativo.</p> <p>Basado en el precio</p>	<p>Irlanda</p>

Como puede apreciarse en la tabla, muchos países aparecen en distintas categorías, esto es debido a que en muchas ocasiones es óptimo implementar distintos mecanismos de capacidad o mecanismos híbridos entre más de un tipo, por las distintas funcionalidades que estos ofrecen. En ocasiones se busca fomentar la seguridad de suministro sin atender a otros criterios y en otras ocasiones se busca además algún objetivo extra como el incremento de ingresos por parte de alguna tecnología, la mayor inversión en un subconjunto de capacidad, etc.

A continuación con el objetivo de finalizar con los tipos de los mecanismos de capacidad se encuentra la Figura 2-4. en la cual puede verse de forma clara y sencilla la división de los mecanismos entre orientados y *market wide*. Además, para la diferenciación entre basados en el precio o en volumen, para los basados en precio, se ha utilizado una línea de color rojo.

Figura 2-4. Tipos de mecanismo de capacidad



2.4.1 Implementación de los mecanismos

La remuneración por la disponibilidad debe basarse en un mecanismo de mercado (subastas, intercambios bilaterales, etc.). Todas las tecnologías deben de ser remuneradas independientemente de cuáles sean, según su flexibilidad y aportación a la seguridad de suministro en periodos de escasez.

El mecanismo no se basa en evitar que los actores del mercado se salgan de este, sino que el objetivo es afianzar la seguridad de suministro. La asignación de precios debe seguir un sentido lógico que se base en el *missing money* y en la aportación de cada tecnología a la seguridad del suministro, además deben tenerse en cuenta las compensaciones que pueden recibir distintas tecnologías para no confundir la eficiencia de estas con los incentivos que fomenten su inversión en ellas (como las subvenciones a las renovables).

Los mecanismos deben además apoyarse en sistemas de seguimiento que reduzcan el riesgo del abuso de poder en los periodos de escasez, ya que estos son susceptibles de verse influenciados por las actuaciones de los grandes generadores.

Por ello, los mecanismos de capacidad normalmente tendrán en su inicio un seguimiento estricto con numerosas actualizaciones que arreglen posibles problemas como este.

Los mecanismos de capacidad deben abrirse a la participación de todas las tecnologías y recursos que puedan ofrecer flexibilidad y seguridad, por ello es óptima la participación de distintos mercados. Por esto, una mejora significativa en el funcionamiento de los mecanismos es la sincronización y coordinación de las regulaciones de distintos países, acompañados de una ampliación en la red eléctrica que permita una conexión internacional.

El arquetipo del mecanismo de capacidad en los mercados energéticos europeos sería la instauración de un solo mecanismo de capacidad en Europa, que equilibraría las señales de los distintos mercados de los países. Esto sería lo óptimo, teniendo en cuenta además de que buscamos avanzar hacia un objetivo común de cero emisiones.

2.5 Conclusión

La teoría nos ha mostrado que la instauración de los mercados *energy only* es posible y eficiente, sin embargo, la práctica por contraposición, nos ha enseñado que esto es muy complicado, si no imposible.

Los mercados eléctricos *energy only* dan lugar a precios muy altos y volátiles en periodos de escasez energética, lo que fomenta el abuso de influencia en el mercado. En cambio, dan lugar a precios bajos en periodos de suficiencia energética, los cuáles disminuyen las señales de inversión.

Estos mercados entonces dependen mucho de los ingresos de los generadores en los periodos de gran demanda, creando una situación de equilibrio inestable en el largo plazo, que se ve acentuada si añadimos la

incertidumbre que atrae el crecimiento de las renovables.

La instauración de mecanismos de capacidad puede ser aconsejable debido a que fomentan una inversión en capacidad y recursos energéticos flexibles mayor que el valor óptimo, desvirtualizando así el valor económico real de la energía, sin embargo, aumentando la seguridad de suministro y reduciendo la inestabilidad de precios e incertidumbre de suministro, existente en los mercados eléctricos *energy only*.

3 MECANISMO DE CAPACIDAD FRANCÉS

The world ain't all sunshine and rainbows. It is a very mean and nasty place and it will beat you to your knees and keep you there permanently if you let it. You, me, or nobody is gonna hit as hard as life. But it ain't how hard you hit; it's about how hard you can get hit, and keep moving forward. How much you can take, and keep moving forward. That's how winning is done. Now, if you know what you're worth, then go out and get what you're worth. But you gotta be willing to take the hit, and not pointing fingers saying you ain't where you are because of him, or her, or anybody. Cowards do that and that ain't you. You're better than that.

- Sylvester Stallone, Rocky Balboa -

Este capítulo se centrará en el caso del mecanismo de capacidad instaurado en Francia. Primero se tratarán sus antecedentes, explicando someramente una evolución del sistema eléctrico francés en las últimas décadas y como esto llevó a la instauración de un mecanismo de capacidad. Tras ello, ya contextualizado el mecanismo en el sistema eléctrico del país vecino, el capítulo se focalizará en la descripción del funcionamiento de este mecanismo en Francia.

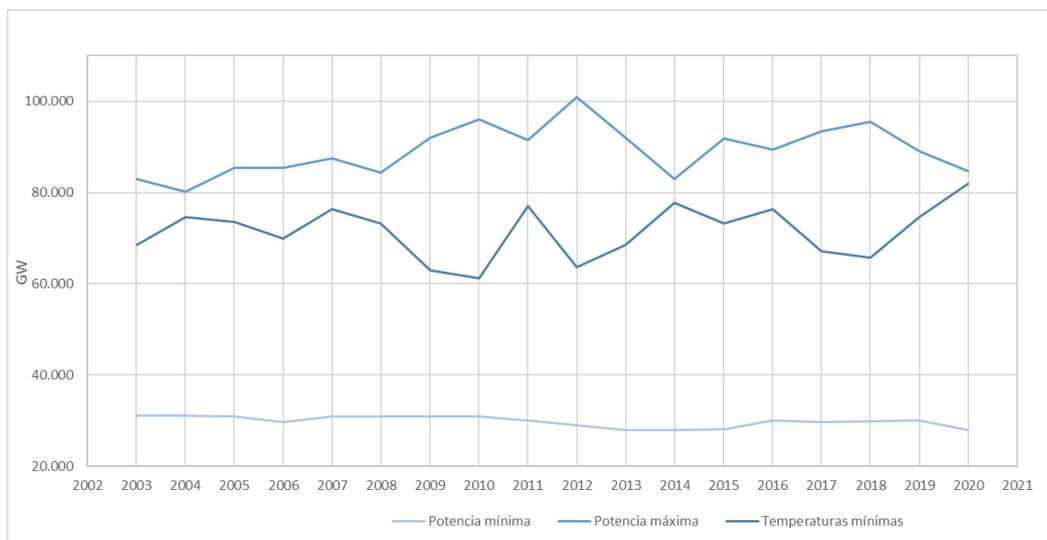
3.1 Antecedentes e instauración del mecanismo en Francia

El consumo eléctrico está fuertemente ligado a las temperaturas. Esto es debido al desarrollo masivo de la calefacción eléctrica a partir del final de la década de 1970. Por este motivo el cambio en las temperaturas empezó a afectar significativamente al consumo eléctrico creándose cambios drásticos en este durante olas de frío, lo que afecta particularmente al sistema eléctrico francés por la fuerte variación de las temperaturas en el país.

Tras un periodo de fuerte crecimiento de la demanda eléctrica en la década de 2000-2010 el pico de consumo comenzó a estancarse. En este momento se comienza a observar como la variación de las temperaturas invernales entre un año y el siguiente afectan al pico anual de consumo más que el propio cambio estructural de este. Obsérvese en la Figura 3-1 la evolución de los picos de consumo anuales confrontada con la evolución de las temperaturas.

Para poder confrontar en una misma gráfica las temperaturas mínimas con los picos de consumo, se ha sumado una cierta cantidad a cada temperatura (para evitar los valores negativos) y se ha multiplicado el resultado por un coeficiente del orden de los miles. Los valores de temperaturas han sido tomados de una estación del norte de Francia. La gráfica muestra correctamente esa tendencia opuesta marcada entre los picos de las temperaturas y los de consumo.

Figura 3-1. Evolución de los extremos de consumo y de temperaturas anuales



A esta fuerte dependencia con la temperatura (en especial con los picos negativos de temperaturas invernales) se le añade el desarrollo de nuevas tecnologías para la generación eléctrica por energías renovables con las cuáles estas empiezan a entrar en el mercado energético debido a sus costes operativos más bajos que las centrales eléctricas convencionales de carbón o gas. Las renovables ofrecen un menor coste operativo pero más incertidumbre en su generación por depender de factores medioambientales, en cambio las convencionales tienen un mayor coste operativo pero una mayor seguridad de suministro, lo que implica que cuanto más energía renovable haya disponible, menos horas de funcionamiento y demanda hay de la generación convencional.

Esto último le presenta a la Unión Europea en general y a Francia en particular otro problema: en plena transición energética hacia las fuentes de generación renovables y a la descarbonización de los medios de producción, donde las tecnologías para ello se siguen desarrollando, muchas centrales convencionales se ven obligadas a cerrar por la insuficiencia de sus ingresos para pagar sus costes operativos. Es entonces cuando entra en juego el mecanismo de capacidad.

El mecanismo de capacidad arregla el problema del cierre de centrales al remunerar a estas por su capacidad de producción operativa, con el criterio del *missing money*, este se basa en remunerar al generador no más ni menos que la cantidad suficiente para compensar el dinero que les falta para poder estar operativos. Al mismo tiempo, al arreglar esto también está solucionando el problema de falta de suministro que podría surgir debido al cierre de las centrales que ofrecen mayor seguridad de generación. Es entonces clave para mejorar la seguridad de abastecimiento, especialmente en esta etapa de transición energética hacia las renovables en la que nos encontramos.

La instauración del mecanismo en Francia se propuso en 2010 con la ley NOME (ley nº 2010-1488), se reafirmó en diciembre de 2012 (decreto *mecanismo de capacidad*, decreto nº 2012-1405) y finalmente en 2015 se promovió una orden por la que se aprobaban sus reglas.

En abril de 2015, las autoridades francesas notificaron el dispositivo a la Comisión Europea. En noviembre de 2016, esta última abrió una investigación en profundidad sobre ayudas estatales. El 8 de noviembre de 2016 la Comisión Europea finalizó este procedimiento concluyendo que el mecanismo era compatible con el mercado interior francés. Las nuevas normas para convertir esta reforma en ley fueron aprobadas el 29 de noviembre de 2016 por el ministro encargado de energía, tras haber recibido una opinión favorable de la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Además, desde la instauración del mecanismo, este ha sido objetivo de ciertas actualizaciones según los requerimientos de la Comisión Europea y de las necesidades lógicas de adaptación por parte de un sistema nuevo al mercado energético.

3.2 Descripción del funcionamiento del mecanismo

3.2.1 Conceptos básicos

Para el correcto entendimiento de esta sección hay que introducir someramente los conceptos de periodos pico PP1 y PP2. Estos son los periodos de picos de consumo eléctrico, los días PP1 se utilizarán como medio para calcular la obligación real de los proveedores y los días PP2 se utilizarán para el cálculo de las certificaciones reales de los titulares de capacidad. Estos periodos y su elección se explicarán más en profundidad en la siguiente sección 3.2.2.

El mecanismo introduce el concepto de obligación. Los proveedores de electricidad, a los que se denomina *actores obligados*, tendrán la imposición de contribuir a la seguridad de suministro eléctrico según el consumo de ellos mismos y de sus clientes durante los periodos de consumo máximo, que se denominarán PP1 (*Periodos Pico*); dichos periodos serán establecidos por el gestor de la Red pública de Transporte de Electricidad (RTE) según cierto criterio que se detallará en el punto 3.2.2. Los actores obligados deben para ello justificar cada año una determinada cantidad de garantías de capacidad, calculada en función del consumo propio y de sus clientes en estos días PP1. Cada garantía de capacidad corresponde a 0,1 MW.

Estas garantías de capacidad pueden conseguirse de forma directa, por medios propios, si el actor obligado dispone, bien de centrales de generación (capacidad de producción), o bien de capacidades de reducción, o también pueden conseguirse en un mercado descentralizado de quienes sí las posean, a los que se denominará *titulares de capacidad*.

Estos titulares de capacidad deben certificar toda su capacidad de generación ante RTE y esta le entregará una determinada cantidad de garantías de capacidad en función de lo que sus instalaciones contribuyan a la seguridad de suministro durante los picos de consumo, de esta forma una central nuclear tendrá mayor remuneración que por ejemplo una central eólica.

Con esto se han introducido una serie de nuevos conceptos. Hasta ahora al hablar de capacidad, era referido a capacidad de generación o producción de electricidad. Las capacidades de reducción mencionadas anteriormente, en cambio, hacen referencia a la capacidad de no producir, de ahorro, y existen 2 variantes: capacidades de reducción implícitas y explícitas.

El significado de las capacidades implícitas es simple: en los días PP1 es cuando se realizan las mediciones para calcular las obligaciones de los proveedores, si un proveedor decide durante esos periodos consumir menos, estará reduciendo su obligación.

Las capacidades explícitas fueron una medida activa adoptada en el mecanismo de capacidad francés para atraer inversores, y consistía en que RTE, que es el organismo que otorga los certificados de capacidad, entregaría estos certificados de capacidad de reducción a los generadores que pudieran disminuir su producción durante los periodos de consumo pico PP2 (cómo se ha mencionado en la introducción de la sección, se profundizará en estos conceptos y en su diferencia en la sección 3.2.2) y estos se podrían vender y comprar en el mercado descentralizado al igual que los certificados de capacidad de producción.

En cuanto a este mercado, se dice que es descentralizado, debido a que sus precios no son controlados por el gobierno, no existe un precio mínimo al que puedan venderse las garantías de capacidad, sino que el precio de estas lo rige la oferta y la demanda (sí existe, en cambio un precio máximo). De este mercado y del mecanismo de capacidad en general, se señala también que es tecnológicamente neutro y *market wide*. La primera característica es debida a que no existen preferencias ni diferencias en los precios de la capacidad según la tecnología que usan las centrales, sino que solo será relevante lo que esa central aporte a la seguridad de suministro para el cálculo de la cantidad de garantías de capacidad. La segunda característica (*market wide*) significa que se busca remunerar toda la capacidad existente en el mercado eléctrico que pueda ofrecer confiabilidad, seguridad de suministro y no a un tipo concreto de central, generación...

Como conclusión de los conceptos básicos se extrae que el mecanismo de capacidad obliga a los proveedores a certificar una cantidad de capacidad calculada correspondientemente a lo que venden y consumen y que para ello deberán generar o bien comprar en el mercado las garantías de capacidad necesarias.

3.2.2 Periodos PP1 y PP2

Para el cálculo de las obligaciones de garantías de capacidad de los proveedores se introdujeron los periodos de consumo pico, PP1.

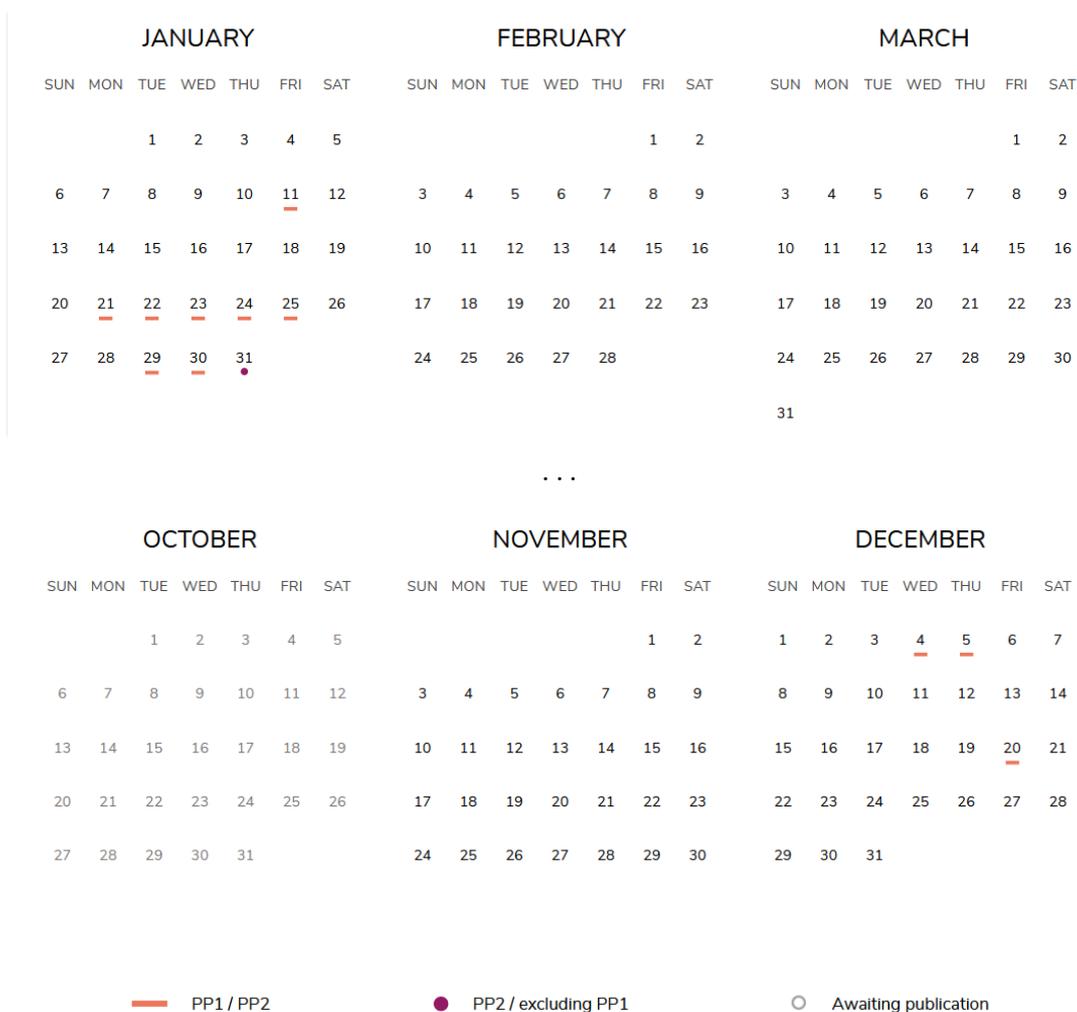
La RTE elegirá cada año los días de PP1, y estos modelarán la obligación de capacidad según las previsiones de consumo para el día siguiente. Los proveedores serán notificados de cada día PP1 el día anterior antes de las 10:30 h. La cantidad de días PP1 estará comprendida entre 10 y 15 y las horas tomadas en cuenta para el cálculo de la obligación son de 7:00 a 15:00 y de 18:00 a 20:00. Por lo tanto, el número de horas de PP1 estarán comprendidas entre 100 y 150 (cabe remarcar que son periodos llamados de consumo pico y por tanto estos días serán días invernales, tomados entre noviembre y marzo).

Para el cálculo de las certificaciones que serán otorgadas a los titulares de capacidad se utilizarán los datos recogidos durante los periodos de consumo pico, llamados, PP2.

Los días de PP1 deberán estar comprendidos dentro de estos días PP2. Habrá entre 10 y 25 días PP2 al año y las franjas horarias en las que se tomarán los datos serán las mismas que para los días PP1. Por lo tanto, el número de horas PP2 estará comprendido entre 100 y 250 horas al año.

Véase en la Figura 3-2. a modo de ejemplificación, el calendario de los días PP1 y PP2 del año 2019.

Figura 3-2. Calendario de días PP1 y PP2 de 2019



La selección de la cantidad de días PP1 y PP2 fue especialmente compleja debido a ciertas cuestiones que plantearon las partes interesadas del mecanismo en relación con estos días y las capacidades de reducción.

Las capacidades de reducción implícitas debían activarse en los días PP1, ya que eran un medio para los actores obligados de disminuir su obligación, entonces debían reducir su consumo durante los días PP1, que es

cuando RTE realizaba las mediciones a este respecto. En cambio, las explícitas al requerir la certificación por parte de RTE, estaban relacionadas con los días PP2 que son los días en los que realizan las mediciones para el cálculo de las certificaciones que van a otorgarse.

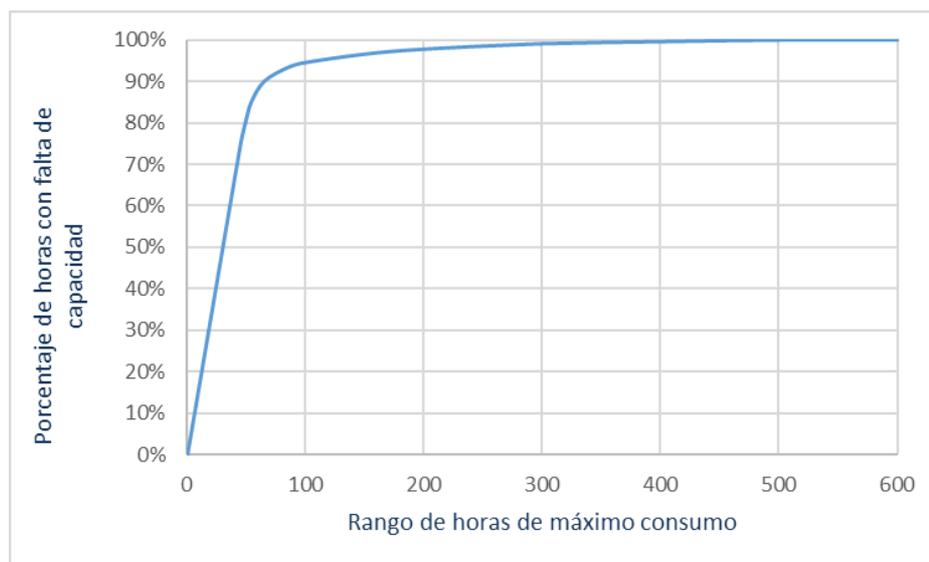
Los problemas que se plantearon fueron debidos a la discriminación entre capacidades de reducción; algunas partes pensaban que el mecanismo era más ventajoso para las capacidades explícitas debido a la obligación de activación de las implícitas², otros mantenían que según el umbral de seguridad de suministro escogido (el mecanismo estaba diseñado para un pico invernal cada 10 años), la reducción explícita podía activarse como máximo una vez cada 10 años, entonces pensaban que el número de horas PP2 debía ser 10 veces el de horas PP1; otros al contrario pensaban que la capacidad implícita resultaba más ventajosa debido a que los titulares de reducción explícita debían asumir los costes de certificación.

El gobierno de Francia respondió a las distintas cuestiones que se planteaban sobre los días PP1 y PP2.

Respecto a la superioridad de las explícitas sobre las implícitas, Francia lo resolvió diciendo que debido a que la desventaja de las implícitas es mayor, el número de días PP1 será menor que los días PP2. Por tanto, serán menos los días en los que los proveedores deban reducir su consumo para la efectividad de las capacidades de reducción implícita, mientras que los titulares de capacidades de reducción explícitas deberán estar disponibles más días.

En cuanto al problema con las pocas horas de PP2, la RTE hizo una serie de estudios de las normas del mecanismo y respecto a este tema se desprendió la gráfica de la Figura 3-3.

Figura 3-3. Relación entre la falta de capacidad y las horas de máximo consumo



En la gráfica se muestra como tomando las 100 horas de mayor consumo del año, ya se están teniendo en cuenta más del 90% de todas las horas con falta de capacidad del año.

Con esta información, Francia decidió tomar entre 100 y 150 horas para los días PP1. A continuación, estaba claro que las horas PP2 debían ser mayores que las horas PP1, Francia concluyó que entre 100 y 300 horas de consumo máximo eran correctas para estimar la aportación a la disminución del riesgo de falta de suministro de las capacidades de reducción explícitas, finalmente se escogió 250 horas como máximo de PP2, debido a que tomaba casi el 99% de las horas de falta de capacidad y estaba en dicha franja.

Por último, optar por un volumen de horas de PP2 10 veces mayor que la cantidad de horas de PP1 no era lógico debido a que como se aprecia en la gráfica obtenida por RTE, una vez se pasa de las 300 horas de consumo máximo, el cambio en las horas de falta de capacidad es mínimo, y por tanto se estaría reduciendo la precisión de valorización del mecanismo. A modo de ejemplo, si las horas PP2 fueran 10 veces las horas PP1

² Con activación se refiere a que las implícitas conllevan la bajada directa del consumo/venta durante PP1 para que sean aplicadas, las explícitas en cambio, se comprometen a estar disponibles durante las horas PP2 (Activación frente compromiso de disponibilidad).

como remarcaron algunos interesados, estas serían de 1000 a 1500 horas, entonces 100 MW de reducción capaces de estar disponibles durante 100 horas pero no durante 1000 serían valorizadas como pocos MW cuando según hemos visto en la gráfica, su aportación al riesgo de falta de capacidad es mayor al 90%, significando entonces más de 90 MW de contribución al riesgo de falta de capacidad. Es por todo esto que se desestimó la queja de que los días PP2 debían ser 10 veces los días PP1.

3.2.3 Desarrollo del ejercicio del mecanismo

El inicio del ejercicio del mecanismo de capacidad se encuentra 4 años antes del año de entrega³, y acaba 3 años después, a excepción del primer año de entrega del mecanismo, que fue el año 2017 y el comienzo de su ejercicio fue el 1 de abril de 2015.

Toda capacidad para poder comercializar con ella debe haberse certificado. Una vez certificadas, se les pueden llamar certificaciones, o como ya se ha visto, garantías de capacidad.

3.2.3.1 Proceso de certificación y cálculo de la obligación.

Durante todo el transcurso del mecanismo estarán permitidos los intercambios de garantías de capacidad.

RTE debe contar con todas las garantías de capacidad en el registro, con este propósito, cada actor obligado y cada titular de capacidad debe tener una cuenta en este registro, de forma que los actores integrantes del mecanismo que cubran ambos papeles deberán tener 2 cuentas, una para actividades de generación y otra para su comercialización.

Por lo tanto, se puede decir que el mecanismo empieza porque los titulares de capacidad certifiquen toda su capacidad. Deben realizar estimaciones iniciales, previas al año de entrega, de la capacidad que tendrán disponible durante los periodos PP2 de ese año. Posteriormente RTE calculará en AE+3⁴ su nivel de capacidad real con los datos correctos de estos periodos PP2 del año de entrega.

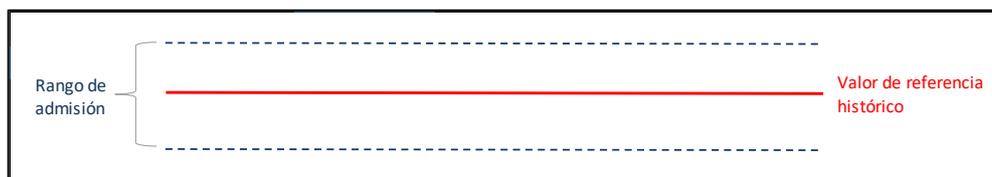
El titular podrá además recalcular su previsión inicial durante todo el ejercicio del mecanismo, incluso durante el año de entrega, para ir adaptándose a sus nuevos conocimientos sobre su capacidad.

Esto último generó problemas y dudas a los implicados en el mecanismo, debido a que esta forma de reajuste permitía a los titulares influir en el mercado, pudiendo alterar los precios de las garantías mediante una primera previsión a la baja de su capacidad, para vender las certificaciones a precios altos y luego una *recertificación* mayor para que la certificación real coincidiera con la prevista.

Francia adoptó una serie de medidas para la resolución de estos problemas.

La primera de estas medidas fue el *túnel de certificación*, cada titular debería certificar su capacidad disponible con precisión y RTE limitó esta precisión a un rango de admisión sobre un valor de referencia histórico del titular, cualquier valor que saliera de ese rango debería ser justificado ante la RTE. Véase una esquematización del túnel de certificación en la Figura 3-4.

Figura 3-4. Ilustración del túnel de certificación



³ Año en el cuál se hacen efectivos los intercambios de garantías realizados los años anteriores de ejercicio del mecanismo por parte de los integrantes de este, y en el cuál se podrá hacer uso de la capacidad adquirida de tales intercambios.

⁴ AE es el acrónimo para año de entrega. Cuando escribimos AE-4 nos referimos al año respectivo a 4 años antes del año de entrega, por el contrario si escribimos AE+3 nos estamos refiriendo al año que corresponde a 3 años después del año de entrega. Por ejemplo si el año de entrega es 2021, AE-4 sería el año 2017, año en el que comenzaría el ejercicio del mecanismo para el año de entrega 2021.

La segunda medida se basó en un concepto simple, los generadores, los titulares de capacidad no deben llegar a AE+3 con un excedente de capacidad pues este no será remunerado. Esto se debe a que en AE+3 y AE+4 es cuando se realiza la liquidación de las diferencias, en la cual RTE remuneraba a los actores integrantes del mecanismo por su excedente de capacidad y recibe dinero de los actores que queden cortos de esta.

Los titulares de capacidad, al inicio del ejercicio realizaron una previsión de sus niveles de capacidad durante los días PP2, luego, en AE+3, al final del ejercicio, RTE calcularía con las mediciones realizadas durante los días PP2 del año de entrega, su capacidad real, si resultaba que esta era menor que la prevista y certificada por el titular, este debería pagar, si por el contrario, la capacidad real calculada por RTE acababa siendo mayor, RTE pagaría al titular.

La nueva medida, anulaba el pago de RTE al titular, se deja de remunerar al titular por su excedente final de capacidad, sin embargo, tenía excepciones: “Si existe un excedente de capacidad, por errores de previsión de ventas, clientes... este no será remunerado, pero si por el contrario es debido a una mejor o peor actuación por parte de las instalaciones, las plantas de generación, si habrá remuneración para el titular por parte de RTE”.

Adicionalmente, también se impuso que la remuneración total que RTE deberá pagar siempre será menor que la remuneración total que recibirá (el precio del excedente de capacidad es menor que el precio real de la capacidad).

Reforzando la dinámica de estas nuevas normas y para seguir aumentando la transparencia y precisión de las estimaciones de los integrantes del mecanismo, otra regulación fue añadida: “El máximo excedente de capacidad que pagará RTE será de 1 GW”. De esta forma si la previsión del titular era de 10 GW y finalmente el titular presentaba 11,5 GW, solo le será remunerado 1 GW, perdiendo el beneficio respectivo a los 0,5 GW extra.

El titular, previo al año de entrega puede realizar todos los ajustes necesarios a su previsión dentro del túnel de certificación, pero tras la llegada del año de entrega deberá pagar una cantidad de dinero a RTE para recalibrar su previsión inicial. El umbral de 1GW también será relevante aquí, puesto que, a más se agrave la diferencia a partir de 1GW, mucho mayor será la cantidad a pagar para realizar el reajuste de la previsión de certificación. La fecha máxima para solicitar reajuste de la previsión es el 15 de enero de AE+1.

En adición a estos procedimientos y como método de seguimiento y control de la capacidad se introduce la imposición de que toda capacidad certificada deberá ser activada al menos una vez al año. Cada capacidad tendrá pruebas aleatorias de su disponibilidad sin previo aviso al titular, solo podrán realizar estas pruebas a una misma capacidad 3 veces como máximo por año de entrega.

Todas las nuevas regulaciones mencionadas fomentan que los titulares sean precisos desde un inicio con su nivel de capacidad, evitando que estos puedan intentar influir en el mercado lucrándose de ello.

Cuando la seguridad de suministro no se encuentre amenazada, el precio de liquidación se basará en el Precio de Referencia del Mercado (PRM), que es la media aritmética de los precios de la capacidad fijados en las subastas para un año de entrega. El precio de la capacidad excedente, cobrada o remunerada en la liquidación de diferencias en AE+3, es menor que el precio de la capacidad real, debido a un coeficiente incentivador, k , que se usa para fomentar a los integrantes a actuar en el mercado en lugar de esperar a la liquidación. Este coeficiente se duplicó conforme a su valor inicial (de 0.1 pasó a 0.2) porque se consideró que no era suficiente para que los participantes del mecanismo evitaran la retención de garantías, principalmente EDF⁵ por tener niveles de capacidad bastantes para actuar sobre el PRM.

Cuando la seguridad de suministro si se encontrara amenazada (déficit de garantías respecto a la obligación mayor que el valor establecido por la RTE, que era 2 GW) el precio de liquidación sería un precio administrado, que representa un límite máximo del precio de la capacidad en el mercado, al principio del mecanismo se fijó en 40 €/kW y rápidamente se cambió para que evolucionara con los años, siguiendo la tendencia al alza de los precios de la capacidad, primero en 20 €/kW, luego 40 €/kW y luego 60 €/kW y a partir de 2022 ajustable a los precios de las centrales de gas de ciclo combinado o ciclo abierto menos la renta inframarginal.

Los periodos de certificación dependen del tipo de capacidad:

⁵ EDF es una multinacional francesa, primera distribuidora y productora de electricidad en Francia y Europa. Tiene una gran importancia en el mecanismo de capacidad por sus cifras de producción eléctrica y más específicamente por su gran flota de centrales nucleares.

- Las capacidades de producción ya existentes pueden comenzar a certificarse 4 años antes del año de entrega y están obligados a solicitar la certificación por parte de RTE 3 años antes del año de entrega.
- Las capacidades de producción no existentes (en proyección) pueden solicitar su certificación tras firmar el primer reglamento de convenio de conexión (CR - Convention de Raccordement) y hasta 2 meses antes del inicio del año de entrega.
- Las capacidades de reducción pueden certificarse durante todo el periodo previo al año de entrega hasta 2 meses antes de este.

Los actores obligados (proveedores) mientras tanto deberán estimar su obligación de capacidad. RTE calcula esta obligación atendiendo a: el consumo durante los periodos pico PP1 del año de entrega, un factor de sensibilidad del consumo al cambio de temperatura, y un factor de corrección por la activación de capacidades de reducción certificadas durante los días PP1 (capacidades de reducción implícita).

RTE revela la obligación de los actores más tarde del año de entrega para entregar la información real y correcta de su obligación.

En el pasado y principios del mecanismo de capacidad, esta información tardaba en publicarse, llegando a ofrecerse entorno a AE+2 o AE+3, esto era debido a que las mediciones del consumo realizadas por los contadores no eran por horas, entonces el cálculo para conocer el consumo exacto de los clientes en las horas PP1 era complejo y laborioso.

Actualmente en cambio, se ha extendido en Francia la implantación de los contadores inteligentes, *linky* que ofrecen la información sobre el consumo por horas, esto agiliza la tarea de cálculo del consumo y de la obligación real de los proveedores, además es una herramienta para la mejora del ahorro energético del país y en particular, de los consumidores últimos de la red eléctrica.

El factor de sensibilidad a la temperatura se consigue aplicando el consumo durante el año de entrega de los actores obligados al escenario que se marcó cubrir con el mecanismo de capacidad, que es una ola de frío cada 10 años. Francia marcó como hito de seguridad de suministro una esperanza de falta de capacidad de 3 horas al año.

Los datos para el cálculo de la obligación de capacidad serán determinados al inicio del ejercicio del mecanismo, 4 años antes del AE y permanecerán constantes durante toda la duración de su ejercicio para el mismo año de entrega, para evitar que los actores obligados puedan actuar sobre estos parámetros en su propio beneficio.

Tras RTE haber realizado los cálculos y revelado su potencia de referencia real (obligación de capacidad) a cada proveedor, esta puede no coincidir con la capacidad real que este posea para dicho año de entrega.

Primeramente, tras el año de entrega y hasta el final del ejercicio del mecanismo para ese año, se pueden seguir realizando intercambios de garantías, de forma que el actor obligado puede conseguir llegar al objetivo real de obligación marcado por RTE. Además como ha sido explicado para el titular de capacidad, en el mecanismo existe la liquidación de diferencias, que para el caso del actor obligado es más beneficiosa puesto que este si podrá llegar a AE+3 con un excedente de capacidad y ser remunerado por RTE. Sin embargo, los actores obligados deben seguir procurando acercarse a su obligación real marcada por RTE, puesto que el máximo de remuneración por parte de RTE de 1 GW de excedente también les concierne y porque como se ha comentado ya, el precio pagado por RTE por el excedente de capacidad, es más bajo que el precio real de la capacidad.

3.2.3.2 Intercambios y subastas de capacidad

Como ya se ha explicado en la Sección 3.2.1, los actores del mecanismo pueden obtener las garantías de capacidad por sus propios medios, o en un mercado descentralizado. Este mercado se organiza alrededor de una serie de subastas realizadas durante los 4 años de ejercicio del mecanismo previos al año de entrega. En estas subastas los titulares de capacidad ponen a disposición del resto de actores las garantías de capacidad certificadas por RTE.

En un principio el mecanismo previó la organización de 10 subastas a lo largo de los 3 años previos al año de entrega, pero con el objetivo de aumentar la liquidez del mecanismo se aumentaron a 15 que se distribuirían a lo largo de los 4 años anteriores de la siguiente manera: 1 subasta en AE-4, 4 subastas en AE-3, otras 4 en AE-2 y por último, 6 subastas en AE-1. Adicionalmente también existen subastas tras el año de entrega, normalmente una.

Junto con este cambio en el número de las subastas y como iniciativa para evitar la retención de capacidades por parte de los titulares, y seguir aumentando la liquidez, las autoridades francesas introdujeron la obligación para los Responsables de los Perímetros de Certificación, RPC⁶, titulares de un volumen mayor de 3 GW, de poner sus certificados en el mercado siguiendo la siguiente distribución:

- AE-4: el 25% de su capacidad certificada.
- AE-3: entre el 25% de su capacidad certificada y el 25% del volumen de certificados de capacidad sin vender, el valor máximo.
- AE-2: Igual que para AE-3 pero para el 50% del volumen de certificados sin vender.
- AE-1: Igual que para AE-3 pero para el 100% del volumen de certificados sin vender.

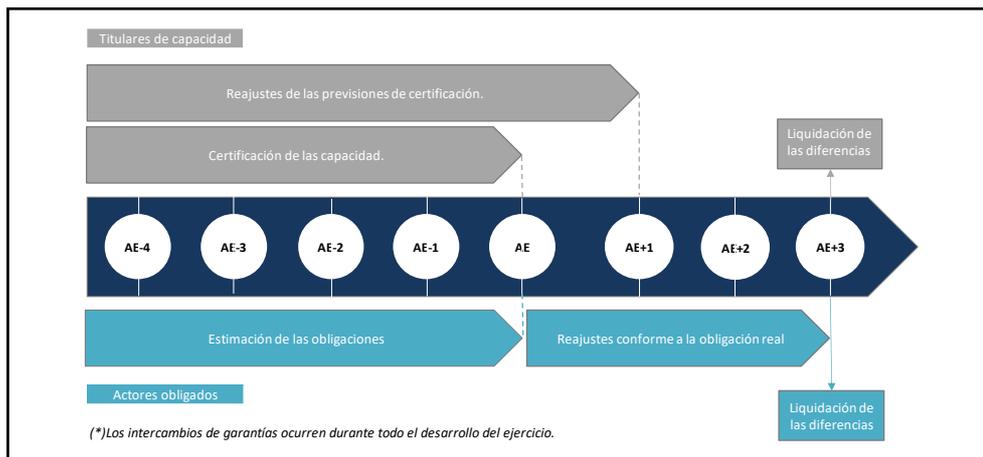
Estos grandes titulares de capacidad certificada (+3GW) son EDF, EDF-OA, ENGIE y Total Energies.

Resumiendo, estos grandes titulares de capacidad están obligados a vender una cantidad de esta en las subastas organizadas, sin embargo, pueden decidir no vender nada durante los primeros 3 años de subastas, pero en el cuarto (AE-1) deberán vender en estas subastas un mínimo de un 25% de su capacidad total certificada (para aumentar la transparencia) y su capacidad residual (para no quedar con excedente).

3.2.4 Esquema del desarrollo del ejercicio del mecanismo de capacidad.

A continuación, en la Figura 3-5, se muestra un esquema que ilustra someramente el desarrollo temporal del ejercicio del mecanismo.

Figura 3-5. Esquema del desarrollo del mecanismo



La figura nos ofrece una visión esquemática del desarrollo temporal del ejercicio del mecanismo, en el que vemos de forma más sencilla, temas ya explicados a lo largo de este capítulo. Podemos ver cómo desde el inicio del mecanismo, en AE-4, debe comenzar a certificarse toda la capacidad y como los actores obligados y los titulares de capacidad deben realizar las estimaciones de su obligación y su capacidad certificada respectivamente.

Puede apreciarse también cómo el reajuste de los titulares sólo puede realizarse hasta AE+1 (concretamente hasta el 15 de enero de AE+1), mientras que los actores obligados pueden reajustar su estimación de obligación hasta AE+3.

Finalmente la figura muestra también el año en el que toma lugar la liquidación de las diferencias en AE+3, mostrando con todo esto un resumen de las certificaciones y cálculos de obligaciones a lo largo del desarrollo del ejercicio del mecanismo.

⁶ RPC: Persona jurídica responsable financieramente de las diferencias de los titulares de capacidad de su perímetro. Los titulares pueden ser sus propios RPC o contratarlo.

4 RESULTADO DE LA APLICACIÓN DEL MECANISMO DE CAPACIDAD FRANCÉS

En este capítulo se van a presentar y analizar los resultados del mecanismo de capacidad haciendo hincapié primero en los resultados de las subastas (el volumen de capacidad vendido y el precio al que se ha vendido en cada subasta), para luego añadir los cambios que se implementaron en cada año en el mecanismo que serían respuesta de los fallos de este mecanismo o la necesidad de ciertas mejoras.

Resultados de las subastas de capacidad

En esta sección del capítulo 4 se presentan los resultados de las subastas del mecanismo de capacidad mostrando el volumen vendido en cada subasta y el precio al que este se ha vendido. La fuente de estos datos es EPEX-SPOT, plataforma en la cual se realizan los intercambios y en la cual se pueden ver los datos de las subastas de capacidad y electricidad, es decir, es el portal de acceso al mercado eléctrico y de capacidad y de sus datos.

EPEX-SPOT no ofrece todos los resultados históricos de las subastas de capacidad, por lo que es necesario utilizar otras fuentes internet que ofrecen artículos sobre los resultados de las subastas. Sin embargo, los resultados históricos han sido obtenidos principalmente mediante la recopilación a lo largo del tiempo de los resultados de las subastas del portal EPEX-SPOT hecha en la empresa HAYA ENERGY SOLUTIONS, y que han sido facilitados. Los resultados de subastas más cercanos, desde octubre de 2020 en adelante, sí han sido obtenidos directamente del portal EPEX-SPOT debido a que estaban todavía disponibles en la web.

4.1.1 Resultados numéricos de las subastas

En esta sección se mostrarán a continuación, en la Tabla 4-1, los resultados de los precios de las subastas, y en la Tabla 4-2, los resultados de los volúmenes vendidos en cada una de las subastas, junto con las fechas en que se realizaron las subastas y el año de entrega respectivo de cada una de estas.

Tabla 4-1. Precios de la capacidad en cada subasta

Fechas de las subastas (DD/MM/AAAA)	AE 2017	AE 2018	AE 2019	AE 2020	AE 2021	AE 2022
15/12/2016	9,9998 k€/MW					
27/04/2017	10,4194 k€/MW					
09/11/2017		9,31 k€/MW				
14/12/2017		9,3753 k€/MW	12,9998 k€/MW			
08/03/2018			18,5 k€/MW			
26/04/2018	12,0006 k€/MW	9,3752 k€/MW	18,2409k €/MW			
21/06/2018			18,5002 k€/MW			
13/09/2018			18,5007k €/MW			
18/10/2018			16,77 k€/MW			
13/12/2018			18,0457 k€/MW			
21/03/2019				20,0009 k€/MW		
16/05/2019		9,2009 k€/MW	0 k€/MW	20,0024 k€/MW		
27/06/2019				22,382 k€/MW		
12/09/2019				20,0008 k€/MW		
17/10/2019				17,7797 k€/MW		
12/12/2019				16,5839 k€/MW		

05/03/2020	11,8994 k€/MW			19,4992 k€/MW	
23/04/2020				19,2203 k€/MW	16,6417 k€/MW
25/06/2020		0,3945 k€/MW	45,0008 k€/MW	47,401 k€/MW	38,9664 k€/MW
24/09/2020				29,5413 k€/MW	
15/10/2020			53,6338 k€/MW	32,6934 k€/MW	18,1001 k€/MW
10/12/2020			40,00 k€/MW	39,0954 k€/MW	18,221 k€/MW
11/03/2021		5 k€/MW			28,3004 k€/MW
22/04/2021					28,1528 k€/MW
24/06/2021				39,08 k€/MW	28,816 k€/MW

Tabla 4-2. Volúmenes de capacidad negociados en cada subasta

Fechas de las subastas (DD/MM/AAAA)	AE 2017	AE 2018	AE 2019	AE 2020	AE 2021	AE 2022
15/12/2016	22 636 MW					
27/04/2017	517 MW					
09/11/2017		10 957 MW				
14/12/2017		10 254 MW	1 220 MW			
08/03/2018			1 235 MW			
26/04/2018	440 MW	1 175 MW	2 646 MW			
21/06/2018			4 995 MW			
13/09/2018			5 221 MW			

18/10/2018		5 482 MW			
13/12/2018		5 912 MW			
21/03/2019			4 169 MW		
16/05/2019	643 MW	4 535 MW	4 258 MW		
27/06/2019			4 678 MW		
12/09/2019			4 349 MW		
17/10/2019			4 443 MW		
12/12/2019			9 488 MW		
05/03/2020	5 800 MW			4 275 MW	
23/04/2020				4 240 MW	5 032 MW
25/06/2020		1 971 MW	498 MW	3 860 MW	4 334 MW
24/09/2020				4 894 MW	
15/10/2020			402 MW	5 153 MW	5 937 MW
10/12/2020			754,1 MW	9948 MW	4236,8 MW
11/03/2021	144,2 MW				3130 MW
22/04/2021					3 344 MW
24/06/2021				632 MW	3680,1 MW

4.1.2 Análisis general de los resultados

En los resultados presentados en las Tablas 4-1 y 4-2 se puede apreciar el comportamiento de los precios y del volumen de garantías negociados en las subastas del mecanismo de capacidad. De estos resultados los puntos más remarcables son los siguientes:

- Por lo general, el precio y el volumen vendido deben tener una tendencia opuesta, aunque esto no siempre va a cumplirse debido a que hay muchos factores que influyen. La Figura 4-1. muestra un ejemplo de la curva oferta-demanda que rige el precio de la capacidad. El precio de la capacidad por lo general va a estar dirigido por el precio de la oferta de la energía nuclear (la gran recta gris en la Figura 4-1) ya que representa en torno al 60% de la capacidad. Entonces, atendiendo a las curvas, es lógico que, existiendo un llano tan extenso en la curva de la oferta, sea la curva de la demanda la que rijan el volumen vendido, y en esta curva el precio y el volumen son inversos, es decir, cuando aumenta el volumen, el precio disminuye (tendencia opuesta del volumen y del precio). Aun así, esto es una generalidad que, como puede apreciarse en los resultados, no siempre se cumple; si así fuera caso, predecir los resultados futuros del mecanismo sería una trivialidad, cuando

la realidad es que es muy complicado y sólo EDF por el peso que tiene en el volumen de oferta y demanda puede realizar estimaciones realmente aproximadas.

Figura 4-1. Ejemplo de curva de oferta-demanda de capacidad



- Los precios de la capacidad tienen una tendencia al alza siendo los precios de cada año superior a los del anterior, tendencia que debe continuar en el futuro. Comenzando entre 9 y 13 k€/MW para el año de entrega 2017 y moviéndonos en torno a 18 k€/MW para el año de entrega 2019 y en torno a 28 k€/MW para 2022, ignorando las subastas realizadas en 2020 por su inestabilidad y centrándonos en las subastas habidas hasta la fecha en 2021 tras la semi-estabilización del mercado tras la covid-19.
- Los precios más representativos del mercado en el presente son los de las 6 subastas realizadas en AE-1. Las subastas más alejadas al año de entrega suelen ser poco representativas por falta de demanda y de información. Las subastas durante el año de entrega o posteriores suelen servir de reajuste de volúmenes de los actores, con volúmenes mucho menores y precios más bajos al ser la demanda también menor. Esto último no es cierto para el año 2020 tras el cual los precios de las subastas posteriores al AE fueron altos, puesto que los reajustes debieron ser enormes (debido a la crisis sanitaria).
- 2020 no es un año representativo. Debido a la crisis sanitaria de la covid-19 el mercado se volvió aún más impredecible y los precios se dispararon, durante el año un fuerte influyente en los precios fueron los informes de predicciones redactados y publicados por la RTE.

Todos estos puntos serán más apreciables cuando tras la sección 4.2 se haya analizado el desarrollo del mecanismo año por año y se hayan visto además los resultados de cada año mediante gráficas.

Evolución del mecanismo por año

En esta sección se va a tratar cada año de ejercicio del mecanismo de capacidad. Analizando las impresiones que se tenían durante el año, los resultados obtenidos y las modificaciones realizadas en el mecanismo de capacidad.

4.1.3 Año 2017

Durante el inicio del mecanismo, y más durante este primer año, se puede decir que este estaba en fase de rodaje, con necesidad de muchas modificaciones. Algunas de ellas fueron introducidas y vigentes para los años de entrega 2017 y 2018 y otras en cambio no entraron en vigor hasta el año de entrega 2019.

4.1.3.1 Actualizaciones en el mecanismo

4.1.3.1.1 Precio máximo de la capacidad

Como se ha visto en los resultados, los precios de la capacidad tienen tendencia al alza de año en año, de esta forma el precio máximo de la capacidad que en un principio se había fijado en 40 euros por kW, se modificó para que pudiera adaptarse al precio de la nueva capacidad. Se fijó para el primer año (2017) en 20 euros por

kW. Entonces se estableció una trayectoria ascendente de este límite, 40.000 €/MW en 2018, 60.000 €/MW en 2020, 2021 y 2022.

Para los años posteriores a 2022, el precio máximo se administrará sobre la base de una propuesta de la RTE y deberá corresponder a los costes de una central eléctrica de gas del tipo ciclo combinado de gas o ciclo abierto, menos la renta inframarginal.

4.1.3.1.2 Participación transfronteriza

El mecanismo se abriría a las capacidades de producción y de reducción de estados miembros de la UE vecinos de Francia, siempre que la capacidad de interconexión lo permitiera. Además, esta medida requeriría también de acuerdos detallados de cooperación entre los GRT (Gestores de la Red de Transporte) de los países implicados que permitieran la implementación de los procesos de certificación y de control necesarios para poner en regla el mecanismo en estos países vecinos.

Esta actualización del mecanismo se plantea desde su inicio pero no tomaría vigencia hasta más adelante, en 2019. Igualmente, la inclusión de la generación transfronteriza no debería causar una variación en el comportamiento del precio de las subastas debido a que el aumento de la oferta debería de estar acompañado de un aumento de la demanda, y con esto más el reajuste de los coeficientes de cálculo de certificación (como el coeficiente de seguridad) debería ser suficiente para que el precio siguiera estable, siempre y cuando la cooperación entre Francia, la RTE y los GRT de los países vecinos fuera positiva y con objetivos comunes.

4.1.3.1.3 Régimen plurianual de inversión en nueva capacidad

Al inicio del mecanismo se plantea la necesidad de la implantación de sistemas que promovieran inversiones de nueva capacidad, con lo que el mecanismo se completaría más adelante (2019) con un régimen específico de inversiones en nueva capacidad.

Con este régimen, cada año se llevaría a cabo una licitación respaldada por el mecanismo de capacidad, con el fin de seleccionar nuevas capacidades que se pondrán en marcha hasta cuatro años después. Estas capacidades podrán optar a una remuneración de capacidad estable por más de 7 años.

Estas capacidades se seleccionarían en función de un criterio económico basado en el mercado, que garantice a los consumidores que dicha contractualización será beneficiosa para ellos y acorde con salvaguardias medioambientales. Las capacidades seleccionadas se beneficiarán de un contrato plurianual que adoptará la forma de una prima complementaria a los ingresos de la capacidad obtenidas a través del mercado de capacidad anual.

El impacto de esta medida aún no podía evaluarse porque las normas aún no estaban definidas. Por el momento no se preveía ningún aumento o disminución del precio de la capacidad vinculada a esta nueva medida.

4.1.3.2 Análisis de los resultados

A mediados de este año las referencias de precios del mecanismo de capacidad fueron (i) los precios de las dos subastas realizadas para el año de entrega 2017 (ii) y los precios resultantes de las transacciones bilaterales para los años de entrega 2017 y 2018.

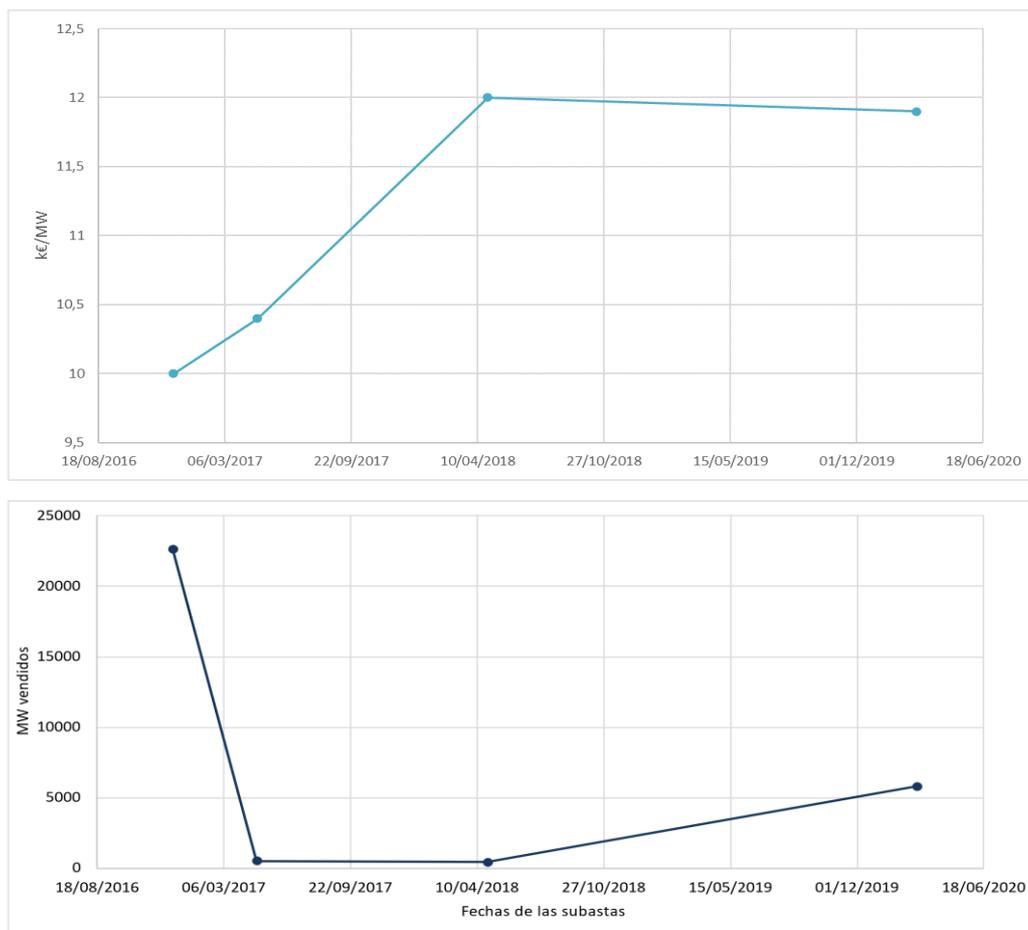
El precio de la primera subasta para AE 2017 fue de 10 k€/MW (15/12/2016) y el de la segunda fue ligeramente superior (10,4 k€/MW). Las transacciones bilaterales para el año de entrega 2017 también se mantuvieron en este nivel de precios. Para el año de entrega 2018, se negociaron pocos volúmenes hasta este momento. Los precios oscilaron entre 10,9 y 12,3 k€/MW.

A finales de diciembre de 2017 se disponen de nuevos resultados de subastas que brindaron nueva información sobre el presente y futuro del mecanismo. El resultado para el año de entrega 2018 es de 9,4 k€/MW y para el año de entrega 2019 de 13 k€/MW. el año de entrega 2019 a 13 k€/MW.

Más adelante se realizaron 2 subastas más para el reajuste del año de entrega 2017, la primera en 2018 y la segunda en 2020. Los resultados de estas subastas fueron respectivamente 12k€/MW y 11.9 k€/MW.

A continuación, en la Figura 4-2, pueden apreciarse los resultados para el año de entrega 2017

Figura 4-2. Resultados de las subastas para el año de entrega 2017



4.1.4 Año 2018

4.1.4.1 Actualizaciones en el mecanismo

4.1.4.1.1 Participación transfronteriza

El mecanismo francés estaría abierto a las capacidades transfronterizas de generación y de reducción situadas en los Estados miembros vecinos de Francia, siempre y cuando existieran suficientes capacidades de interconexión en las fronteras francesas y se trabaje con los Estados miembros limítrofes a Francia para garantizar el control de esta participación.

Esta solución *híbrida pragmática* fue consecuencia del proceso de consulta llevado a cabo por el gestor de la red de transporte (RTE) en base a un mandato del Ministerio de Energía de abril de 2015. Se ajustaba a las directrices publicadas por la Comisión Europea en su informe provisional sobre la investigación sectorial de los mecanismos de capacidad. De este modo, las capacidades extranjeras, tras la certificación de la RTE, podían acceder al mercado francés, mediante unas subastas previas de atribución de la capacidad de interconexión, por ejemplo, si España tiene 60 MW de capacidad y nuestra interconexión con Francia es de un máximo de 2 MW, se realizan primero unas subastas de atribución de la capacidad de interconexión para luego entrar al mecanismo Francés.

Esta nueva norma convertía a Francia en el único Estado miembro de la UE que se había comprometido formalmente con un mecanismo de este tipo. Sin embargo, la aplicación práctica de esta solución *híbrida pragmática* requeriría la celebración de acuerdos con los Operadores de Sistemas de Transmisión (TSO) de los Estados miembros afectados, en forma de protocolos de cooperación que permitieran establecer los procesos de certificación y control necesarios para la aplicación del mecanismo.

Hasta este momento, sólo el Reino Unido estaba en conversaciones avanzadas con la RTE.

La participación transfronteriza no debía afectar a la previsión de precios. Con la introducción de esta medida, el aumento de la oferta debería compensarse con un aumento de la demanda procedente de la corrección del coeficiente de seguridad. Este coeficiente se utilizó en los años de entrega 2017 y 2018 para ajustar la demanda y tener en cuenta implícitamente la capacidad transfronteriza. Para 2019, este coeficiente de seguridad se actualizó para incluir las nuevas normas transfronterizas teniendo en cuenta el volumen de participaciones extranjeras explícitas y el volumen de participaciones extranjeras implícitas persistentes.

4.1.4.1.2 Actualización en el cálculo del PREC

Se valoró en este momento la propuesta de la CRE de que el PREC⁷, Precio de Referencia de los huecos de capacidad, que es el precio en el que se basa la liquidación de las diferencias, pasara a ser el de la última subasta organizada antes del inicio del año de entrega, que normalmente se realiza en diciembre de AE-1, en lugar de ser la media aritmética de los precios habidos entre las subastas de AE-4 y AE-1 como era hasta el momento.

Este cambio propuesto por la CRE ha tenido consecuencias en el comportamiento de los actores de los mercados, al animarlos a cubrirse (comprar su obligación de garantías) sólo durante la última subasta en AE-1 y, por tanto, a limitar aún más la demanda de los agentes obligados en las subastas anteriores.

Este cambio ha provocado que baje mucho la demanda de las subastas anteriores en las que tras esto principalmente comercializa EDF, mientras que el resto de actores obligados esperan a la última subasta.

4.1.4.2 Análisis de los resultados

En octubre de 2018 las referencias de precios del mecanismo de capacidad eran (i) los precios de las tres subastas realizadas para el año de entrega 2018 (ii) y los precios resultantes de las transacciones bilaterales para los años de entrega 2018 y 2019.

El precio de la primera subasta para AE 2018 fue de 9,31 k€/MW, el de la segunda y el de la tercera fueron del mismo orden, respectivamente (9,37 k€/MW) y (9,4 k€/MW). Las transacciones bilaterales para el año de entrega 2018 tuvieron niveles de precios similares. Para el año de entrega 2019, se había negociado mucho volumen hasta el momento. Los precios oscilaron entre 13 (subasta realizada en 2017) y 18,5 (subastas realizadas en 2018) k€/MW.

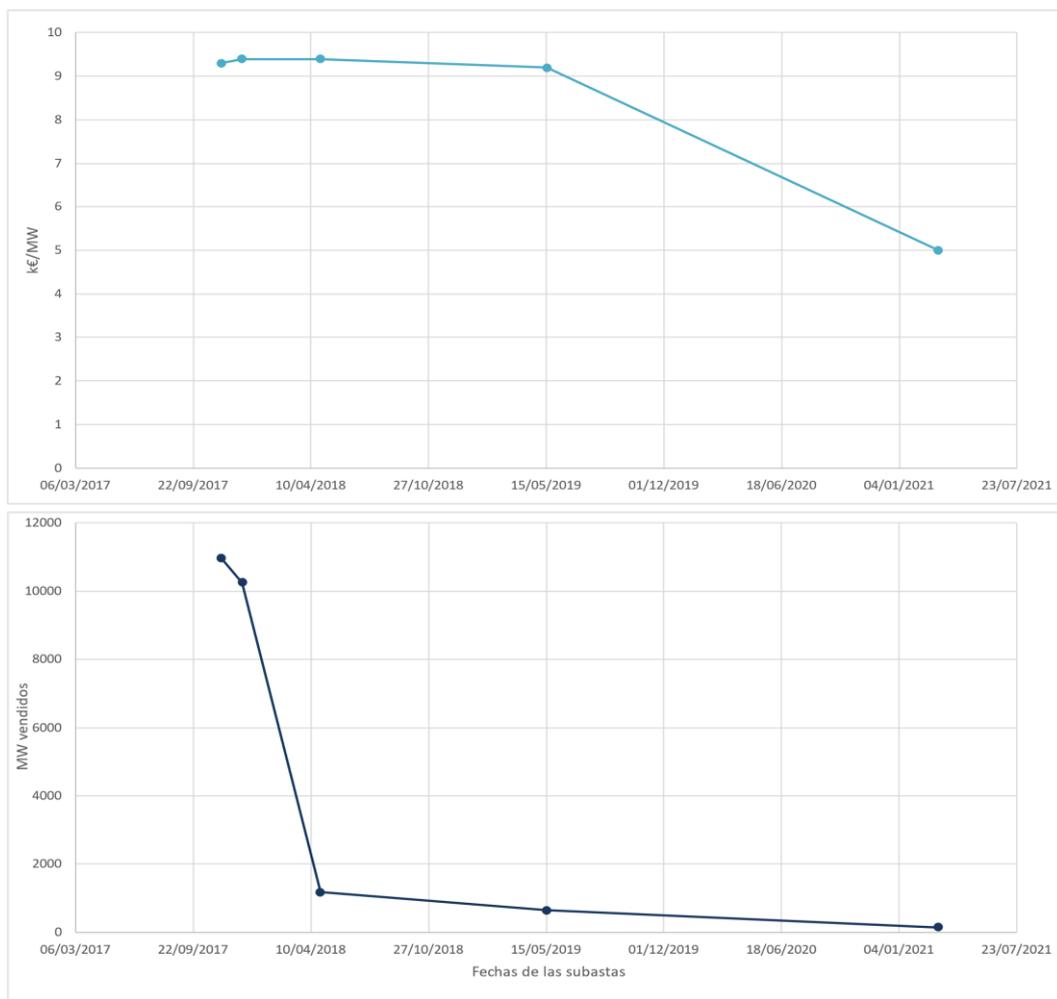
A finales de 2018 el resultado para el año de entrega 2018 se asentó en 9,35 k€/MW y para el año de entrega 2019 de 17,36 k€/MW (media de las subastas habidas hasta el momento).

Se han dado 3 subastas para el año de entrega 2018 entre AE y AE+3. La primera en 2018 resultando un precio de 9,38 k€/MW, la segunda en 2019 con un precio resultante de 9,2 k€/MW y la última en marzo de 2021 se fijó en 5 k€/MW. Los volúmenes negociados en estas subastas han ido disminuyendo conforme han avanzado los años, resultado lógico teniendo en cuenta que las subastas posteriores y durante AE son de reajuste para llegar a las obligaciones de cada actor, y suelen ofertarse un menor volumen de certificados.

En la Figura 4-3. se pueden apreciar los resultados para este año de entrega 2018.

⁷ En francés estas siglas significan: *Prix de Référence des Écartés en Capacité*.

Figura 4-3. Resultados de las subastas para el año de entrega 2018



4.1.5 Año 2019

4.1.5.1 Actualizaciones en el mecanismo

4.1.5.1.1 Participación transfronteriza

La RTE gestiona un mecanismo especial por el que vende la capacidad de interconexión de AE en la subasta de diciembre de AE-1. Esto se implementó de esta manera debido a los resultados de la subasta AE 2019 de mayo de este mismo año, que serán comentados posteriormente en el análisis de los resultados.

Durante la última subasta del año 2019, la RTE puso a la venta a precio cero los 6,5 GW de capacidad transfronteriza para el año de entrega 2020.

Técnicamente, poner a la venta las capacidades transfronterizas a precio cero a través de este procedimiento es una forma de empujar a los agentes obligados a realizar solicitudes a cualquier precio, como para obligar al mecanismo de capacidad a ceñirse a su marco teórico. La CRE, en su deliberación del 20 de junio de 2019 sobre las capacidades transfronterizas, también reconoce que como el volumen de garantías de capacidad transfronteriza puestas a la venta es significativo, el nivel de precios podría tener un impacto en los equilibrios del mercado.

Ahora que los actores comenzaron a establecer estrategias, el procedimiento de puesta en venta de las garantías de capacidad transfronteriza, que sería decidido por la RTE y validado por la CRE, tendría un cierto impacto en los precios futuros del mercado. En particular, en la última subasta del año, ya que es durante ésta cuando estas garantías de capacidad (de interconexión) deben ser puestas a la venta por RTE. A priori, la venta de

estas capacidades a precio cero debía reducir el precio de adjudicación de la subasta en cuestión y por tanto el precio de liquidación de las diferencias (PREC), supuesto que, al menos para el año de entrega 2020, se confirmó.

4.1.5.1.2 Régimen plurianual de inversión en nueva capacidad

Durante el año 2019, se lanzaron convocatorias de licitación. A partir de 2020, habría una licitación por año. Estas fueron organizadas por el ministerio encargado de la energía. Las capacidades seleccionadas se benefician de un contrato por un periodo de 7 años. En cualquier caso, se trata de una evolución sustancial del mecanismo francés.

El impacto de esta medida aún no puede evaluarse con precisión. Sobre todo cuando las normas están en proceso de evolución y, especialmente, porque los volúmenes contratados son bajos (377 MW en la última licitación). Además, 2019 fue una especie de año de prueba. Habrá que esperar hasta 2020 para observar cualquier cambio en el mercado. Por lo tanto, no debería considerarse un impacto en la disminución o aumento del precio de la capacidad por el momento.

4.1.5.1.3 Arquitectura/estructura del mecanismo

En su informe de seguimiento del mecanismo de capacidad (julio de 2019), la CRE concluyó que “las simulaciones presentadas muestran que los precios resultantes de las distintas subastas que tuvieron lugar para los años de entrega 2017 y 2018 parecían ser compatibles con los fundamentos del mecanismo de capacidad”. Sin embargo, observa que “la arquitectura del mecanismo no permite que la oferta y la demanda se encuentren de forma eficiente y lleva a algunos agentes a no ofrecer sus garantías de capacidad al nivel del dinero que falta de sus capacidades”.

Se pueden prever varias orientaciones, la CRE considera que se debe iniciar un proceso para cambiar el diseño del mecanismo de capacidad, por ejemplo, avanzando hacia un mecanismo con más centralización como los mecanismos británico, irlandés o polaco.

Por su parte, la RTE inició consultas y debates sobre el diseño del mercado de capacidad a principios de 2021 y que deberán continuar hasta finales del año.

El cambio en la arquitectura del mercado de capacidad sólo debería tener lugar a partir del año de entrega 2023.

Por el momento, la evolución prevista no es lo suficientemente clara. Todavía no se ha definido una dirección real. Sin embargo, los resultados de los grupos de trabajo y las consultas que se organizaron a partir del 1 de abril de 2020 tendrán repercusiones potencialmente muy importantes en el futuro del mecanismo de capacidad, que podría dejar de parecerse a lo que conocíamos hasta el momento (y en la actualidad inclusive).

4.1.5.2 Análisis de los resultados

En octubre de 2019, las referencias de precios del mecanismo de capacidad eran (i) los precios de las subastas realizadas para el año de entrega 2019, (ii) los precios de las cuatro subastas realizadas para el año de entrega 2020 (iii) y los precios resultantes de las transacciones bilaterales para los años de entrega 2019 y 2020.

El precio de la primera subasta de 2018 para AE 2019 fue de 18,5 k€/MW, el de la segunda (AE 2019) y el de la tercera estuvieron en el mismo rango, 18,24 k€/MW y 18,5 k€/MW respectivamente. La última subasta dada en 2018 para AE 2019 también salió a 18,04 k€/MW. Las transacciones bilaterales para el año de entrega 2019 tuvieron niveles de precios similares. Para el año de entrega 2020, se había negociado un gran volumen hasta el momento. Los precios oscilaron entre 13 k€/MW y 22,38 k€/MW para los años de entrega 2019 (durante las subastas realizadas en 2017 y 2018) y 2020 (durante las subastas realizadas en 2019) con una concentración de transacciones en torno a 19 k€/MW y 20 k€/MW.

A finales de 2019, con los resultados de las últimas subastas los precios se asentaron en 17,36 k€/MW para AE 2019 (ignorando la subasta del 16/05/2019) y 19,46 k€/MW para el año de entrega 2020. Los precios para el año de entrega 2020 se asentaron finalmente más bajos debido al aumento de volumen certificado de la subasta de diciembre de 2019 (debido a la capacidad transfronteriza) que bajó ligeramente los precios, tal

y cómo se esperaba que ocurriría.

Lo más peculiar de este año 2019 fue la subasta del 16/05/2019 para AE 2019, en la cual la capacidad se comercializó a 0 €/MW.

Para entender el resultado de la subasta AE 2019 de mayo, debemos revisar los fundamentos del mecanismo. En el momento de la subasta, el balance oferta/demanda total mostraba un mínimo exceso de oferta de apenas unos 700 MW. La teoría económica establece que, dentro de este mecanismo, en caso de exceso de oferta se debe alcanzar un precio cero (el mecanismo deja claro que no es una fuente de remuneración sino un apoyo a la seguridad de suministro), dado que el ajuste de la oferta sólo es posible mediante el cierre de instalaciones. Sin embargo, un cierre sólo tiene sentido antes del periodo de suministro. En la práctica, las cosas no deberían suceder así. De hecho, es probable que algunos agentes prefieran sacrificar (y no vender) una parte de sus certificados.

En el caso de los certificados AE 2019, la obligación de venderlos cumplió su objetivo, ya que el agente que vendió los certificados sobrantes no era sensible al precio de venta. De hecho, una parte de la oferta 6,3 GW (capacidad transfronteriza), estuvo ausente del mecanismo hasta ahora y sólo apareció en esta última subasta. RTE iba a vender todas sus capacidades de interconexión transfronteriza en la subasta del 16 de mayo de 2019, con una oferta a cualquier precio (equivalente a ofertar toda esa capacidad a precio 0). Por falta de demanda, la oferta de RTE saturó el mercado, y participantes en la subasta tuvieron la oportunidad de comprar a precio cero.

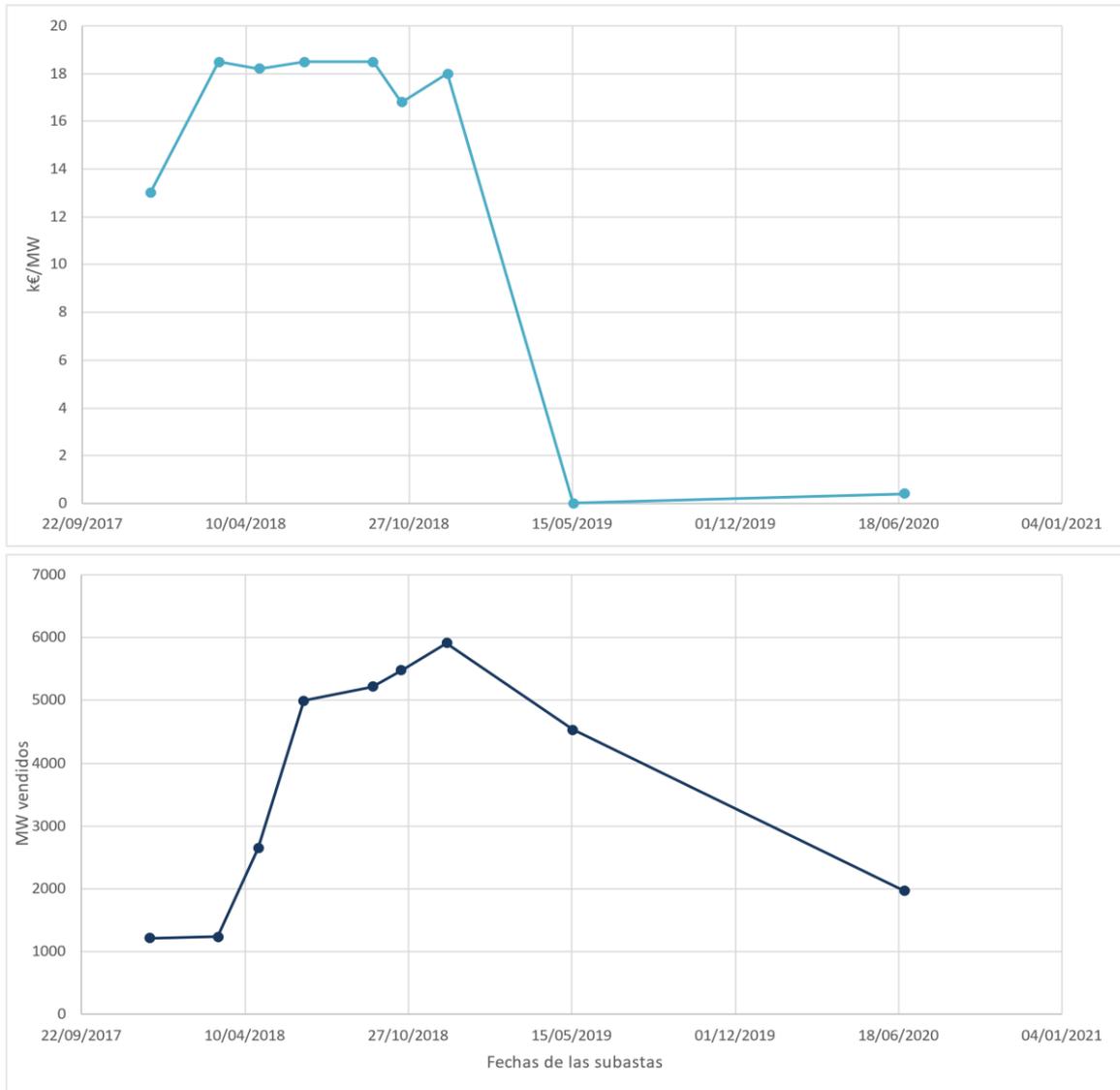
De los 4.500 MW negociados durante la subasta, 2.000 MW fueron adquiridos por suministradores (actores obligados) experimentados que anticiparon la situación o incluso retrasaron su decisión de compra hasta tener una mejor visibilidad sobre sus obligaciones. Lo menos obvio es que 2.500 MW fueron adquiridos por productores (titulares de capacidad) que, aparentemente, necesitaban equilibrar. Es probable que vendieran previamente estos certificados a un precio de 17.365 euros/MW para recomprarlos a precio cero. A pesar de los resultados, todavía había algunos actores obligados a participar que no habían completado sus compras para el año 2019. Comprar certificados en transacciones bilaterales a precio cero debe ser muy complicado y por ello, seguramente tendrían que esperar a la última subasta para probar suerte (el precio de esta última subasta, fechada el 25/06/2020, continuó bajo, como cabría esperar, siendo de 0,4 k€/MW).

Aunque este suceso pueda ser comprensible desde el punto de vista económico, no es ideal que se pase de un precio de 18k€/MW a 0 €/MW de una subasta a la siguiente. Cuánto más estables sean los precios y más se ajusten al criterio del *missing money*, mejor estará funcionando el mecanismo.

Los agentes implicados reaccionaron rápidamente a este fallo del mecanismo y la solución escogida por la CRE fue en lugar de vender la capacidad transfronteriza durante AE, venderla en la última subasta de AE-1 (en diciembre). Esta medida sumada al cambio en el cálculo del PREC implementado en 2018 que incitaba a los actores a comprar sus certificados durante la última subasta del año, daba a entender que esta subasta tendría la suficiente liquidez para que la oferta y la demanda estuvieran en condiciones óptimas. De forma que esta subasta tomaría gran importancia para los actores del mercado (algo menos para EDF).

Finalmente, en la Figura 4-4 pueden verse los resultados comentados del año de entrega 2019.

Figura 4-4. Resultados de las subastas para el año de entrega 2019



4.1.6 Años 2020 y 2021

4.1.6.1 Actualizaciones en el mecanismo

4.1.6.1.1 Participación transfronteriza

Hasta el momento, el mecanismo sigue funcionando por el procedimiento especial por el que RTE pone a la venta la capacidad de interconexión transfronteriza a precio cero durante la última subasta de AE-1. Durante la última subasta del año 2020, la RTE puso a la venta a precio cero los 8.072,7 MW de capacidad transfronteriza para el año de entrega 2021.

4.1.6.1.2 Arquitectura/estructura del mecanismo

La RTE está llevando a cabo desde principios del año 2021 consultas y debates para llegar al conjunto de normas y reglas que deberán ser aplicadas al mecanismo en el futuro el. Aunque aún se sabe poco de esto, la arquitectura no debería cambiar cómo mínimo hasta el año 2023, mientras tanto podría haber ligeros cambios.

4.1.6.1.3 Régimen plurianual de inversión en nueva capacidad

En cuanto a la licitación a largo plazo (de nueva capacidad), el año 2019 fue un año de transición para poder organizar las licitaciones cuyo periodo de aseguramiento comienza en los próximos cuatro años: 2020 - 2026, 2021 - 2027, 2022 - 2028 y 2023 - 2029.

Hasta la fecha, no se han fijado fechas para la organización de licitaciones para los periodos de titulización 2024 - 2030 y posteriores.

4.1.6.2 Efectos de la crisis de la Covid-19 en el mercado.

Todo empezó en abril de 2020, cuando EDF anunció que revisaba sus escenarios de producción debido a la crisis de Covid-19. Al remodelar sus escenarios de producción, EDF intentaba responder a la limitación de la disponibilidad de las centrales nucleares durante los dos inviernos siguientes, revisando todas las paradas de centrales previstas en el marco de la gran renovación, así como la gestión del combustible del núcleo que se ahorraría cerrando algunas unidades ya en primavera. Estas correcciones en las previsiones de producción se han realizado teniendo en cuenta las directrices de seguridad de suministro y los escenarios establecidos por la RTE para los próximos años.

La crisis sanitaria y la primera contención obligaron a posponer las operaciones de mantenimiento de las centrales nucleares, que normalmente tienen lugar en primavera. Había que adaptar el calendario de mantenimiento de éstas maximizando la disponibilidad del parque eléctrico durante el invierno de 2020-2021.

El 11 de junio, RTE realizó un primer análisis del impacto de la crisis sanitaria en el suministro de electricidad. Este análisis puso de manifiesto un descenso significativo del consumo de electricidad durante el primer semestre de 2020, pero sobre todo un mayor riesgo de tensión en el mercado eléctrico durante el invierno de 2020-2021. El análisis actualizado en noviembre muestra que durante el verano y al comienzo del segundo encierro, el consumo se mantuvo alrededor de un 5% por debajo del consumo de un año normal. Además, según la RTE, el programa de mantenimiento de los reactores era satisfactorio, de ahí una ligera revalorización de la disponibilidad prevista del parque nuclear, manteniendo la cautela.

Con esta nueva perspectiva, el mercado esperaba que el precio de la capacidad para el año de entrega 2020 aumentara, al menos hasta que se actualizara el nivel de obligación de los proveedores. Este escenario resultó ser cierto como se puede ver en la Tabla 4-3 que muestra la subasta de junio de 2020.

Tabla 4-3. Resultados de la subasta de capacidad del 25/06/2020

Año de entrega	Precio €/MW	Volumen MW
2019	395	1 971
2020	45 001	498
2021	47 401	3 860
2022	38 966	4 334

A continuación, el 18 de septiembre de 2020, la RTE presentó una actualización de su visión del equilibrio oferta-demanda en el mercado de capacidad.

Esta nueva información mostró una mejora en el equilibrio del mercado para los años de entrega de 2020 y 2021, como resultado de una revisión a la baja de las previsiones de obligaciones de capacidad y para el año 2021 concretamente, una mejora de la capacidad disponible.

Sin embargo, parecía que para el año de entrega 2020 se confirmaba un déficit global de garantías de capacidad superior a 2 GW (umbral que marcaba la RTE) y para el año de entrega 2021 debería haber un excedente de garantías de capacidad independientemente de la previsión de obligaciones.

De nuevo, el 19 de noviembre de 2020, la RTE presentó una actualización más precisa de su visión del equilibrio entre la oferta y la demanda en el mercado de capacidad. Esta nueva información permitió informar de una mejora del equilibrio del mercado para el año de entrega 2020, resultante en particular de una revisión al alza de las disponibilidades nucleares y de una revisión a la baja de las previsiones de obligaciones de capacidad. En concreto, el gestor de la red de transporte (RTE) escribió: "En general, la situación prevista para el invierno 2020-2021 es ahora significativamente más favorable que la prevista en primavera" y además: "desde finales de noviembre hasta las vacaciones de Navidad, el riesgo de tensión sobre el equilibrio oferta-demanda parece haberse reducido significativamente".

Sin embargo, para el año 2021, la RTE había anunciado un mayor riesgo de tensión debido a las dudas sobre la disponibilidad nuclear: "En febrero y principios de marzo, el riesgo será mayor que en años anteriores. De hecho, a finales de febrero estaba prevista la parada de 13 reactores como consecuencia del aplazamiento de los programas de mantenimiento de los reactores nucleares desde el inicio de la crisis sanitaria".

Al final, la subasta del 10 de diciembre mostró sus resultados y estos no fueron muy sorprendentes.

Para el año de entrega 2020 el precio de la subasta volvió a bajar y hubo algunas ofertas más que en subastas anteriores. Se observó una meseta de ofertas de unos 500 MW, atribuible a EDF. En cuanto a la demanda, se encontraba en la cita con una multitud de actores que apostaban por un mecanismo de AE 2020 lo suficientemente equilibrado como para no alcanzar los 2 GW de déficit (umbral que desencadena la aplicación de los desvíos a un precio administrado de 60 k€/MW/año en lugar del PREC). Al final, bajo el impulso de una minoría de actores (menos de 200MW), la subasta se concluyó a 40,00 k€/MW/año (muy por encima del umbral de venta de EDF de 25k€).

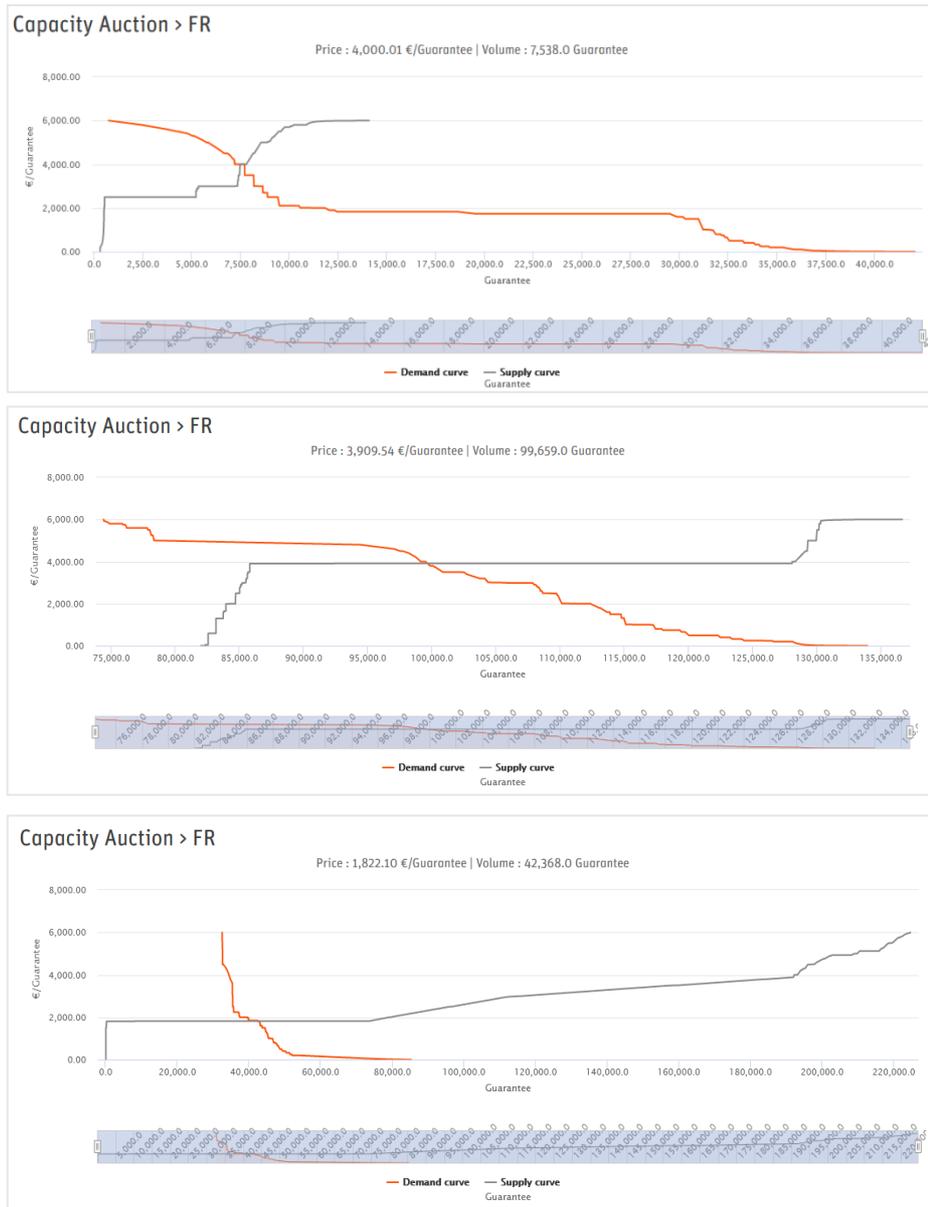
Para el año de entrega 2021, el precio, que oscilaba entre 47,40 k€/MW en junio, 29,54 k€/MW en septiembre y 32,69 k€/MW en octubre, se detuvo en 39,09 k€/MW en diciembre de 2020, que será el precio de liquidación de los huecos de capacidad (PREC).

La participación de la capacidad transfronteriza en esta subasta no tuvo ningún impacto en el precio resultante, ya que el tramo de EDF era muy largo y sería suficiente para fijar el precio.

En cuanto al año de entrega 2022, el precio resultante de la subasta, 18,2 k€/MW, reflejó la falta de visibilidad sobre 2022.

A continuación, en Figura 4-5. puede apreciarse lo comentado en los párrafos anteriores sobre la subasta de diciembre de 2020 para los años de entrega 2020, 2021 y 2022 respectivamente.

Figura 4-5. Curvas Oferta-Demanda de la subasta del 10/12/2020 para AE-2020, 2021 y 2022 respectivamente



4.1.6.3 Análisis de los resultados

Este año 2020 ha sido muy especial para el mercado de capacidad. Comenzó con *normalidad* siguiendo la tendencia de 2019, para descontrolarse en el momento de la crisis de la Covid-19, cuando RTE anunció que el sistema estaba bajo tensión. También recalca la influencia dominante de los comunicados del TSO (RTE) en los resultados de las subastas.

El año de entrega 2021, que fue un año especial con planes de mantenimiento de centrales afectados por la crisis de Covid-19, sigue la tendencia al alza de los precios de la capacidad y alcanza un máximo histórico del precio de referencia del mercado de 31,24 k€/MW. Además, la subasta de 25/06/2020 para el año de entrega 2021 se cerró a 47,40 k€/MW, precio máximo de una subasta hasta el momento. Luego, la subasta de 15/10/2020 para el año de entrega 2020 superó este máximo, fijando el nuevo máximo nivel de precios de capacidad en 53,63 k€/MW.

Finalmente, ha habido 3 subastas hasta el momento durante 2021, en marzo, abril y junio, todas ellas han mantenido un nivel de precios y volúmenes negociados muy cercanos para el año de entrega 2022, asentándose hasta el momento el precio de referencia para este año en torno a 28,4 k€/MW. Esto indica una mayor claridad sobre el año de entrega 2022 y una estabilización del mercado de capacidad en unos precios

más bajos que los de 2020 y 2021. Sin embargo, tal y como apunta la RTE, habrá que prestar atención, con especial cautela a los siguientes inviernos hasta el invierno de 2022-2023, ya que obviamente aún existe tensión en el mercado.

En la subasta de 24 de junio de 2021 también se negoció capacidad para el año de entrega 2021, llegándose a un precio muy similar al de la subasta de diciembre de 2020 para este mismo año de entrega, 39,08 k€/MW.

Los resultados hasta el momento de las subastas para los años de entrega 2020, 2021 y 2022 pueden apreciarse en las Figuras 4-6, 4-7 y 4-8 respectivamente.

Figura 4-6. Resultados de las subastas para el año de entrega 2020

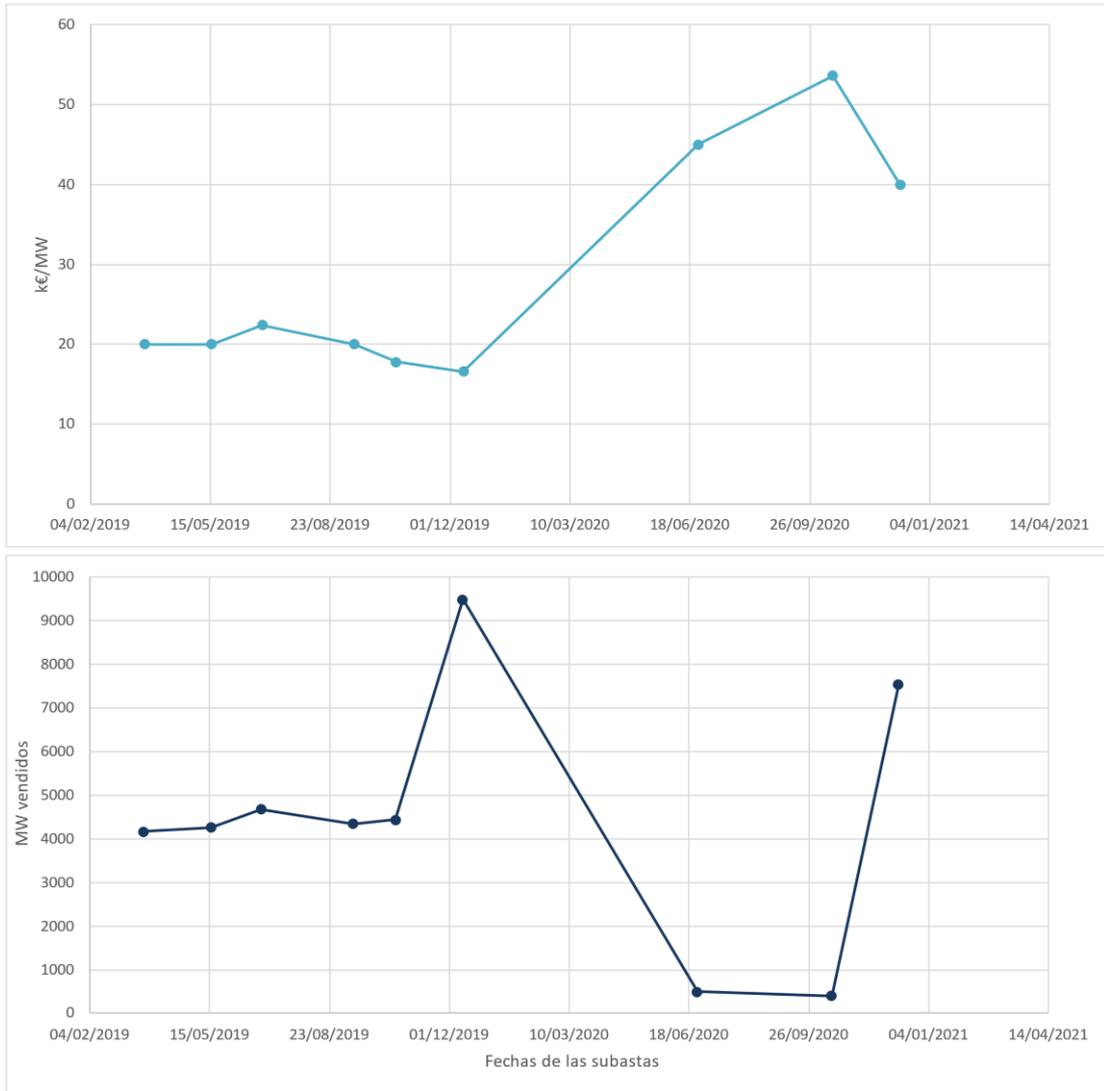


Figura 4-7. Resultados de las subastas para el año de entrega 2021

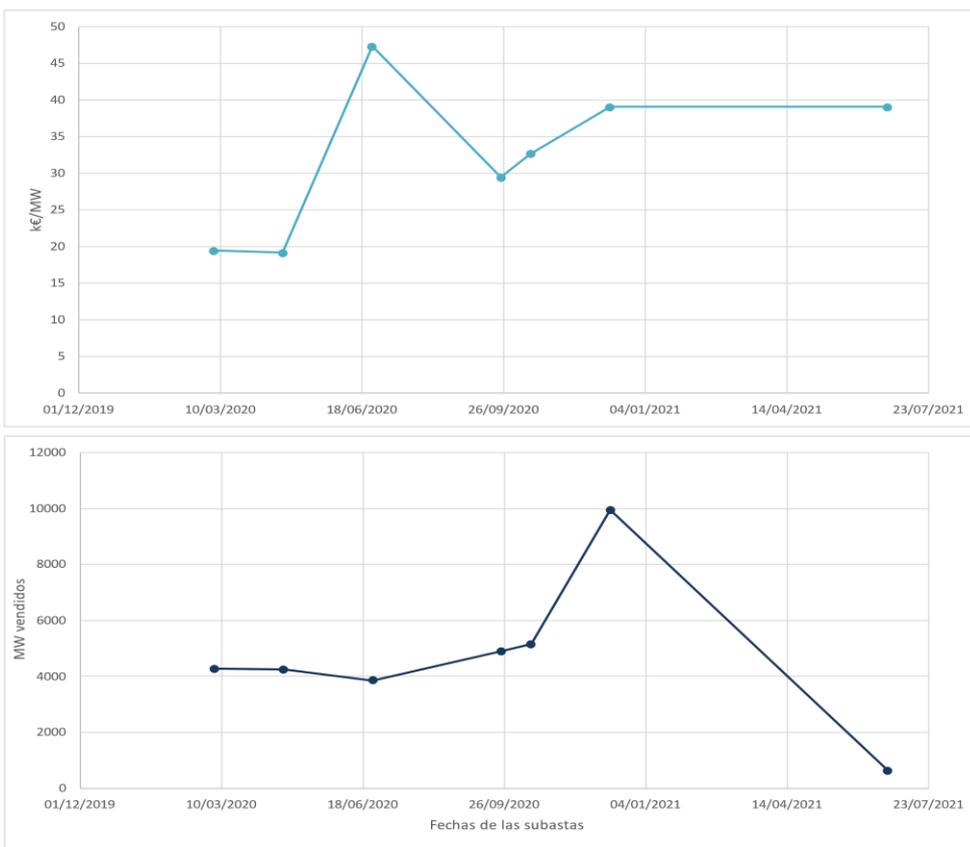
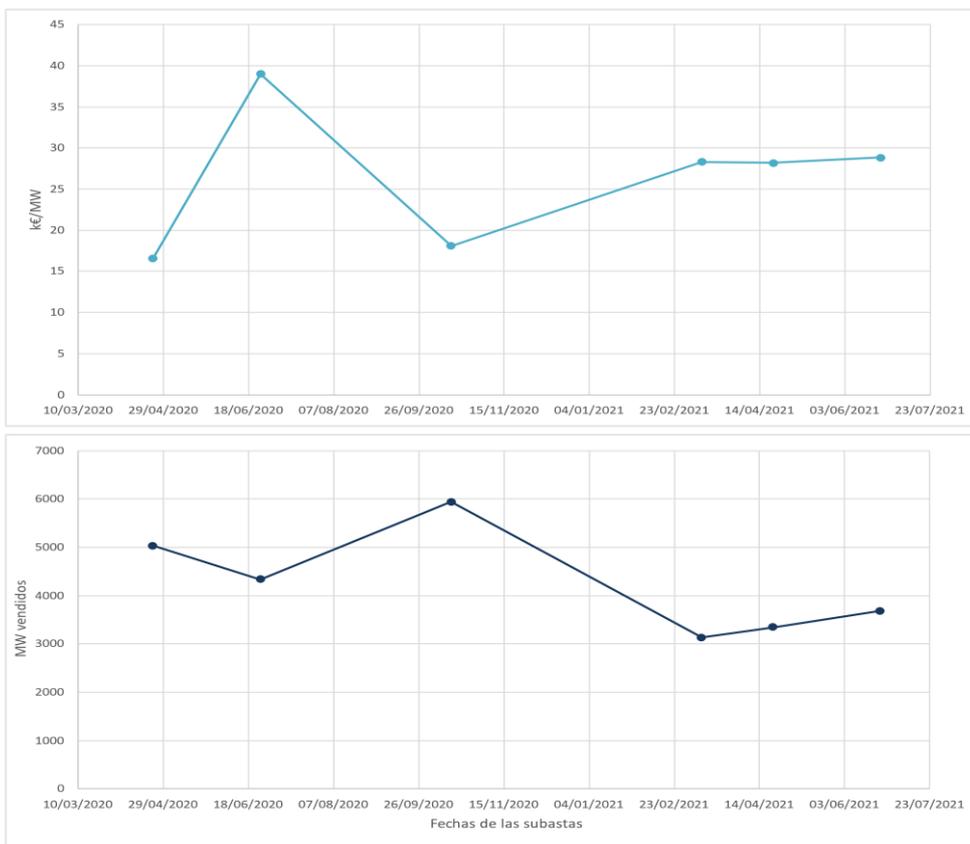


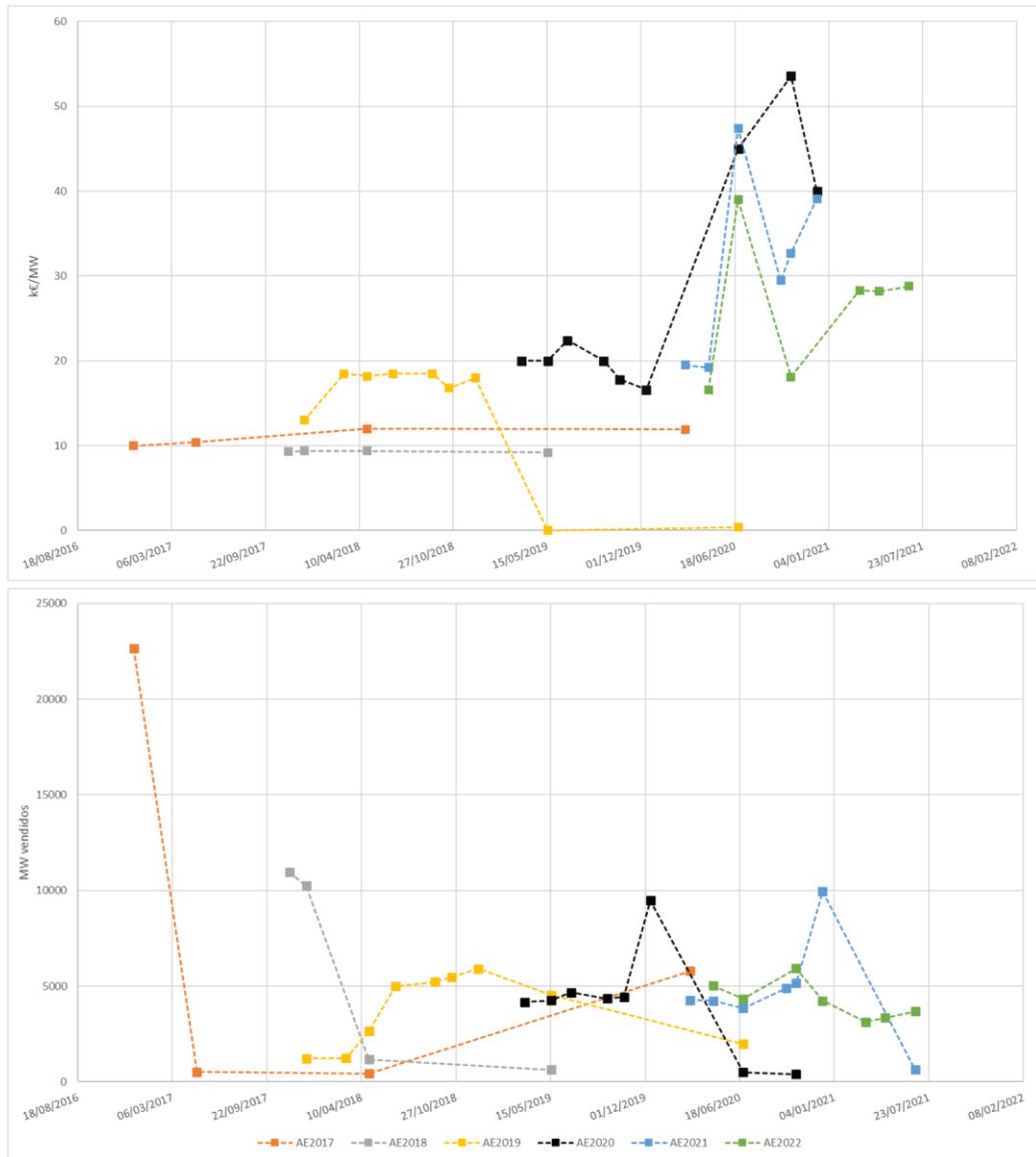
Figura 4-8. Resultados de las subastas para el año de entrega 2022



4.1.7 Visión global de los resultados

Finalmente, en esta sección se aporta la Figura 4-9 en la cual puede verse la evolución de los precios y los volúmenes negociados en las subastas del mercado de capacidad a lo largo de todos los años transcurridos.

Figura 4-9. Resultados históricos hasta el presente de las subastas de capacidad



En esta figura se pueden apreciar más claramente ciertos puntos tratados en el transcurso de este capítulo sobre las subastas de capacidad, como pueden ser:

- La tendencia al alza de los precios año tras año.
- La caída del volumen negociado para un determinado año de entrega tras AE-1.
- La inestabilidad y los picos encontrados a raíz de la Covid-19 durante las subastas de 2020.
- La anomalía de la subasta de 16/05/2019 (AE 2019) a precio cero.
- El aumento constante, a partir de AE-2020 (inclusive), del volumen negociado para la subasta de diciembre de AE-1 respecto al resto del año.

Conclusión

El mecanismo de capacidad ha mostrado ser una medida necesaria para la disminución de riesgo de falta de suministro. Sin embargo, éste ha mostrado ser muy susceptible a alejarse de su marco teórico, no reflejándose en ocasiones el criterio del *missing money* en la remuneración obtenida por las centrales, es decir, no remunerando a las centrales según su falta de ingresos en el mercado *energy only* para mantenerse operativas.

El mecanismo ha sido objeto de numerosas actualizaciones para aumentar la visibilidad de los precios de la capacidad, disminuir la retención de garantías, atraer las inversiones a nueva capacidad, aumentar la interconexión de Francia con sus países vecinos, etc.

El factor que más influye en los precios de la capacidad, hasta el momento, ha sido EDF debido a su gran capacidad nuclear, que compone entorno al 60% de la capacidad total del mercado. Este papel dominante de EDF ha obligado a RTE a implementar medidas que obliguen a los grandes titulares de capacidad a vender garantías de capacidad en las subastas de forma que se aumente la visibilidad de estos actores, incrementando así la información que obtienen el resto.

También, específicamente en 2020, se ha visto cómo los anuncios de EDF y aún más los de RTE tienen gran influencia en el mercado y en la forma en la que los actores negocian en ste.

Dicho todo esto, el mecanismo aún está en su primera etapa y se ha visto, en especial tras el año 2020, la necesidad de un reenfoque de este. La RTE se encuentra actualmente realizando consultas con todos los agentes involucrados con la esperanza de tener una dirección más clara para finales de 2021 y aplicar las modificaciones necesarias al mecanismo en el año 2023. Por el momento, la RTE ha señalado la necesidad de aumentar la centralización del mecanismo.

BIBLIOGRAFÍA

- PP, P. (2020). *PARTICIPER AU MÉCANISME DE CAPACITÉ EN TANT QU ' ACTEUR OBLIGÉ*.
- PAPER, O. W., & TERRITORIAL, S. I. N. (2020). *CAPACIDAD Y ELECTRICIDAD*. 47.
- ARNEDILLO, O. (2007). MODELOS DE MERCADO ELÉCTRICO: PARADIGMA COMPETITIVO Y ALTERNATIVAS DE DISEÑO. *ECONOMÍA INDUSTRIAL*, 364, 39–54.
- ADAMS, P. (2005). AN INTRODUCTION TO THE EUROPEAN SECURITIZATION MARKETS. *THE JOURNAL OF STRUCTURED FINANCE*, 11(3), 33–39. [HTTPS://DOI.ORG/10.3905/JSF.2005.598330](https://doi.org/10.3905/jsf.2005.598330)
- EUROP, C., BRUXELLES, E., COMMISSION, C. D. E. L. A., LE, C., & SA, A. (2016). *FR. DÉCISION DE LA COMMISSION DU 8.11.2016 CONCERNANT LE RÉGIME D'AIDES SA.39621 2015/C (EX 2015/NN)*
- FRANCE, E. (2015). *1 CHAPITRE 1 : UN MÉCANISME QUI S ' EST AVÉRÉ DÉTERMINANT POUR LA SÉCURITÉ D ' APPROVISIONNEMENT SUR SES PREMIÈRES ANNÉES DE FONCTIONNEMENT*. 1–17.
- COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE. (2015). *LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL FRANÇAIS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL - RAPPORT 2014-2015*.
- RTE. (2015). *MECANISME DE CAPACITE: GUIDE PRATIQUE*. 23. [HTTPS://CLIENTS.RTE-FRANCE.COM/HTM/FR/MEDIATHEQUE/TELECHARGE/GUIDE_MECAPA.PDF](https://clients.rte-france.com/html/fr/mediatheque/telecharge/guide_mecapa.pdf)
- *UN MÉCANISME QUI A APPORTÉ DES BÉNÉFICES ÉCONOMIQUES POUR LA COLLECTIVITÉ SUPÉRIEURS AUX COÛTS DE MISE EN ŒUVRE*. (2018).
- CIENFUEGOS-JOVELLANOS, S. B. (2017). UN MECANISMO DE CAPACIDAD PARA EL MERCADO IBÉRICO. *CUADERNOS DE ENERGÍA*, 52, 35–41.
- *THE FRENCH CAPACITY MECHANISM IS ON TRACK TO GET THE BETTER OF EUROPEAN RULES*. HAYAENERGY 2017 [CONSULTA: 21 JULIO 2021] DISPONIBLE EN: [HTTPS://HAYAENERGY.COM/PUBLICATIONS/](https://hayaenergy.com/publications/)
- *THE PRICE OF CAPACITY: UNKNOWN AND EQUATIONS*. HAYAENERGY 2018 [CONSULTA: 21 JULIO 2021] DISPONIBLE EN: [HTTPS://HAYAENERGY.COM/PUBLICATIONS/](https://hayaenergy.com/publications/)
- *FRENCH CAPACITY CERTIFICATES ARE BEING TRADED AT €20K/MW FOR 2020 SUPPLY. EDF IS SECURING THE MARKET*. HAYAENERGY 2019 [CONSULTA: 21 JULIO 2021] DISPONIBLE EN : [HTTPS://HAYAENERGY.COM/PUBLICATIONS/](https://hayaenergy.com/publications/)
- *THE FRENCH CAPACITY MECHANISM STILL HAS A FEW TRICKS UP ITS SLEEVE!*. HAYAENERGY 2019 [CONSULTA: 23 JULIO 2021] DISPONIBLE EN: [HTTPS://HAYAENERGY.COM/PUBLICATIONS/](https://hayaenergy.com/publications/)
- *THE VERDICT IS IN ON THE CAPACITY MECHANISM! CAPACITY MECHANISM: THINGS ALWAYS COME IN THREES*. HAYAENERGY 2020 [CONSULTA: 24 JULIO 2021] DISPONIBLE EN: [HTTPS://HAYAENERGY.COM/PUBLICATIONS/](https://hayaenergy.com/publications/)

- *SANITARY CRISIS AND DEVELOPMENTS IN THE FRENCH CAPACITY MARKET*. HAYAENERGY 2020 [CONSULTA: 30 JULIO 2021] DISPONIBLE EN: [HTTPS://HAYAENERGY.COM/PUBLICATIONS/](https://hayaenergy.com/publications/)
- *COVID19 AND DEVELOPMENTS IN THE CAPACITY MARKET: AUCTION RESULTS*. HAYAENERGY 2020 [CONSULTA: 4 AGOSTO 2021] DISPONIBLE EN: [HTTPS://HAYAENERGY.COM/PUBLICATIONS/](https://hayaenergy.com/publications/)
- *MECAPA IN 2020: CHRONICLE OF A PECULIAR MECHANISM IN UNCERTAIN TIMES*. HAYAENERGY 2020 [CONSULTA: 12 AGOSTO 2021] DISPONIBLE EN: [HTTPS://HAYAENERGY.COM/PUBLICATIONS/](https://hayaenergy.com/publications/)
- *COMMUNICATION BREAKDOWN*. HAYAENERGY 2020 [CONSULTA: 12 AGOSTO 2021] DISPONIBLE EN: [HTTPS://HAYAENERGY.COM/PUBLICATIONS/](https://hayaenergy.com/publications/)
- *LOS MECANISMOS DE CAPACIDAD DE ESPAÑA, UN DOLOR DE CABEZA PARA BRUSELAS*. EL PERIÓDICO DE LA ENERGÍA 2018 [CONSULTA: 20 MAYO 2021]. DISPONIBLE EN: [HTTPS://ELPERIODICODELAENERGIA.COM/](https://elperiodicodeenergia.com/)
- *CAPACITY MECHANISM - RTE IS SUBMITTING THE FOLLOWING SET OF RULES FOR VALUATION OF CROSS-BORDER CAPACITY GUARANTEES FOR 2019*. RTE 2018 [CONSULTA: 15 AGOSTO 2021]. DISPONIBLE EN: [HTTPS://WWW.SERVICES-RTE.COM/](https://www.services-rte.com/)
- *¿CONOCES EL MERCADO ELÉCTRICO EUROPEO?*. TOTALENERGIES 2018 [CONSULTA: 3 JUNIO 2021]. DISPONIBLE EN: [HTTPS://WWW.TOTALENERGIES.ES/](https://www.totalenergies.es/)
- *CLIMATOLOGIE DE L'ANNÉE*. INFOCLIMAT (2003-2020) [CONSULTA: 28 AGOSTO 2021]. DISPONIBLE EN: [HTTPS://WWW.INFOCLIMAT.FR](https://www.infoclimat.fr)
- *ANÁLISIS DE LA NUEVA ORDEN MINISTERIAL SOBRE EL SERVICIO DE RESERVA ESTRATÉGICA COMO SUSTITUTIVO DEL SERVICIO DE INTERRUMPIBILIDAD REGULADO POR LA ORDEN IET/2013/2013 DE 31 DE OCTUBRE*. UNIÓN SINDICAL OBRERA FEDERACIÓN INDUSTRIA (2020). [CONSULTADO: 5 SEPTIEMBRE 2021]. DISPONIBLE EN: [HTTPS://FI-USO.ES/ENERGIA](https://fi-uso.es/energia)
- *ACER MARKET MONITORING REPORT 2019 – ELECTRICITY WHOLESAL MARKET VOLUME*. EUROPEAN UNION AGENCY OF THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS (2019). [CONSULTADO: 3 SEPTIEMBRE 2021]. DISPONIBLE EN: [HTTPS://DOCUMENTS.ACER.EUROPA.EU](https://documents.acer.europa.eu)
- *L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ POUR L'HIVER 2020-2021*. RTE (NOVIEMBRE 2020).
- *BILAN PRÉVISIONNEL DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE D'ELECTRICITÉ EN FRANCE*. RTE (2021)

Esto es una cita al principio de un capítulo.

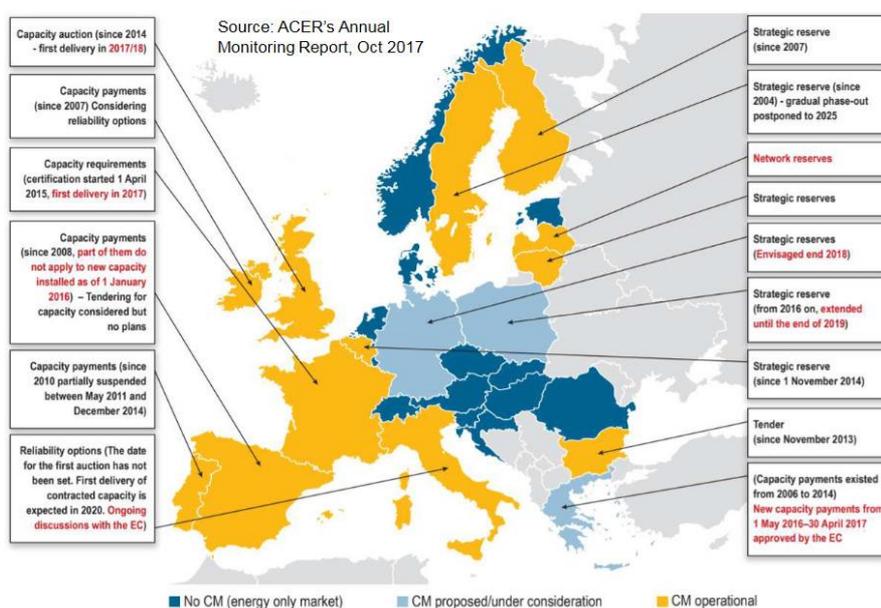
- El autor de la cita -

El capítulo de los anexos será de utilidad para añadir cosas relevantes pero que no encajaban a la perfección en la redacción de los capítulos. En estos anexos podemos encontrar los valores por año del coeficiente de seguridad, un mapa europeo de los distintos mecanismos de capacidad, los escenarios térmicos que la RTE supuso cuando inició las consultas para implementar el mecanismo en Francia etc...

Anexo A

Cómo ha sido expuesto en el capítulo 2, hay distintos tipos de mecanismos de capacidad y los países europeos eligen uno u otro según sus necesidades de suministro y/o desarrollo energético. En la Figura S puede verse un mapa de la situación actual de los mecanismos de capacidad en Europa:

Figura J



Anexo B

La Tabla E muestra los valores del coeficiente de seguridad cada año:

Tabla D

Año de entrega	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Coeficiente de seguridad	0,93	0,93	0,99	0,98	0,98	0,98

Anexo C

La RTE publicó en 2016, cuando el mecanismo estaba en proceso de consultas para su implementación, su evaluación de la seguridad de suministro de Francia, que se muestra en la Tabla F:

Tabla E

		2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021
Escenario térmico alto	Energía de falta de capacidad	2,0 GWh	1,4 GWh	2,5 GWh	2,7 GWh	0,8 GWh
	Esperanza de tiempo de falta de capacidad	0 h 45 min	0 h 30 min	1 h 00 min	0 h 45 min	0 h 15 min
	Margen o déficit de capacidad	4 700 MW	5 400 MW	3 600 MW	3 700 MW	6 600 MW
Escenario térmico bajo	Energía de falta de capacidad	8,6 GWh	13,4 GWh	26,5 GWh	26,2 GWh	7,6 GWh
	Esperanza de tiempo de falta de capacidad	2 h 30 min	3 h 45 min	6 h 45 min	6 h 15 min	2 h 15 min
	Margen o déficit de capacidad	600 MW	- 700 MW	- 2 500 MW	- 2 400 MW	900 MW

Según la RTE el escenario que debía considerarse en el caso de no aplicar el mecanismo de capacidad era el escenario *térmico bajo* que se correspondía con el cierre de algunas centrales, concretamente las que habían aplazado su cierre a la espera de si se implementaba el mecanismo de capacidad. El escenario *térmico alto* se corresponde en cambio con el mantenimiento de todas las centrales independientemente del coste, este caso era el caso ideal y no una correspondencia con el caso de la implementación del mecanismo.

Se ve cómo en el escenario *térmico bajo* la seguridad de suministro se ve amenazada desde 2017-2018. A raíz de este escenario, la RTE simula un invierno extremo en estos mismos años para ver la esperanza de falta de capacidad en horas.

El umbral de falta de capacidad en Francia es de 3 horas, en la Tabla G se ve cómo este límite es superado para todos los próximos 5 años en caso de sufrir un invierno extremo en ellos.

Tabla F

	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021
Esperanza de falta de capacidad	5 – 15 h	8 – 21 h	16 – 36 h	14 – 34 h	5 – 13 h

Anexo D

Es interesante confrontar distintas visiones sobre la aplicación de mecanismos de capacidad, por ello en este anexo, a modo de información adicional, se van a introducir brevemente las perspectivas que se han tomado en países como Alemania y Bélgica, representantes máximos del comportamiento de la UE, y en España por ser el país en el que nos encontramos.

Alemania y Bélgica sólo conciben el mercado de la energía como un mercado *energy only*, en el cual las señales de precios deben ser precisas; desde su punto de vista, un mercado de capacidad enturbiaría los precios de la energía y esto no sería óptimo. Sin embargo, la seguridad de suministro puede verse comprometida si no se dispone de un mecanismo de capacidad, por ello optan por la tipología de reserva estratégica.

Ciertas centrales con costes marginales más elevados (como los ciclos combinados o centrales de carbon), necesarios para asegurar el suministro, son declaradas reserva estratégica. Normalmente para ello se realiza una subasta de capacidad en la que los propietarios de las centrales ofertan su declaración como reserva estratégica (y su retirada del mercado) contra un pago durante un periodo definido. Mientras no sean necesarias para equilibrar el sistema, no participan en el mercado pero recibirán el pago acordado para mantenerse operativas. Cuando por razones de seguridad del sistema, el operador de transporte considere necesaria su intervención, entrarán en el mercado.

En España hasta el momento han existido los pagos administrativos orientados. Con esta metodología el gobierno remunera de forma fija a un cierto tipo de capacidad, bien para fomentar su desarrollo, como sería el caso con las renovables, o bien para mantener una tecnología en el sistema. En España se realiza un pago a los ciclos combinados para que estos permanezcan en el sistema. La diferencia fundamental con el mecanismo alemán es que los CCGT que reciben este pago por capacidad siguen participando en el mercado libremente. Evidentemente esta 'subvención' tiene un impacto en la formación de los precios de mercado.

Además en España también ha habido hasta el momento un mecanismo de reserva estratégica pero diferente al implementado en Alemania, el llamado *sistema de interrumpibilidad*. En este, el operador de la red puede pedir a los clientes industriales que reduzcan su demanda debido a escasez de oferta. Se ha planteado el cambio de este sistema por una reserva estratégica de subida (como en Alemania) de activación rápida, principalmente basada en renovables y fuentes bajas en CO₂, aunque existe incertidumbre entorno a si España posee los medios para llevar a cabo esta reserva, ya que es probable que de las fuentes renovables, solo las fuentes hidráulicas tengan la disponibilidad suficiente.

En abril de 2021, se ha presentado en España un nuevo proyecto de orden ministerial por el que se quiere introducir un mercado de capacidad. Este sería similar al de Francia, estando apoyado por distintas subastas, existiendo subastas a largo plazo para capacidad no existente (sería lo análogo al régimen plurianual en Francia) y subastas a corto plazo (máximo un año) para capacidad existente; habría tanto subastas principales, como subastas de balance que se plantearían a corto plazo en momentos necesarios. Este mercado se propone en un principio como un mecanismo centralizado, en el que el operador del sistema eléctrico español (REE⁸) será el fundamental en la implementación efectiva del mecanismo y la identificación de eventuales problemas.

España prevé un inicio similar al del mecanismo en Francia, en el que los precios de capacidad serán inicialmente bajos, para luego afianzarse en su tendencia al alza, subiendo los precios de la capacidad año tras año, para así cubrir el *missing money*.

Con toda esta información puede apreciarse la diferencia de conceptos entre los mecanismos de Alemania y Bélgica con Francia, apostando por un mercado *energy only* con una reserva estratégica de capacidad frente al mercado híbrido energía-capacidad de Francia. También es remarcable cómo hasta el momento España se había quedado rezagada en la implementación de un mecanismo, debido a que los pagos administrativos suelen necesitar de algún apoyo extra para su correcto funcionamiento con el mercado *energy only*, pero en la actualidad España intenta igualarse al resto de países, y parece que está aprendiendo de los baches encontrados por Francia e imitando al mecanismo inglés. De forma que el gobierno español estaría planteando un mecanismo centralizado, basado en subastas y permitiendo a la capacidad de interconexión europea (por la geografía de España esto engloba principalmente la interconexión con Francia) participar en este. Además, desde su inicio ya se ha planteado un plan análogo al régimen plurianual de inversión de Francia para fomentar el desarrollo de nueva capacidad.

⁸ REE: Red Eléctrica de España

