

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Análisis de las curvas de oferta del mercado eléctrico diario.

Autor: Álvaro Molleda del Río

Tutores: Ángel Luis Trigo García

Juan Manuel Roldán Fernández

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

Sevilla, 2019



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Análisis de las curvas de oferta del mercado eléctrico diario.

Autor:

Álvaro Molleda del Río

Tutores:

Ángel Luis Trigo García

Profesor Titular de Universidad

Juan Manuel Roldán Fernández

Profesor Ayudante Doctor

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

Sevilla, 2019

Trabajo Fin de Grado: Análisis de las curvas de oferta del mercado eléctrico diario.

Autor: Álvaro Molleda del Río

Tutores: Ángel Luis Trigo García

Juan Manuel Roldán Fernández

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2019

El Secretario del Tribunal

Agradecimientos

Teniendo en cuenta que este trabajo supone el último paso para completar la etapa de 4 años del grado, quisiera destacar y agradecer en primer lugar el apoyo que he sentido de forma ininterrumpida por parte de mi familia; en especial, de mis padres, mis hermanos y mi abuela.

Asimismo, me gustaría dar las gracias a todos los buenos profesores que a mi y a mis compañeros nos habéis transmitido tantísimos conocimientos y aprendizajes sobre la ingeniería y su profesión desde el primero hasta el último curso.

Por último, no puedo terminar sin dedicar unas palabras a todos y cada uno de mis amigos, tanto los que he podido conocer en la universidad como el resto; convertíais en mucho más amenos y hasta agradables los días de estudio y además hacíais posible desconectar y disfrutar de mil y una aventuras juntos cuando se antojaba necesario. A veces es difícil ser consciente, pero sin vuestra ayuda hubiera sido imposible llegar a la meta.

Álvaro Molleda del Río

Sevilla, 2019

Resumen

El presente Trabajo Fin de Grado se centra principalmente en dos grandes objetivos:

Por un lado, a partir de los datos históricos de la oferta de energía de producción en cada día y hora del mercado eléctrico de 2017, se obtiene un comportamiento representativo para distintas unidades de generación teniendo en cuenta las tecnologías más empleadas a día de hoy (térmica, ciclo combinado, nuclear, hidráulica, eólica...) y utilizando además distintos periodos temporales que conllevan a una mayor o menor precisión del modelo.

Por otro lado, una vez caracterizadas las unidades, se utilizan dichos datos para realizar una simulación del mercado y así obtener una predicción aproximada del precio y la energía de casación.

Abstract

This Final Degree Project is mainly focused on two principal objectives:

On the one hand, on the basis of historical data on the supply of production energy in each day and hour of the 2017 electricity market, a representative performance is obtained for different generation units, taking into account the technologies most used today (thermal, combined cycle, nuclear, hydraulic, wind...) and also using different time periods that lead to greater or lesser precision of the model.

On the other hand, once the units have been analysed, these data are used to simulate the market and thus obtain an approximate prediction of the matching price and energy.

Agradecimientos	vii
Resumen	ix
Abstract	xi
Índice	xiii
Índice de Tablas	xv
Índice de Figuras	xvii
Notación	xviii
1 Introducción	1
2 El mercado eléctrico en España	3
2.1. Breve explicación de su funcionamiento	3
2.2. Agentes participantes en el mercado eléctrico	4
3 Metodología	5
4 Caracterización de las curvas de oferta	7
4.1. Análisis Previo	7
4.2. Centrales Térmicas	9
4.3. Ciclo Combinado	12
4.4. Nucleares	14
4.5. Hidráulicas	18
4.6. Eólicas	21
4.7. Fotovoltaicas	24
5 Predicción del precio y la energía de casación	27
5.1. Resultados utilizando la característica semanal	27
5.2. Conclusiones del apartado	33
6 Conclusiones	35
7 Propuestas de mejoras	37
Referencias	39

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 5-1-1. Precios y energías de casación y sus respectivos errores respecto a los valores reales para la hora 4 de la semana 4.	28
Tabla 5-1-2. Precios y energías de casación y sus respectivos errores respecto a los valores reales para la hora 20 de la semana 4.	28
Tabla 5-1-3. Precios y energías de casación y sus respectivos errores respecto a los valores reales para la hora 4 de la semana 16.	29
Tabla 5-1-4. Precios y energías de casación y sus respectivos errores respecto a los valores reales para la hora 20 de la semana 16.	30
Tabla 5-1-5. Precios y energías de casación y sus respectivos errores respecto a los valores reales para la hora 4 de la semana 32.	31
Tabla 5-1-6. Precios y energías de casación y sus respectivos errores respecto a los valores reales para la hora 20 de la semana 32.	31
Tabla 5-1-7. Precios y energías de casación y sus respectivos errores respecto a los valores reales para la hora 4 de la semana 45.	32
Tabla 5-1-8. Precios y energías de casación y sus respectivos errores respecto a los valores reales para la hora 20 de la semana 45.	33

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1. Simulación del mercado eléctrico sin factor de escala.	5
Figura 4-1-1. Curvas agregadas de venta ofertada para la hora 1 en todo 2017.	7
Figura 4-1-2. Envolventes de compra (rojo) y venta (azul) ofertada para la hora 1 de todo 2017.	8
Figura 4-1-3. Curvas de venta ofertada para la unidad “COM5” en la hora 1 de todo 2017.	8
Figura 4-1-4. Características anuales de la unidad “COM5” en 2017.	9
Figura 4-2-1. Vista global de la característica anual para la hora 4 de algunas de las unidades térmicas estudiadas.	10
Figura 4-2-2. Vista global de la característica anual para la hora 20 de algunas de las unidades térmicas estudiadas.	10
Figura 4-2-3. Curva histórica de la unidad “ABO1” en la hora 4 del 25/01/2017 junto a su característica anual, trimestral, mensual y semanal.	11
Figura 4-2-4. Detalle de la curva histórica de la unidad “ABO1” en la hora 20 del 25/01/2017 junto a su característica anual, trimestral, mensual y semanal.	11
Figura 4-3-1. Característica anual en las horas 4 y 20 de las primeras seis unidades de ciclo combinado estudiadas.	12
Figura 4-3-2. Característica anual en las horas 4 y 20 de las últimas seis unidades de ciclo combinado estudiadas.	13
Figura 4-3-3. Curva histórica de la unidad “BES3” en la hora 4 del 19/04/2017 junto a su característica anual, trimestral, mensual y semanal.	13
Figura 4-3-4. Curva histórica de la unidad “LARES2” en la hora 20 del 09/08/2017 junto a su característica anual, trimestral, mensual y semanal.	14
Figura 4-4-1. Vista global de la característica anual para la hora 4 de las unidades nucleares estudiadas.	15
Figura 4-4-2. Vista global de la característica anual para la hora 20 de las unidades nucleares estudiadas.	15
Figura 4-4-3. Vista global por meses de la unidad “ASC1” para la hora 4 utilizando las características mensuales.	16
Figura 4-4-4. Vista global por meses de la unidad “ASC1” para la hora 20 utilizando las características mensuales.	16
Figura 4-4-5. Vista global por meses de la unidad “COF1” para la hora 4 utilizando las características mensuales.	17
Figura 4-4-6. Vista global por meses de la unidad “COF1” para la hora 20 utilizando las características mensuales.	17
Figura 4-4-7. Curva histórica de la unidad “ASC1” en la hora 4 del 27/06/2017 junto a su característica anual, trimestral, mensual y semanal.	18
Figura 4-4-8. Curva histórica de la unidad “COF1” en la hora 20 del 30/10/2017 junto a su característica anual, trimestral, mensual y semanal.	18
Figura 4-5-1. Vista global de la característica anual para la hora 4 de las unidades hidráulicas estudiadas.	19
Figura 4-5-2. Vista global de la característica anual para la hora 20 de las unidades hidráulicas estudiadas.	19
Figura 4-5-3. Vista global por meses de la unidad “ADOURO” para la hora 4 utilizando las características mensuales.	20

Figura 4-5-4. Vista global por meses de la unidad “ADOURO” para la hora 20 utilizando las características mensuales.	20
Figura 4-5-5. Vista global por meses de la unidad “TEMON” para la hora 4 utilizando las características mensuales.	21
Figura 4-5-6. Vista global por meses de la unidad “TEMON” para la hora 20 utilizando las características mensuales.	21
Figura 4-6-1. Vista global de la característica anual para la hora 4 de las unidades eólicas estudiadas.	22
Figura 4-6-2. Vista global de la característica anual para la hora 20 de las unidades eólicas estudiadas.	22
Figura 4-6-3. Vista global por meses de la unidad “CEVD215” para la hora 4 utilizando las características mensuales.	23
Figura 4-6-4. Vista global por meses de la unidad “CEVD215” para la hora 20 utilizando las características mensuales.	23
Figura 4-7-1. Vista global de la característica anual para la hora 13 de las unidades fotovoltaicas estudiadas.	24
Figura 4-7-2. Vista global de la característica anual para la hora 20 de las unidades fotovoltaicas estudiadas.	24
Figura 4-7-3. Vista global por meses de la unidad “CEVD019” para la hora 13 utilizando las características mensuales.	25
Figura 4-7-4. Vista global por meses de la unidad “CEVD019” para la hora 20 utilizando las características mensuales.	25
Figura 5-1-1. Simulación del mercado eléctrico diario para el día laborable y festivo de la semana 4 en el que se produce menor error en la predicción del precio de casación, tanto para la hora 4 como para la 20.	27
Figura 5-1-2. Simulación del mercado eléctrico diario para el día laborable y festivo de la semana 16 en el que se produce menor error en la predicción del precio de casación, tanto para la hora 4 como para la 20.	29
Figura 5-1-3. Simulación del mercado eléctrico diario para el día laborable y festivo de la semana 32 en el que se produce menor error en la predicción del precio de casación, tanto para la hora 4 como para la 20.	30
Figura 5-1-4. Simulación del mercado eléctrico diario para el día laborable y festivo de la semana 45 en el que se produce menor error en la predicción del precio de casación, tanto para la hora 4 como para la 20.	32

NOTACIÓN

Se aclara que en todas las figuras de este trabajo se representa energía, medida en MWh, frente a precio, medido en €/MWh.

OMIE Operador Mercado Ibérico-Polo español
NEMO “Nominated Electricity Market Operator”. En castellano: Operador designado para el mercado eléctrico.

1 INTRODUCCIÓN

Esto es una cita al principio de un capítulo.

- El autor de la cita -

Para comenzar, cabe recalcar la importancia cada vez más incesante que tiene la electricidad en el día a día de la inmensa mayoría de la población. La Agencia Internacional de la Energía considera que el futuro será cada vez más eléctrico por la posibilidad de consumir una energía que se generará de manera creciente por tecnologías no contaminantes. Todo ello hace que el precio de la electricidad se esté convirtiendo en un elemento muy importante para la sociedad en su conjunto, tanto para los usuarios domésticos, como para la empresa y la industria por el impacto que representa en su competitividad en un entorno abierto y globalizado.

Dicho esto, el siguiente paso es saber cómo se fija el precio de la electricidad en cada hora de cada día, para lo cual es necesario exponer la iniciativa PCR. El Price Coupling of Regions (PCR), es el proyecto de los mercados europeos de electricidad, para desarrollar un sistema de acoplamiento de mercados que calcule los precios de la electricidad en toda Europa, y que permita asignar la capacidad transfronteriza en los mercados de corto plazo. De este modo, el proyecto opera actualmente en ocho mercados de electricidad: EPEX SPOT, GME, HEnEX, Nord Pool Spot, OMIE, OPCOM, OTE y TGE, acoplando los precios de los mercados diarios de electricidad en Austria, Bélgica, Croacia, República Checa, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Francia, Alemania, Eslovaquia, Eslovenia, España, Irlanda, Italia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, los Países Bajos, Noruega, Polonia, Portugal, Rumanía, Suecia, Suiza y Reino Unido.

Por tanto, uno de los elementos esenciales del proyecto PCR es el desarrollo de un algoritmo único para realizar el acoplamiento de precios, el cual ha tomado el nombre de EUPHEMIA. Se utiliza para calcular las capacidades de transmisión, las posiciones netas y los precios de la electricidad en Europa, maximizando el bienestar social e incrementando la transparencia del cálculo y los flujos resultantes. Sin embargo, las compañías eléctricas no disponen de acceso al algoritmo, por lo que tienen que definir sus ofertas eminentemente en base a la experiencia y a métodos de “ensayo y error”.

Este último hecho hace surgir la siguiente cuestión: ¿Cuál sería una buena forma de poder predecir el precio de la electricidad a partir de los datos de los que sí disponen las compañías? El presente trabajo desarrolla una posible solución: caracterizar las curvas de venta ofertada de las unidades de generación que pertenecen a la “competencia” para lograr en base a ellas una reproducción de la casación y así obtener una predicción del precio de la electricidad para cualquier hora y día.

2 EL MERCADO ELÉCTRICO EN ESPAÑA

La electricidad es el alma del universo.

- John Wesley -

2.1. Breve explicación del funcionamiento del mercado diario

OMIE gestiona el mercado al por mayor (al contado o “spot”) de electricidad en la Península Ibérica. El mercado organizado de electricidad permite la compra y venta de electricidad entre los agentes (productores, consumidores, comercializadores, etc) a precio conocido, transparente y accesible.

Los precios de la electricidad en Europa se fijan diariamente (todos los días del año) a las 12:00 horas, para las veinticuatro horas del día siguiente, en lo que conocemos como Mercado Diario. El precio y el volumen de energía en una hora determinada se establecen por el cruce entre la oferta y la demanda, siguiendo el modelo marginalista adoptado por la UE en cumplimiento del Reglamento (UE) 2015/1222¹ de la Comisión de 24 de julio de 2015 por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones. Para ello, se utiliza el algoritmo aprobado para todos los mercados europeos (EUPHEMIA) que actualmente es de aplicación en España, Portugal, Alemania, Austria, Bélgica, Bulgaria, Croacia, Eslovaquia, Eslovenia, Estonia, Francia, Holanda, Hungría, Irlanda, Italia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Finlandia, Suecia, Dinamarca, Noruega, Polonia, Reino Unido, República Checa y Rumania.

Los agentes compradores y vendedores que se encuentren en España o en Portugal presentarán sus ofertas al mercado diario a través de OMIE, que es el único NEMO designado en dichos países. Sus ofertas de compra y venta son aceptadas atendiendo a su orden de mérito económico y en función de la capacidad de interconexión disponible entre las zonas de precio. Si en una cierta hora del día la capacidad de la interconexión entre dos zonas es suficiente para permitir el flujo de electricidad resultante de la negociación, el precio de la electricidad en esa hora será el mismo en ambas zonas. Si por el contrario, en esa hora la interconexión se ocupa totalmente, en ese momento el algoritmo para la fijación del precio (EUPHEMIA) da como resultado un precio diferente en cada zona. Durante el año 2018, el 95 % del tiempo el precio de la electricidad fue igual en España que en Portugal, lo que muestra una elevada convergencia de precios entre ambas zonas, sin embargo entre España y Francia esta cifra tan solo alcanzó el 27,5% de las horas.

El mecanismo descrito para la formación del precio de la electricidad en el mercado diario a nivel europeo se denomina acoplamiento (de precios) único diario.

Los resultados del mercado diario, a partir de la libre contratación entre agentes compradores y vendedores representan la solución más eficiente desde el punto de vista económico, pero dadas las características de la electricidad, se necesita que sea también viable desde el punto de vista físico. Por ello, una vez obtenidos estos resultados se remiten al Operador del Sistema para su validación desde el punto de vista de la viabilidad técnica. Este proceso se denomina gestión de las restricciones técnicas del sistema y asegura que los resultados del mercado sean técnicamente factibles en la red de transporte. Por tanto, los resultados del mercado diario sufren pequeñas variaciones como consecuencia del análisis de restricciones técnicas que realiza el Operador del Sistema, dando lugar a un programa diario viable.

¹ <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2015/1222/oj>

2.2. Agentes participantes en el mercado eléctrico

La actual LSE y la anterior con sus posteriores desarrollos legislativos han establecido y definido el papel de los diferentes sujetos participantes en el sector eléctrico:

- Los productores de energía eléctrica son aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, así como las de construir, operar y mantener las centrales de producción. En ningún caso tendrán la condición de productores los consumidores con autoproducción de energía eléctrica. Hasta la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013 y de la nueva ley del sector, los productores se dividían en función de la modalidad de generación utilizada en productores del régimen especial y productores del régimen ordinario. Actualmente, se ha eliminado los conceptos diferenciados de régimen ordinario y especial sin perjuicio de las consideraciones singulares que sea preciso establecer.

- El transportista es aquella sociedad mercantil que tiene la función de transportar energía eléctrica, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte.

- Los distribuidores son aquellas sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo.

- Los comercializadores son aquellas sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores usuarios que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional. Entre ellos, los comercializadores de referencia (anteriormente los Comercializadores de Último Recurso (CUR)), designados por el regulador, se encargan de suministrar energía a aquellos consumidores acogidos al precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC) antes la Tarifa de Último Recurso (TUR).

- Los consumidores son las personas físicas o jurídicas que compran la energía para su propio consumo. Aquellos consumidores que adquieran energía directamente en el mercado de producción se denominarán Consumidores Directos en Mercado.

- Los gestores de cargas del sistema son aquellas sociedades mercantiles que, siendo consumidores, están habilitados para la reventa de energía eléctrica para servicios de recarga energética, es decir, desarrollan la actividad destinada al suministro de energía eléctrica para la recarga de vehículos eléctricos.

- El Operador del Mercado Ibérico (OMI) lleva a cabo la gestión del mercado ibérico de electricidad (MIBEL). Esta gestión distingue, por un lado, la del mercado ibérico al contado (mercado spot), que está encomendada a OMI-Polo Español, S.A. (OMIE) y, por otro, la gestión de la Plataforma de Negociación del mercado de derivados (mercado a plazo), que es responsabilidad de OMI-Polo Portugués, S.A. (OMIP).

- El operador del sistema, Red Eléctrica de España (REE), es una sociedad mercantil que tiene como función principal llevar a cabo las actividades asociadas a la operación técnica del Sistema Eléctrico, garantizando la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación de los sistemas de producción y transporte.

3 METODOLOGÍA

En el presente apartado se explican brevemente algunos aspectos concernientes a la forma en la que se ha llevado a cabo el proyecto:

En primer lugar, los datos de partida han sido básicamente 365 estructuras con extensión “.mat” correspondientes a los 365 días del año 2017. Cada una de dichas estructuras contenía la información relativa a las 24 horas del día al que se refería (25 o 23 en las jornadas de cambio de hora) en cuanto a venta ofertada y casada, compra ofertada y casada (no son objeto de análisis en este trabajo), y por último, el código de las unidades que participaban en cada hora. Además, comentar que el programa utilizado para la realización de los códigos y gráficas ha sido MATLAB 2017a.

Seguidamente, las curvas características de venta ofertada de cada unidad se han obtenido, para un periodo temporal dado, a partir de las parejas de puntos (energía, precio) que aparecían un mínimo número de veces que se establece según el orden de magnitud del número de apariciones de la pareja de puntos más repetida. En concreto, si esta pareja más abundante se daba un nº de ocasiones de orden mayor o igual a 1000, el mínimo se fijaba en el orden dos veces inferior (en el caso de 1000, el mínimo sería 10). Si por el contrario, la pareja más abundante aparecía un nº de veces del orden de 100 o inferior, el mínimo se fijaba en 1.

Asimismo, para cada tramo de energía con el mismo valor inicial y final (por ejemplo de 0 a 160 MWh), se han cogido todos los precios a los que la unidad analizada en cada caso ofertaba esa cantidad de energía y se ha realizado una media ponderada para obtener el precio de ese tramo a usar en la característica, teniendo cuidado de que la curva saliera siempre con carácter ascendente. En consecuencia, de esta manera que se ha explicado se consiguen todas las curvas que se muestran en el apartado cuarto.

Por otro lado, para realizar la simulación del mercado eléctrico en el quinto apartado, utilizando la curva agregada de venta ofertada de las características semanales de las unidades, se obtenía en un principio un desajuste muy notable con respecto a la curva real (Figura 3-1), debido al desfase en términos de energía que puede surgir en ciertos días entre la curva real y la característica creada (Figuras 4-1-3 y 4-1-4), por lo que se optó por aplicar un factor de escala para adecuar el orden de magnitud de la curva agregada de las características al de la curva agregada con datos históricos, dividiendo el máximo valor de energía de la segunda entre el máximo valor de energía de la primera. Una vez hecho esto, se ha utilizado la fórmula del error relativo para evaluar la desviación entre la predicción del precio y energía de casación con los datos reales en cada fecha y hora escogida.

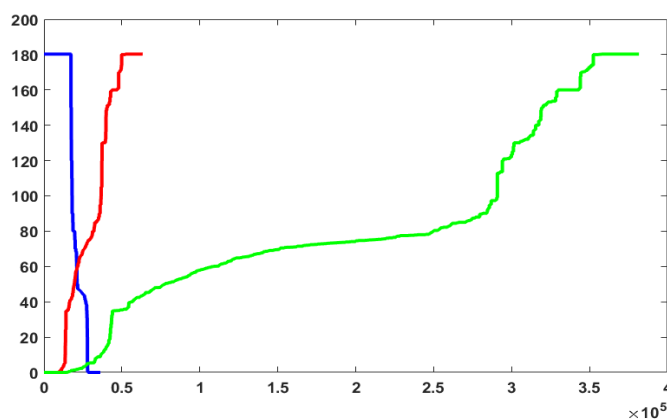


Figura 3-1. Simulación del mercado eléctrico sin factor de escala.

4 CARACTERIZACIÓN DE LAS CURVAS DE OFERTA

4.1. Análisis previo

De forma anterior a la obtención de las curvas que se muestran en los siguientes subapartados y que representan el comportamiento de las diferentes unidades en cuanto a su venta ofertada, se realizaron diversos estudios que acabaron por descartarse por diferentes motivos que se comentan a continuación:

En primer lugar, básicamente se superpuso en una misma gráfica la curva agregada de venta ofertada (a partir de los datos históricos) para todos los días del año en una cierta hora seleccionada, lo que en efecto resultaba en 365 curvas simultáneas que como se observa en la figura 4-1-1 no aportaba apenas información relevante.

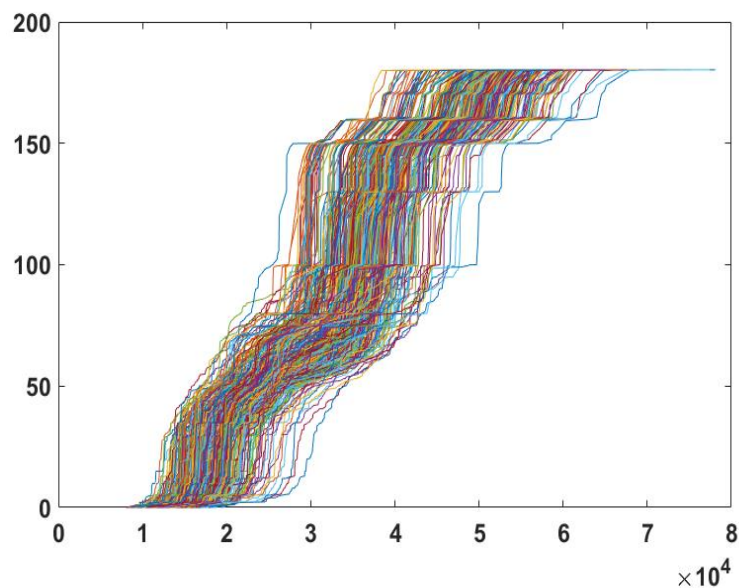


Figura 4-1-1. Curvas agregadas de venta ofertada para la hora 1 en todo 2017.

Seguidamente, la nueva idea para el análisis de las curvas de oferta fue obtener a partir de la gráfica anterior una curva envolvente superior e inferior tanto para la compra como para la venta con el objetivo de acotar la zona en la que se movía el precio de casación, tal y como se refleja en la figura 4-1-2. Sin embargo, este “área” resultó ser demasiado amplia, al mismo tiempo que se llegó a la conclusión de que este método tampoco iba a arrojar una información tan precisa como la que se buscaba.

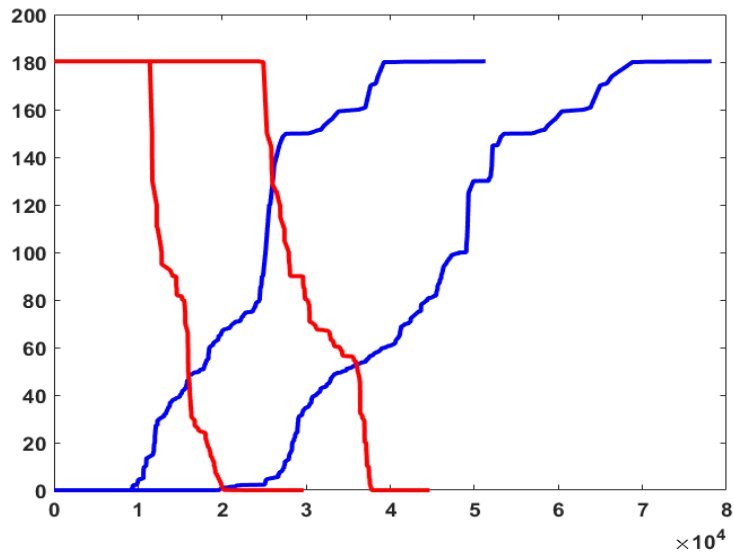


Figura 4-1-2. Envoltorios de compra (rojo) y venta (azul) ofertada para la hora 1 de todo 2017.

En tercer lugar, se optó por la solución casi final: analizar las curvas de venta ofertada de cada unidad por separado en cada una de las horas del día; un ejemplo de ello se vislumbra en la figura 4-1-3. No obstante, como se puede apreciar, seguían apareciendo demasiadas curvas en la misma gráfica, por lo que se decidió crear para cada unidad una o varias (pocas) curvas que dieran cuenta del comportamiento de la misma durante el año y posteriormente también durante otros periodos de tiempo distintos. Así, en la figura 4-1-4 aparecen lo que inicialmente eran las dos curvas que representaban, en este caso, a la unidad “COM5”; sus dos tendencias más comunes a lo largo del año.

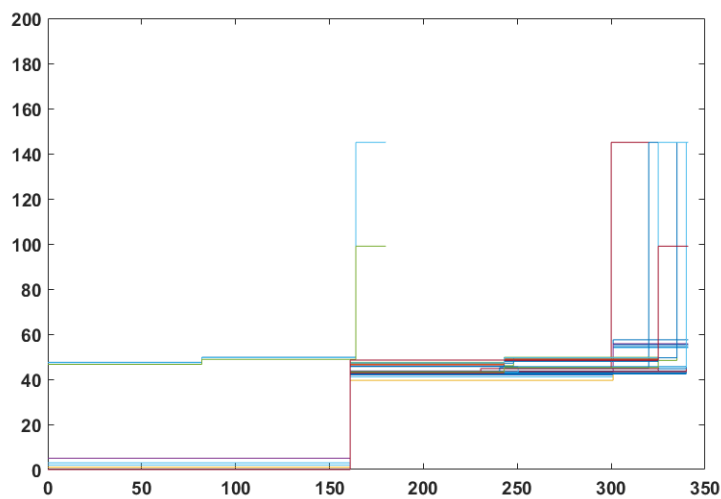


Figura 4-1-3. Curvas de venta ofertada para la unidad “COM5” en la hora 1 de todo 2017.

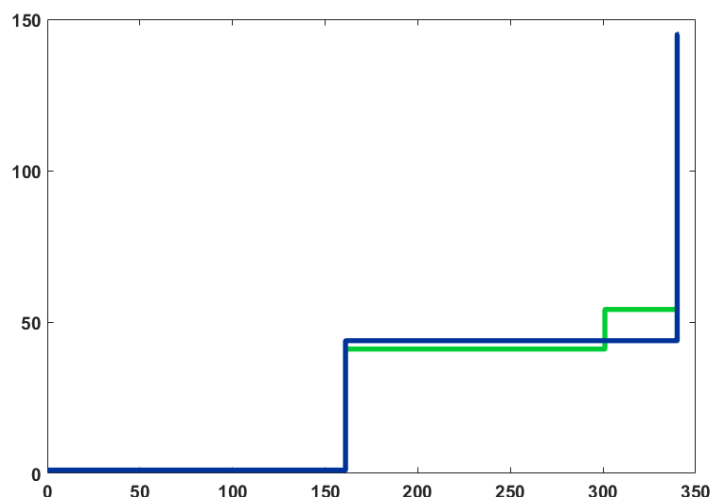


Figura 4-1-4. Características anuales de la unidad "COM5" en 2017.

Por último, mencionar que finalmente se decidió no poner en práctica la técnica usada en la última figura, a pesar de ser la solución óptima, debido a la complejidad del código. Por tanto, se ha utilizado de manera definitiva en este proyecto una única característica para cada unidad y periodo temporal, las cuales son las que se estudian al detalle en los siguientes subapartados, clasificados según la tecnología empleada para generar energía eléctrica. El hecho de no haber considerado varias características para un mismo periodo se deja constatado en el séptimo apartado del trabajo de cara a una futura ampliación y mejora del análisis realizado.

4.2. Centrales Térmicas

En primer lugar dentro de este grupo de subapartados, nos centramos en el estudio de las unidades de generación térmica, entre las que incluimos todas aquellas que sirven de combustibles fósiles para generar la electricidad, sin hacer distinción de cual de ellos utilizan concretamente (carbón, petróleo, gas natural,...).

Para comenzar el análisis, en las figuras 4-2-1 y 4-2-2 se ha graficado la característica anual de varias de las unidades térmicas estudiadas para las horas 4 y 20 (representativas de los periodos valle y punta de demanda respectivamente) y la conclusión es que todas siguen alguno de estos dos comportamientos:

- Primer tramo de energía ofertado a precio cero en la hora punta, pero no así en la hora valle donde el precio es bastante superior. Ejemplos: "CCO3", "COM5", "SRI3".
- Primer tramo de energía ofertado a precio cero tanto en la hora punta como en la hora valle. Ejemplos: "LAD4", "MEI1", "SINES1".

Además, en cuanto a cantidad de energía ofertada en una cierta hora, todas excepto "GUA1" se mueven en el intervalo de los 300-600 MWh aproximadamente.

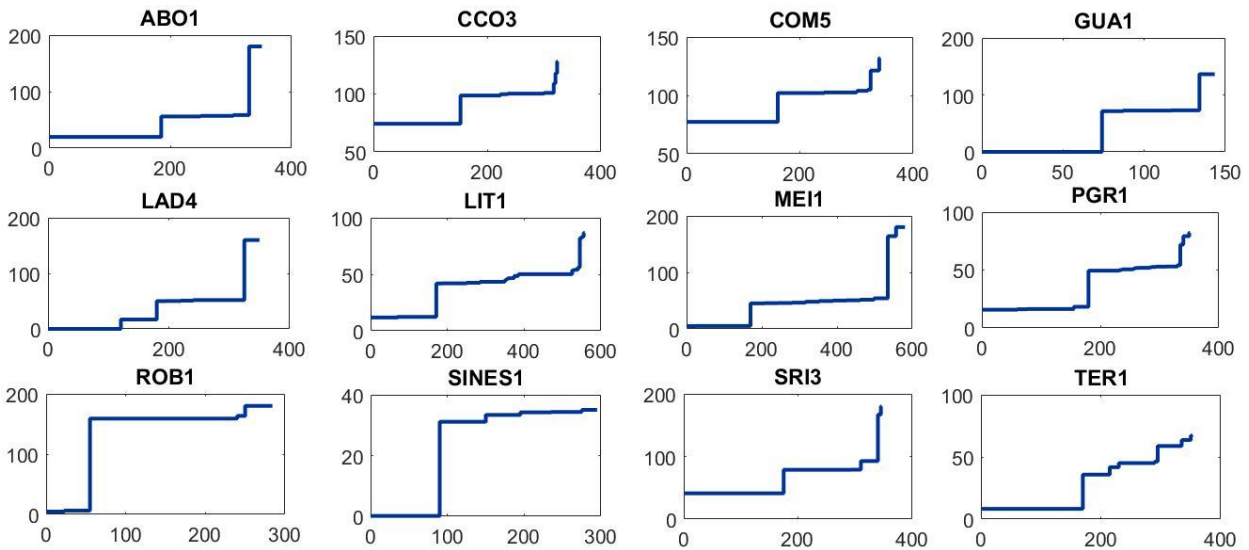


Figura 4-2-1. Vista global de la característica anual para la hora 4 de algunas de las unidades térmicas estudiadas.

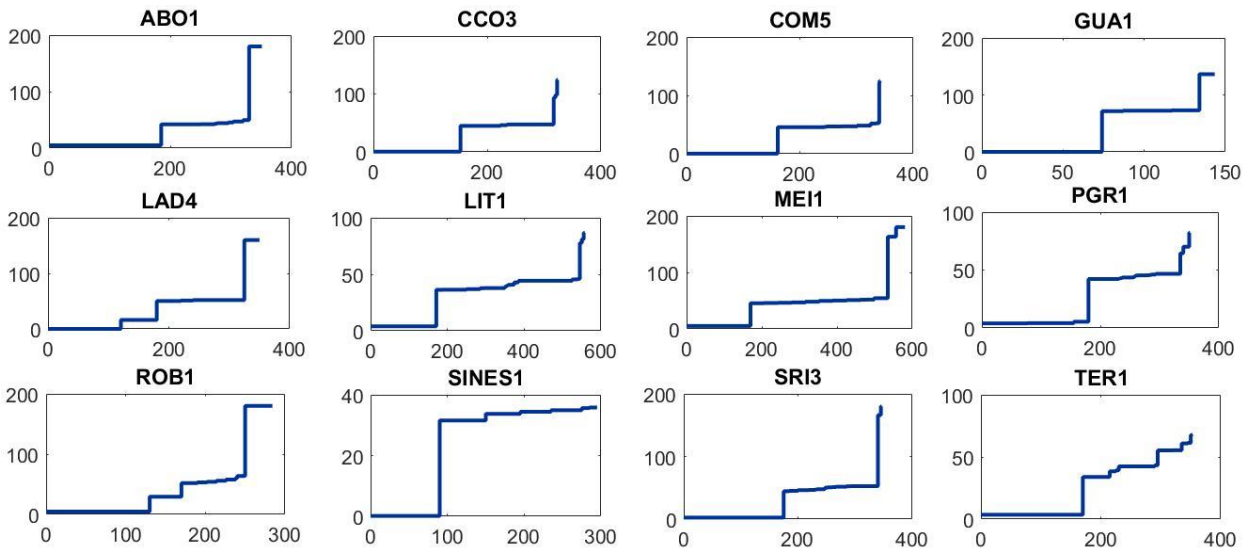


Figura 4-2-2. Vista global de la característica anual para la hora 20 de algunas de las unidades térmicas estudiadas.

A continuación, en las figuras 4-2-3 y 4-2-4 se ha escogido una fecha y una hora concretas para representar la curva de venta ofertada de una cierta unidad (en este caso “ABO1”) a partir de sus datos históricos (reales) junto con su característica anual, trimestral, mensual y semanal correspondientes, en los tres últimos casos, a la fecha y hora seleccionadas.

En la primera de las figuras, se observa la curva de venta ofertada de la unidad indicada en el párrafo anterior en la hora 4 del 25 de enero de 2017, por lo que la característica trimestral utilizada es la de invierno, la mensual es la de enero y por último, la semanal es la que se ha diseñado a partir de los datos de la cuarta semana del año. De esta manera, queda constatado en este caso que la característica que más se asemeja a los datos históricos es la semanal, sobretodo por el hecho de que se superpone a la real (en negro) en el primer tramo de energía, diferenciándose así de la característica mensual que también se aproxima de manera notable.

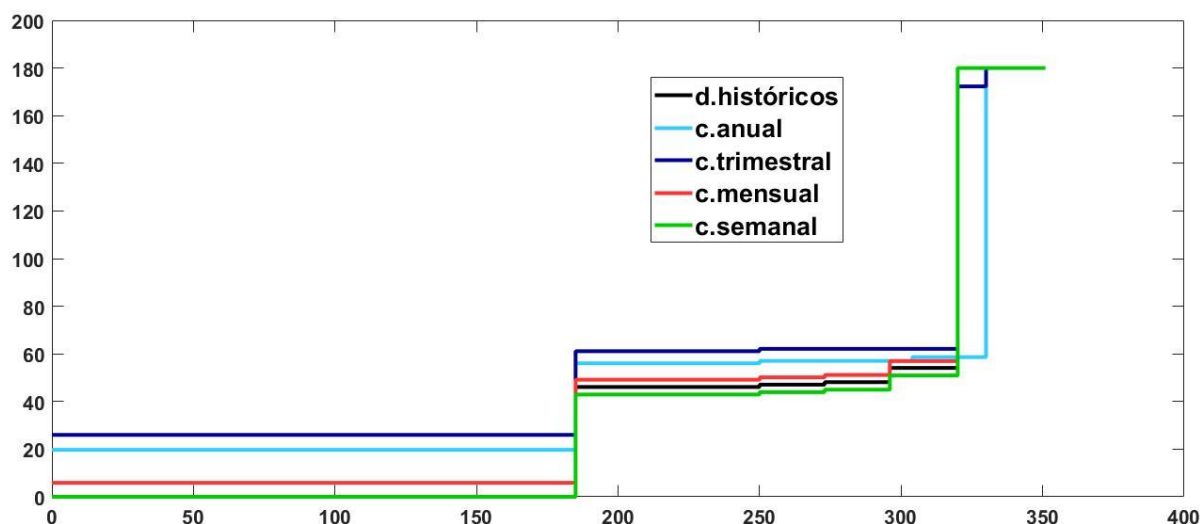


Figura 4-2-3. Curva histórica de la unidad “ABO1” en la hora 4 del 25/01/2017 junto a su característica anual, trimestral, mensual y semanal.

En la segunda figura de las dos mencionadas (que se relaciona con la hora 20 del mismo día empleado en la gráfica anterior), no obstante, resulta que la característica mensual es la que más se aproxima a la curva real.

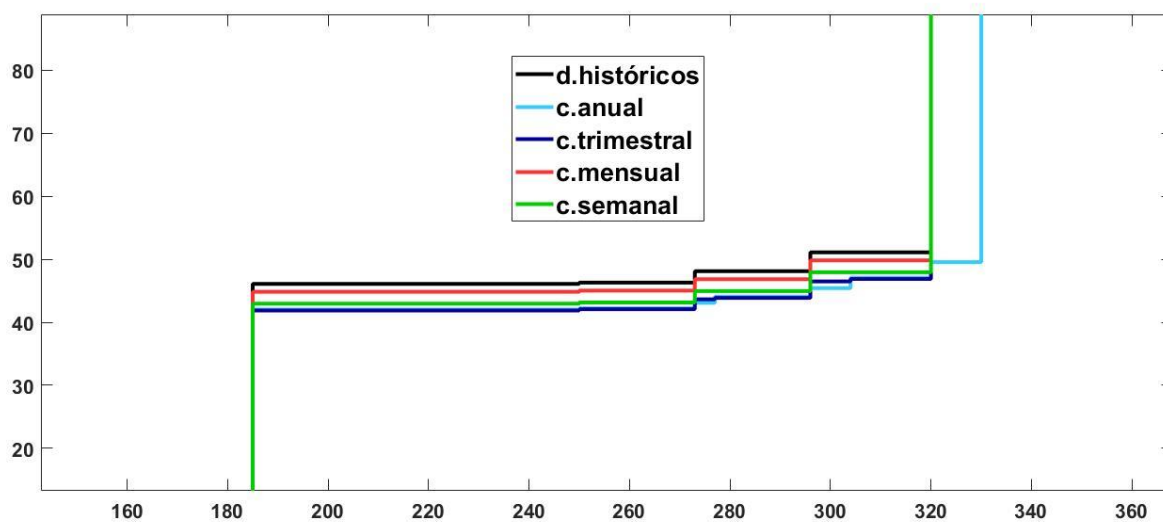


Figura 4-2-4. Detalle de la curva histórica de la unidad “ABO1” en la hora 20 del 25/01/2017 junto a su característica anual, trimestral, mensual y semanal.

4.3. Ciclo Combinado

En segundo lugar, dedicamos este subapartado al análisis de las unidades correspondientes a centrales de ciclo combinado, es decir, las que utilizan tanto una turbina de vapor (ciclo de Rankine) como una turbina de gas (ciclo Brayton) para subir el rendimiento en el proceso de generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles. Se trata de una de las tecnologías más empleadas en España hoy en día.

Para empezar, se encuentran las figuras 4-3-1 y 4-3-2 en las que se muestran las características anuales en las horas 4 y 20 de hasta 12 unidades de ciclo combinado y en las cuales se pueden observar distintas tendencias que se detallan a continuación:

- Unidades que ofertan a un precio muy alto en la hora valle (no les interesa entrar al mercado) y a un precio competitivo en la hora de máxima demanda. Ejemplos: “ACE3”, “ARCOS1”, “BES3”.
- Unidades que comienzan ofertando a un precio mayor en la hora valle que en la punta. Ejemplos: “LARES1”, “LARES2”.
- Unidades que ofertan el primer tramo de energía a precio nulo. Ejemplos: “PALOS1”, “PALOS2”, “PALOS3”, “CAMGI10”,
- Unidades que ofertan, en ambas horas seleccionadas, a un precio muy alto. Ejemplo: “ECT2”.
- Unidades que ofertan desde un precio competitivo en adelante, tanto en hora valle como en hora punta. Ejemplos: “ECT3”, “TAJO”.

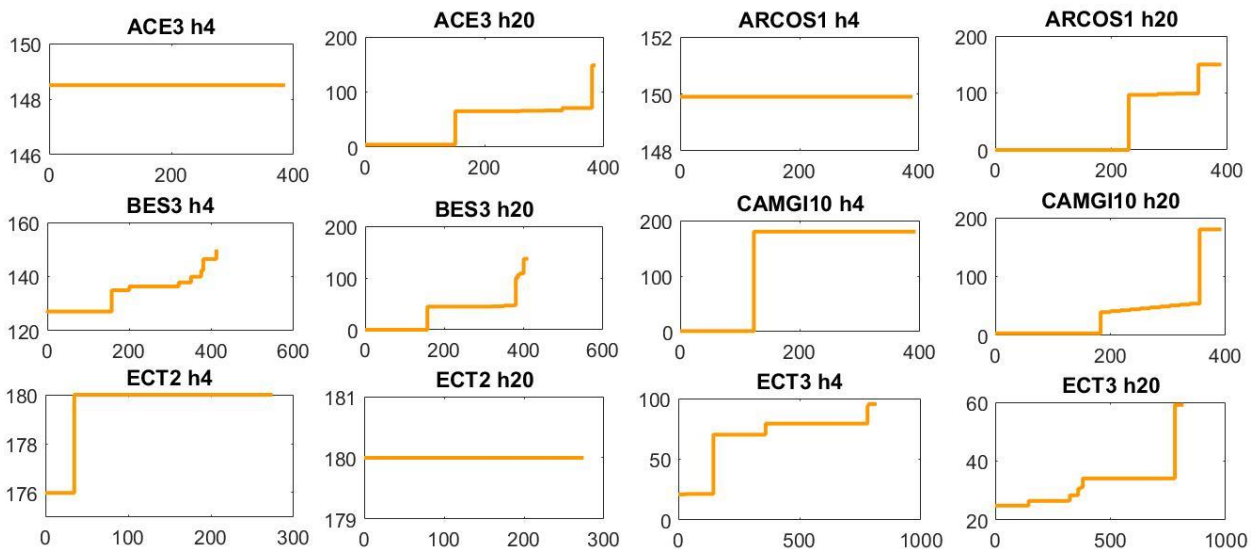


Figura 4-3-1. Característica anual en las horas 4 y 20 de las primeras seis unidades de ciclo combinado estudiadas.

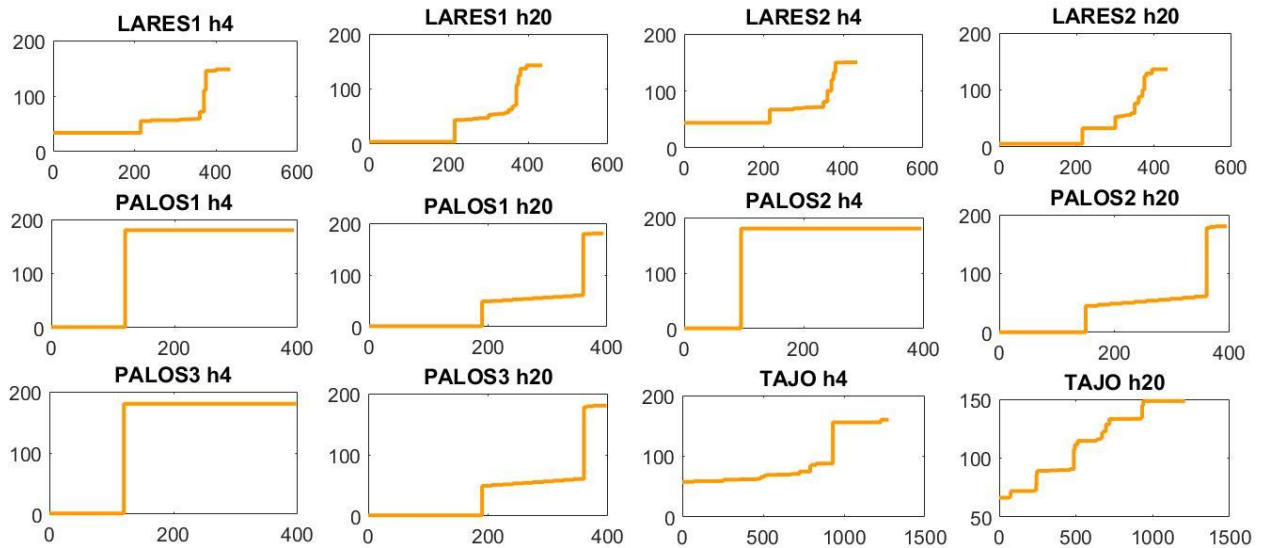


Figura 4-3-2. Característica anual en las horas 4 y 20 de las últimas seis unidades de ciclo combinado estudiadas.

Seguidamente, en las figuras 4-3-3 y 4-3-4 se compara la curva real (con datos históricos) de la unidad “BES3” en la hora 4 del 19/04/2017 y de la unidad “LARES2” en la hora 20 del 09/08/2017 respectivamente, con sus características anuales, trimestrales, mensuales y semanales asociadas a los días y horas indicados.

En ambas gráficas ocurre que la característica semanal, como resulta más lógico, es la que posee mayor exactitud respecto a la curva real. No obstante, sorprende que en la primera imagen las características anual y trimestral se acerquen más a los datos históricos que la característica mensual.

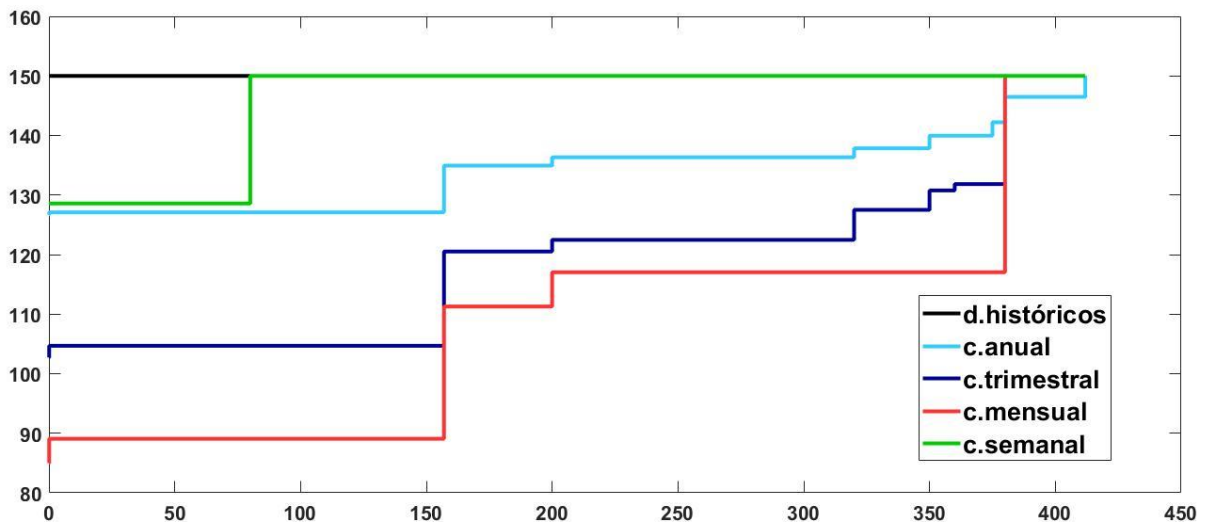


Figura 4-3-3. Curva histórica de la unidad “BES3” en la hora 4 del 19/04/2017 junto a su característica anual, trimestral, mensual y semanal.

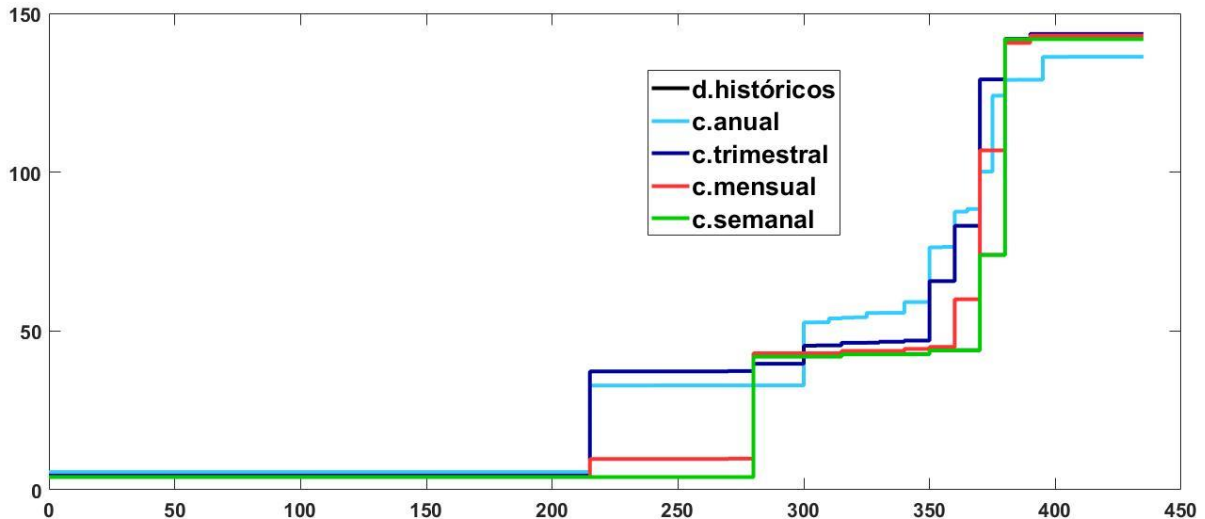


Figura 4-3-4. Curva histórica de la unidad “LARES2” en la hora 20 del 09/08/2017 junto a su característica anual, trimestral, mensual y semanal.

4.4. Nucleares

En tercer lugar, procedemos al estudio de las unidades de generación que obtienen energía eléctrica a partir de combustibles nucleares (como son el uranio o el plutonio) mediante un proceso de fisión nuclear que se lleva a cabo dentro de la instalación comúnmente conocida como “reactor nuclear”. Actualmente en España existen pocas unidades de este tipo y además otro hecho característico es que este tipo de centrales están diseñadas para funcionar el máximo número de horas posibles al año, por lo que tradicionalmente suelen ser unidades que ofertan a precio cero o bajo para tener muchas probabilidades de entrar en el mercado.

Así, debido a la diversidad de comportamientos, es interesante analizar las figuras 4-4-1 y 4-4-2 para cada unidad o grupo de dos por separado:

- “ALZ1” y “ALZ2”, correspondientes a la central de Almaraz, tienen características idénticas entre sí y tanto para las horas valle como para las punta, ofertando siempre a precio cero, por lo que cumple con la premisa indicada en el primer párrafo de este subapartado.
- “ASC1” y “ASC2” ofertan, cada una con su comportamiento, de manera idéntica en hora valle que en punta. La primera lo hace a precio muy elevado, lo que quiere decir que no le interesa entrar al mercado; y la segunda sí oferta a precio cero, pero la cantidad de energía puesta en juego es muy pequeña en comparación con “ASC1”.
- “COF1” posee una curva característica anual de oferta radicalmente distinta según sea hora valle o punta (en ambas la cantidad de energía es bastante alta): en hora de poca demanda sí oferta a precio cero mientras que en hora punta la totalidad de la energía puesta en juego es a un precio del orden de los 50 €/MWh.
- De “VAN2” destaca sobretodo que apenas realiza oferta de energía en la hora punta de demanda estudiada (hora 20).

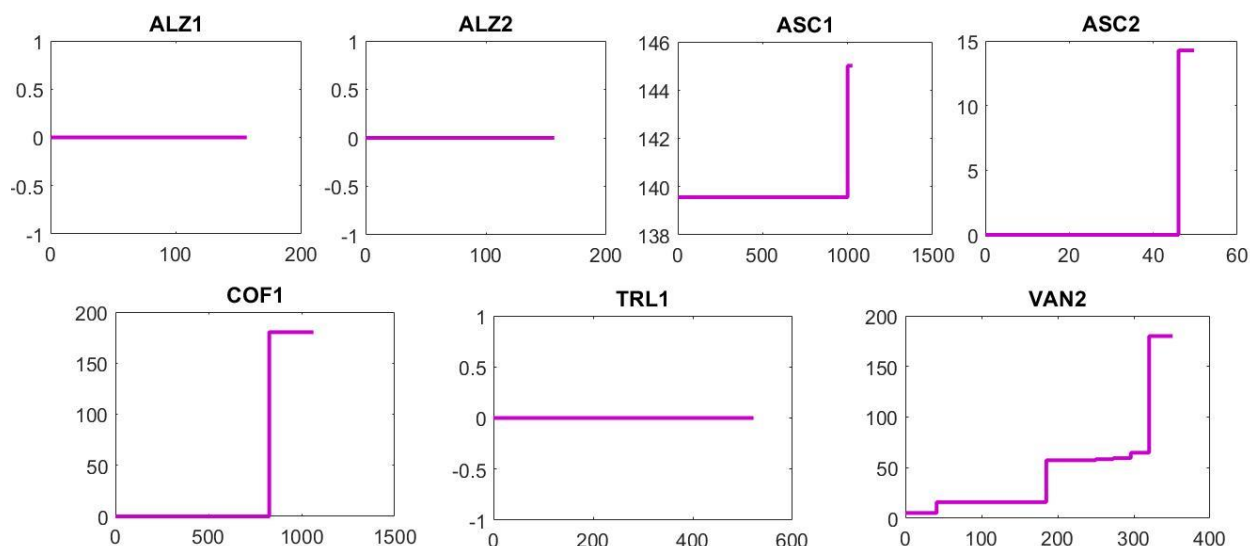


Figura 4-4-1. Vista global de la característica anual para la hora 4 de las unidades nucleares estudiadas.

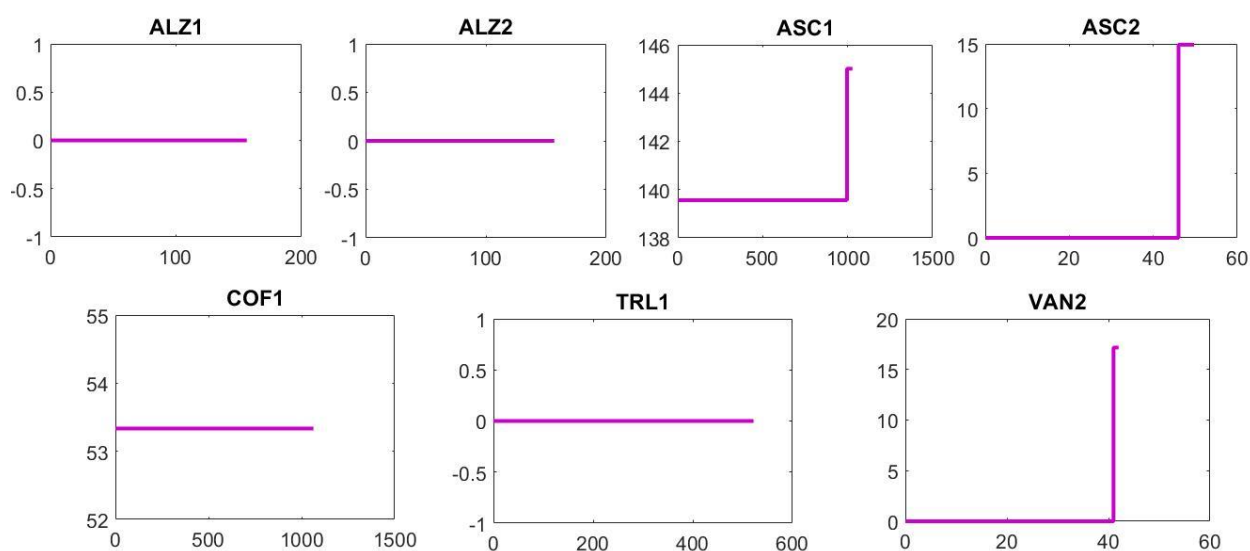


Figura 4-4-2. Vista global de la característica anual para la hora 20 de las unidades nucleares estudiadas.

Para continuar con un análisis más exhaustivo, se procede a realizar un estudio por meses (tanto en la hora 4 como en la hora 20) de las unidades “ASC1” y “COF1”.

Con respecto a la primera (Figuras 4-4-3 y 4-4-4), como ya se intuía con las características anuales, “ASC1” posee un comportamiento idéntico (también por meses) tanto si es hora valle como si es punta. Sin embargo, llama la atención que junio es el único mes en el que oferta por debajo de los 50 €/MWh, por lo que una razón podría ser que se encuentra comprometida a largo plazo todos los meses menos el mencionado.

Asimismo, en lo que se refiere a las cantidades de energía ofertada, destaca la enorme diferencia entre los meses de abril, mayo, junio y noviembre respecto a los demás.

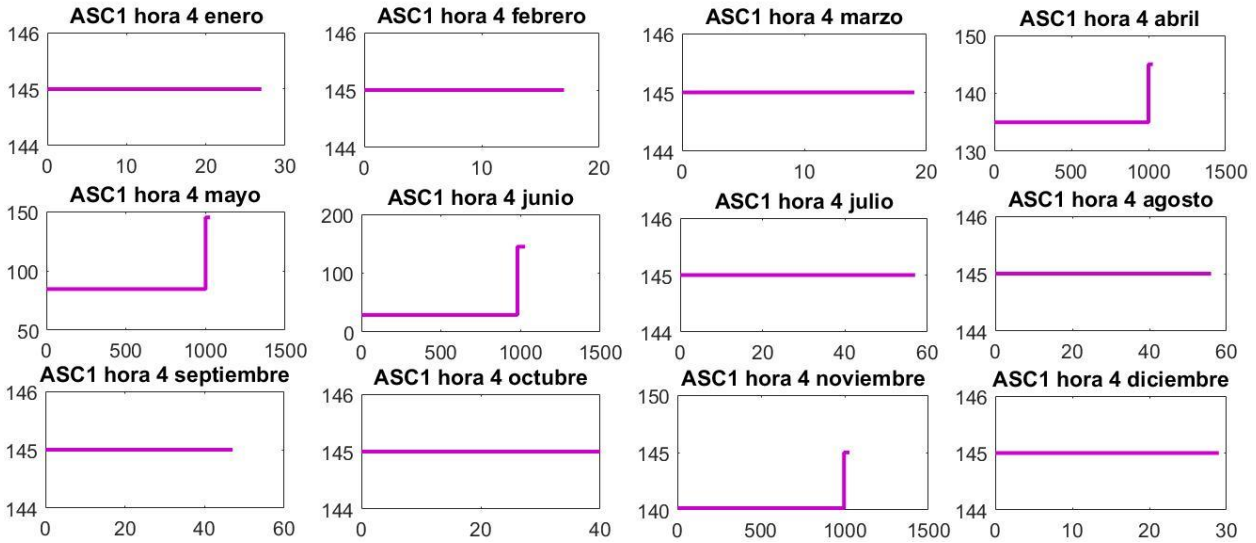


Figura 4-4-3. Vista global por meses de la unidad “ASC1” para la hora 4 utilizando las características mensuales.

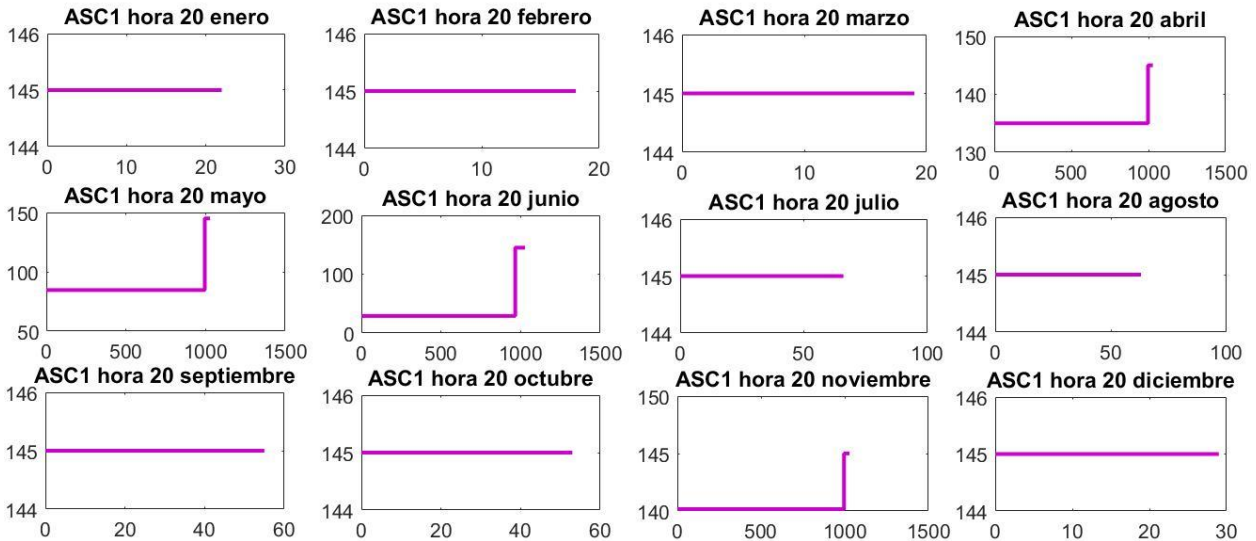


Figura 4-4-4. Vista global por meses de la unidad “ASC1” para la hora 20 utilizando las características mensuales.

Con respecto a la segunda unidad escogida para el estudio por meses (figuras 4-4-5 y 4-4-6), en la hora 4 solo oferta en cinco meses del año, apareciendo cantidades considerables de energía exclusivamente en los meses de octubre y diciembre, a precio cero la mayoría. En cuanto a la hora 20, solo oferta los meses de febrero, octubre y diciembre; a precio muy elevado en el primero y a cero en los otros dos.

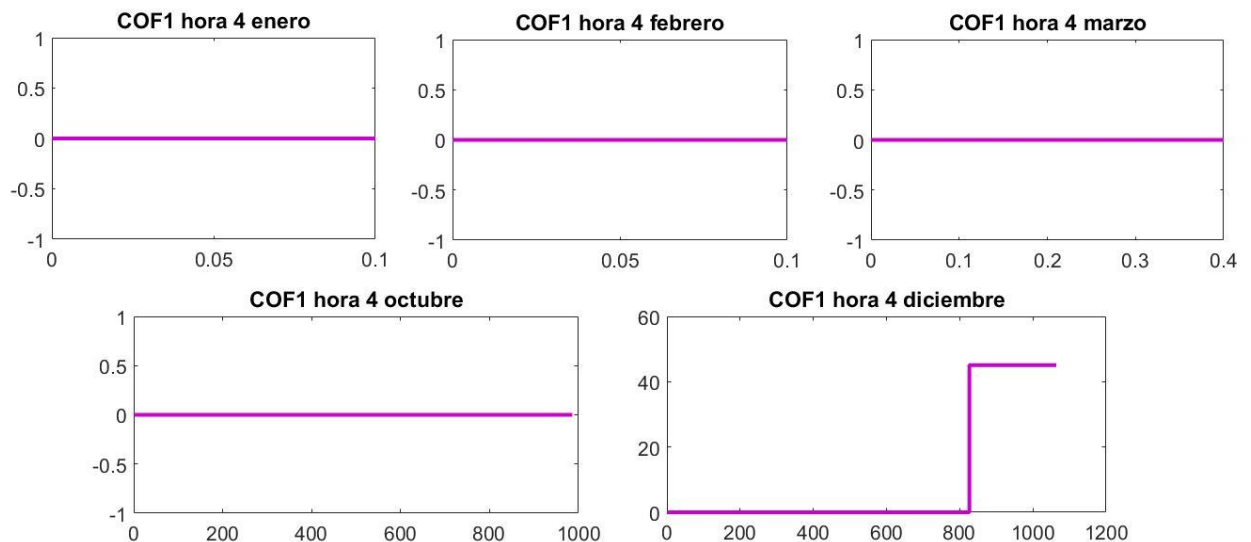


Figura 4-4-5. Vista global por meses de la unidad “COF1” para la hora 4 utilizando las características mensuales.

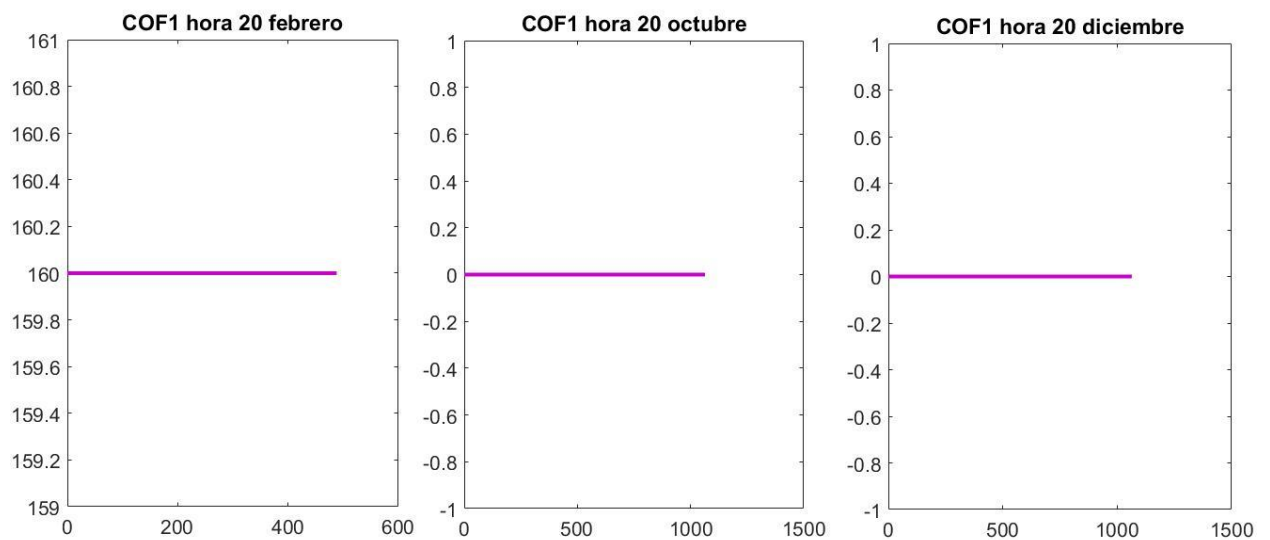


Figura 4-4-6. Vista global por meses de la unidad “COF1” para la hora 20 utilizando las características mensuales.

Para finalizar, en las figuras 4-4-7 y 4-4-8 se ha graficado la curva histórica de la unidad “ASC1” junto al conjunto de sus características para la hora 4 del 27/06/2017 y la de “COF1” y sus características para la hora 20 del 30/10/2017, respectivamente. En la primera imagen, se observa que ninguna de las características se aproxima adecuadamente a la curva real durante todo el recorrido, siendo más adecuada la curva mensual en el primer tramo de energía y la anual en el segundo. En la segunda imagen, sí que existen tres características que se superponen a la curva real (trimestral, mensual y semanal), por lo que en este caso concreto sí se conseguiría un modelo óptimo.

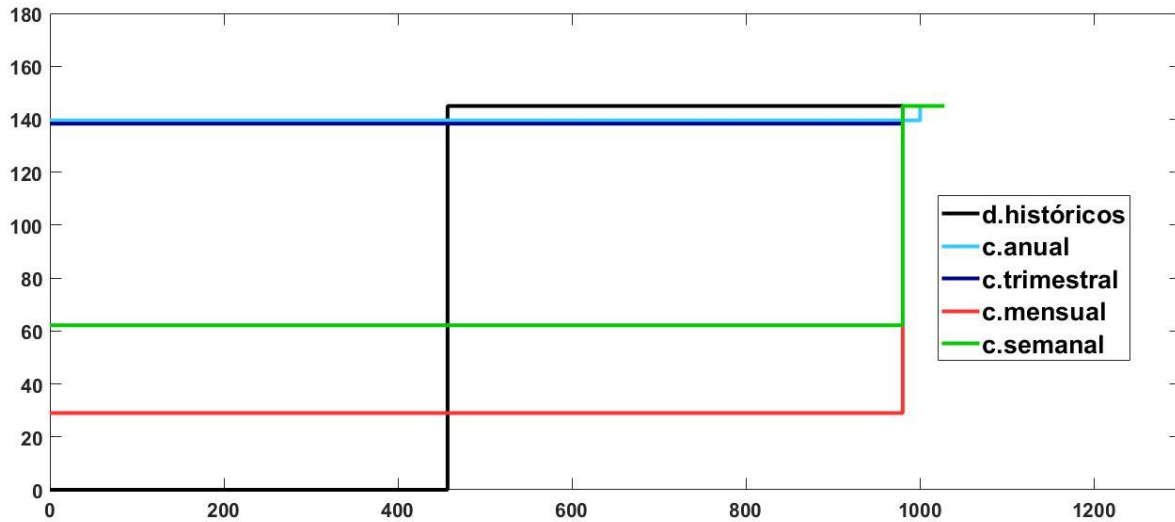


Figura 4-4-7. Curva histórica de la unidad “ASC1” en la hora 4 del 27/06/2017 junto a su característica anual, trimestral, mensual y semanal.

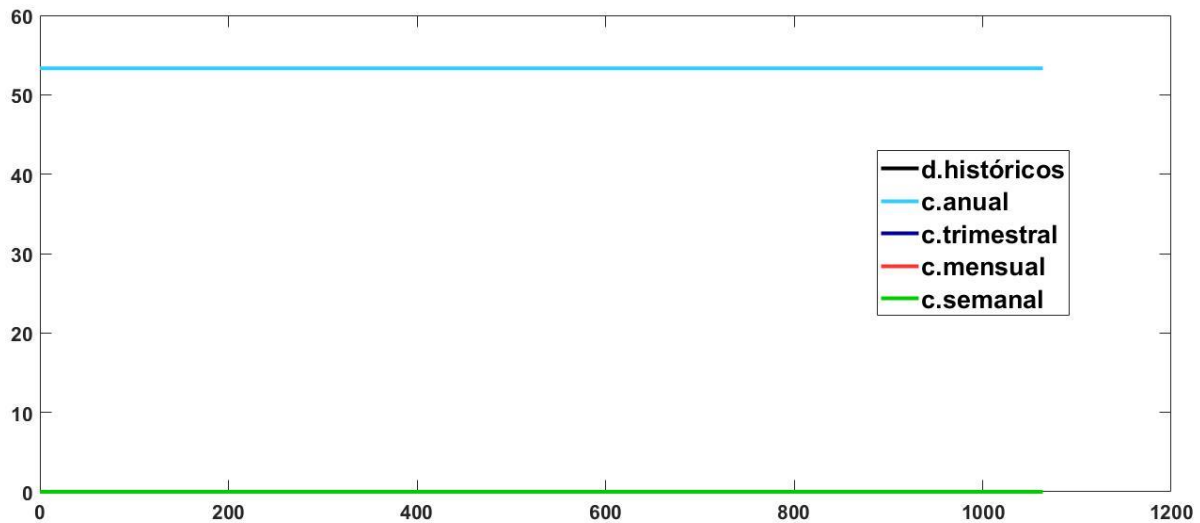


Figura 4-4-8. Curva histórica de la unidad “COF1” en la hora 20 del 30/10/2017 junto a su característica anual, trimestral, mensual y semanal.

4.5. Hidráulicas

En este subapartado nos centraremos en el estudio de las unidades de generación que se corresponden con centrales hidráulicas de agua embalsada o de agua fluyente (instaladas en el cauce de los ríos).

En un primer vistazo global a las características anuales del conjunto de unidades hidráulicas analizadas, tanto para la hora 4 como para la 20 (Figuras 4-5-1 y 4-5-2), se extraen algunas conclusiones:

- Excepto “IPG” y “UFBG”, todas las unidades empiezan a ofertar en un precio en torno a los 50 €/MWh tanto en la hora 4 como en la 20. Sin embargo, las cantidades de energía ofertadas a precio bajo por estas dos unidades son relativamente bajas (unos 150 MWh máx.) respecto a otras como “ADOURO” o “MUEL” que ofertan energía (a precio competitivo) del orden de 1000 MWh.
- “TEMON” al igual que “ADOURO” en la hora 20 sí ofertan una cierta cantidad de energía (del orden de los 100 MWh) a precio bajo.

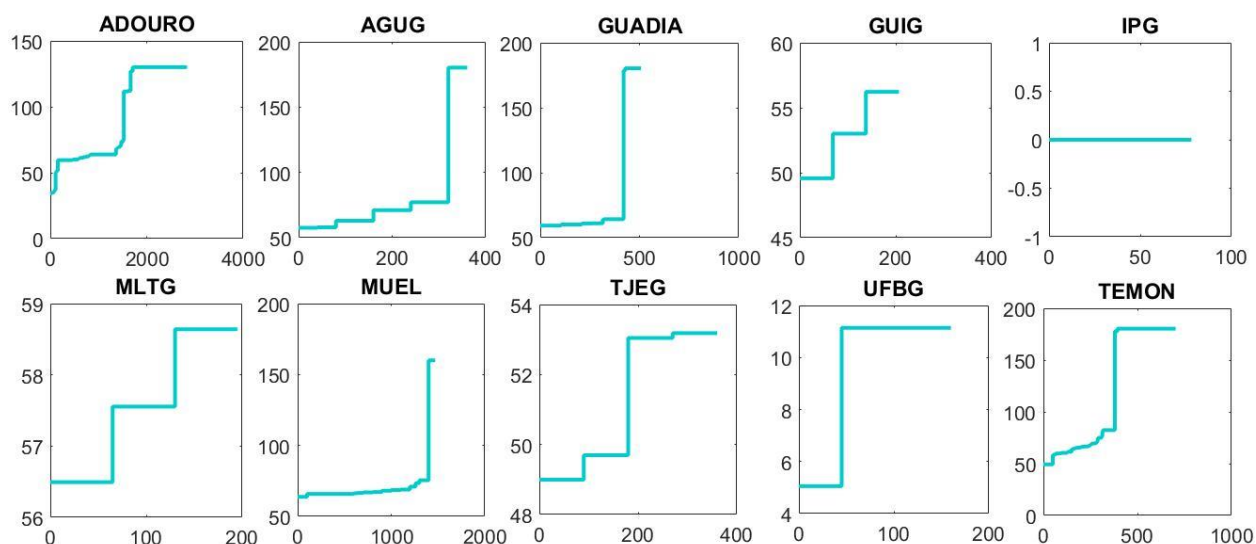


Figura 4-5-1. Vista global de la característica anual para la hora 4 de las unidades hidráulicas estudiadas.

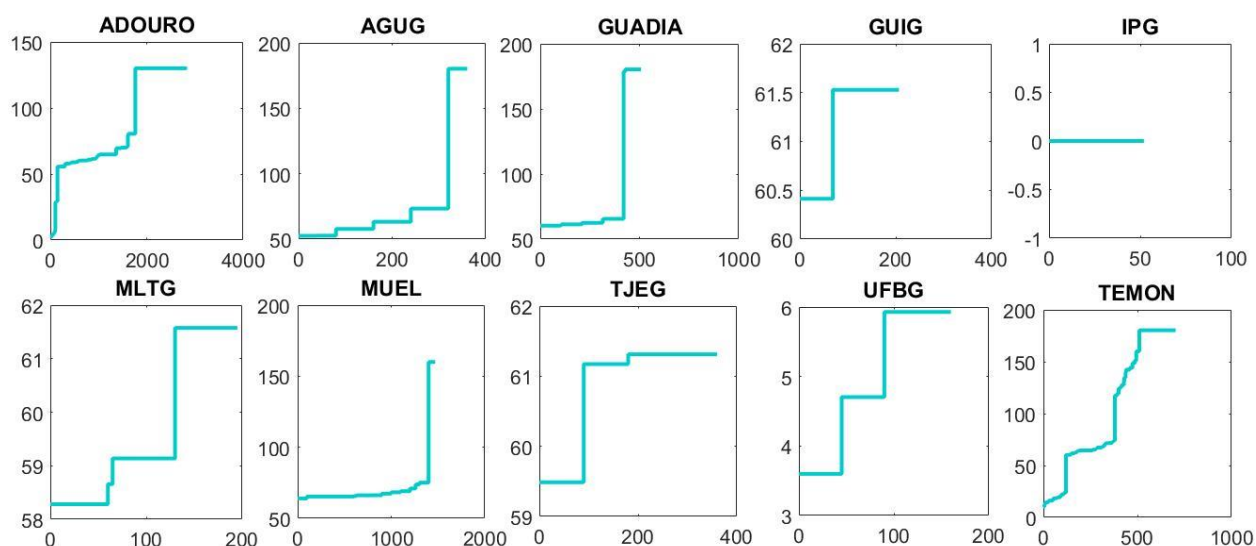


Figura 4-5-2. Vista global de la característica anual para la hora 20 de las unidades hidráulicas estudiadas.

Seguidamente se desarrolla, como en los subapartados anteriores, un estudio por meses de dos de las unidades que aparecen en las figuras anteriores: “ADOURO” y “TEMON” (ambas portuguesas).

Del análisis de la primera (horas 4 y 20), concluimos que en general en la hora valle oferta a precio mayor que en la hora punta, exceptuando los meses de febrero, marzo y abril, lo cual podría deberse a que se trata de épocas de abundante lluvia.

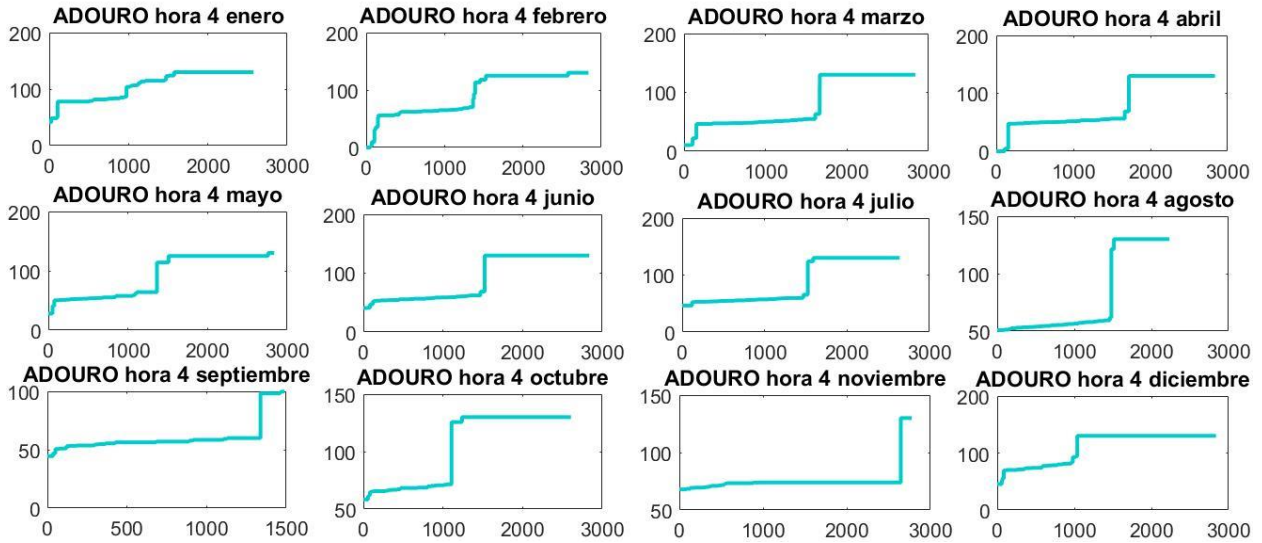


Figura 4-5-3. Vista global por meses de la unidad “ADOURO” para la hora 4 utilizando las características mensuales.

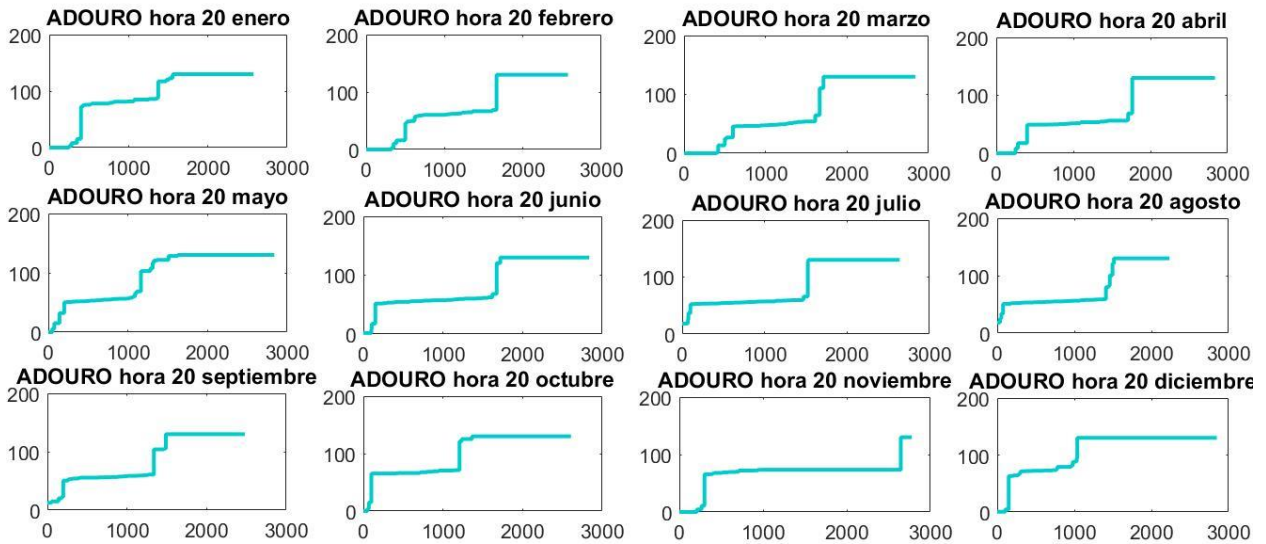


Figura 4-5-4. Vista global por meses de la unidad “ADOURO” para la hora 20 utilizando las características mensuales.

En el análisis de la segunda (también horas 4 y 20), se observa para la hora valle el mismo fenómeno que en la otra unidad: precio bajo en los meses de febrero y marzo. Sin embargo, en este caso también sobresale otro hecho: en la hora 20, en los meses de mayo, agosto y septiembre no se oferta a precio nulo, lo cual puede tener su origen en algo parecido al otro fenómeno pero al contrario: son periodos en los que las lluvias suelen ser escasas.

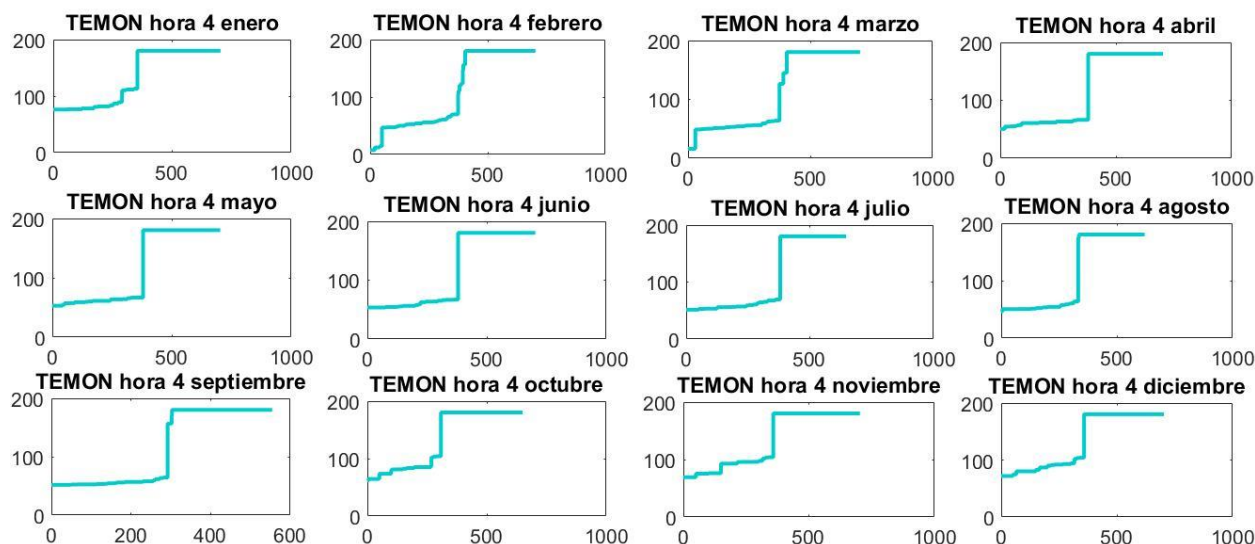


Figura 4-5-5. Vista global por meses de la unidad “TEMON” para la hora 4 utilizando las características mensuales.

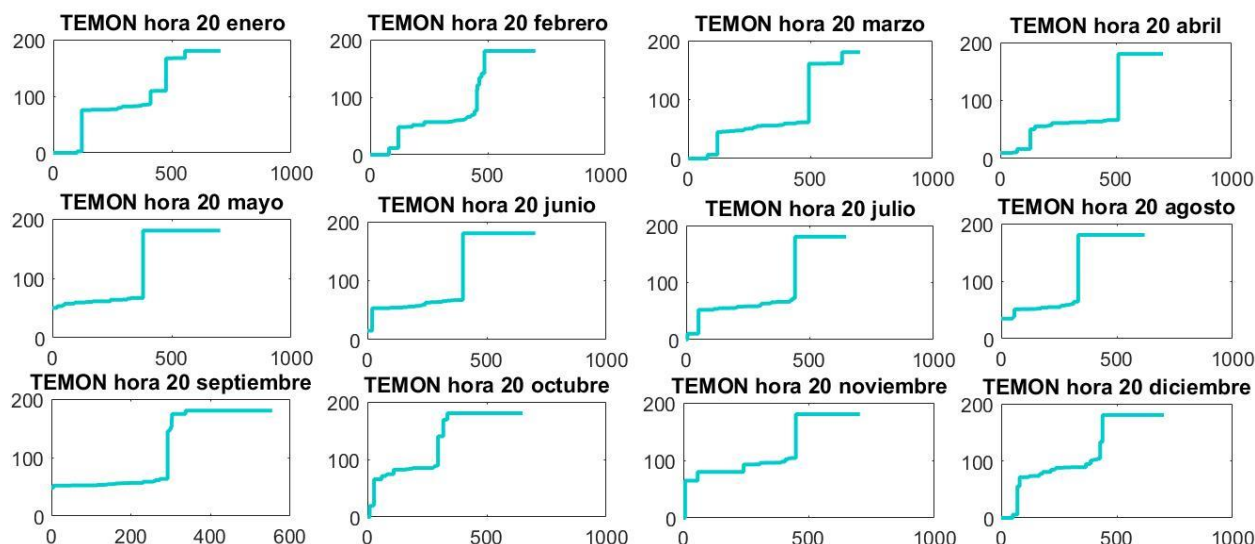


Figura 4-5-6. Vista global por meses de la unidad “TEMON” para la hora 20 utilizando las características mensuales.

4.6. Eólicas

A continuación, es el turno de estudiar las unidades de generación que utilizan la “fuerza” del viento para generar energía eléctrica. Se trata de la primera de las dos tecnologías renovables no convencionales que se someten a estudio en este trabajo. Antes de analizar las curvas características, se puede intuir que como tecnología renovable que es, las cantidades de energía ofertadas deberían estar a precio cero ya que en el año considerado (2017) aun se encontraba muy al alza el reparto de primas a estas “tecnologías verdes”. Veamos si esto se cumple:

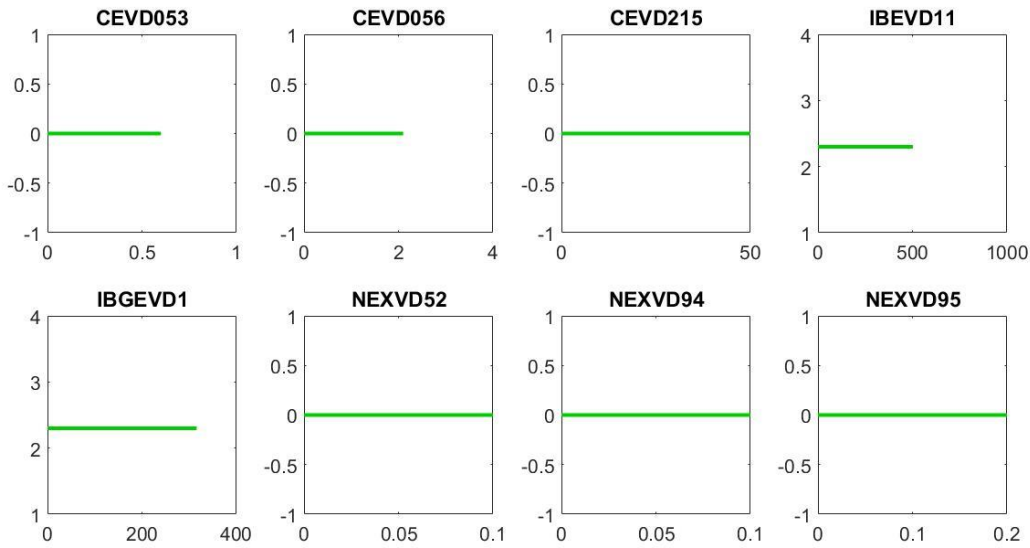


Figura 4-6-1. Vista global de la característica anual para la hora 4 de las unidades eólicas estudiadas.

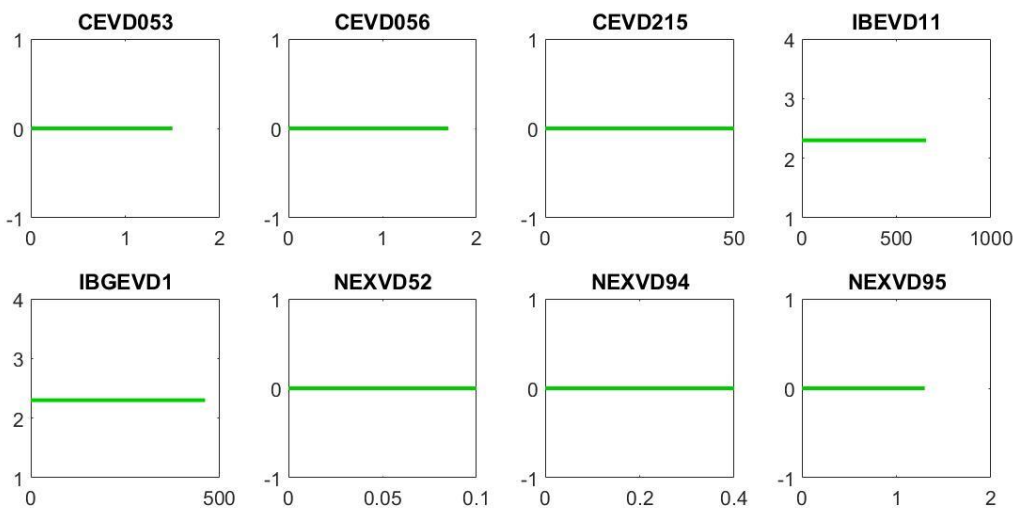


Figura 4-6-2. Vista global de la característica anual para la hora 20 de las unidades eólicas estudiadas.

Efectivamente, la mayoría de estas unidades ofertan a precio cero (tanto en hora valle como punta), es decir, quieren “asegurarse” entrar en el mercado. Sin embargo, se observa que las unidades “IBEVD11” y “IBGEVD1” sí que ofertan a un precio no nulo, hecho que se remarcará en el apartado de las conclusiones de este proyecto.

Asimismo, en cuanto a valores de energía, de las figuras 4-6-1 y 4-6-2 se destacan dos aspectos: por un lado, la unidad “CEVD215” se trata del parque eólico de Teso Santo, que dispone de una potencia instalada de 50 MW y efectivamente esa es la energía máxima (teniendo en cuenta que se está analizando una hora concreta del día) que marca con su característica anual (50 MWh) tanto en hora valle como en punta. Por otro lado, nos fijamos en las unidades “IBEVD11” y “IBGEVD1”, las cuales alcanzan unos valores de energía de unos 500 y 300 MWh respectivamente en la hora 4, aumentándose estas cantidades ligeramente en la hora 20. Hasta al menos el año 2017, no existía ningún parque eólico en la península ibérica de tal magnitud, por lo que se intuye que dichas unidades sean resultado de un conjunto de generadores de régimen especial.

Seguidamente, se procede a realizar un análisis por meses de la oferta de la unidad “CEVD215”, ya

que como se ha comentado se trata de un parque de aerogeneradores concreto y por ello representa un magnífico ejemplo de unidad eólica.

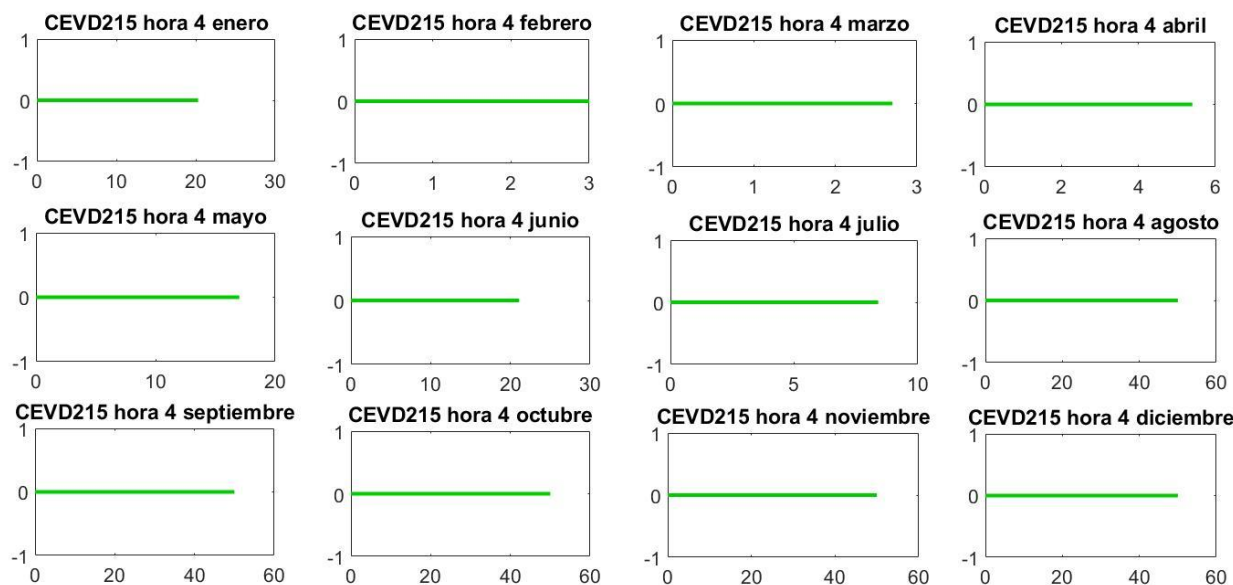


Figura 4-6-3. Vista global por meses de la unidad “CEVD215” para la hora 4 utilizando las características mensuales.

En cuanto al precio, aunque en la característica anual se observaba que esta unidad ofertaba a precio cero, se podría haber dado el caso de que en algún mes se desviara de este comportamiento. No obstante, como se puede comprobar en las figuras 4-6-3 y 4-6-4 eso no ocurre y la oferta siempre es a precio nulo tanto en horas valle como en punta.

Y en cuanto a energía, encontramos tres tendencias significativas analizando conjuntamente las dos horas estudiadas:

- Meses en los que la oferta en hora valle es inferior a la de en hora punta (febrero).
- Meses en los que la oferta en hora valle es superior a la de en hora punta (agosto y septiembre).
- Meses en los que la oferta es idéntica tanto en hora valle como en punta (octubre, noviembre, diciembre).

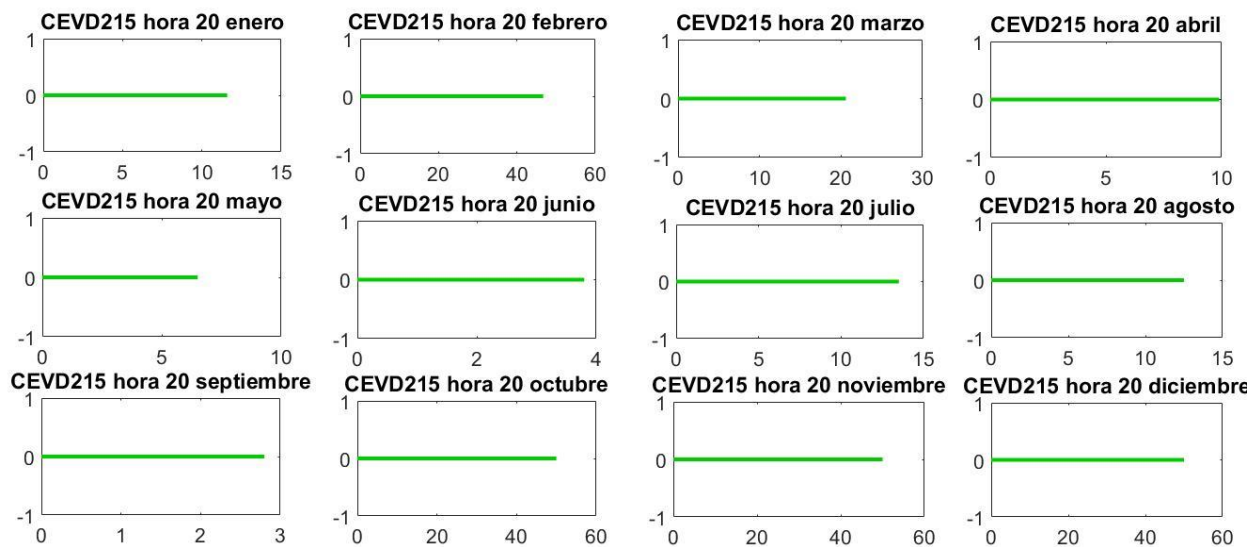


Figura 4-6-4. Vista global por meses de la unidad “CEVD215” para la hora 20 utilizando las características mensuales.

4.7. Fotovoltaicas

Por último dentro de este apartado cuarto, se procede al estudio de las unidades de generación de energía eléctrica a partir de placas fotovoltaicas que aprovechan la irradiación de la luz solar. Cabe destacar antes de empezar que para el análisis de las curvas de oferta de estas unidades se ha utilizado la hora 13 en lugar de la hora 4 como se había hecho en anteriores apartados debido a que lógicamente en las horas nocturnas no existe generación proveniente de tecnologías fotovoltaicas.

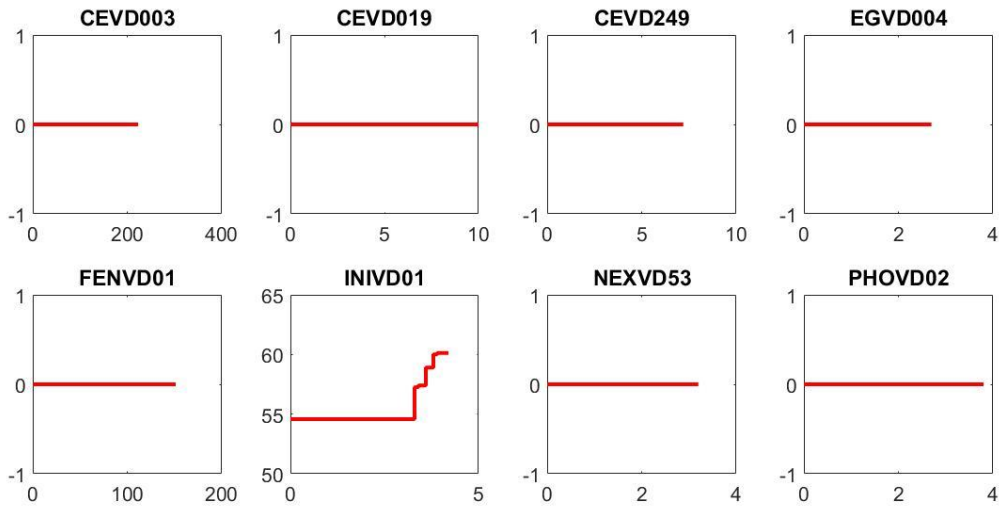


Figura 4-7-1. Vista global de la característica anual para la hora 13 de las unidades fotovoltaicas estudiadas.

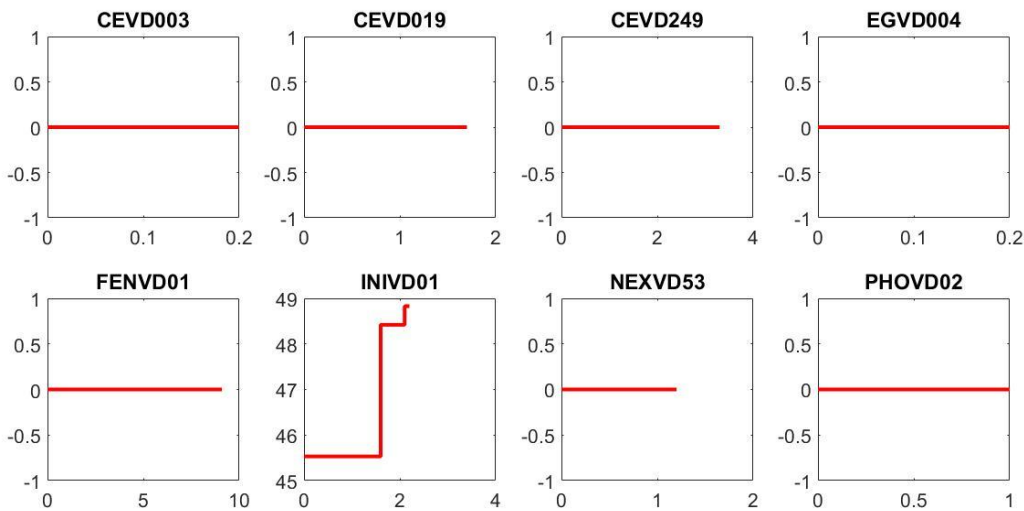


Figura 4-7-2. Vista global de la característica anual para la hora 20 de las unidades fotovoltaicas estudiadas.

De las dos figuras anteriores llama la atención, en cuanto a precios, que todas las unidades analizadas ofertan nuevamente a precio nulo como tecnologías renovables no convencionales que son tanto en la hora 13 como en la 20, excepto la unidad “INIVD01”, la cual oferta a precio competitivo en ambos periodos horarios.

En lo referente a cantidad de energía, la mayoría de unidades ofertan valores del orden de unidades de MWh, coherente con la potencia instalada que suelen tener los parques fotovoltaicos. Sin embargo, “CEVD003” y “FENV01” ofertan, según su característica anual, unos 200 MWh y 150 MWh respectivamente en la hora 13, lo que hace suponer que de nuevo como ocurría en el apartado de unidades eólicas pueden tratarse de grupos de generadores de régimen especial. Eso sí, como característica común se da que todas las unidades

bajan la cantidad de energía ofertada de la hora 13 en comparación con la hora 20, hecho que concuerda con la menor irradiación solar existente en el segundo periodo.

A continuación, se desarrolla un estudio por meses de “CEVD019” debido a que es la unidad que oferta una mayor cantidad de energía dentro del orden de magnitud más común de los casos analizados, haciéndolo además a precio nulo.

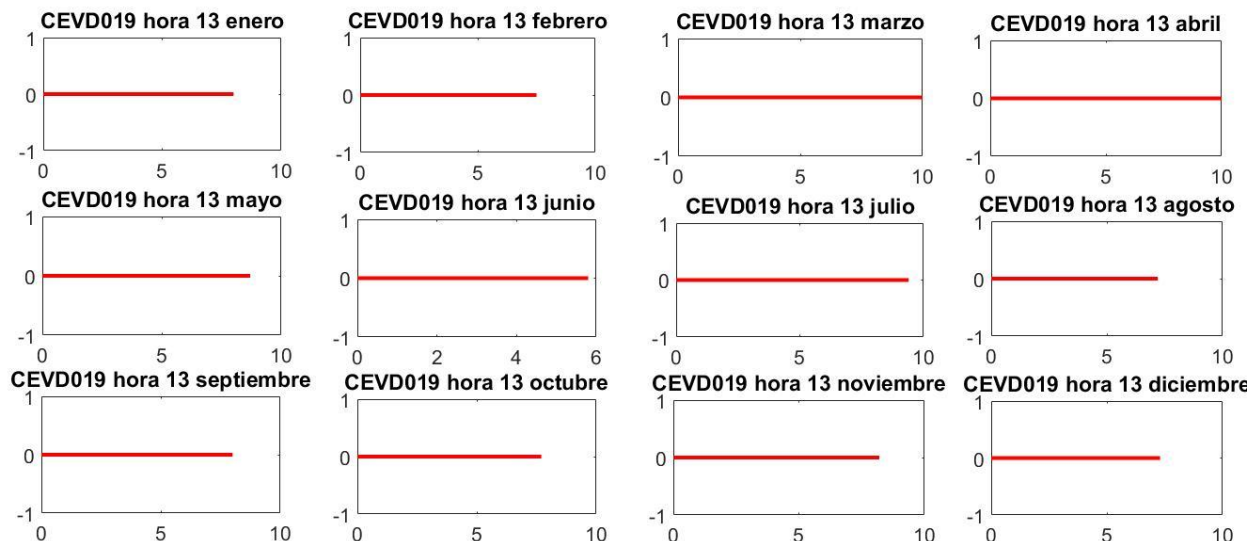


Figura 4-7-3. Vista global por meses de la unidad “CEVD019” para la hora 13 utilizando las características mensuales.

De la figura 4-7-3 destaca que la cantidad máxima de energía que aparecía en la característica anual de esta unidad (10 MWh) se oferta en marzo, abril y julio; aunque en el resto de meses nunca baja de los 5 MWh.

Por otro lado, de la figura 4-7-4, que se refiere a la hora 20 como se indica en su título, lo que más salta a la vista es el hecho de que aunque se sabía que en este periodo horario disminuye la cantidad de energía ofertada, en los meses de noviembre, diciembre, enero y febrero este valor es directamente cero, lo cual parece estar relacionado a que se trata de los meses en los que anochece en horas más tempranas.

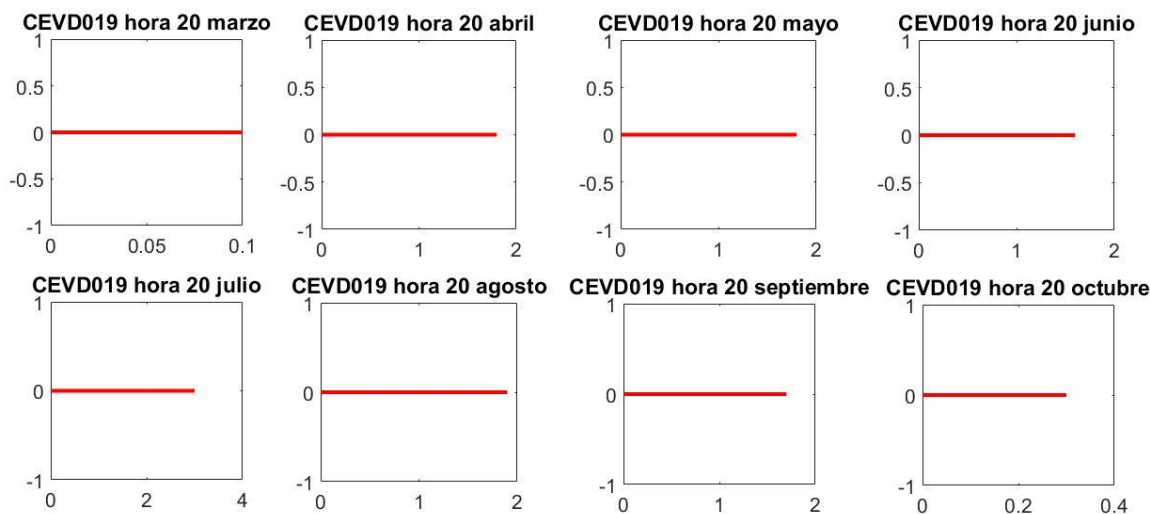


Figura 4-7-4. Vista global por meses de la unidad “CEVD019” para la hora 20 utilizando las características mensuales.

5 PREDICCIÓN DEL PRECIO Y LA ENERGÍA DE CASACIÓN

En el quinto apartado del proyecto, una vez caracterizada la curva de venta ofertada de todas las unidades de generación que aparecen en la lista de OMIE, se procede a realizar una simulación del mercado eléctrico diario en ciertas fechas que se encuentran distribuidas a lo largo del año (para así analizar distintas estaciones y meses) y para las horas que se han venido estudiando en el apartado anterior (4 y 20, representando a las horas de mínima y máxima demanda), utilizando para ello:

- Curva agregada de compra ofertada a partir de los datos históricos de 2017 (curva roja en las gráficas de este apartado).
- Curva agregada de venta ofertada a partir de la característica semanal (la que se supone tiene mayor precisión) de las unidades que participen en el día y hora que se analice en cada caso (curva verde en las gráficas de este apartado).
- Curva agregada de venta ofertada a partir de los datos históricos de 2017, para ilustrar en cada figura por dónde cae el precio real de casación en cada caso (curva azul en las gráficas de este apartado).

5.1. Resultados obtenidos utilizando la característica semanal

Semanas escogidas para realizar las simulaciones:

- Semana 4, perteneciente al mes de enero y a la estación de invierno.
- Semana 16, perteneciente al mes de abril y a la estación de primavera.
- Semana 32, perteneciente al mes de agosto y a la estación de verano.
- Semana 45, perteneciente al mes de noviembre y a la estación de otoño.

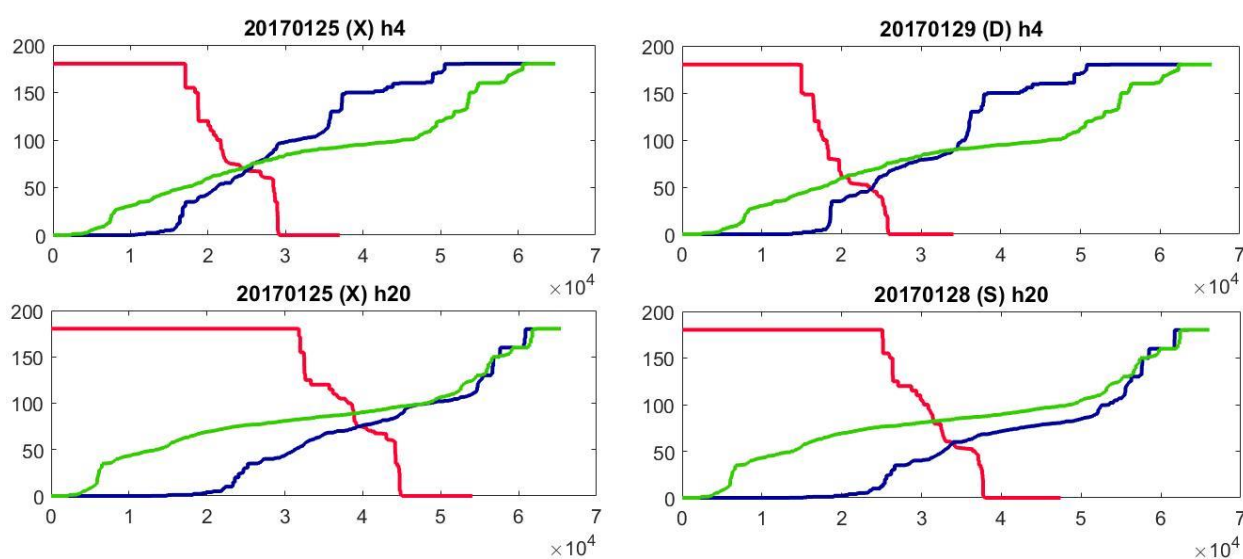


Figura 5-1-1. Simulación del mercado eléctrico diario para el día laborable y festivo de la semana 4 en el que se produce menor error en la predicción del precio de casación, tanto para la hora 4 como para la 20.

	$p_{cas_h}(\frac{\text{€}}{MWh})$	$e_{cas_h}(MWh)$	$p_{cas_c}(\frac{\text{€}}{MWh})$	$e_{cas_c}(MWh)$	err_p (%)	err_e (%)
20170123 (L)	63,00	24.352,7	67,44	22.701,6	7,05	6,78
20170124 (M)	66,34	25.946,5	68,48	24.151,0	3,23	6,92
20170125 (X)	69,21	25.212,1	70,49	24.551,1	1,85	2,62
20170126 (J)	67,49	25.045,2	69,64	24.840,0	3,19	0,82
20170127 (V)	54,90	27.876,2	64,73	23.920,8	17,91	14,19
20170128 (S)	41,08	20.693,6	52,51	19.764,5	27,82	4,49
20170129 (D)	47,94	23.757,2	60,39	20.434,4	25,97	13,99

Tabla 5-1-1. Precios y energías de casación y sus respectivos errores respecto a los valores reales para la hora 4 de la semana 4.

	$p_{cas_h}(\frac{\text{€}}{MWh})$	$e_{cas_h}(MWh)$	$p_{cas_c}(\frac{\text{€}}{MWh})$	$e_{cas_c}(MWh)$	err_p (%)	err_e (%)
20170123 (L)	69,48	40.065,2	86,93	38.661	25,12	3,50
20170124 (M)	70,49	39.272,5	87,37	38.674,6	23,94	1,52
20170125 (X)	75,10	39.623,2	88,93	38.873,3	18,42	1,89
20170126 (J)	67,49	41.115,5	86,36	38.652,8	27,96	5,91
20170127 (V)	60,71	40.461,3	83,56	36.428,8	37,64	9,96
20170128 (S)	58,81	33.958,6	82,26	31.552,6	39,89	7,08
20170129 (D)	57,07	32.610,1	81,22	30.121,1	42,33	7,63

Tabla 5-1-2. Precios y energías de casación y sus respectivos errores respecto a los valores reales para la hora 20 de la semana 4.

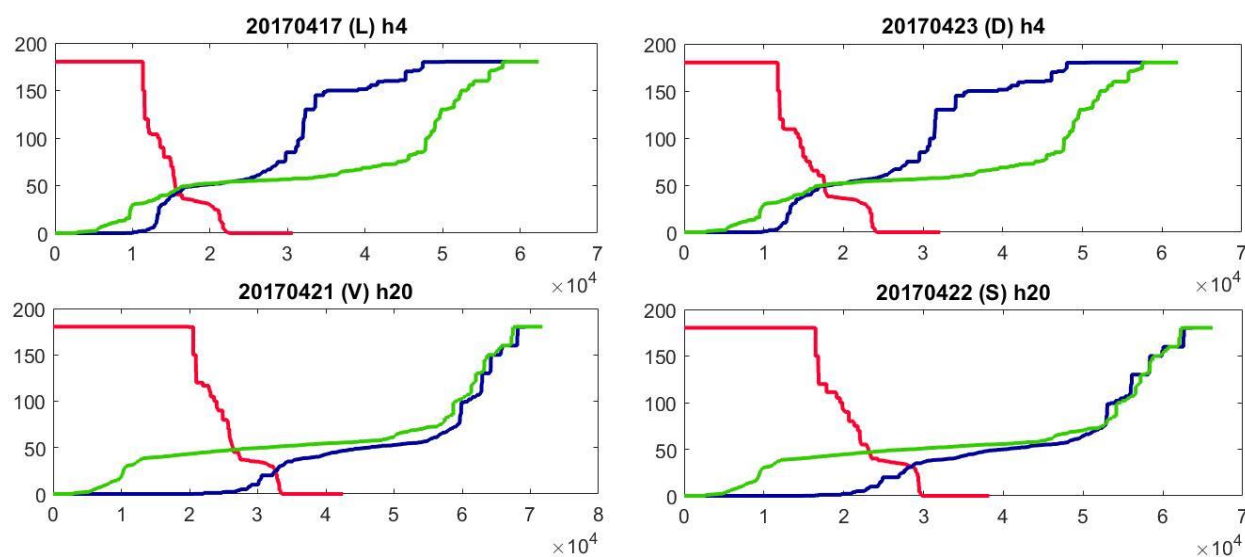


Figura 5-1-2. Simulación del mercado eléctrico diario para el día laborable y festivo de la semana 16 en el que se produce menor error en la predicción del precio de casación, tanto para la hora 4 como para la 20.

	$p_{cash} \left(\frac{\text{€}}{MWh} \right)$	$e_{cash} (MWh)$	$p_{cas_c} \left(\frac{\text{€}}{MWh} \right)$	$e_{cas_c} (MWh)$	err_p (%)	err_e (%)
20170417 (L)	42,69	15.641,0	45,84	15.575,9	7,38	0,41
20170418 (M)	35,00	20.059,3	48,57	17.507,8	38,77	12,71
20170419 (X)	27,00	24.479,2	46,38	19.157,9	71,77	21,73
20170420 (J)	31,32	23.841,6	46,20	18.731,5	47,50	21,43
20170421 (V)	34,76	22.783,7	47,07	18.687,0	35,41	17,98
20170422 (S)	39,31	20.116,2	51,08	19.679,7	29,93	2,17
20170423 (D)	49,00	17.620,9	49,93	17.620,9	1,91	0,00

Tabla 5-1-3. Precios y energías de casación y sus respectivos errores respecto a los valores reales para la hora 4 de la semana 16.

	$p_{cas_h} (\frac{\text{€}}{MWh})$	$e_{cas_h} (MWh)$	$p_{cas_c} (\frac{\text{€}}{MWh})$	$e_{cas_c} (MWh)$	err_p (%)	err_e (%)
20170417 (L)	20,00	28.232,3	46,09	22.778,9	130,46	19,31
20170418 (M)	20,00	32.288,7	46,91	25.620,9	134,59	20,65
20170419 (X)	10,00	32.849,7	46,66	25.702,0	366,67	21,75
20170420 (J)	9,20	32.904,4	46,45	25.598,4	404,89	22,20
20170421 (V)	24,40	32.565,4	47,75	26.437,1	95,70	18,81
20170422 (S)	31,05	28.467,8	46,73	23.209,9	50,52	18,46
20170423 (D)	27,74	26.868,4	45,93	21.632,1	65,60	19,48

Tabla 5-1-4. Precios y energías de casación y sus respectivos errores respecto a los valores reales para la hora 20 de la semana 16.

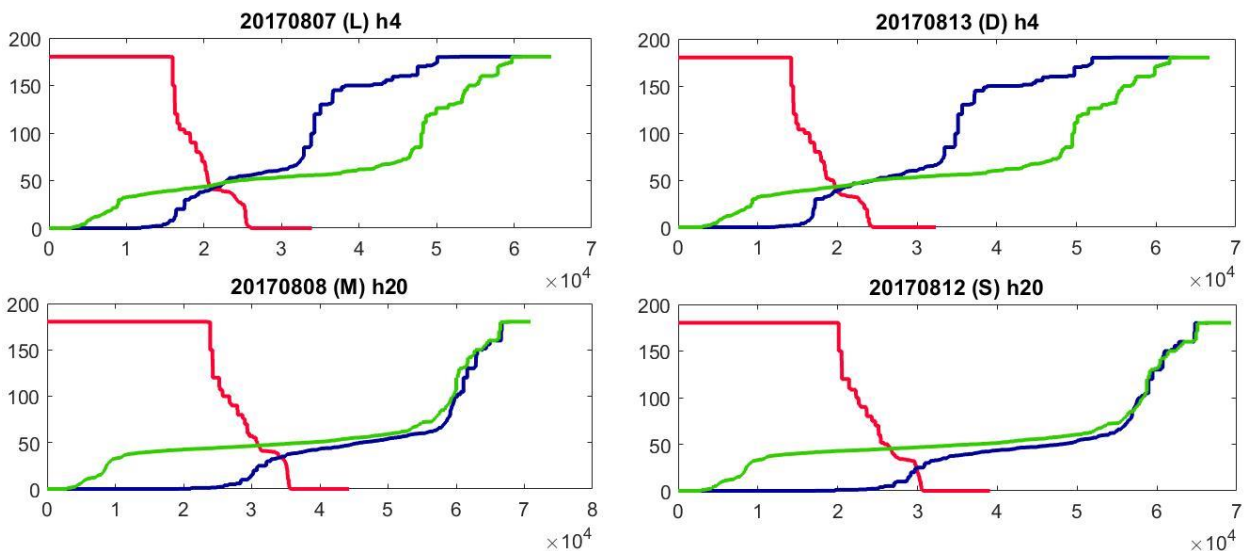


Figura 5-1-3. Simulación del mercado eléctrico diario para el día laborable y festivo de la semana 32 en el que se produce menor error en la predicción del precio de casación, tanto para la hora 4 como para la 20.

	$p_{cas_h} (\frac{€}{MWh})$	$e_{cas_h} (MWh)$	$p_{cas_c} (\frac{€}{MWh})$	$e_{cas_c} (MWh)$	err_p (%)	err_e (%)
20170807 (L)	41,00	20.955,0	44,37	20.783,5	8,22	0,81
20170808 (M)	38,31	24.140,0	44,69	21.673,6	16,65	10,21
20170809 (X)	39,19	22.989,9	45,64	21.761,9	16,46	5,34
20170810 (J)	32,82	23.807,9	43,75	21.352,5	33,30	10,31
20170811 (V)	32,96	23.038,9	43,53	20.982,2	32,07	8,92
20170812 (S)	38,10	21.114,4	44,37	20.780,6	16,46	1,58
20170813 (D)	38,10	19.890,1	42,89	19.709,6	12,59	0,90

Tabla 5-1-5. Precios y energías de casación y sus respectivos errores respecto a los valores reales para la hora 4 de la semana 32.

	$p_{cas_h} (\frac{€}{MWh})$	$e_{cas_h} (MWh)$	$p_{cas_c} (\frac{€}{MWh})$	$e_{cas_c} (MWh)$	err_p (%)	err_e (%)
20170807 (L)	30,96	36.059,0	46,75	32.436,3	51,00	10,04
20170808 (M)	34,10	34.208,2	46,91	31.012,3	37,56	9,34
20170809 (X)	20,00	34.723,8	45,77	30.523,8	128,86	12,09
20170810 (J)	25,00	34.060,3	46,20	30.489,8	84,80	10,48
20170811 (V)	30,00	32.317,6	46,10	29.128,9	53,67	9,87
20170812 (S)	24,40	29.870,4	45,19	26.580,2	85,21	11,01
20170813 (D)	10,00	28.148,9	44,14	23.991,9	341,49	14,77

Tabla 5-1-6. Precios y energías de casación y sus respectivos errores respecto a los valores reales para la hora 20 de la semana 32.

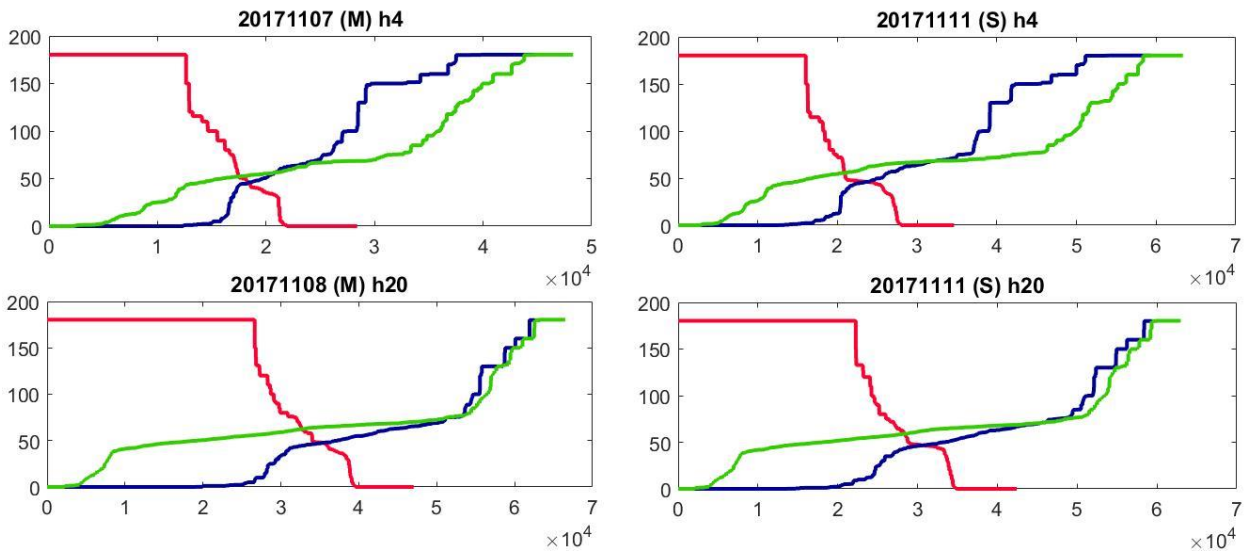


Figura 5-1-4. Simulación del mercado eléctrico diario para el día laborable y festivo de la semana 45 en el que se produce menor error en la predicción del precio de casación, tanto para la hora 4 como para la 20.

	$p_{cas_h} (\frac{\text{€}}{\text{MWh}})$	$e_{cas_h} (\text{MWh})$	$p_{cas_c} (\frac{\text{€}}{\text{MWh}})$	$e_{cas_c} (\text{MWh})$	err_p (%)	err_e (%)
20171106 (L)	35,50	16.875,6	47,30	15.129,2	33,23	10,35
20171107 (M)	45,97	18.328,6	52,35	17.474,9	13,87	4,65
20171108 (X)	44,18	23.891,7	56,37	21.715,6	27,59	9,10
20171109 (J)	44,53	23.688,3	56,45	21.549,1	26,78	9,03
20171110 (V)	44,77	24.676,7	55,62	21.531,7	24,23	12,74
20171111 (S)	46,17	23.606,6	55,39	20.896,5	19,98	11,48
20171112 (D)	45,03	21.232,4	54,15	18.852,4	20,25	11,20

Tabla 5-1-7. Precios y energías de casación y sus respectivos errores respecto a los valores reales para la hora 4 de la semana 45.

	$p_{cash} (\frac{\text{€}}{MWh})$	$e_{cash} (MWh)$	$p_{cas_c} (\frac{\text{€}}{MWh})$	$e_{cas_c} (MWh)$	err_p (%)	err_e (%)
20171106 (L)	47,36	33.881,7	62,99	32.358,25	33,00	4,50
20171107 (M)	47,66	35.433,9	63,30	33.238,6	32,81	6,20
20171108 (X)	47,66	35.346,9	62,35	32.619,2	30,82	7,72
20171109 (J)	47,66	35.243,4	62,58	32.685,9	31,31	7,26
20171110 (V)	47,66	34.704,3	62,58	32.361,3	31,31	6,75
20171111 (S)	46,60	30.704,5	59,10	28.423,9	26,82	7,43
20171112 (D)	43,39	31.850,7	57,20	27.622,4	31,83	13,28

Tabla 5-1-8. Precios y energías de casación y sus respectivos errores respecto a los valores reales para la hora 20 de la semana 45.

5.2. Conclusiones del apartado

- El error relativo cometido en la predicción de la energía de casación es, en cualquiera de los casos, notablemente menor al error en la predicción del precio de casación.
- Los errores más pequeños en cuanto al precio de casación se dan en la hora valle (hora 4), obteniendo el mínimo el día 25 de enero (X): 1,85 %.
- Los errores más grandes en cuanto al precio de casación se dan en la hora punta (hora 20), obteniendo el máximo el día 20 de abril (J): 404,89 %.
- En la semana 4 (enero), se comete más error en la predicción del precio en el fin de semana que en los días laborables. Sin embargo, en la semana 16 (abril), el mínimo error de los siete días se da el domingo 23 (1,91 %). En las semanas 32 (agosto) y 45 (noviembre), la tendencia está más repartida.
- Conclusión final y más importante: en cualquier caso, el error que se comete en general en la predicción del precio de casación es bastante elevado, por lo que hay que buscar mejoras en el modelo de caracterización de las unidades.

6 CONCLUSIONES

En cuanto a la caracterización de las unidades:

- Características no tan uniformes como se esperaba, ni en precio ni energía ofertada.
- Las nucleares dependen mucho de los contratos bilaterales que firman a largo plazo, ya que tradicionalmente se ha dicho que ofertaban a precio cero; sin embargo, al tener estos compromisos de energía, ofertan alguna cantidad es a precio muy elevado.
- El precio al que comienzan a ofertar las unidades hidráulicas viene condicionado en los meses en los que hay mucha o poca lluvia.
- Existe una tendencia creciente en las unidades eólicas a no ofertar a precio cero (seguramente debido a que desde 2017 no existe la misma política de primas a las nuevas instalaciones de energía eólica).

En cuanto a la predicción del precio y energía de casación:

- Errores en general elevados aun utilizando la característica más fina (semanal).
- Resultados muy condicionados por el desfase en energías.

7 PROPUESTAS DE MEJORAS

Teniendo en cuenta que este proyecto se trata de un primer análisis de las curvas de venta ofertada de las unidades de generación de energía eléctrica, el margen de mejora es muy alto, la mayoría de las propuestas en relación al diseño de la característica:

- ✓ Considerar la frecuencia con la que aparecen los valores de energía (haciendo una media ponderada al igual que se hace con el precio) para así evitar el desfase que provoca el gran desvío cuando se forma la curva agregada de todas las características.
- ✓ Encontrar una manera en la que no haya una única forma de la curva para todo el año, sino que existan varias posibilidades (por ejemplo, según sea el primer o segundo semestre); en el caso más específico (característica semanal), que se utilice una característica u otra según sea día laborable o no.
- ✓ Al hilo de lo anterior, utilizar nuevas características que contemplen distintos espacios temporales a los ya analizados. Por ejemplo, una creada a partir de la venta ofertada de las unidades en cada miércoles de un cierto mes que se seleccione, con el objetivo de ver si reproduce de manera óptima el comportamiento de las mismas en los días laborables.
- ✓ Incluir en el análisis unidades que utilizan tecnologías como la cogeneración o centrales que se sirven de la biomasa como combustible.
- ✓ Extrapolar resultados del apartado quinto a la casación compleja (condición de ingresos mínimos).
- ✓ Por último, para ampliar los límites de estudio del proyecto, analizar más años de manera simultánea; por ejemplo, incluir los datos de 2018 y 2019 (cuando finalice) y observar la evolución de las distintas unidades.

REFERENCIAS

- OMIE, «Mercado Diario - OMIE» [En línea]. Available: <http://m.omie.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad/>
- «Energía y Sociedad,» [En línea]. Available: www.energiaysociedad.es/manenergia/2-3-actividades-reguladas-y-actividades-en-libre-competencia/
- OMIE, «Mercado Diario - OMIE,» [En línea]. Available: <http://www.omie.es/inicio/informacion-de-agentes/miembros-del-mercado/lista-de-unidades>.

