

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Efecto de la generación solar distribuida urbana en los precios mayoristas y minoristas de la electricidad.

Autor: Ángela de la Torre Bonilla

Tutores: Catalina Gómez Quiles

Antonio Gómez Expósito

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

Sevilla, 2020



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Efecto de la generación solar distribuida urbana en los precios mayoristas y minoristas de la electricidad.

Autor:

Ángela de la Torre Bonilla

Tutores:

Catalina Gómez Quiles

Profesora Titular de Universidad

Antonio Gómez Expósito

Catedrático de Universidad

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2020

Trabajo Fin de Grado: Efecto de la generación solar distribuida urbana en los precios mayoristas y minoristas de la electricidad.

Autor: Ángela de la Torre Bonilla

Tutores: Catalina Gómez Quiles
Antonio Gómez Expósito

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal

Agradecimientos

Tras finalizar este trabajo me gustaría agradecer a todas aquellas personas que, de un modo u otro, han sido de apoyo para mí mientras lo realizaba y durante los años de carrera.

En primer lugar, agradezco a mis padres, Antonio y M^aCarmen, ya que gracias a su apoyo constante e incondicional, la confianza que han puesto en mí hasta cuando yo a veces no lo hacía, sumado a la educación que me han brindado y a su esfuerzo, he llegado a ser quien soy.

A toda mi familia, por estar siempre ahí. Especialmente a mi hermano, culpable en cierto modo de que decidiese adentrarme en el mundo de la ingeniería, y de que continúe en él gracias a su apoyo.

A Jose, por acompañarme durante todos estos años y animarme a seguir siempre adelante, aunque cueste. Gracias por estar ahí para celebrar lo bueno y para apoyarme y animarme en los momentos difíciles. Gracias por haberte convertido en parte fundamental de mi vida y, sobre todo, gracias por darme siempre tan buenos consejos.

Agradecer también la labor de mis tutores, Catalina Gómez Quiles y Antonio Gómez Expósito, por su tiempo y ayuda para llevar a cabo este trabajo.

Por último a mis amigos, a quienes ya estaban y a los que me ha regalado Sevilla.

Gracias.

Ángela de la Torre Bonilla

Sevilla, 2020

Resumen

A lo largo de este trabajo explicaremos el proceso de casación eléctrica en el mercado diario, así como la formación del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor y la factura eléctrica que paga el usuario final.

Todo esto lo veremos desde el punto de vista de la situación actual y, además, supondremos varios escenarios en los que cierto porcentaje del suelo urbano del país es utilizado para generación fotovoltaica.

Analizaremos también cómo este aumento de la generación solar distribuida urbana afecta a un consumidor tipo con y sin autoconsumo y acogido a la tarifa con y sin discriminación horaria.

Respecto al usuario con autoconsumo se estudiará cuánto tiempo tardará en amortizarse la instalación doméstica en los distintos escenarios contemplados.

Abstract

Throughout this document, we will explain the electrical matching procedure in day-ahead market, the formation of the voluntary prices to the small consumer (PVPC for acronyms in Spanish) and the electricity bill the final consumer receives.

We will study everything from the point of view of the current situation and furthermore we will suppose several scenarios where the urban land is used for photovoltaic generation.

We Will also analyse how the increase of solar generation affects the average consumer with and without self-supply and with one or two fee periods.

Regarding the user with self-supply, how long it will take for the domestic installation being amortized the different scenarios considered will be studied.

Índice

Agradecimientos	vii
Resumen	viii
Abstract	ix
Índice	x
Índice de Tablas	xi
Índice de Figuras	xii
1 Hipótesis	1
2 Objetivos	2
3 Introducción	3
3.1. <i>Mercado diario.</i>	3
3.1.1. Realización de ofertas.	3
3.1.2. Proceso de casación.	4
3.2. <i>Contratación de suministro.</i>	7
3.2.1. Opciones con comercializadoras de referencia.	7
3.2.2. Opciones con comercializadoras libres.	9
3.3. <i>Factura eléctrica de un consumidor acogido a PVPC.</i>	9
3.4. <i>Regulación de autoconsumo eléctrico en España.</i>	13
4 Metodología y resultados	15
4.1. <i>Variación del precio de casación según PV instalada en suelo urbano.</i>	15
4.1.1. Instalación fotovoltaica en superficie urbana.	16
4.1.2. Precios horarios, precios horarios promedio y promedio ponderados.	18
4.1.3. Precios de casación tras restricciones	22
4.2. <i>Efecto sobre el precio voluntario para el pequeño consumidor.</i>	23
4.3. <i>Efecto sobre el consumidor tipo.</i>	27
4.3.1. Estudio de factura mensual de energía eléctrica.	28
4.3.2. Factura mensual consumidor tipo sin autoconsumo.	30
4.3.3. Factura mensual consumidor tipo con autoconsumo.	36
4.3.4. Comparativa entre usuario sin y con autoconsumo	43
4.3.5. Amortización de paneles fotovoltaicos	45
Conclusiones y trabajos futuros	48
Referencias	49

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	17
Tabla 2	31
Tabla 3	31
Tabla 4	32
Tabla 5	32
Tabla 6	32
Tabla 7	33
Tabla 8	34
Tabla 9	34
Tabla 10	34
Tabla 11	35
Tabla 12	35
Tabla 13	35
Tabla 14	38
Tabla 15	38
Tabla 16	38
Tabla 17	38
Tabla 18	39
Tabla 19	41
Tabla 20	41
Tabla 21	41
Tabla 22	41
Tabla 23	42
Tabla 24	44
Tabla 25	46
Tabla 26	46

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Representación aproximada casación	6
Figura 2. Casación real OMIE	7
Figura 3. Casación OMIE hora 6 del 08/06/2018	15
Figura 4. Casación Matlab hora 6 del 08/06/2018	16
Figura 5. Ejemplo casación base	17
Figura 6. Ejemplo aumento de venta	18
Figura 7. Ejemplo disminución de compra	18
Figura 8. Precios horarios casación simple 22/01/2018	19
Figura 9. Precios horarios casación simple 10/07/2018	19
Figura 10. Precios promedio mensuales de casación simple	20
Figura 11. Precios promedio por estaciones de casación simple	20
Figura 12. Precios promedio ponderados mensuales de casación simple	21
Figura 13. Comparativa mensual precio promedio y promedio ponderado casación simple	21
Figura 14. Simulación de extensión de variación de precios	22
Figura 15. Precio promedio ponderado casación tras restricciones técnicas	23
Figura 16. Desglose de precios tarifa 2.0.A	24
Figura 17. Desglose de precios hora valle tarifa 2.0.DHA	24
Figura 18. Desglose de precios hora punta tarifa 2.0.DHA	25
Figura 19. Comparativa mensual PVPC promedio y promedio ponderado sin DH	26
Figura 20. Promedio ponderado mensual de PVPC tarifa 2.0.DHA	26
Figura 21. Esquema cálculo de factura	29
Figura 22. Esquema cálculo término de energía en tarifa de dos períodos horarios.	30
Figura 23. Importe facturas anuales usuario sin autoconsumo y con tarifa 2.0.A	33
Figura 24. Importe facturas anuales usuario sin autoconsumo y con tarifa 2.0.DHA	35
Figura 25. Precio facturas anuales usuario con autoconsumo y tarifa 2.0.A	39
Figura 26. Precio facturas anuales usuario con autoconsumo y tarifa 2.0.DHA	42
Figura 27. Precios anuales usuarios con tarifa 2.0.A	43
Figura 28. Precios anuales usuarios con tarifa 2.0.DHA	44

1 HIPÓTESIS

A lo largo de este trabajo se han tenido en cuenta una serie de hipótesis que debemos señalar:

1. En los estudios realizados nos hemos centrado únicamente en España en lugar de considerar el Mercado Ibérico como uno solo.
2. No desarrollaremos los resultados del mercado intradiario así como el resto de ajustes.
3. Las casaciones que calcularemos serán casaciones simples, es decir, no incluirán condiciones complejas.
4. Para obtener los valores del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor consideraremos constantes los términos que se añaden al resultado del mercado diario e intradiario para determinar estos precios. Dichos términos serán el servicio de ajuste, peaje de acceso, pago por capacidad, servicio de interrumpibilidad, financiación OS, financiación OM y coste de comercialización variable.
5. En el trabajo se consideran las tarifas de PVPC 2.0. A y 2.0. DHA, aunque durante la realización de este trabajo entró en vigor una nueva norma (<https://www.boe.es/eli/es/cir/2020/01/15/3>) por la cual los usuarios acogidos a PVPC, en alguna de sus tarifas, pasarán de manera automática a estar acogidos a la nueva tarifa 2.0.TD, con tres periodos tarifarios para la energía consumida (punta, llano y valle).
6. En los escenarios estudiados con mayor porcentaje de instalaciones fotovoltaicas domésticas, consideraremos que las demás tecnologías generadoras eléctricas serán iguales a las actuales.
7. Respecto al sistema fotovoltaico, se usarán placas de silicio cristalino, colocadas con eje fijo y pendiente de 35°, considerando las pérdidas del sistema un 14%.
8. Interpretaremos la generación de fotovoltaica doméstica como una disminución de la demanda.
9. Consideraremos que la inyección de fotovoltaica distribuida no afectará a las ofertas de los demás generadores y éstos mantendrán sus estrategias de oferta actuales.
10. Supondremos que el coste de los servicios de ajustes no se verá afectado por la cantidad de fotovoltaica excedente vertida a la red. Realmente esto podría dar lugar a rampas muy pronunciadas en las curvas de generación y encarecer los servicios de ajustes.
11. El precio determinado para la compensación por energía excedentaria vertida a la red se calcula como Pmh-CDSVh, siendo precio medio horario y costes de desvíos horarios respectivamente.

En nuestro trabajo los precios para la compensación por energía excedentaria se han determinado en base a los precios reales hasta diciembre de 2019 y considerando éstos menores al PVPC horario en una cantidad constante.

2 OBJETIVOS

Actualmente es cada vez más creciente el interés por las energías renovables y el autoconsumo, es por esto que el principal objetivo de este trabajo es determinar cómo variará el precio de la energía eléctrica conforme aumenta la generación solar distribuida urbana, desde el precio de mercado hasta el que pagará un usuario en su factura eléctrica.

Para ello hemos estudiado el mercado eléctrico español, los distintos tipos de tarifas eléctricas a los que puede acogerse un pequeño consumidor y la formación de la factura que recibe este usuario.

También nos hemos centrado en estudiar cómo variará el tiempo que un usuario tardará en amortizar una instalación fotovoltaica doméstica según el porcentaje de suelo urbano que haya utilizado en el país para el mismo fin.

3 INTRODUCCIÓN

Hasta hace poco más de dos décadas el sector eléctrico español se basaba en una estructura vertical que agrupaba todas las actividades, desde la generación de energía hasta que ésta llegaba al consumidor final, en régimen de monopolio regulado por el Estado.

En 1997, la promulgación de la *Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico* [1] dio paso a la progresiva liberalización del sector mediante la apertura de las redes a terceros, tras lo que generación y comercialización se llevan a cabo en régimen de libre competencia mientras que las actividades de transporte y distribución se desarrollan en régimen de monopolio.

El operador de sistema, Red Eléctrica de España (REE) en nuestro país, es el responsable de la gestión técnica del sistema, por lo que su objetivo principal será garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. Por su parte, el operador de mercado, Operador del Mercado Ibérico de Energía- Polo Español (OMIE) en la Península Ibérica, es el responsable de la gestión económica del sistema y, por tanto, del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica.[2]

La actividad de OMIE en el mercado español comienza en enero de 1998, siendo en 2007 cuando comienza la operación conjunta para todo el Mercado Ibérico [3]

El mercado de producción de energía eléctrica puede ser no organizado, como los contratos bilaterales, u organizado. Este último se estructura en mercado diario, que se realiza el día anterior para gestionar las compras y ventas de energía de las 24h del día siguiente; mercado intradiario, llevado a cabo en el día en curso y sirviendo como mecanismo de ajuste a la programación diaria; y mercado de servicios complementarios, que controla la generación y tensiones en tiempo real, para asegurar un suministro eléctrico con la calidad, fiabilidad y seguridad necesarias [4].

3.1. Mercado diario.

En este trabajo nos centraremos en el precio que se obtiene del mercado diario, por lo que pasamos a estudiar éste con más profundidad [5].

3.1.1. Realización de ofertas.

El objetivo del mercado diario es gestionar las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente, para ello las ofertas de compra y venta de energía eléctrica para el día D han de ser presentadas por los agentes de mercado (productores, comercializadores, comercializadores de referencia, consumidores, consumidores directos en mercado y representantes) antes de las 12:00 del día D-1 al operador de mercado, que procederá a iniciar el proceso de casación entre energía vendida y comprada, salvo que sea necesario prolongar el período de recepción de ofertas por una causa justificada.

Las ofertas de venta de energía pueden ser simples o complejas, mientras que las de compra únicamente son ofertas simples.

Se considerarán ofertas simples aquellas que no presentan ninguna condición adicional que deba tenerse en cuenta en la casación, únicamente incluyen la cantidad de energía a comprar o vender y el precio de la misma. Estas ofertas pueden dividirse en un máximo de 25 tramos diferentes, con distinto precio y cantidad de energía para cada uno de ellos, en cada uno de los períodos de programación, es decir, en cada una de las 24 horas del día.

Las ofertas complejas, por su parte, son aquellas que, además de las condiciones que cumplen las ofertas simples, pueden incorporar algunas condiciones adicionales, como puede ser la de indivisibilidad, ingresos mínimos, parada programada y variación de capacidad de producción o gradiente de carga.

- Condición de indivisibilidad:

Si un tramo indivisible de una oferta entra dentro de la casación, debe hacerlo toda la energía ofertada y no una fracción de la misma. Solo puede ser dividido si se aplican reglas de reparto.

Esta condición únicamente es aplicable al primer tramo de oferta de los 25 posibles en cada tramo horario y si la oferta no incluye otra condición compleja.

- Ingresos mínimos:

Esta condición permite a los vendedores no participar en el resultado de la casación si, aun habiendo presentado sus ofertas y éstas haber resultado casadas, no obtienen unos ingresos mínimos para el conjunto de su producción diaria. Estos ingresos mínimos se expresan como una cantidad fija expresada en euros y otra cantidad variable expresada en euros por cada MWh casado.

- Parada programada:

En caso de que una oferta no resulte casada por no cumplir los ingresos mínimos requeridos, la condición de parada programada permite que se realice una parada de la generación de forma progresiva, evitando parar desde su generación en la última hora del día anterior a cero en la primera hora del día siguiente. Para lograr esto, debe aceptarse en casación el primer tramo desde la primera hora del día hasta como máximo la tercera. Es condición indispensable que la energía ofertada sea decreciente en cada uno de los períodos de casación.

- Gradiente de carga:

La condición de variación de capacidad de producción o gradiente de carga permite establecer una diferencia máxima de variación de energía, tanto a subir como a bajar, entre dos tramos horarios. De esta forma se evitarán cambios bruscos en la generación que técnicamente no podrían seguirse.

Todas las ofertas, ya sean de compra o de venta, simples o complejas, deben seguir un formato establecido que incluya el código de unidad ofertante, la descripción de la oferta, el tipo de oferta... pero no entraremos en más detalle.

A las 12:00 el operador de mercado se dispondrá a cerrar la recepción y validación de ofertas realizadas por los agentes para el mercado diario y, tras analizar las reclamaciones presentadas al proceso de validación de ofertas que los agentes pueden realizar hasta cinco minutos después del cierre de la aceptación de ofertas, se iniciará el proceso de casación.

3.1.2. Proceso de casación.

Como hemos dicho anteriormente, este proceso es llevado a cabo por el operador de mercado, OMIE en la Península Ibérica y comienza a partir de las 12:00 del día anterior para poder fijar la energía y precio de ésta para las veinticuatro horas del día siguiente.

Este proceso de casación de las ofertas de compra y venta de energía se realiza mediante el algoritmo EUPHEMIA [6] (*Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm*), que es el algoritmo usado en la mayoría de países europeos y el cual el Mercado Ibérico de Electricidad comenzó a utilizar a partir de mayo de 2014.

Este algoritmo busca optimizar el “*welfare*”, es decir, el excedente económico. Este excedente económico se define en la Resolución de 9 de mayo de 2018 [5] como “la suma para el conjunto de todos los períodos horarios del horizonte de programación del beneficio de las ofertas de compra, más el beneficio de las ofertas de venta, más la renta de congestión. Se entiende por beneficio de las ofertas de compra la diferencia entre el precio de la oferta de compra casada y el precio marginal recibido, y se entiende por beneficio de las ofertas de venta la diferencia entre el precio marginal recibido y el precio de venta casado.”

“Los ingresos denominados ‘renta de congestión’ se calcularán como el producto de la capacidad de intercambio efectivamente utilizada en el marco del proceso de separación de mercados en cada período de programación por la diferencia de los precios marginales fijados para el mismo en cada una de las zonas de oferta situadas a ambos lados de la interconexión. [Figura 1].

En el mismo documento [5] indican que este algoritmo “considera curvas agregadas en escalón, que corresponden con las curvas para las que el precio de inicio de aceptación de un tramo de energía y el precio de aceptación completa de dicho tramo de energía es coincidente, y con curvas agregadas interpoladas, que son aquellas que corresponden con curvas para las que el precio de inicio de aceptación de un tramo de energía y el precio de aceptación completa de dicho tramo de energía difieren al menos en el salto mínimo entre precios de oferta. Para el tratamiento de ambos tipos de curvas el algoritmo Euphemia realiza el proceso de casación con una precisión en los valores de precios y en los valores de energía, superior al límite de decimales establecido para la presentación de ofertas. Una vez realizado el proceso de casación se realiza para cada mercado el redondeo de los valores de energías y precios, a la precisión establecida en cada mercado. La precisión establecida para el mercado ibérico es de dos decimales para los precios, establecidos en euros por MWh, y de un decimal para las energías, establecidas en MWh.”

El resultado está limitado a las condiciones de intercambio energético establecidas entre las zonas de oferta. En el caso de España se trataría del flujo neto entre las zonas de oferta internas al mercado ibérico (flujo entre España y Portugal y las fronteras de la Península (flujo con Francia y con Marruecos). Estos intercambios estarán limitados a la capacidad disponible para el mercado que, junto con la previsión de la demanda, la situación de la red de transporte y otra serie de datos, el operador del sistema habrá puesto a disposición del operador del mercado antes de las 10:30. Si congestiona la interconexión entre España y Portugal puede darse separación de mercados o *Market Splitting*.

Durante el proceso de preparación de ofertas para la casación, se comprueba la existencia de garantías que respalden económicamente cada una de las ofertas presentadas, además se realizarán las validaciones necesarias. En caso de superar dichas validaciones, se procederá a la anulación de la oferta, que no será considerada en el proceso de casación. En dicho proceso tampoco se incluye la producción de energía objeto de los contratos bilaterales.

Para lograr la casación mediante el algoritmo Euphemia, el operador del mercado determinará la curva agregada de oferta de venta añadiendo por orden ascendente el precio de las cantidades de energía con independencia de la unidad de venga a la que dichas cantidades correspondan. Si existen tramos de energía al mismo precio se ordenará según:

- Inserción en el Sistema de Información del Operador del Mercado, colocando en primer lugar la recibida anteriormente.
- Volumen de energía del tramo de menor a mayor en caso de que las ofertas coincidan en el criterio anterior.
- En caso de que el volumen energético también coincida, el siguiente criterio a tener en cuenta será el orden alfabético y se ordenarán de menor a mayor.

Se determinarán dos curvas agregadas de venta por cada zona de oferta:

- La primera curva contendrá todos los tramos de todas las ofertas simples y de las ofertas complejas que han declarado en algún período horario la condición de indivisibilidad. La energía que se oferte a un mismo precio estará agregada a dicho precio sin diferenciación.
- La segunda incluye los tramos del orden de precedencia económica que no están contenidos en la primera curva agregada de ofertas de venta. No se agrega la energía ofertada a un mismo precio, y se identificarán los tramos que pertenecen a la misma oferta.

Ninguna de las dos curvas contendrá identificación de las unidades de oferta a las que corresponden.

Por su parte, las ofertas de compra serán agrupadas por el operador de mercado en la curva agregada de oferta de compra, donde añadirá por orden descendente de precio las cantidades de energía ofertadas con independencia de la unidad de compra a la que dichas cantidades corresponden. En caso de existir tramos de energía al mismo precio de compra se seguirán los mismos criterios de orden que para las curvas agregadas de ofertas de venta, es decir, momento de inserción en el Sistema de Información del Operador del Mercado, volumen de energía y orden alfabético.

De forma aproximada, podremos representar la casación mediante las curvas agregadas de oferta y demanda como el gráfico a continuación, donde se representa también el beneficio de las ofertas de compra y de las

ofertas de venta.

Representación aproximada de casación

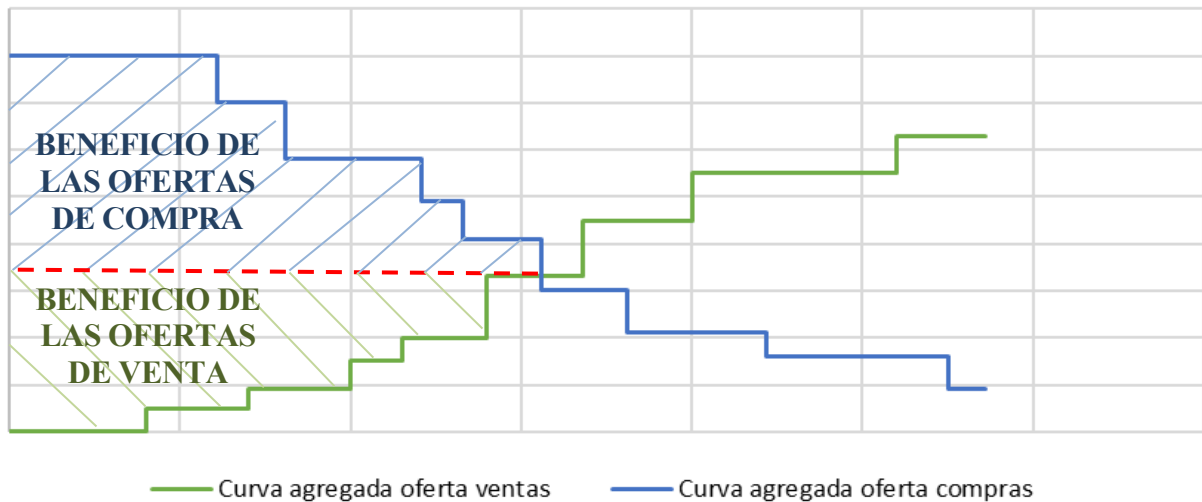


Figura 1. Representación aproximada casación

Tras esta casación se revisarán las condiciones complejas que debían tenerse en cuenta en algunas de las ofertas de venta.

Por ejemplo, aunque el algoritmo considera las condiciones complejas establecidas, la comprobación de la condición de ingresos mínimos se realiza con el valor de los precios y energías antes del redondeo, es decir, con más de dos decimales. Es posible que resulte casada una oferta y el valor suma del término fijo más el término variable multiplicado por la energía final tras el redondeo sea inferior a la suma de la multiplicación de la energía casada una vez realizado el redondeo por el precio marginal horario una vez realizado el redondeo.

Si esto ocurre, la oferta quedaría fuera de la casación y se podría aplicar la condición de parada programada.

Antes de las 13:00 el operador del mercado podrá a disposición de los operadores del sistema y de los agentes del mercado el resultado provisional del proceso de casación. También se proporcionará a los agentes la información correspondiente a sus unidades de venta y adquisición.

Tras esto, los agentes dispondrán de diez minutos para poder formular reclamaciones, que se tramitarán según el procedimiento establecido. El operador de mercado a su vez podrá plantear las incidencias que hayan ocurrido en el proceso. Los operadores del sistema podrán plantear la existencia de una de las incidencias establecidas por los operadores del mercado al resultado de la casación.

Una vez realizado el proceso de casación del mercado diario, y ser el resultado confirmado por OMIE y todos los operadores de mercado que realizan la casación acoplados al mercado ibérico, los resultados de los flujos por la interconexión Francia-España y los precios serán firmes.

Si tras la publicación del Programa Diario Base de Casación (PDBC), se observase un error en el proceso de casación, el operador del mercado ibérico procederá a repetir el proceso de casación de forma independiente al resto de mercados europeos. Tras la recasación se obtendrá un nuevo resultado completo de la casación del mercado diario Ibérico, que sustituirá al resultado previo. Será a este nuevo precio al que se aplique el proceso de liquidaciones, salvo a efectos de la valoración económica del flujo energético en la interconexión España-Francia y a efectos del cálculo de la renta de congestión en dicha interconexión, que se tomará el precio final que corresponde a la casación común.

Si observamos datos reales de curvas agregadas de oferta y demanda, podremos ver cómo las curvas de energía casada difieren con las de ofertas, esto se debe a las modificaciones realizadas tras incorporar las

condiciones complejas de las ofertas.

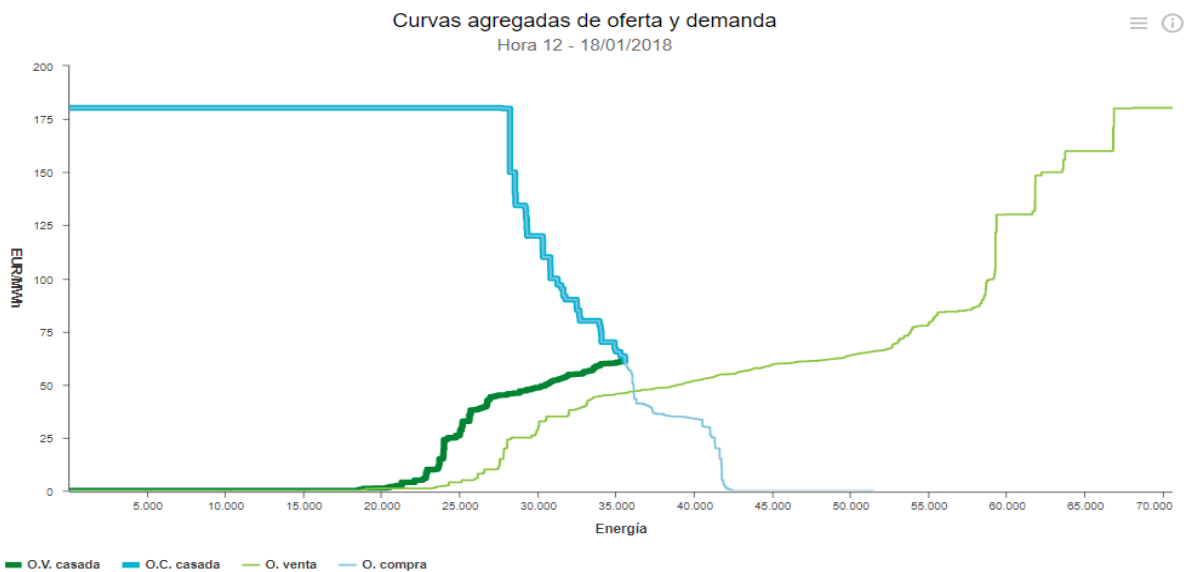


Figura 2. Casación real OMIE

Antes de las 14:00 el operador del mercado diario pondrá a disposición del operador del mercado a plazo los precios y los volúmenes de contratación negociados en cada hora del mercado diario para el día siguiente, así como el resultado del proceso de entrega física.

Una vez incorporadas las energías declaradas como contratos bilaterales, los operadores del sistema comunicarán al operador del mercado el Programa Diario Base de Funcionamiento (PBDF). En caso de que hubiese que repetir la casación y, por tanto, el Programa Diario Base de Casación (PDBC) no sea coherente con el PBDF, los operadores del sistema deberán incorporar al nuevo PDBC estas energías de contratos bilaterales para dar lugar a un nuevo PDBF.

Los operadores del sistema han de poner a disposición del operador del mercado, antes de las 14:00, el Programa Diario Viable Definitivo (PDVD), donde se habrán solucionado las restricciones técnicas previstas en el sistema. El operador del mercado debe informar a los agentes de los datos finales que correspondan a sus unidades de producción y adquisición.

Tras el cierre del mercado diario y tras fijarse el PDVD, los agentes podrán vender y comprar energía en los mercados intradiarios. Éstos se estructuran en seis sesiones de subastas en el ámbito del mercado ibérico y un mercado continuo a nivel europeo.

Estos mercados no serán objeto de estudio en este trabajo, por lo que no los desarrollaremos en profundidad.

3.2. Contratación de suministro.

A continuación detallaremos las opciones de contratación de suministro para el pequeño consumidor, es decir, aquel cuya instalación no supera los 10 kW en potencia contratada y están conectados a tensiones no superiores a 1 kV [7]. Estos usuarios pueden acogerse a modalidades reguladas de contratación, es decir, ofertadas por comercializadoras de referencia o a las ofertadas por comercializadoras libres.

3.2.1. Opciones con comercializadoras de referencia.

Respecto a las comercializadoras de referencia o reguladas el usuario dispone de varias opciones a la hora de contratar el suministro:

- Contratación del suministro mediante el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC).

El PVPC [2] (antigua Tarifa de Último Recurso, TUR) será el precio máximo que podrán cobrar los comercializadores de referencia a los consumidores, estos valores serán únicos en todo el territorio español.

Los usuarios acogidos a PVPC¹ podrán, a su vez, acogerse a distintas tarifas de acceso, con distintos precios del término de energía en función del período horario en el que se realice el consumo:

- Tarifa 2.0.A. Es aquella tarifa sin discriminación horaria.
- Tarifa 2.0.DHA. Esta tarifa presenta discriminación horaria de dos períodos (punta y valle).
- Tarifa 2.0.DHS. Es la tarifa que cuenta con tres períodos tarifarios (punta, valle y supervalle)

La duración de los contratos de suministro a PVPC será anual y se prorrogará automáticamente por plazos iguales. No obstante, el consumidor tendrá la facultad de resolver el contrato antes de su finalización o de la finalización de cualquiera de sus prórrogas, sin coste alguno.

En Efecto sobre el precio voluntario para el pequeño consumidor” se desarrolla con mayor profundidad el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor.

- Contratación del suministro mediante un precio fijo durante 12 meses.

Cada comercializador de referencia estará obligado a realizar una oferta alternativa al PVPC a los consumidores con derecho a dicho precio voluntario, en dicha oferta se establecerá a un precio fijo [8] del suministro para un período de un año.

Esta oferta será igual para todos los consumidores con derecho a precio voluntario para el pequeño consumidor en todo el país. Si la comercializadora de referencia no ejerce la actividad en toda España, la oferta deberá ser uniforme para todo el territorio en el que opere.

El comercializador de referencia no podrá rescindir unilateralmente el contrato anual antes de su finalización, a menos que sea debido a la suspensión de suministro.

En caso de que el consumidor rescinda el contrato antes de la fecha de finalización del mismo podrán aplicarse penalizaciones, que no podrán exceder el cinco por ciento del precio del contrato por la energía estimada pendiente de suministro.

- Tarifas bono social.

El bono social es un descuento que resulta de aplicación para aquellos consumidores considerados vulnerables o vulnerables severos y además reúnan las siguientes condiciones [9]

- Punto de suministro de electricidad para el que se solicite el bono sea en vivienda habitual.
- Ser el titular persona física.
- Estar acogido al precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC).

Una vez cumplidas estas condiciones, el consumidor de energía eléctrica deberá cumplir alguno de estos requisitos para ser considerado consumidor vulnerable:

- Que el nivel de su renta o, en caso de formar parte de una unidad familiar, la renta conjunta anual de la unidad familiar a la que pertenezca sea igual o inferior a valores entre 1,5 y 3 veces el Indicador Público de Renta de Efectos Múltiples. Se establecerá según el número de hijos menores que formen parte de la unidad familiar y en función de si se acreditan condiciones excepcionales como discapacidad reconocida igual o superior al 33%, ser víctima de terrorismo o violencia de género o encontrarse en situación de dependencia reconocida de grado II o III.

Los multiplicadores de renta respecto al índice IPREM se verán incrementados en 0,5 si el

¹ Durante la realización de este trabajo entró en vigor una nueva norma (<https://www.boe.es/eli/es/cir/2020/01/15/3>) por la cual los usuarios acogidos a PVPC, en alguna de sus tarifas, pasarán de manera automática a estar acogidos a la nueva tarifa 2.0.TD, con tres períodos tarifarios para la energía consumida (punta, llano y valle).

consumidor acredita que la unidad familiar está integrada por un único progenitor y, al menos, un menor.

- Ser familia numerosa.
- Que el consumidor y, en caso de formar parte de una unidad familiar, todos los miembros de la misma que tengan ingresos, sean pensionistas del Sistema de la Seguridad Social por jubilación o incapacidad permanente, percibiendo la cuantía mínima vigente en cada momento para dichas clases de pensión, y no perciban otros ingresos cuya cuantía agregada anual supere los 500 euros.

El bono social aplicará, para un consumidor considerado vulnerable, un descuento del 25% en todos los términos que componen el PVP.

Un consumidor de energía eléctrica será considerado consumidor vulnerable si cumple las siguientes características:

- Que el nivel de renta anual sea inferior o igual al 50 % de los umbrales establecidos para el consumidor vulnerable.
- Estar en posesión del título de familia numerosa y que la renta sea igual o inferior a dos veces el IPREM a 14 pagas.
- Que el consumidor y todos los miembros de la unidad familiar que tengan ingresos sean pensionistas por jubilación o incapacidad permanente y perciban la cuantía mínima, sin percibir ingresos externos que superen los 500€ anuales y, además, tengan una renta anual inferior a una vez el IPREM a 14 pagas.

El bono social supone para un consumidor vulnerable severo una reducción del 40 % en el valor del PVPC.

Además, el consumidor que cumpla los requisitos de vulnerable severo y sea atendido por los servicios sociales de una administración autonómica o local que financie al menos el 50 % del importe de su factura, será considerado consumidor en riesgo de exclusión social y su suministro no podrá ser interrumpido.

3.2.2. Opciones con comercializadoras libres.

Cualquier consumidor puede optar por contratar su suministro de energía eléctrica con una comercializadora libre. Estos contratos se harán conforme al precio y condiciones que acepten ambas partes de mutuo acuerdo.

En este tipo de contratos podrán existir una gran variedad de ofertas que incluyan condiciones como permanencia o diferentes fórmulas de revisión de la oferta.

3.3. Factura eléctrica de un consumidor acogido a PVPC.

En la *Resolución de 23 de mayo de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el contenido mínimo y el modelo de factura de electricidad* [10] queda recogido el contenido mínimo obligatorio de la factura eléctrica y un formato tipo de las facturas que deben remitir a los consumidores los comercializadores de referencia.

El Anexo I de dicho documento muestra el formato de factura que recibirá un consumidor acogido a PVPC sin bono social que mostraremos a continuación.

Inscripción en el Registro Mercantil de (ciudad), Lomo XXXX Folio XX Hoja BXX-XXXX

LOGOTIPO
COMERCIALIZADORA

DATOS DE LA FACTURA DE ELECTRICIDAD

IMPORTE FACTURA: XX,XX €

Nº factura: XXXXXXXX
 Periodo de consumo: xx de (mes) de xxxx a xx de (mes) de xxxx
 Fecha de cargo/fecha límite de pago: xx de (mes) de XXXX

FACTURA RESUMEN

Por potencia contratada	XX,XX €
Por energía consumida	XX,XX €
Impuesto electricidad	XX,XX €
Alquiler equipos de medida y control	XX,XX €
Impuesto aplicado (XX %)	XX,XX €
TOTAL IMPORTE FACTURA	XX,XX €

Dña./D.
 Calle nº
 XXXXX (.....)

INFORMACIÓN DEL CONSUMO ELÉCTRICO

	Consumo en el periodo xxx	Consumo en el periodo xxx	Consumo en el periodo xxx
	XXh - XXh	XXh -XXh	XXh - XXh
Lectura anterior (real/estimada) (xx-mes-xxxx)	xxx kWh	xxx kWh	xxx kWh
Lectura actual (real/estimada) (xx-mes-xxxx)	xxx kWh	xxx kWh	xxx kWh
Consumo en el periodo (*)	xxx kWh	xxx kWh	xxx kWh

ESPACIO RESERVADO PARA EL GRÁFICO REPRESENTATIVO DE LA EVOLUCIÓN DE CONSUMO

(*) Para confirmar que su consumo está bien facturado, introduzca los datos de consumo en el periodo, fechas de lectura y potencia contratada (marcadas en color) en la herramienta publicada en la página web de la Comisión Nacional de Competencia y los Mercados www.cnmc.es

Su consumo medio diario en el periodo facturado ha sido de xx,xx €. Su consumo medio diario en los últimos 14 meses ha sido de xx,xx €. Su consumo acumulado del último año ha sido de xx,xx kWh.

DATOS DEL CONTRATO

Titular: Dña. NIF: XXXXXXXXE
 Dirección de suministro: C/....., XXXX
 TIPO DE CONTRATO: PVPC con discriminación horaria de xxx periodos.
 TIPO DE CONTADOR: Con/sin contador inteligente efectivamente integrado en el sistema de telegestión.
 Facturación con perfil promedio del periodo de facturación /Facturación por consumo real horario.
 Peaje de acceso: XXXX Potencia contratada: XXX kW
 Referencia del contrato de suministro (nombre empresa COR): xxxxxx
 Referencia del contrato de acceso (nombre empresa distribuidora): xxxxxx
 Fecha final contrato: xx de (mes) de xxxx (renovación anual automática)
 Fecha emisión factura: xx de (mes) de xxxx

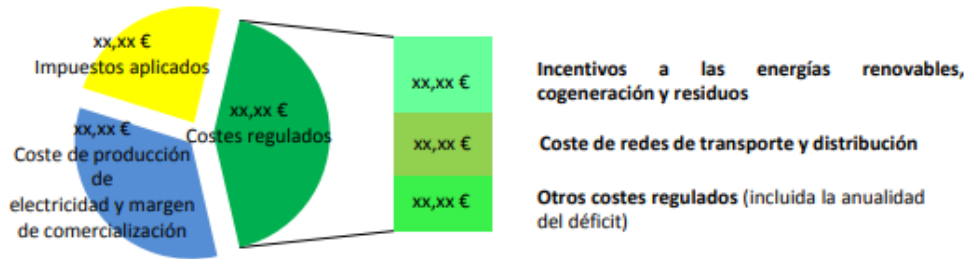
Código unificado de punto de suministro CUPS: XXXXXXXX
 Atención al cliente (nombre empresa COR): 900.xxx.xxx (gratuito) Reclamaciones (nombre COR): 900.xxx.xxx clientes@xxxxxxxx.es
 Averías y Urgencias (nombre empresa distribuidora): 900.xxx.xxx (gratuito) Dirección postal reclamaciones (nombre COR): xxxxxx
 Para reclamaciones sobre el contrato de suministro o facturaciones podrá dirigirse a la Consejería xx (órgano competente en materia de energía) de la Comunidad Autónoma de XXX en el teléfono 9x.xxx.xxx o a través de su página web www.xx.es.
 Adicionalmente, en el caso de tratarse de una persona física, podrá dirigirse a la Consejería de xx (órgano competente en materia de consumo) de la Comunidad Autónoma de xxx en el teléfono 9x.xxx.xxx o a través de su página web www.xx.es.
 Asimismo, podrá acudir a la entidad de resolución alternativa de litigios xxxxxx en el teléfono 9x.xxx.xxx."

Espacio reservado para datos de cuenta bancaria u otras formas de pago

DESTINO DEL IMPORTE DE LA FACTURA

g)

El destino del importe de su factura, **XX,XX euros**, es el siguiente:



A los importes indicados en el diagrama debe añadirse, en su caso, el importe del alquiler de los equipos de medida y control

DETALLE DE LA FACTURA

h)

Facturación por potencia contratada: Comprende dos conceptos: la facturación por peaje de acceso (resultado de multiplicar los kW contratados por el precio del término de potencia del peaje de acceso y el número de días del periodo de facturación) y la facturación por margen de comercialización fijo.

Importe por peaje de acceso:	
xx kW * xxxx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €
Importe por margen de comercialización fijo:	
xx kW * xx €/kW y año * (xx/365) días	xx,xx €

Facturación por energía consumida: Comprende dos conceptos: la facturación por peaje de acceso (resultado de multiplicar los kWh consumidos en el periodo de facturación por el precio del término de energía del peaje de acceso) y la facturación por coste de la energía (resultado de multiplicar los kWh consumidos por el precio del término del coste horario de energía del PVPC).

Importe por peaje de acceso:	
xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
Importe por coste de la energía:	
xx kWh * xxxx €/kWh	xx,xx €
Subtotal	xx,xx €

Impuesto de electricidad: Impuesto especial al tipo del x,xxx % sobre el producto de la facturación de la electricidad suministrada multiplicada por el coeficiente xxx.

Impuesto electricidad (xx,xx * xx,xx * x,xxx %)	xx,xx €
---	---------

Alquiler de equipos de medida y control. Precio establecido que se paga por el alquiler de equipos de medida y control.

Alquiler de equipos de medida y control (xx días * xx,x €/día)	xx,xx €
--	---------

Subtotal otros conceptos	xx,xx €
---------------------------------	----------------

Importe total	xx,xx €
---------------	---------

Impuesto de aplicación: Impuesto xxx al tipo del xx%.

Impuesto (xx%)	xx% s/ xx,xx	xx,xx €
----------------	--------------	---------

TOTAL IMPORTE FACTURA	XX,XX €
------------------------------	----------------

*Precios de los términos del peaje de acceso publicados en (disposición normativa).
 PVPC calculado según Real Decreto xxxx (disposición normativa).
 Margen de comercialización fijo publicado en (disposición normativa).
 Precio de los equipos de medida y control establecido en (disposición normativa).*

INFORMACIÓN PARA EL CONSUMIDOR

i)

Usted tiene contratado el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). **No obstante, tiene también otras OPCIONES DE CONTRATACIÓN ALTERNATIVAS** al PVPC:

- a) Con la comercializadora de referencia: Usted podrá contratar un **precio fijo durante 12 meses**, que todas las comercializadoras de referencia están obligadas a ofertar. Dicho precio será fijado libremente por cada empresa comercializadora de referencia.
- b) Con cualquier comercializadora **en mercado libre**: También puede contratar el suministro de energía eléctrica conforme al precio y las condiciones pactadas, en su caso, entre las partes.

En la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, www.cnmc.es, podrá consultar y comparar las distintas ofertas vigentes de las comercializadoras de energía eléctrica, tanto las de precio fijo anual como las de mercado libre. Asimismo, podrá encontrar en esta página web el listado de las comercializadoras que suministran en el mercado libre y las comercializadoras de referencia.

BONO SOCIAL PARA CONSUMIDORES VULNERABLES: Tienen derecho a acogerse al bono social aquellos consumidores vulnerables que cumplan con las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que se determinan. En todo caso, se circunscribirá a personas físicas en su vivienda habitual. Para solicitar el bono social, podrá hacerlo presencialmente en nuestras oficinas o llamando al teléfono xxx. Dispone de información sobre los requisitos que deben cumplirse en el teléfono xxx o en la página web xxx.xxxx.es.

OTRA INFORMACIÓN DE INTERÉS:

(Si no se dispone de contador inteligente efectivamente integrado en el sistema de telegestión): En cumplimiento de la normativa, su factura se ha realizado con base en lecturas reales que se efectúan bimestralmente. En el caso de que usted haya dado su consentimiento expreso para que la facturación sea mensual o en otros casos que hubieran dado lugar a una facturación estimada, los pagos a que den lugar las estimaciones de consumo en los meses en los que no haya lectura, se considerarán pagos a cuenta, objeto de regulación en la primera factura que se realice con consumos reales.

(Si se dispone de contador inteligente efectivamente integrado en el sistema de telegestión): Sus facturas se realizan mensualmente con base en lecturas reales.

Puede encontrar más información en las siguientes direcciones web: Consumidores de energía e información sobre la factura: www.cnmc.es. Comparador de precios y ofertas de electricidad: <http://comparadorofertasenergia.cnmc.es>. Información sobre consumo eficiente y ahorro energético: www.idae.es. Red Eléctrica de España: www.ree.es

ORIGEN E IMPACTO AMBIENTAL DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA

j)

ESPACIO RESERVADO PARA LA INFORMACIÓN RELATIVA AL ORIGEN E IMPACTO AMBIENTAL DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA, CONFORME A LA CIRCULAR 1/2008, DE 7 DE FEBRERO, DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, DE INFORMACIÓN AL CONSUMIDOR SOBRE EL ORIGEN DE LA ELECTRICIDAD CONSUMIDA Y SU IMPACTO SOBRE EL MEDIO AMBIENTE

Como vemos en la factura tipo, la información que esta recoge será:

- a) Logotipo, denominación, CIF y domicilio social de la comercializadora de referencia.
- b) Datos de la factura de electricidad:
Incluye el importe total de la factura, número de factura, período de consumo y fecha de cargo en caso de estar domiciliada la factura o fecha límite de pago si no lo está.
- c) Resumen de la factura.
- d) Nombre y dirección a efectos de comunicación del titular del contrato.
- e) Información del consumo eléctrico:
En el caso de los consumidores acogidos a PVPC, las fechas de las lecturas y el consumo de cada período aparecerán en color rojo o en otro color de libre elección por el comercializador que permita resaltar estos datos de forma clara.
En caso de que el usuario no disponga de contador inteligente efectivamente integrado en el sistema de telegestión, se incluirá la siguiente explicación relativa al consumo eléctrico en el período y precedida de asterisco:
“(*) Para confirmar que su consumo está bien facturado, introduzca los datos de consumo en el periodo y fechas de lectura (marcados en color) en la herramienta publicada en la web de la Comisión Nacional de Competencia y los Mercados www.cnmc.es”
La información del consumo eléctrico está detallada en Estudio de factura mensual de energía eléctrica.
- f) Datos del contrato:
Incluye información como el nombre y NIF del titular del contrato, dirección del suministro, tipo de contrato, tipo de contador, peaje de acceso, potencia contratada...
- g) Destino del importe de la factura:
Se desglosará en:
 - Costes regulados: incentivos a las energías renovables, cogeneración y residuos; coste de redes de transporte y distribución; otros costes regulados.
 - Coste de producción de electricidad y margen de comercialización
 - Impuestos aplicados.Se incluirá el texto siguiente: “A los importes indicados en el diagrama debe añadirse, en su caso, el importe del alquiler de los equipos de medida y control”
- h) Detalle de la factura.
- i) Información para el consumidor.
- j) Información sobre el origen e impacto ambiental de la electricidad consumida

En cuanto al formato de las facturas que deberán emitir los comercializadores de referencia a los consumidores acogidos a PVPC será como el expuesto al inicio de este apartado.

3.4. Regulación de autoconsumo eléctrico en España.

Debemos conocer cuál es la situación actual respecto al autoconsumo en el país, ya que durante este trabajo consideraremos el aumento de instalaciones fotovoltaicas urbanas.

En el año 2015 [11] se implanta en el país el peaje de respaldo para las instalaciones de autoconsumo, el comúnmente denominado impuesto al sol. Este impuesto obliga al usuario que disponga de generación propia

pero siga conectado a la red, a pagar por este concepto de “respaldo”. Además, mientras esté vigente este Real Decreto, si el usuario vierte su energía excedentaria a la red, no recibirá retribución por ello.

La implantación de este Real Decreto supuso un retardo en el desarrollo de instalaciones fotovoltaicas y demás generación renovable.

En el año 2018 se derogó dicho impuesto [12] , pero no fue hasta abril de 2019 [13] cuando se estableció una retribución a los usuarios con autoconsumo por la energía vertida a la red.

En el Real Decreto de abril de 2019 se diferencian las instalaciones de autoconsumo en varias modalidades:

- Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes:

Deberá instalar un mecanismo que impida la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o distribución.

- Modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes:

Estas modalidades podrán recibir energía de la red, utilizar el autoconsumo y, además, inyectar energía excedentaria a la red de transporte o distribución. Dentro de esta modalidad podemos dividir las instalaciones en:

- Modalidad con excedentes acogida a compensación:

Serán parte de esta modalidad aquellos suministros con autoconsumo excedentes que hayan optado por acogerse a un mecanismo de compensación de excedentes. Para ello, deben cumplir todas las condiciones siguientes:

- a) La fuente de energía primaria debe ser de origen renovable.
- b) La potencia total de las instalaciones de producción debe ser menor a 100kW.
- c) Si resultase necesario realizar un contrato de suministro para servicios auxiliares de producción, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares de producción con una empresa comercializadora, según lo dispuesto en el artículo 9.2 de dicho RD.
- d) El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo.
- e) La instalación de producción no tenga otorgado un régimen retributivo adicional o específico.

- Modalidad con excedentes no acogida a compensación:

Pertenece a esta modalidad aquellos usuarios que, con autoconsumo con excedentes, hayan decidido no acogerse a compensación o que no cumplan alguno de los requisitos anteriores.

La energía horaria excedentaria se valorará como: $\text{Valor energía excedentaria} = \text{Pmh} - \text{CDSVh}$.

Siendo estos términos componentes del PVPC, que en el *Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo* [8] , quedan definidos como

“Pmh: Precio medio horario obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en la hora h del período tarifario p.

CDSVh: Coste de los desvíos horarios por MWh consumido de los comercializadores de referencia correspondiente a la estimación realizada por el operador del sistema de acuerdo a lo previsto en este real decreto y publicado el día anterior al suministro, para cada una de las 24 horas del día siguiente.”

En ningún caso, el valor económico de la energía horaria excedentaria superará al valor económico de la energía horaria consumida en el mismo período de facturación, es decir, en ningún momento el consumidor recibirá dinero a cambio de la energía que inyecta a la red, sino que el valor de ésta le será descontado del término de importe por coste de la energía de su factura eléctrica.

4 METODOLOGÍA Y RESULTADOS

Para llevar a cabo este trabajo nos hemos servido inicialmente de los datos de las curvas agregadas de oferta y demanda del mercado diario incluyendo unidades de oferta de 2018 que proporciona OMIE en su web [14] o en [15], datos a partir de los cuales hemos ido obteniendo distintos puntos de casación según los escenarios estudiados.

4.1. Variación del precio de casación según PV instalada en suelo urbano.

De los datos obtenidos de OMIE anteriormente nombrados, nos quedaremos únicamente con las ofertas de venta y de compra de energía por parte de España. Para ello, usamos el documento que ofrece OMIE del listado de unidades [16] donde indica el país al que pertenece cada una para seleccionar únicamente con las ofertas de venta o compra nacionales. A estos datos, añadimos los intercambios energéticos realizados con los países fronterizos cada hora [17],[17][17][17]

Mediante Matlab hemos aislado los datos nacionales y los intercambios con Francia, Portugal y Marruecos para realizar una casación inicial que se aproximará a la casación inicial real (casación simple). Consideraremos los intercambios como compras y ventas ficticias que casarán siempre. Para ello nos aseguraremos de que entran en la casación, dándole un precio elevado a las exportaciones, modelándolas como compras a 180.3 €, y dándole precio cero a las importaciones desde Francia, Portugal y Marruecos, que serán modeladas como ventas.

En nuestro estudio hemos obviado los días con cambio horario, por lo que hemos considerado todos los días con 24 tramos horarios.

A continuación vemos la representación de la ampliación del punto de corte de las curvas agregadas de oferta y demanda para la hora 6 del día 8 de junio de 2018 proporcionada por OMIE [18] comparada con la obtenida para la misma hora a través de Matlab usando los datos indicados.

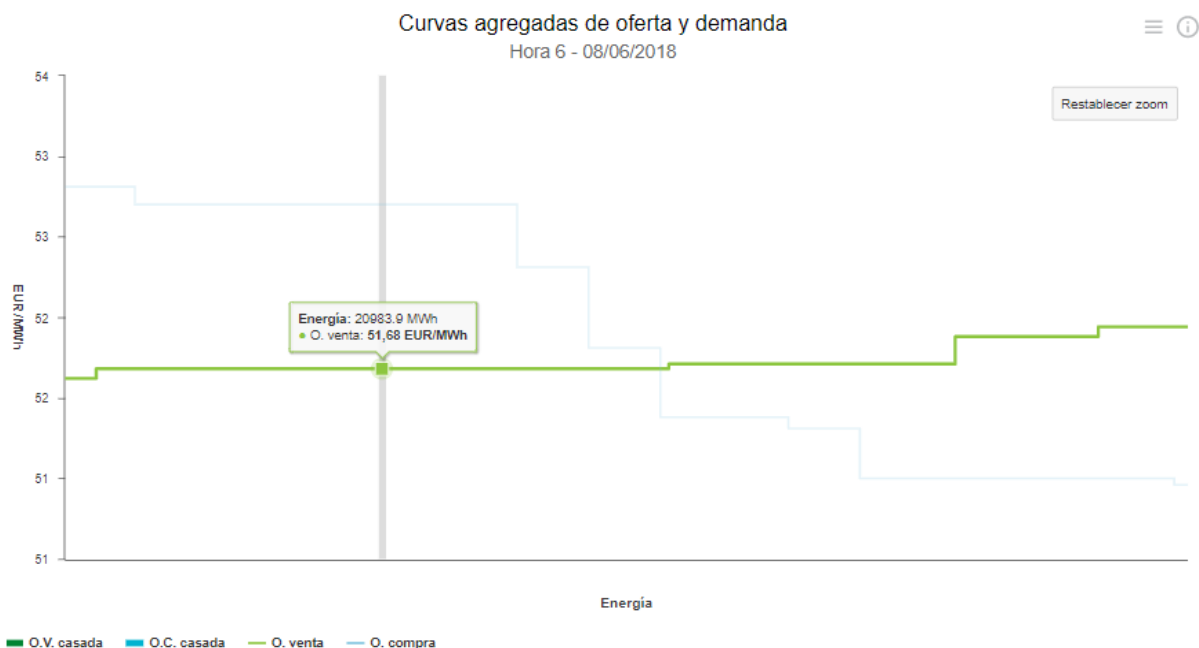


Figura 3. Casación OMIE hora 6 del 08/06/2018

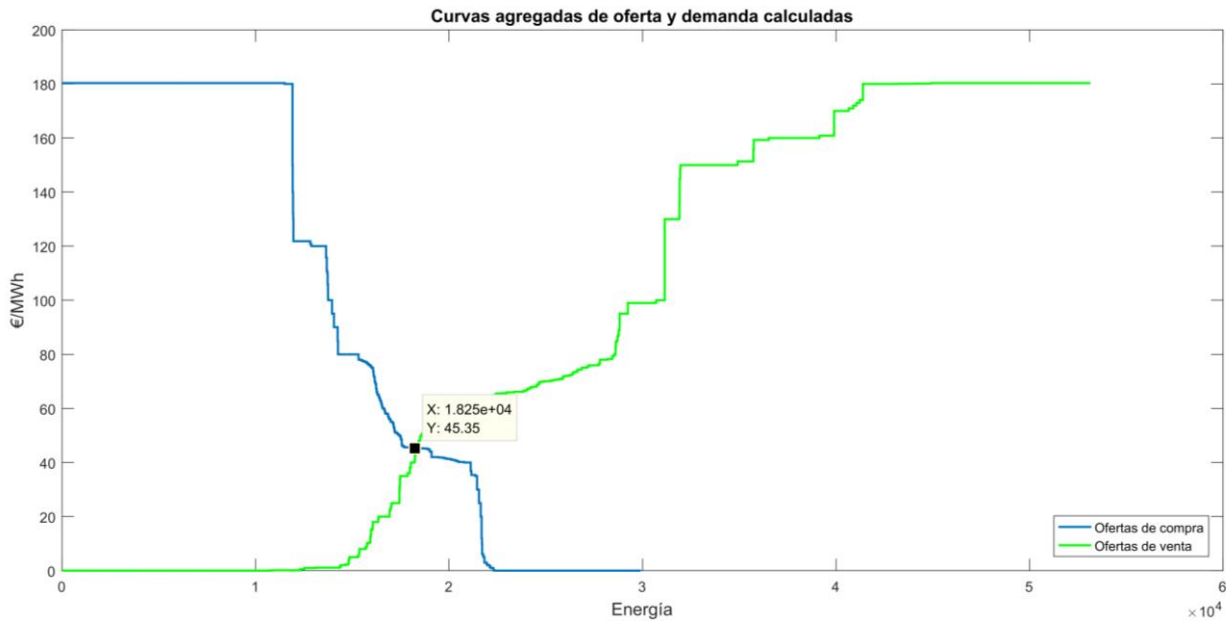


Figura 4. Casación Matlab hora 6 del 08/06/2018

Vemos que, aunque no coincide exactamente, el precio del MWh es similar en ambas curvas, 51,68 € en la curva obtenida de OMIE y 45,35 € en la obtenida con Matlab.

4.1.1. Instalación fotovoltaica en superficie urbana.

Con el proceso explicado anteriormente, obtendremos la casación inicial del caso base, es decir, sin suponer instalación fotovoltaica. Nuestro objetivo en este estudio es contemplar el efecto de la generación solar distribuida urbana en los precios del mercado de electricidad. Por tanto, debemos añadir generación fotovoltaica a nuestro sistema.

Para ello tendremos en cuenta los datos de superficie urbana de cada una de las comunidades y ciudades autónomas de España (excepto País Vasco y Navarra) que proporciona el catastro [19]. Para obtener la superficie urbana del País Vasco hemos usado los datos proporcionados por el INE [20] junto con los del gobierno de la comunidad autónoma [21], mientras que para los datos de Navarra hemos medido la superficie de los núcleos urbanos más reseñables con la herramienta Calcmeps [22].

Mediante la herramienta PVGIS [23] que ofrece la Unión Europea obtenemos la generación fotovoltaica en W por cada kW instalado, según la ubicación indicada. Tomamos entonces un punto central de cada comunidad y ciudad autónoma, obteniendo así 19 archivos con datos para las 8760 horas del año.

Para proporcionarnos la generación por kW instalado, PVGIS toma como base de datos de radiación solar PVGIS-CMSAF. El último año que se recoge en la herramienta es 2016, por lo que, respecto al resto de datos tendremos dos años de diferencia, pero podemos suponer que la radiación solar no varía excesivamente en este tiempo. Respecto al sistema fotovoltaico, se usarán placas de silicio cristalino, colocadas con eje fijo y pendiente de 35°, considerando las pérdidas del sistema un 14%.

Estudiaremos distintos casos de instalación fotovoltaica, considerando el uso del 5% y 10% del suelo urbano para dicha instalación, ya que considerar porcentajes más elevados resultaría poco realista dado que no todas las zonas son útiles para la instalación de PV por la orientación de tejados, sombras, zona no techable... etc.

Para ello usaremos Matlab, donde hemos creado un código en el que introduciremos el porcentaje de suelo utilizado, se leerá el documento donde se indica el suelo urbano de cada comunidad autónoma y también los archivos donde se recoge la generación para cada hora del año por kW instalado en cada una de las autonomías.

Suponiendo que las placas utilizadas [24] tienen 305W de potencia máxima y ocupan 1,65m² aproximadamente, calcularemos la potencia instalada, expresada en kW, en cada comunidad o ciudad autónoma como: $P_{instalada} = Superficie\ m^2 \cdot \frac{\%uso}{100} \cdot \frac{0.305\ kW}{1.65m^2}$

Basándonos en la Nota Suplementaria 4 del artículo "On the potential contribution of rooftop PV to a sustainable electricity mix: the case of Spain" [25], donde se detalla la determinación de superficie de techos y azoteas, podemos observar que utilizar para instalaciones fotovoltaicas el 10% de la superficie urbana equivaldría a utilizar el 50% del área disponible en azoteas y tejados no norte.

En la tabla siguiente podemos ver qué superficie en m² corresponde a cada porcentaje de suelo urbano utilizado, qué porcentaje de suelo útil representa y, también, qué potencia instalada implica el uso de esta superficie.

Tabla 1

Porcentaje de superficie urbana usada	5%	10%
Porcentaje de superficie de tejados/terraza no norte	25%	50%
Superficie utilizada (km²)	344,55	689,10
Potencia instalada (MW)	63.689,82	127.379,65

Abriremos el archivo de generación horaria de cada autonomía y calcularemos, mediante la siguiente expresión, la generación producida por cada territorio en cada una de las 8760 horas del año para la situación de porcentaje de suelo utilizado que estemos estudiando, expresada en MWh:

$$GenComunidad = Generación(Wh)\ por\ kW\ instalado * P_{instalada}(kW) * 10^{-6} \frac{MWh}{Wh}$$

Sumaremos hora a hora la generación de cada autonomía para tener el total generado en España mediante instalaciones fotovoltaicas urbanas. Para calcular los precios de casación simple del mercado diario teniendo en cuenta la producción de energía fotovoltaica, esta nueva generación será considerada en cada hora como una disminución de la demanda.

Esto hará que la curva de ofertas de compras se desplace hacia la izquierda, haciendo así que el punto de casación proporcione como precio horario de la energía un precio menor que en el caso base.

La imagen a continuación muestra un ejemplo de casación base, siendo el precio de casación 72 €/MWh

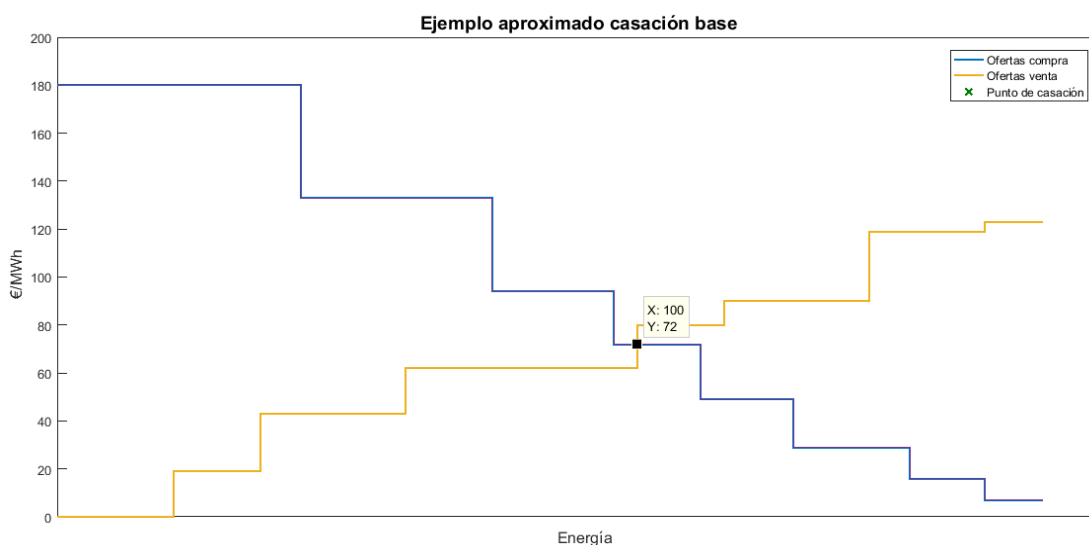


Figura 5. Ejemplo casación base

Si consideramos un aumento de oferta de venta a precio cero, vemos cómo el precio disminuye en 10 €/MWh debido al desplazamiento de la curva de ofertas de ventas hacia la derecha.

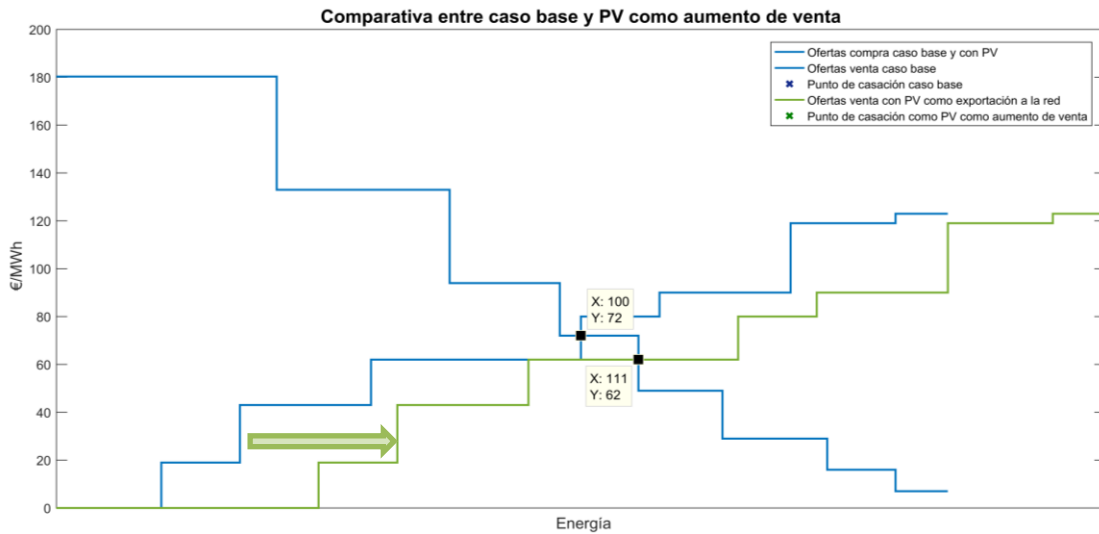


Figura 6. Ejemplo aumento de venta

Si en lugar de suponer que toda la energía se vende suponemos que toda es dedicada al autoconsumo, se representaría en las curvas agregadas de oferta y demanda como una disminución de la demanda de energía, por tanto, la curva de ofertas de compra se desplazaría a la izquierda, haciendo que el precio indicado por el punto de casación sea menor que en el caso base e igual al obtenido considerando la energía producida como energía vendida.

Esto es lo que ocurre en la siguiente representación, donde vemos que el precio de casación es, igual que en el caso anterior, de 62 €/MWh.

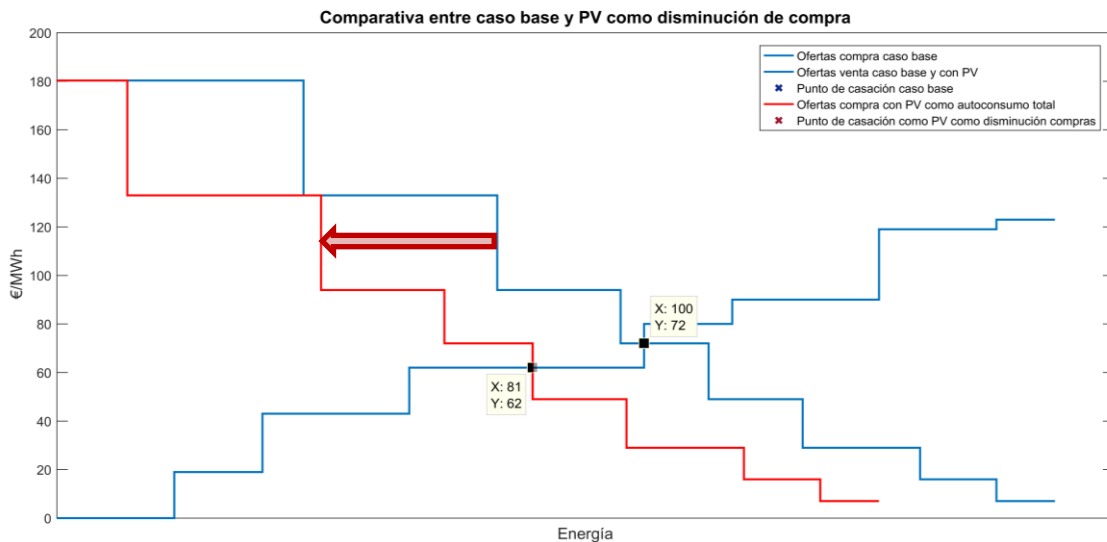


Figura 7. Ejemplo disminución de compra

En un caso real, la generación fotovoltaica urbana se comportaría como mezcla de los dos casos ejemplificados arriba: serviría para autoconsumo y aportaría el excedente a la red, pero supondrá un cambio en el precio como en los ejemplos estudiados, ya que habrá descenso de consumo y, al mismo tiempo, aumento de ventas ofertadas en el mercado diario a precio cero.

4.1.2. Precios horarios, precios horarios promedio y promedio ponderados.

Realizaremos este cálculo del nuevo punto de casación considerando la instalación de generación fotovoltaica urbana para las 8760 horas del año y los distintos porcentajes de suelo urbano utilizado.

En el siguiente gráfico podemos ver cómo afectaría a los precios de casación simple en un día. En concreto hemos usado el día 22 de enero de 2018, se puede observar que las horas con luz solar se encuentran entre las

7h y las 18h, siendo las horas centrales en las que más irradiación llega a las placas y por tanto más disminuye el precio, dando lugar a precios cero incluso usando para generación fotovoltaica distribuida únicamente un 5% de suelo.

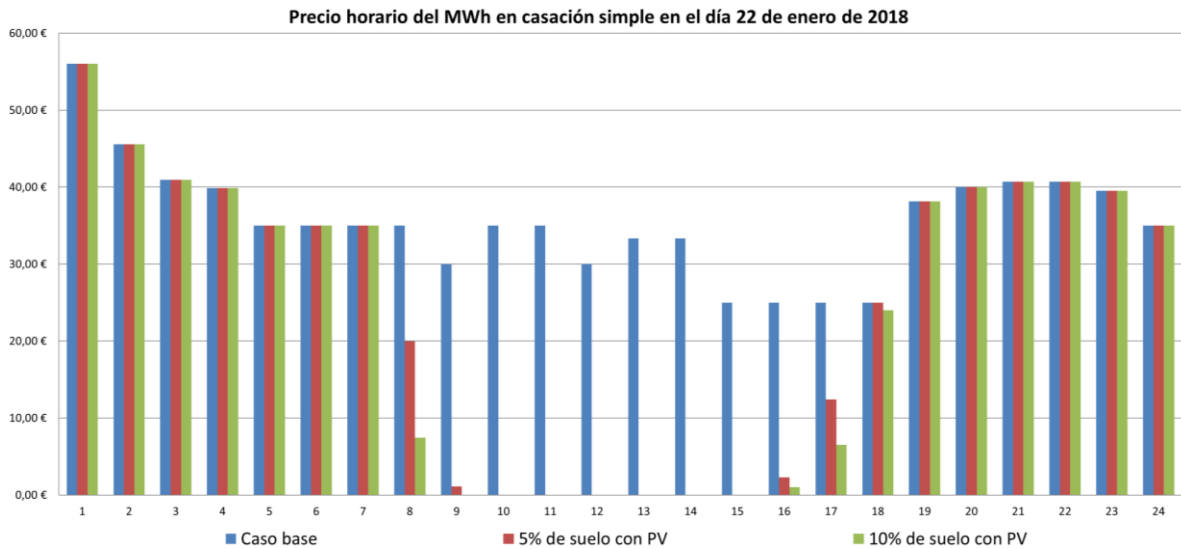


Figura 8. Precios horarios casación simple 22/01/2018

Si lo comparamos con un día de verano como es el 10 de julio, observamos que la franja horaria con generación fotovoltaica es más amplia, yendo desde las 5h a las 19h, debido a que las horas de luz en verano son mayores a en invierno. Podemos ver aquí cómo desde las 8h hasta las 17h tenemos precio cero incluyendo el caso en el que se usa un 5% de suelo.

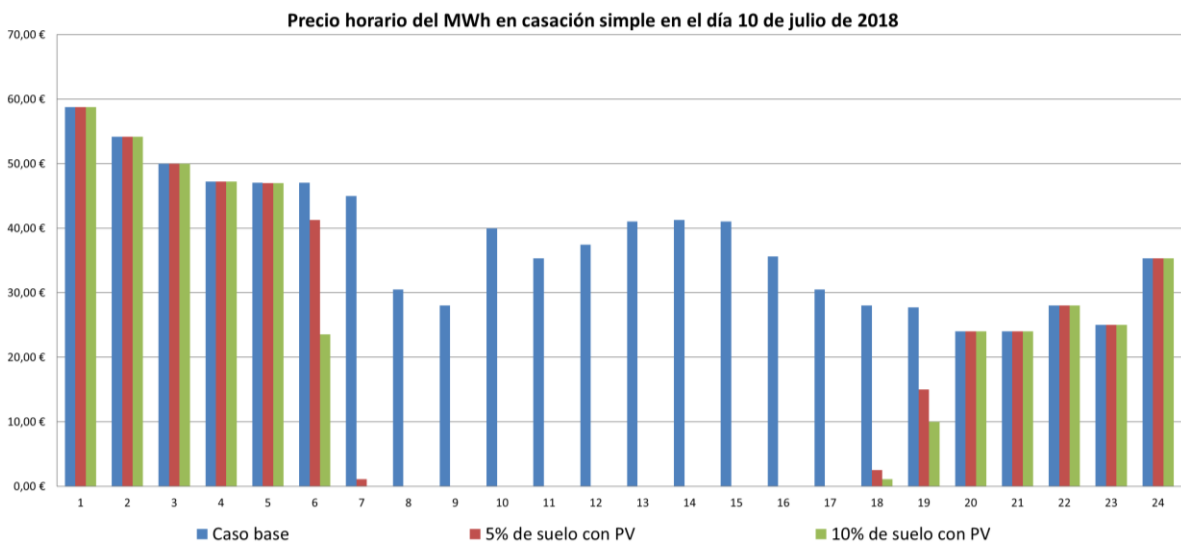


Figura 9. Precios horarios casación simple 10/07/2018

Cuando vemos que los precios se hacen cero puede deberse a que la generación solar distribuida total es capaz de cubrir la demanda al completo, como ocurre en el ejemplo de julio, o porque existen más tecnologías ofertando la venta de su energía a precio cero y entre todas son capaces de cubrir la demanda.

Es posible que la generación urbana cubra la totalidad de la demanda porque, en el caso del 5% de suelo urbano utilizado, la potencia instalada es de unos 63.000 MW y la demanda rara vez supera los 40 MWh .

Realizaremos este cálculo de nuevos precios horarios de casación simple para los distintos porcentajes de suelo urbano utilizado para instalación de generación fotovoltaica y para los 365 días del año. Para tener una

visión global del año, representamos a continuación el promedio mensual.

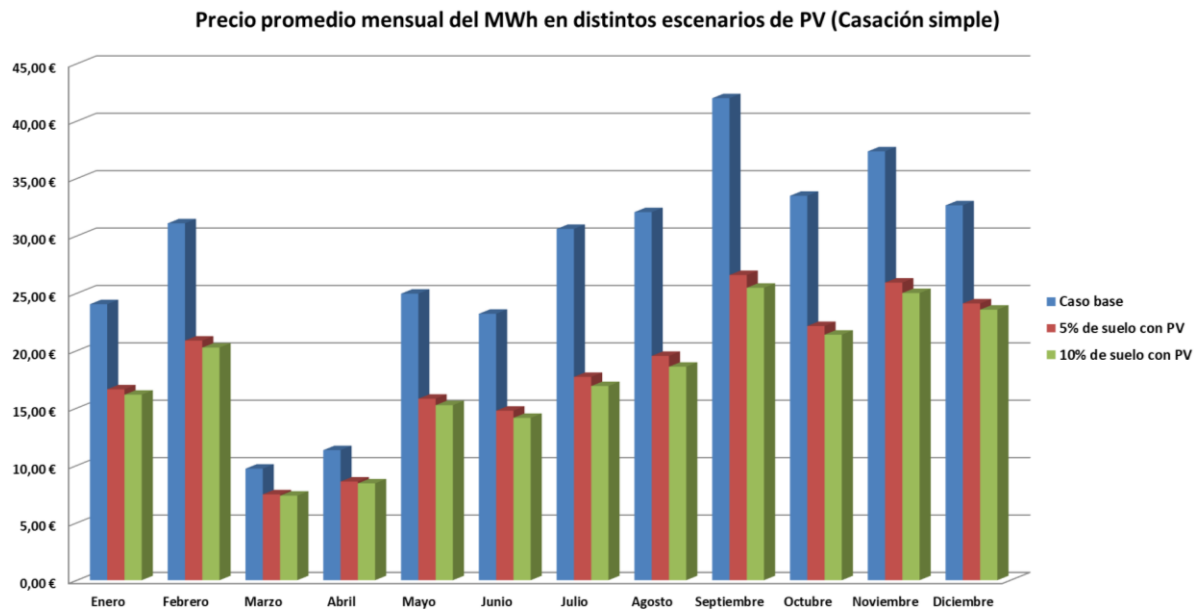


Figura 10. Precios promedio mensuales de casación simple

Podemos ver cómo en los meses que más disminuye el precio promedio mensual debido a la instalación de generación fotovoltaica es en los que más irradiación solar llega a la superficie terrestre y más horas de luz hay, como es de esperar. También se observa que es en estos meses en los que más notable se hace la diferencia en porcentaje de suelo urbano usado, mientras que en los demás se aprecia una gran disminución desde el caso base al 5% de suelo usado, siendo luego el precio con el 10% del suelo usado muy próximo.

Una forma de verlo de forma aún más global es separando el año en las 4 estaciones, tomando las fechas reales de equinoccios y solsticios, comenzando así la primavera el 20 de marzo, el verano el 21 de junio, otoño en el 22 de septiembre y el invierno el 21 de diciembre.

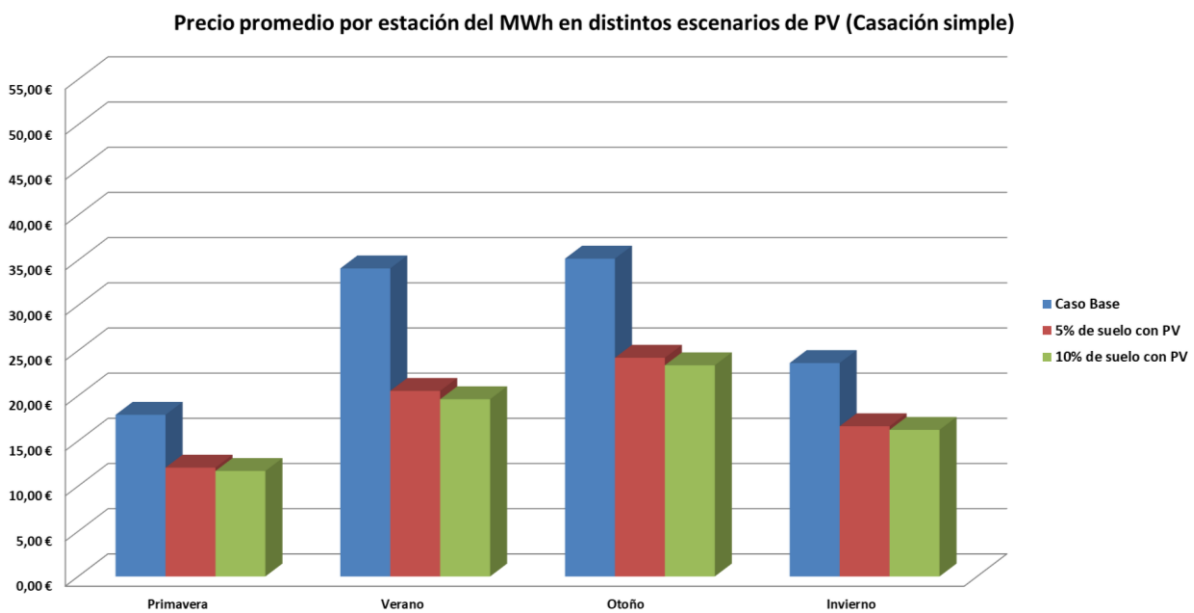


Figura 11. Precios promedio por estaciones de casación simple

Se puede observar que es en verano cuando más disminuye el precio de casación simple, es de esperar ya que en ese mes hay más horas de sol y llega más irradiación a la superficie terrestre. En los meses de primavera vemos que no hay una disminución tan acusada como en verano, esto es debido a que los precios de casación en la primavera de 2018 fueron generalmente más bajos. Con la instalación de PV podremos disminuir el precio horario durante las horas de luz, por lo que, si de por sí tienen un precio bajo, aunque ese precio tras

considerar la generación fotovoltaica llegue a cero, no supondrá una gran bajada total.

Los gráficos anteriores muestran un promedio de los precios horarios, si tenemos en cuenta que no se consume lo mismo durante el día que durante la noche podemos realizar un promedio ponderado, para ello aplicaremos la siguiente ecuación:

$$Promedio\ ponderado = \frac{\sum_{i=1}^n Precio\ horario_i \cdot Energía\ consumida_i}{\sum_{i=1}^n Energía\ consumida_i}$$

Si representamos el año mes a mes como hemos hecho con el promedio simple obtendremos la siguiente gráfica.

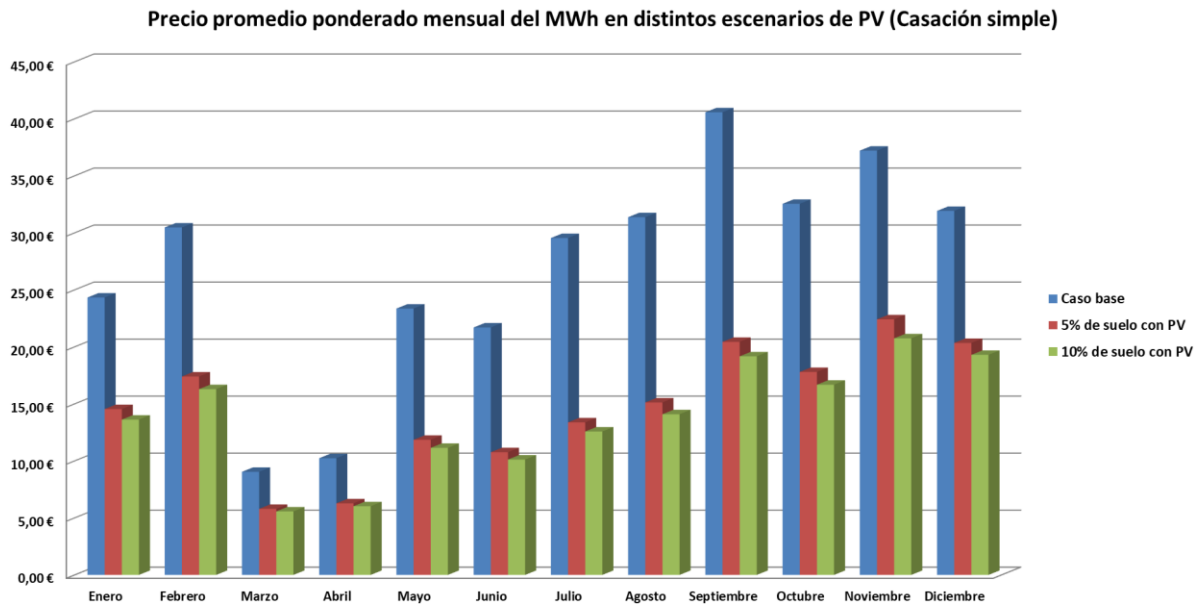


Figura 12. Precios promedio ponderados mensuales de casación simple

Podemos ver cómo los precios promedios ponderados son aún menores que los promedios simples, para verlo de una forma más clara representamos las diferencias de precios horarios promedio y promedio ponderados de forma mensual en un mismo gráfico.

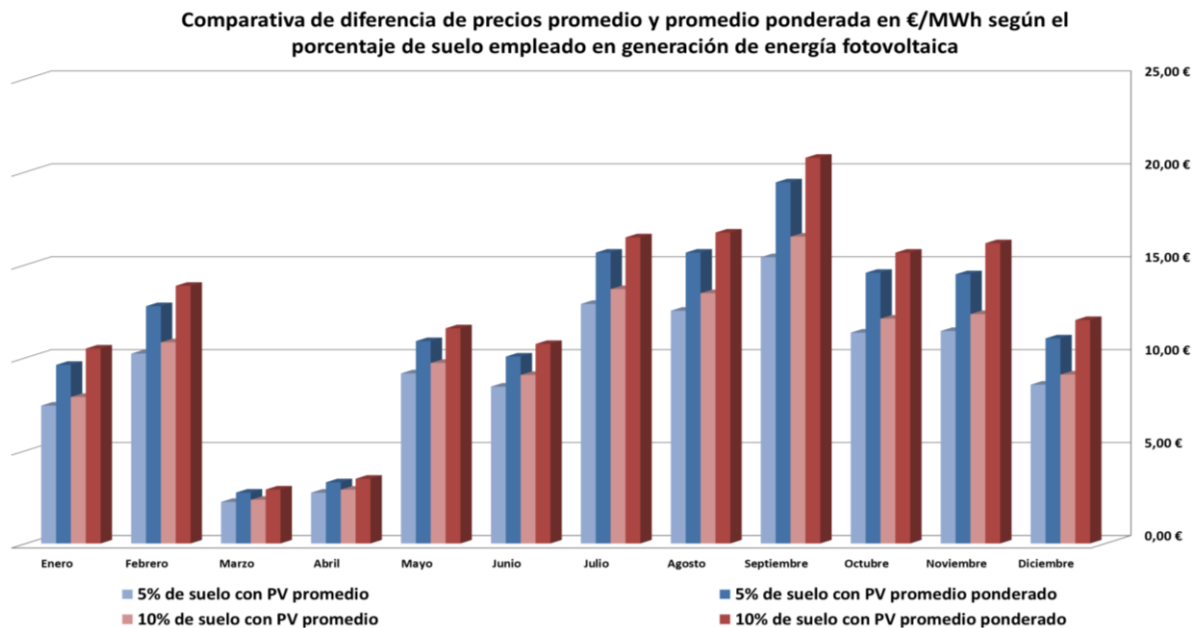


Figura 13. Comparativa mensual precio promedio y promedio ponderado casación simple

Al estudiar las diferencias de precio podemos observar cómo el promedio ponderado de éstas es más elevado que el promedio simple, esto se debe a que los precios del MWh más elevados se encuentran en las horas con mayor consumo energético, y éstas coinciden con las horas diurnas. Por tanto, al ponderar la disminución, siendo en ocasiones el 100% del precio casado, por los MWh consumidos en ese tramo horario obtenemos valores más elevados que si consideramos todos los consumos por igual y realizamos el promedio simple.

4.1.3. Precios de casación tras restricciones

En los análisis realizados hasta ahora, hemos visto cómo afecta la instalación de fotovoltaica distribuida al precio de casación simple, es decir, sin tener en cuenta ningunas de las restricciones.

El operador de mercado, OMIE, calcula el precio con restricciones complejas, es decir, con condiciones de ingresos mínimos, rampas de arranque y parada, condición de indivisibilidad, ... etc. que es más elevado que el obtenido en la casación simple. Tras esto, el operador del sistema, Red Eléctrica de España en nuestro país, recibe de OMIE la información correspondiente al resultado de casación en el mercado diario. Con esta información REE se encarga de hacer los ajustes necesarios a los resultados del mercado para evitar problemas técnicos como sobrecargas o tensiones anómalas y garantizar asimismo la continuidad y calidad del suministro, obteniendo los precios tras restricciones técnicas, que serán más elevados aún que los obtenidos en la casación compleja [26][25].

Para extrapolar los resultados obtenidos para la casación simple a las demás, podremos considerar que la casación compleja y la casación con restricciones técnicas, aun teniendo valores mayores a los de la casación simple, mantienen una diferencia constante con ésta, por lo que una buena aproximación sería restar directamente el precio que disminuya la casación simple en las horas afectadas por la generación fotovoltaica.

Usamos este gráfico que representa el precio horario durante un día ficticio para ejemplificar esta extrapolación de la disminución de precios estudiada para la casación simple hacia las demás casaciones.

Como se indica en la leyenda, las líneas continuas representan las casaciones sin consideración de PV, mientras que las líneas discontinuas representan la evolución de precios teniendo en cuenta el efecto de instalaciones fotovoltaicas distribuidas.

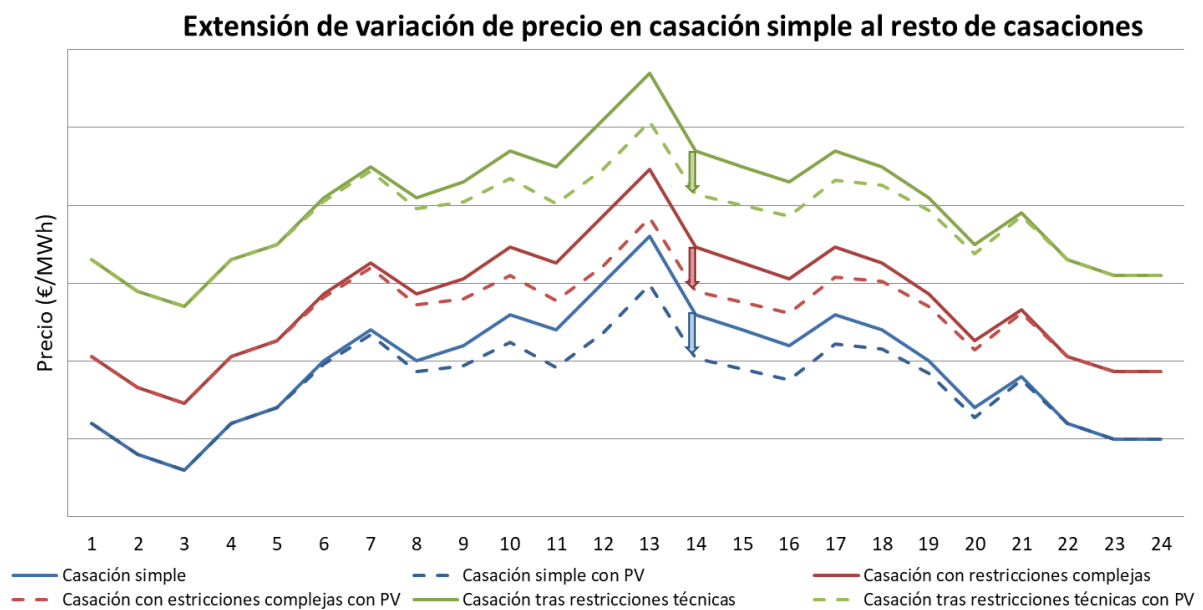


Figura 14. Simulación de extensión de variación de precios

Durante las primeras y últimas horas del día no hay disminución de precios, ya que no habrá generación fotovoltaica, por el contrario, en las horas centrales se aprecia un mayor descenso del precio del MWh. Vemos que la disminución es igual para todas las casaciones.

Aplicando esto a los datos que proporciona ESIOS de casación tras restricciones técnicas [27] y

calculando el promedio ponderado mensual, obtenemos los siguientes resultados para los precios del año 2018.

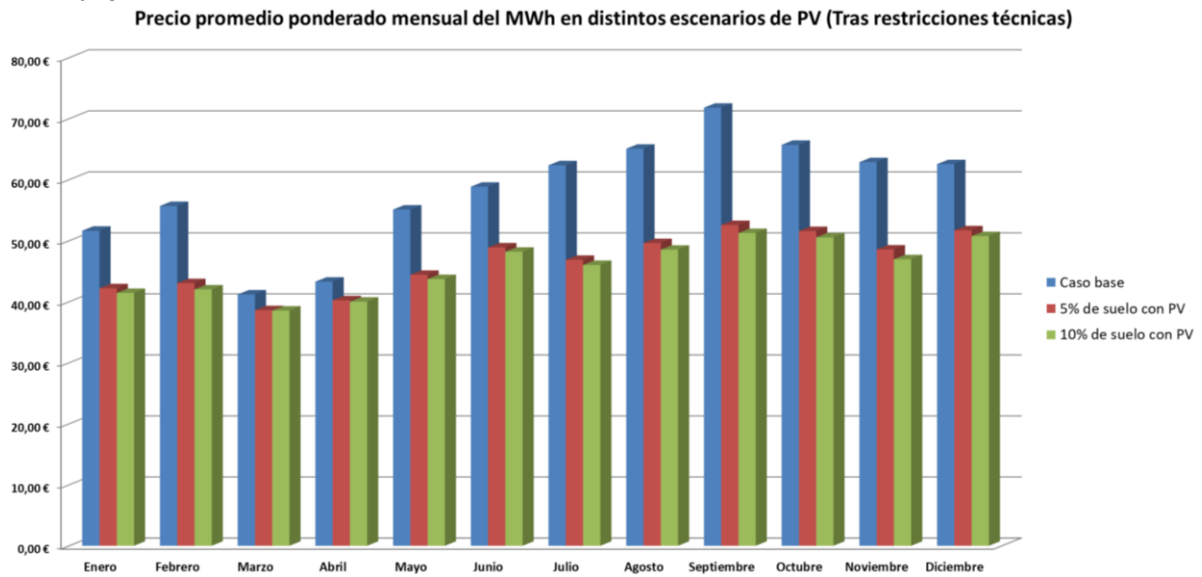


Figura 15. Precio promedio ponderado casación tras restricciones técnicas

Se puede observar que, como en el caso estudiado en el punto anterior, los precios disminuyen conforme aumenta el porcentaje de suelo utilizado para instalación fotovoltaica. Pero en este caso, no llegan a ser precios tan bajos, ya que se mantiene constante la disminución y partimos de unos valores más elevados.

4.2. Efecto sobre el precio voluntario para el pequeño consumidor.

Los precios voluntarios para el pequeño consumidor (PVPC) son, según el artículo 17 de la *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico* [2], únicos para todo el territorio español y los máximos que podrán cobrar los comercializadores considerados de referencia. A estas tarifas pueden acogerse los titulares de suministros con potencia contratada menos o igual a 10 kW y una tensión no superior a 1 kV [8], lo que incluye a un consumidor doméstico.

Los usuarios acogidos a PVPC, pueden optar a tres modalidades diferentes [28]:

- Tarifa 2.0. A: Tiene un único período tarifario, por lo que el precio a pagar por el peaje de acceso se mantiene constante durante las 24 horas del día.
- Tarifa 2.0. DHA: Tarifa con discriminación horaria, discrimina dos períodos tarifarios al día. Período valle, donde el precio del peaje de acceso es menor y tiene una duración de 14 horas al día, y período punta, que ocupa las 10 horas del día restantes y el peaje de acceso se paga a un precio más elevado incluso que en la tarifa 2.0.A
- Tarifa 2.0.DHS: Tarifa con discriminación horaria, haciendo distinción entre tres períodos diferentes. Punta, valle y supervalle, con una duración de 10, 8 y 6 horas respectivamente, donde el precio a pagar por el peaje de acceso es igual a la tarifa 2.0.DHA en las horas punta, ligeramente inferior a las horas valle e inferior a cualquier peaje de acceso, en las horas supervalle. Esta tarifa es ideada para usuarios con vehículos eléctricos.

Nosotros nos centraremos a continuación en las dos primeras tarifas, que son las más comunes.

En el desglose de precios que conforman el término de potencia activa que proporciona ESIOS para el día 1 de enero de 2018 [29] observamos lo siguiente:

Para la tarifa 2.0. A tenemos este gráfico para las 24 horas del día.

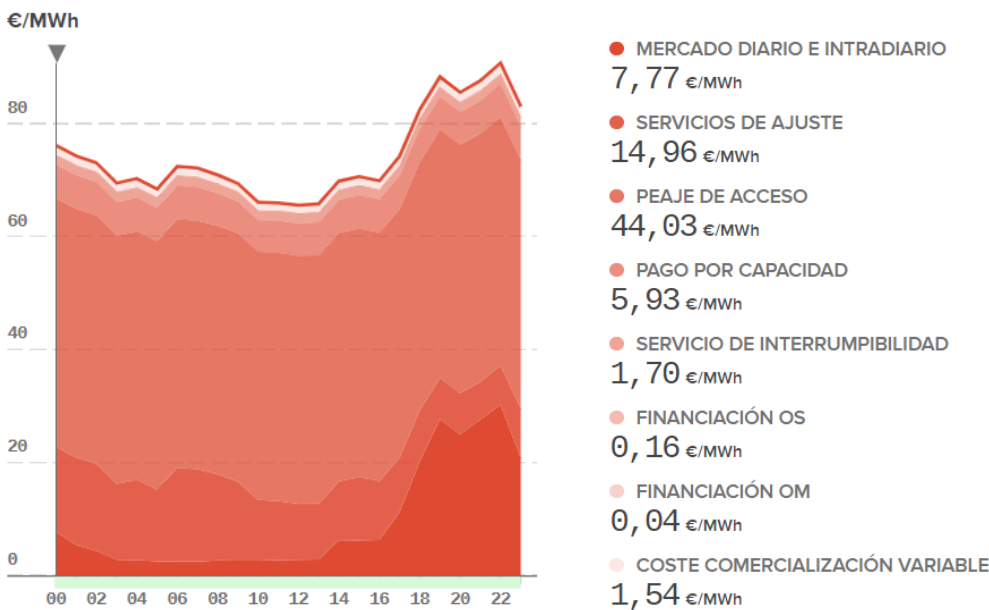


Figura 16. Desglose de precios tarifa 2.0.A

Algunos valores como el peaje de acceso y la financiación OM se mantienen constantes durante todo el día, en cambio, la financiación OS oscila entre 0,15 y 0,16 €/MWh. Por otra parte, el pago por capacidad, servicio de interrumpibilidad y coste de comercialización variable tienen oscilaciones de hasta aproximadamente 40 céntimos. Siendo los servicios de ajuste, con variaciones de varios euros, el término que más oscila en las 24 horas, sin tener en cuenta el precio del mercado diario e intradiario.

Para la tarifa 2.0. DHS tendremos, como hemos dicho anteriormente, dos períodos diferentes, por lo que estudiaremos un punto de cada uno de ellos.

Un ejemplo del período valle sería este punto, correspondiente a la media noche, el primer tramo horario de facturación.

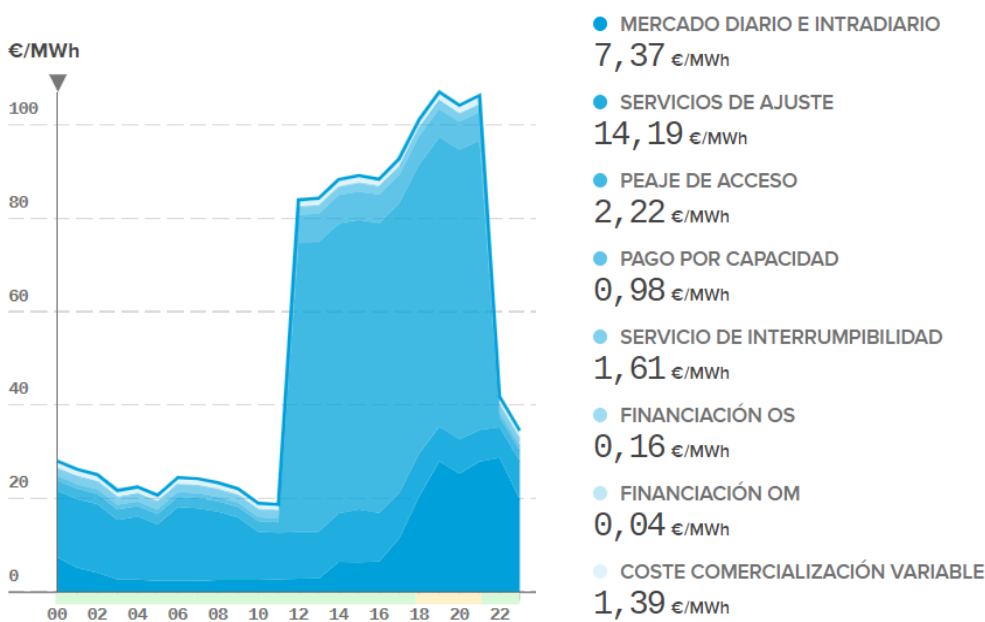


Figura 17. Desglose de precios hora valle tarifa 2.0.DHA

Mientras que el gráfico a continuación se corresponde con las 14 h, que es un tramo horario del período punta.

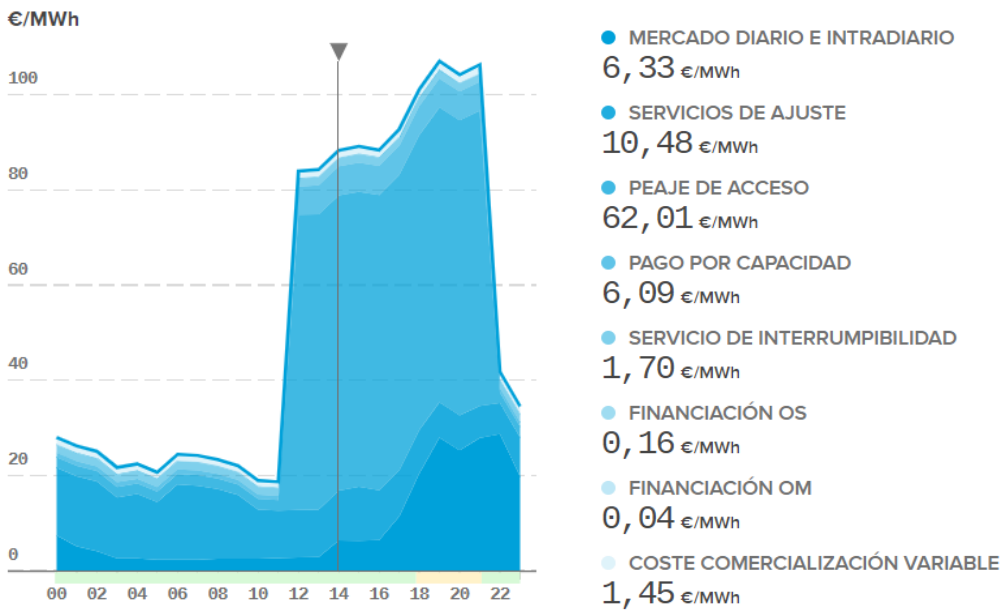


Figura 18. Desglose de precios hora punta tarifa 2.0.DHA

Observamos cómo, el peaje de acceso, aunque se mantiene constante en cada uno de los períodos tarifarios, tiene una diferencia de casi 60 € entre el período valle y punta. El pago por capacidad también varía significativamente entre ambos períodos, pasando de valores inferiores al euro en horas valle, a valores en torno a los seis en punta. El resto de términos tienen comportamientos similares a los que tienen en la tarifa 2.0. A.

Aunque en ambas tarifas hay términos fijos y variables, estos últimos varían poco y son pequeños. Podemos, por tanto, aproximar el precio final como el precio del mercado diario más una cantidad prácticamente fija, dos cantidades en el caso de la tarifa con discriminación horaria, una para cada período. Así que, del mismo modo que hemos procedido con los precios de casación tras restricciones técnicas, podemos extrapolar la variación estudiada para la casación simple al PVPC restando esta disminución de precio al valor que corresponda hora a hora.

Si tomamos los precios PVPC de las 8760 horas del año [30] y aplicamos lo anterior, obtendremos los nuevos precios horarios PVPC, el gráfico a continuación muestra una comparación entre el promedio simple y el ponderado, para los nuevos precios de la tarifa 2.0.A, es decir, para la tarifa sin discriminación horaria.

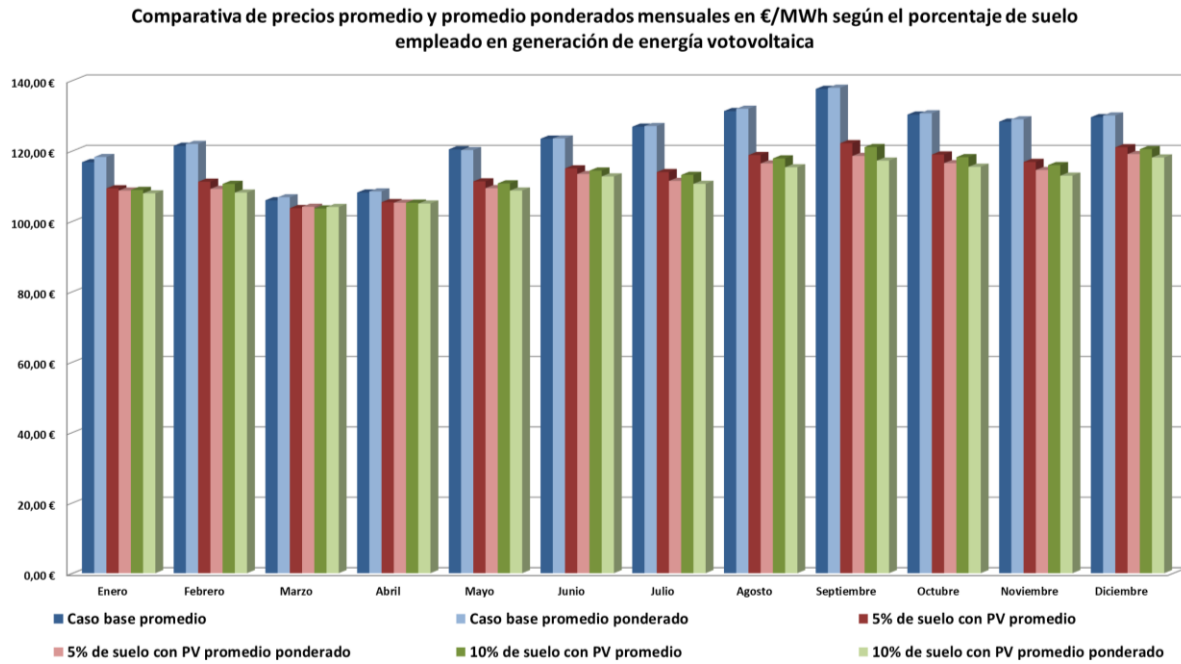


Figura 19. Comparativa mensual PVPC promedio y promedio ponderado sin DH

Vemos que los precios disminuyen con el aumento del porcentaje de suelo usado, pero al partir de precios más elevados, esta disminución no se hace tan notable como en el estudio de la casación simple. Se puede apreciar que en los meses de marzo y abril parecen ser constantes con cualquier porcentaje de fotovoltaica, esto es debido a que el precio de casación simple promedio de esos meses era muy bajo, por lo que la disminución también lo será, y comparando esta disminución con valores superiores a los 100 euros, es prácticamente invariable con el aumento de generación fotovoltaica.

Como es de esperar, también se observa que los valores promedios ponderados resultan menores a los promedios simples como sucedía en el caso de la casación tras restricciones.

A continuación estudiamos el promedio ponderado de la variación de los precios de la tarifa 2.0. DHS con aumento del suelo utilizado para instalación de PV.

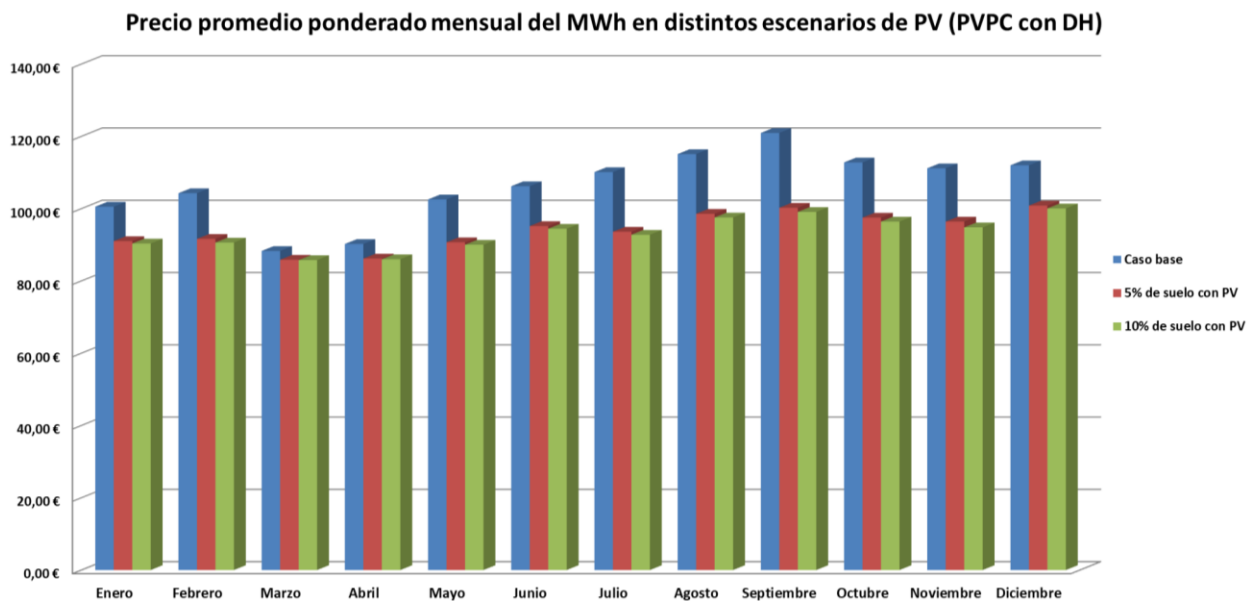


Figura 20. Promedio ponderado mensual de PVPC tarifa 2.0.DHA

En promedio, los precios del caso base de la tarifa con discriminación horaria son menores que los precios de la que tiene un único período tarifario, por tanto, los precios a los que llegaremos al tener en cuenta la generación fotovoltaica serán menores que a los que hemos llegado en la tarifa anterior. Aunque igualmente, serán más elevados que los estudiados en el punto más atrás.

4.3. Efecto sobre el consumidor tipo.

En este punto nos centraremos en el estudio de la evolución del precio a pagar, por un consumidor tipo, en la factura mensual.

Para ello, utilizaremos los perfiles finales de consumo que proporciona REE [31] para el año 2018, estos perfiles finales son los que se utilizan para obtener las medidas horarias de los consumidores a partir de registros de medida no horarios, es decir, en caso de que no se disponga de un contador inteligente conectado al sistema de telegestión. Estos perfiles son obtenidos a partir de los perfiles iniciales proporcionados por el Estado de forma anual, modificando estos últimos en función de la evolución de la demanda e incorporando los factores que afectan al consumo y no son previsibles con antelación, como puede ser la temperatura, luminosidad, etc. [32][31].

Para realizar el cálculo de los perfiles finales, tendremos en cuenta el significado de los términos siguientes:

$P_{m,d,h}^{i,0}$: Se refiere al perfil inicial de la categoría de clientes “i”, para el mes “m”, el día “d” y la hora “h”, que representa el peso relativo de la hora en el año.

$C_{m,d}^{i,0} = \sum_h P_{m,d,h}^{i,0}$: Es la suma de coeficientes del perfil inicial de la categoría de clientes “i” en las 24 horas de un día.

$H_{m,d,h}^{i,0} = P_{m,d,h}^{i,0} / C_{m,d}^{i,0}$: Representa el peso de la hora “h” del día “d” del mes “m” en el total del día “d” del mes “m”.

$M_m^{i,0} = \sum_d C_{m,d}^{i,0} / \sum_m \sum_d C_{m,d}^{i,0}$: Hace referencia al peso del mes “m” en el año en el perfil inicial.

$D_{m,d,h}$: Demanda del Sistema en la hora “h” del día “d” del mes “m”.

$DR_{m,d,h}$: Demanda de Referencia en la hora “h” del día “d” del mes “m”.

$\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$: Coeficientes específicos para cada categoría de clientes “i”. Sus valores son proporcionados anualmente por el Estado.

$P_{m,d,h}^{i,f}, C_{m,d}^{i,f}, H_{m,d,h}^{i,f}$ y $M_m^{i,f}$ tienen el mismo significado que los anteriores, pero son referidos a los perfiles finales y se obtienen mediante las siguientes operaciones.

En primer lugar, se realiza el ajuste de energía en las horas respecto del día:

$$\text{Sea } H_{m,d,h}^{i,1} = H_{m,d,h}^{i,0} * [1 + \alpha_i * ((D_{m,d,h} / \sum_h D_{m,d,h}) / (DR_{m,d,h} / \sum_h DR_{m,d,h}) - 1)]$$

$$\text{Obtendremos } H_{m,d,h}^{i,f} = H_{m,d,h}^{i,1} / \sum_h H_{m,d,h}^{i,1}$$

Tras esto, el ajuste de energía en los días respecto del mes:

$$\text{Sea } C_{m,d}^{i,1} = C_{m,d}^{i,0} * [1 + \beta_i * ((\sum_h D_{m,d,h} / \sum_d \sum_h D_{m,d,h}) / (\sum_h DR_{m,d,h} / \sum_d \sum_h DR_{m,d,h}) - 1)]$$

$$\text{Obtendremos } C_{m,d}^{i,f} = C_{m,d}^{i,1} / \sum_d C_{m,d}^{i,1}$$

Finalmente, se hará el ajuste de energía en el mes respecto del año:

$$M_m^{i,f} = C_m^{i,0} * [1 + \gamma_i * ((\sum_d \sum_h D_{m,d,h} / \sum_d \sum_h DR_{m,d,h}) - 1)]$$

Tras todos los ajustes necesarios, se obtendrán los perfiles finales como:

$$P_{m,d,h}^{i,f} = H_{m,d,h}^{i,f} * C_{m,d}^{i,f} * M_m^{i,f}$$

Para centrarnos en el cálculo del precio de la factura a pagar por el consumidor, nosotros usaremos los perfiles finales que el Operador del Sistema debe poner a disposición antes de transcurridos 5 días desde el final del mes de consumo del que se refieren.

Haremos distinción entre el consumidor sin autoconsumo (*a*), es decir, que todo su consumo es de la red y el

consumidor con autoconsumo (*b*), es decir, parte de la energía que consume es autoproducida, en este caso por paneles fotovoltaicos. A su vez, dividiremos cada uno de estos consumidores en tarifa PVPC 2.0.A y 2.0.DHA.

4.3.1. Estudio de factura mensual de energía eléctrica.

Estudiaremos de forma detallada los conceptos por los que un consumidor acogido a PVPC paga en su factura de electricidad [33][32]:

- Término de potencia:
Éste es un término que se mantendrá fijo, ya que no depende del consumo energético, sino, como su nombre indica, de la potencia que el usuario tenga contratada. Se puede dividir a su vez en dos términos:
 - Importe por peaje de acceso: Los peajes de acceso son una tarifa previamente establecida por el gobierno que debe pagarse para poder acceder a la red, el precio está actualmente establecido en 38,043426 €/kW según el BOE [34].
 - Importe del término fijo de los costes de comercialización: Este término corresponde a los gastos que supone para las comercializadoras de referencia la contratación, atención al cliente y gestión de facturas de los clientes que están acogidos a PVPC.

Según se especifica en el ANEXO II de la *Orden ETU/1948/2016, de 22 de diciembre, por la que se fijan determinados valores de los costes de comercialización de las comercializadoras de referencia a incluir en el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor de energía eléctrica en el período 2014-2018* [35][34], el precio a pagar por el término fijo de los costes de comercialización es de 3,113 €/kW y año.
- Término de energía:
El término de energía será variable, ya que depende de los kWh consumidos por el usuario. Se compone por dos conceptos:
 - Importe por peaje de acceso: Con un valor fijo de 0,044027 €/kWh para usuarios acogidos a la tarifa 2.0.A y 0,06212 €/kWh y 0,002215 €/kWh para las horas punta y valle respectivamente en las tarifas 2.0.DHA, como viene determinado en el BOE [33].
 - Importe por coste de la energía: Recoge el coste de la energía propiamente dicha, el de los servicios de ajuste, pagos por capacidad y otros costes asociados al suministro.
- Impuesto sobre la electricidad:
Éste es un impuesto especial, que según el artículo 99, capítulo II de la *Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales* [36] se exige al tipo del 5,11269632%.
Se aplica a los términos de potencia y energía, sin afectar a los desarrollados a continuación.
- Alquiler de equipos de medida y control:

En la *Orden IET/1491/2013, de 1 de agosto* [37] se indica, que para los contadores electrónicos monofásicos con discriminación horaria y posibilidad de telegestión para consumidores domésticos, el precio del alquiler incluyendo los costes precio del propio equipo y también los costes asociados a su instalación y verificación así como a la operación y el mantenimiento será de 0,81 €/mes. En nuestro caso hemos considerado ese mes de 30 días, por lo que el precio a pagar será de 0,027€/día.
- Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA):
A este servicio se le aplica el tipo impositivo general, establecido en el 21% [38]. Se aplica a la suma de los términos anteriores. En el caso de Canarias, se aplicaría el IGIC al tipo vigente.
- Total importe factura:
Con los términos anteriores, el precio a pagar finalmente en la factura eléctrica será:

$$\begin{aligned}
 Total = & \left(\left(\left(potencia\ contratada\ kW \right. \right. \right. \\
 & * \left(peaje\ de\ acceso\ \frac{\text{€}}{kW} + \text{costes\ comercialización}\ \frac{\text{€}}{kW\ año} \frac{\text{año}}{365\ días} \right. \\
 & * x\ días \left. \left. \left. \right) \right) \right) \\
 & + \left(energía\ consumida\ kWh \right. \\
 & * \left(peaje\ de\ acceso\ \frac{\text{€}}{kWh} + \text{coste\ producción}\ \frac{\text{€}}{kWh} \right) \left. \right) * (1 + IE\%) \\
 & + \left(alquiler\ equipos\ \frac{\text{€}}{día} * x\ días \right) * (1 + IVA\%)
 \end{aligned}$$

Pudiéndose representar de forma más intuitiva gráficamente como:

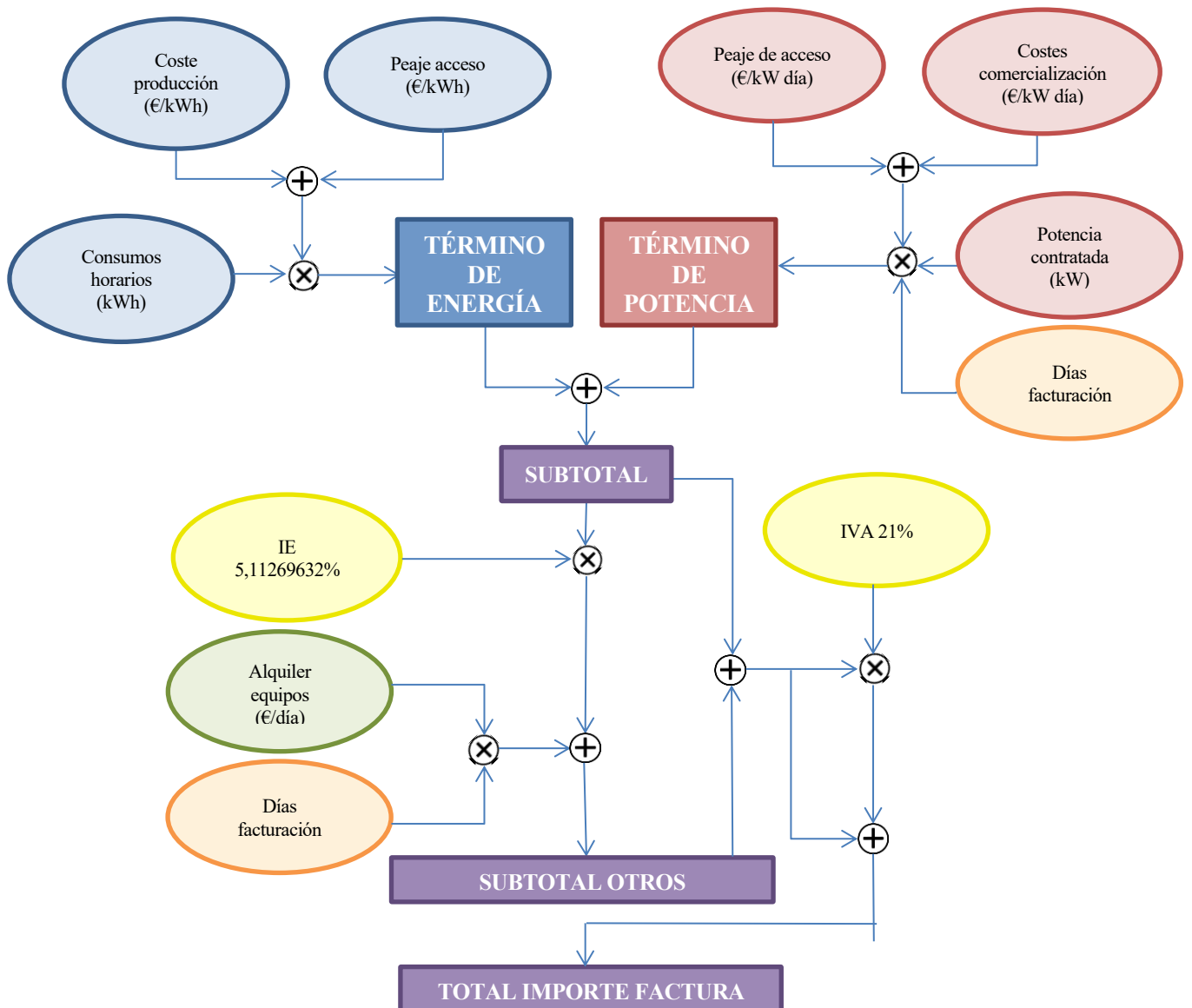


Figura 21. Esquema cálculo de factura

El gráfico anterior representa una tarifa sin discriminación horaria, ya que existe un único peaje de acceso en el término de energía, para representar una factura con dos períodos tarifarios como la 2.0. DHA el término de energía se calcularía como:

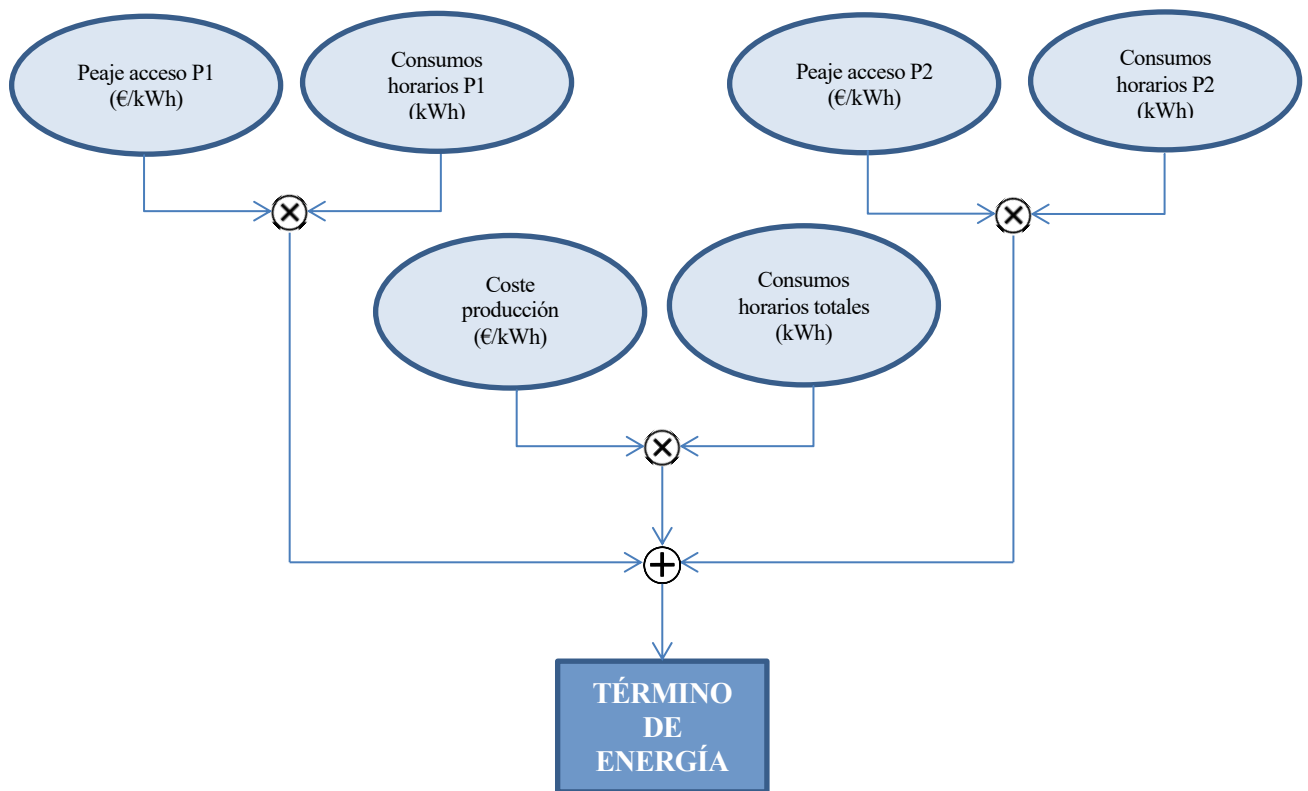


Figura 22. Esquema cálculo término de energía en tarifa de dos períodos horarios.

Mientras que el resto de la factura se calcularía siguiendo el esquema anterior.

Sabiendo la estructura de una factura eléctrica pasaremos a estudiar cómo evolucionarán si aumenta la generación solar distribuida.

4.3.2. Factura mensual consumidor tipo sin autoconsumo.

A continuación, estudiaremos la evolución de la factura eléctrica de un consumidor tipo sin autoconsumo conforme aumenta el suelo utilizado para generación de energía fotovoltaica.

Para ello, como hemos comentado anteriormente, utilizaremos los perfiles finales de consumo que proporciona REE suponiendo un consumo anual de 3500 kWh, en primer lugar analizaremos la factura de un consumidor acogido a la tarifa 2.0.A, sin discriminación horaria, y tras esto, la de un usuario acogido a la tarifa 2.0.DHA, que discrimina entre horas punta y horas valle.

Aunque actualmente el Gobierno, mediante el *Real Decreto-Ley 15/2018* [12], establece que los usuarios pueden contratar tramos de potencia eléctrica en múltiplos de 0,1 kW siempre que no se superen los 15kW, supondremos que el usuario tenía contratada una potencia normalizada según la *Resolución de 8 de septiembre de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas* [39][38] de 5,75 kW y mantiene dicha potencia.

Se ha escogido este valor suponiendo el consumidor como familia de cuatro personas que posee electrodomésticos de elevado consumo, como pueden ser la vitrocerámica, aire acondicionado y calefacción, termo eléctrico, etc.

4.3.2.1. Factura sin discriminación horaria. Tarifa 2.0.A.

Para esta tarifa tomamos el término “a” de los perfiles proporcionados por REE, que al multiplicarlos por los 3500 kWh anuales obtendremos el consumo horario de un consumidor tipo con tarifa sin discriminación horaria que tiene ese consumo anual. Multiplicando estos consumos horarios por los precios horarios de PVPC, tanto los del caso base como en los casos con cierto porcentaje de suelo urbano utilizado, obtendremos el precio horario de los costes de producción.

Como en esta tarifa únicamente hay un valor de peaje de acceso para energía, bastará con multiplicar ese valor por la energía consumida en cada mes que, sumado con los costes de producción del mismo mes, nos dará como resultado el total del término de energía.

Para el resto de términos procedemos como en la Figura 21. A continuación, estudiaremos la factura del mes de enero completo para el caso base y para los casos con diferente instalación de fotovoltaica.

- Facturación por potencia contratada:

- Importe por peaje de acceso:

$$5,75 \text{ kW} * 38,043426 \frac{\text{€}}{\text{kW y año}} * \frac{\text{año}}{365 \text{ días}} * 31 \text{ días} = 18,58 \text{ €}$$

- Importe del término fijo de los costes de comercialización:

$$5,75 \text{ kW} * 3,113 \frac{\text{€}}{\text{kW y año}} * \frac{\text{año}}{365 \text{ días}} * 31 \text{ días} = 1,52 \text{ €}$$

Por lo que, sumando ambos términos, la facturación por energía contratada será de 20,10€

- Facturación por energía consumida:

Este término se divide en peaje de acceso e importe por coste de energía. Para determinar la facturación por energía consumida total tomaremos el valor del PVPC obtenido anteriormente, que recoge ambas componentes.

Multiplicando hora a hora la energía consumida por el valor del PVPC obtendremos el precio que se pagará por el término de energía, siendo para el caso base 41,16 € en enero.

Mientras que para los escenarios con cierto porcentaje de suelo urbano utilizado será:

Tabla 2

5% de suelo con PV	38,14 €
10% de suelo con PV	37,99 €

- Subtotal:

Sumando los términos anteriores llegamos a un subtotal de 61,26 € para el caso base, mientras que en los demás supuestos tendremos un subtotal de:

Tabla 3

5% de suelo con PV	58,24 €
10% de suelo con PV	58,09 €

- Impuesto de electricidad:

Calculado, para el caso base como:

$$61,25609303 \text{ €} * 5,11269632\% = 3,13 \text{ €}$$

Como los precios del subtotal son diferentes para cada caso con generación fotovoltaica, este impuesto será también diferente, quedando como:

Tabla 4

5% de suelo con PV	2,98 €
10% de suelo con PV	2,97 €

- Alquiler de equipos de medida y control:

Este término no depende de la energía consumida ni del precio de ésta, por lo que será igual para todos los casos del mismo mes.

$$31 \text{ días} * 0,027\text{€/día} = 0,837 \text{ €}$$

- Subtotal otros conceptos:

Este término es la suma del impuesto de electricidad y el alquiler de equipos, por lo que para el caso base será:

$$3,131838014 \text{ €} + 0,837\text{€} = 3,969 \text{ €}$$

Y para los casos con generación fotovoltaica obtendremos:

Tabla 5

5% de suelo con PV	3,815 €
10% de suelo con PV	3,807 €

- Importe total:

Contempla el total de la factura sin tener en cuenta el Impuesto sobre el Valor Añadido, se obtiene al sumar el subtotal y el subtotal otros conceptos. Para el caso base haremos:

$$61,25609303 \text{ €} + 3,968838014 \text{ €} = 65,22 \text{ €}$$

Procediendo del mismo modo para los otros casos obtendremos los siguientes valores de importe total:

Tabla 6

5% de suelo con PV	62,06 €
10% de suelo con PV	61,89 €

- Total importe factura:

Para ver lo que realmente el consumidor pagaría en su factura eléctrica, bastaría con añadir el 21% de IVA al importe total obtenido anteriormente. Obtenemos el caso base como:

$$65,22493105 \text{ €} * 1,21 = 78,92 \text{ €}$$

Por lo que para el resto de supuestos obtendremos:

Tabla 7

5% de suelo con PV	75,09 €
10% de suelo con PV	74,89 €

Si sumamos todos los meses de cada uno de los casos estudiados tendremos el total anual que el usuario paga en facturas eléctricas.

Importe de facturas total anual usuario con tarifa 2.0.A sin autoconsumo

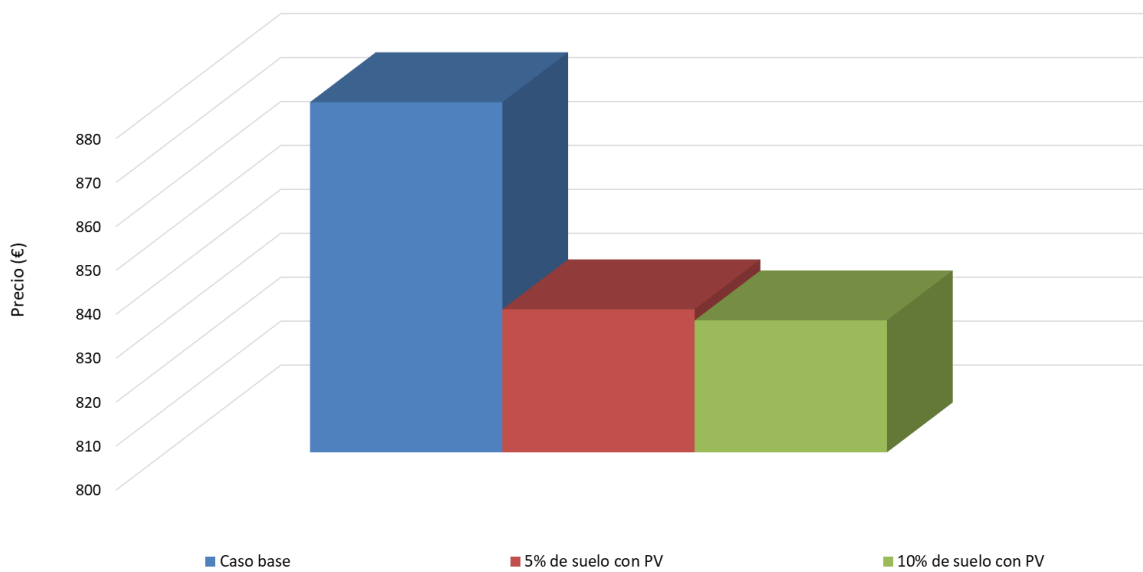


Figura 23. Importe facturas anuales usuario sin autoconsumo y con tarifa 2.0.A

Observamos que, anualmente, el aumento de instalación de generación solar distribuida supone un ahorro de 41,15 € en el caso de utilizar un 5% de suelo y 49,67 € con un uso del 10%. No es tanto el ahorro que supone pasar del 5% al 10% como el que supone pasar de la situación actual a un 5% de suelo urbano utilizado para instalación de generación fotovoltaica.

4.3.2.2. Factura con discriminación horaria. Tarifa 2.0.DHA.

Para esta tarifa tomamos el término “b” de los perfiles que proporciona REE que, multiplicados por el consumo anual anteriormente establecido, nos da como resultado el consumo horario de un consumidor tipo con tarifa con discriminación horaria en dos períodos con un consumo anual de 3500 kWh. Como en el caso anterior, al multiplicar estos consumos horarios por los precios horarios de PVPC de la tarifa 2.0.DHA, tanto los del caso base como en los casos con cierto porcentaje de suelo urbano utilizado, obtendremos el precio horario de los costes de producción.

Como en esta tarifa existen dos valores de peaje de acceso para energía, debemos multiplicar el valor del peaje en horas punta por la energía consumida en las horas punta de cada mes, y en las horas valle multiplicar el valor del peaje por el consumo realizado en esas horas. Si sumamos el total pagado por peajes con los costes de producción del mismo mes, nos dará como resultado el total del término de energía.

Para el resto de términos procedemos como en la Figura 21. Esquema cálculo de factura

A continuación, estudiaremos la factura de enero de un usuario con tarifa con discriminación horaria.

- Facturación por potencia contratada:

Como este término no depende de la energía consumida, será igual que en el caso anterior. Un total de 20,10 €, siendo 18,58 € por el peaje de acceso y 1,52 € de los costes de comercialización.

- Facturación por energía consumida:

En este término sí entra en juego la energía que consume el usuario, por lo que ya no será igual que en el caso de tarifa 2.0.A.

Procedemos del mismo modo que en el apartado anterior, basándonos en el valor del PVPC. Para enero, tendremos un precio de 35,97 € en el caso base, y los siguientes valores según el porcentaje de suelo usado:

Tabla 8

5% de suelo con PV	33,66 €
10% de suelo con PV	33,48 €

- Subtotal:

Al sumar los términos de potencia y de energía llegamos a un subtotal de 56,07 € en el caso base, mientras que para los casos con fotovoltaica obtendremos:

Tabla 9

5% de suelo con PV	53,76 €
10% de suelo con PV	53,58 €

- Impuesto de electricidad:

Impuesto aplicable al subtotal anterior, al tipo del 5,11269632 % para el caso base haremos:

$$56,06919931 \text{ €} * 5,11269632\% = 2,87 \text{ €}$$

Procediendo del mismo modo para los demás supuestos, obtendremos los valores de la tabla siguiente:

Tabla 10

5% de suelo con PV	2,75 €
10% de suelo con PV	2,74 €

- Alquiler de equipos de medida y control:

Este término tampoco depende del consumo, únicamente de los días del mes, y como estamos considerando el mismo mes en todos los casos, tendrá un valor de 0,837 €.

- Subtotal otros conceptos:

Obtenemos este término al sumar el impuesto de electricidad y el alquiler de equipos, para el caso base este término es de 3,70 €, mientras que para el resto de casos será:

Tabla 11

5% de suelo con PV	3,586 €
10% de suelo con PV	3,576 €

- **Importe total:**

Para el caso base, el importe total será 59,77 €, y para los casos que contemplan la generación fotovoltaica se obtendrá:

Tabla 12

5% de suelo con PV	57,35 €
10% de suelo con PV	57,16 €

- **Total importe factura:**

Si al valor anterior le añadimos el 21% de IVA obtendremos el valor que el consumidor paga en su factura eléctrica, siendo 72,33 € en el caso base y los valores a continuación para los casos con suelo utilizado en instalación de PV.

Tabla 13

5% de suelo con PV	69,39 €
10% de suelo con PV	69,16 €

Tanto en el caso con discriminación horaria como en el caso con un único período tarifario vemos que el precio se reduce en pago mensual de la factura eléctrica conforme aumenta el porcentaje de generación fotovoltaica.

Al ver esta disminución de forma agregada para el año completo, es más fácil observar el ahorro que supondría para un consumidor tipo sin autoconsumo el aumento de generación solar distribuida.

Importe de facturas total anual usuario con tarifa 2.0.DHA sin autoconsumo

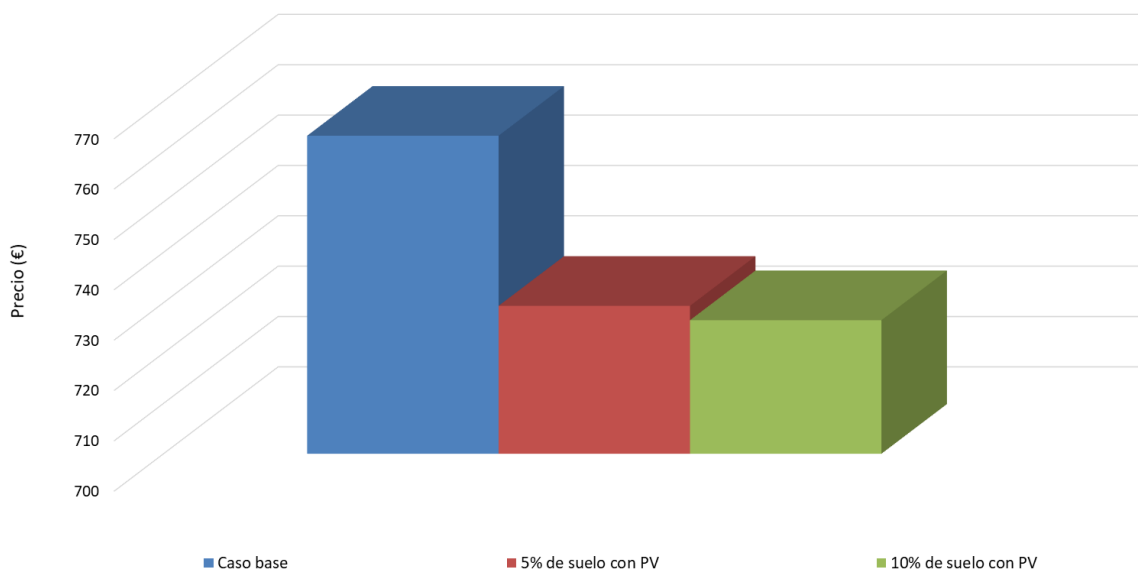


Figura 24. Importe facturas anuales usuario sin autoconsumo y con tarifa 2.0.DHA

El precio que paga el consumidor tipo con la tarifa con discriminación horaria en el caso base es menor que el que paga un consumidor tipo con un único período tarifario.

Es por esto por lo que el ahorro anual es menor en el caso que ahora estudiamos, ya que la utilización de un 5% de suelo para generación fotovoltaica supone un ahorro de 33,78 € al año y 36,63 € si utilizásemos el 10%. Este usuario se ahorra en torno a 13 € menos anualmente que el usuario sin discriminación horaria, pero aun así el precio que pagaría sigue siendo menor en todos los casos y la mayor disminución se aprecia al pasar del caso base al caso con el 5% del suelo utilizado.

Podemos concluir que, en ambos casos, el aumento de generación solar distribuida es beneficioso, ya que tanto el consumidor con un período tarifario como el que tiene discriminación horaria, ambos sin autoconsumo, verían reducido el precio a pagar en sus facturas eléctricas.

4.3.3. Factura mensual consumidor tipo con autoconsumo.

En este punto nos centraremos en el usuario que dispone de autoconsumo, es decir, aquel que no todo su consumo depende de la red, sino que todo, o parte de él, procede de generación propia. En este caso, dicho autoconsumo provendrá de paneles fotovoltaicos instalados en el tejado de la vivienda.

Supondremos la misma familia anterior, con el mismo consumo, pero con una instalación doméstica de 10 placas con 305 W pico cada una de ellas, dicho de otro modo, una instalación de 3,05 kWp. Esta vivienda está situada en Lucena, ciudad ubicada en el centro de Andalucía. Mediante el uso de PVGIS hemos determinado la generación horaria de dicha instalación, ya que esta aplicación nos proporciona la generación, en W, por cada kW instalado para las 8760 horas del año.

Igual que en el estudio de un consumidor sin autoconsumo utilizaremos los perfiles finales de consumo que proporciona REE suponiendo un consumo anual de 3500 kWh. Según la tarifa que estemos estudiando multiplicaremos sus perfiles finales por el consumo de la red anual, teniendo así el consumo que tendría hora a hora el consumidor tipo. Para obtener el consumo que este usuario hará de la red, debemos restar al consumo utilizado en el punto 4.3.2 la generación que producen los paneles fotovoltaicos del usuario. Puede darse el caso de que la instalación fotovoltaica genere más energía de la que la vivienda consume, en ese caso, será vendida a la red.

Como explicamos en la introducción [Regulación de autoconsumo eléctrico en España.], el precio al que será valorada esta energía horaria excedentaria se obtiene al restar el coste de los desvíos (CDSVh) al precio medio horario de la energía (Pmh), siendo ambos términos que componen el PVPC.

En la web de ESIOS [40] se proporciona el precio de la energía excedentaria del autoconsumo a partir del día 1 de abril de 2019. En nuestro estudio, al no disponer de este valor para el año 2018, consideraremos que el precio al que la energía excedentaria se vende a la red será el valor del PVPC sin discriminación horaria menos una cantidad fija constante. Para determinar esta cantidad hemos tomado los precios que publica ESIOS para el PVPC desde el día 1 de abril de 2019 hasta el 31 de diciembre del mismo año y le hemos restado, hora a hora, el precio de la energía excedentaria, obteniendo así una diferencia promedio de 61,93 €, por lo que nuestro precio horario de la energía excedentaria para 2018 será el valor del PVPC menos estos 61,93 €.

Debemos tener en cuenta que el usuario nunca obtendrá dinero por la venta de su energía excedentaria, es decir, si en algún período tarifario el resultado de multiplicar la energía consumida de la red por el precio al que ésta se ha de pagar es menor que el resultado de multiplicar la energía excedentaria por el valor de ésta, el importe de coste de la energía será cero para el consumidor, aunque éste deberá seguir pagando por el peaje de acceso a la red, término de potencia y el resto de componentes de la factura.

4.3.3.1. Factura sin discriminación horaria. Tarifa 2.0.A

Para el análisis de la factura eléctrica con esta tarifa de acceso tomamos el consumo horario anual de un consumidor tipo con tarifa sin discriminación horaria con consumo anual de 350 kWh, obtenido mediante el término “a” de los perfiles proporcionados por REE. Para saber el consumo de la red que hace este usuario bastará, como hemos dicho anteriormente, con restar al consumo horario del consumidor promedio, la energía horaria generada por la instalación fotovoltaica. Si esta resta tiene por resultado un número negativo quiere decir que el usuario produce más energía de la consume y ésta será cedida a la red al precio anteriormente explicado, 61,93 € menos que el PVPC sin discriminación horaria.

Multiplicando estos consumos horarios de la red por los precios horarios de PVPC, tanto los del caso base como en los casos con cierto porcentaje de suelo urbano utilizado, y la energía excedentaria por los precios horario de venta de ésta, obtendremos, al restar los productos, el precio horario de la facturación por energía consumida.

Debemos tener en cuenta que el importe por coste de la energía nunca podrá ser menor a cero y, aunque este término sea cero, seguirá habiendo coste por la energía consumida ya que el peaje de acceso nunca podrá suprimirse.

Como el valor del PVPC ya lleva incluido el término del peaje de acceso, en caso de que el PVPC por la energía consumida de la red menos lo que descuentan por el vertido de la energía excedentaria a la red resulte menor al peaje de acceso, el término de facturación por energía consumida pasará a ser el valor que ha de pagarse por el peaje de acceso.

Para el resto de términos procedemos como en la Figura 21. A continuación, estudiaremos la factura de enero y mayo al completo, siendo mayo un mes que, en el caso base, tiene coste de la energía cero, estudiaremos tanto el caso base como los casos con diferente instalación de fotovoltaica para un usuario con autoconsumo con excedentes.

- Facturación por potencia contratada:

El importe de peaje de acceso se calculará como se hizo en el punto 4.3.2.1 teniendo un valor de 18,5787416 €, del mismo modo, el importe de los costes de comercialización ascenderá a 1,52025274 €. Esto hará que la facturación por potencia contratada ascienda a 20,10 €.

Si enero y mayo tuviesen un número distinto de días, el importe del peaje de acceso no sería el mismo en ambos meses.

- Facturación por energía consumida:

Este precio lo obtendremos de restar el dinero al que se vende a la red la energía excedentaria del que cuesta la energía consumida de ésta según la tarifa que tenemos contratada de PVPC.

Igual que en el caso sin autoconsumo, este término se forma con el peaje de acceso y el importe por coste de la energía, que ambos estarán incluidos en el valor del PVPC que paga el usuario por su energía.

Para el caso base obtenemos en enero un precio neto de 18,48 €, y en el mes de mayo obtendríamos -2,50 € pero, como este valor no puede ser inferior al del peaje de acceso porque el término que puede hacerse cero es únicamente el importe por coste de la energía, el precio neto de la facturación por energía consumida en el mes de mayo será 5,73 €.

En los meses de marzo, abril, mayo, junio, julio, agosto, septiembre y octubre se pagará el valor del peaje de acceso como facturación por energía consumida en el caso base, mientras que en los casos con generación fotovoltaica urbana distribuida será en marzo, abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre.

Este peaje se calculará en cada mes como:

$$\text{Peaje de acceso} = 0.044027 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \times \text{energía consumida kWh}$$

Para los casos con PV obtendremos los siguientes resultados:

Tabla 14

	Enero	Mayo
5 % de suelo con PV	22,33 €	5,73 €
10 % de suelo con PV	22,21 €	5,73 €

- Subtotal:

Es el valor resultante de la suma de la facturación por potencia y la facturación por energía. En los casos base, obtendremos 38,58 € y 25,83 € para enero y mayo respectivamente.

Tabla 15

	Enero	Mayo
5 % de suelo con PV	42,43 €	25,83 €
10 % de suelo con PV	42,31 €	25,83 €

- Impuesto de electricidad:

Este valor es el resultado de aplicar el 5,11269632% al valor del subtotal. Obtenemos, en el caso base, 1,97 € para enero y 1,32 € para mayo.

Para estos mismos meses, en los casos con instalaciones fotovoltaicas generalizadas obtendremos:

Tabla 16

	Enero	Mayo
5 % de suelo con PV	2,17 €	1,32 €
10 % de suelo con PV	2,16 €	1,32 €

- Alquiler de equipos de medida y control

Como ambos meses tienen el mismo número de días, el coste del alquiler de equipos para cada mes será 0,837 € en ambos meses.

- Importe total

Para el caso base, el usuario tendrá como importe total 41,39 € y 27,98 € para enero y mayo respectivamente. Para el resto de casos se obtendrá:

Tabla 17

	Enero	Mayo
5 % de suelo con PV	45,43 €	27,98 €
10 % de suelo con PV	45,31 €	27,98 €

- Total importe factura:

Si añadimos a los valores anteriores el 21% de IVA, alcanzamos el importe que el consumidor ha de pagar por su factura eléctrica mensual. En enero pagará un total de 50,08 €, mientras que en mayo pagará 33,86 €, siendo ambas facturaciones pertenecientes al caso base.

En los demás casos, el usuario pagará por su factura mensual lo que se indica en la tabla a continuación según el porcentaje de suelo utilizado para generación fotovoltaica.

Tabla 18

	Enero	Mayo
5 % de suelo con PV	54,97 €	33,86 €
10 % de suelo con PV	54,83 €	33,86 €

Podemos ver representada gráficamente la evolución de la suma que un usuario paga en sus facturas eléctricas durante un año si suponemos un cambio en el porcentaje de suelo urbano utilizado para generación solar distribuida.

Importe de facturas total anual usuario con tarifa 2.0.A con autoconsumo

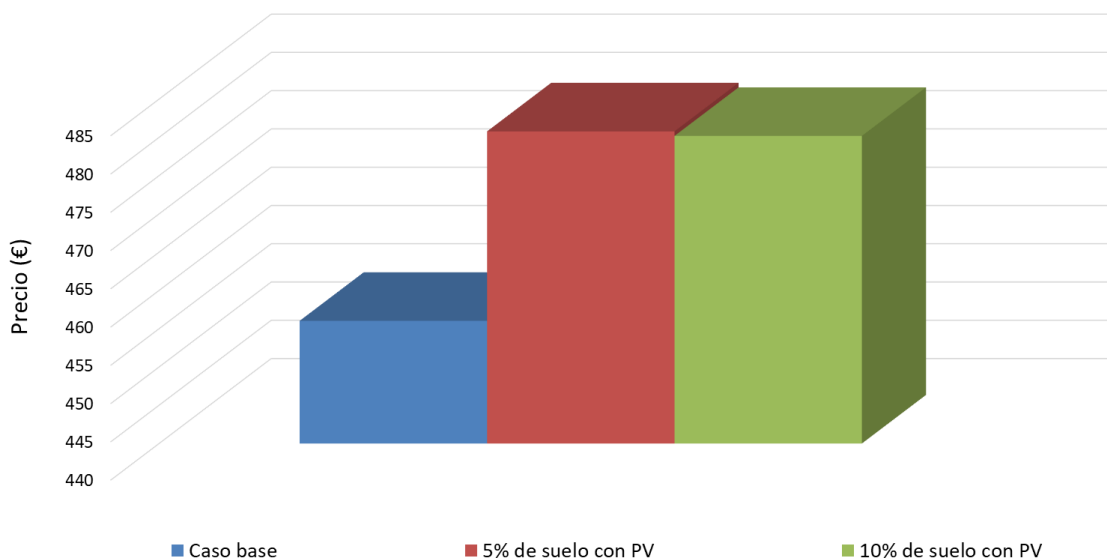


Figura 25. Precio facturas anuales usuario con autoconsumo y tarifa 2.0.A

El consumidor con autoconsumo y tarifa 2.0.A se ve afectado de forma negativa frente al aumento de la instalación de generación fotovoltaica, ya que éste pasará de pagar 456,03 € al año en el caso base, a pagar 480,78 € si el 5% del suelo urbano está utilizado para generación fotovoltaica, es decir, 24,75 € más.

Aunque conforme aumenta el porcentaje de suelo utilizado disminuye levemente el precio a pagar, nunca será tan bajo como en el caso base, ya que considerando un 10% de suelo urbano utilizado este usuario pagaría en su factura 480,19 €, siendo este precio 24,16 € más caro que en el caso base.

La explicación de que esto ocurra se debe a que el precio en las horas nocturnas se mantiene igual al no haber producción fotovoltaica, y en esas horas el autoconsumo no puede llevarse a cabo por el mismo motivo. Esto hace que el consumo nocturno, realizado siempre de la red, mantenga su precio original mientras que el que disminuye sea el de las horas con luz solar, en las que hay generación fotovoltaica.

Como el valor del PVPC que el usuario debe pagar por la energía consumida en esas horas disminuye, también lo hace, considerablemente, la cantidad que el usuario recibe a cambio de verter su energía excedentaria a la red.

Por tanto es razonable que, si se le reembolsa menor cuantía por la energía que inyecta a la red y, al mismo tiempo, el precio en las horas que tiene un mayor consumo desde la red sigue siendo elevado, el precio a pagar sea mayor que en el caso base.

4.3.3.2. Factura con discriminación horaria. Tarifa 2.0.DHA.

Para analizar la factura de un consumidor con la tarifa con discriminación horaria tomamos el término “b” de los perfiles que proporciona REE para obtener el consumo horario anual, que lo obtendremos al multiplicar dicho término por el consumo eléctrico total del año, que, como en las anteriores ocasiones, será 3500 kWh. Como en el caso anterior, al ser un usuario con autoconsumo, debemos restar la producción de los paneles fotovoltaicos de su propiedad para saber realmente qué cantidad de energía consume de la red y también qué cantidad exporta a la misma. Independientemente de la tarifa que tenga contratada el usuario, el precio horario de su energía excedentaria será 61,93 € menos que el PVPC sin discriminación horaria.

Tal y como hemos hecho en el punto anterior, para obtener la facturación por energía consumida bastará con multiplicar los consumos de la red al precio PVPC para la tarifa 2.0.DHA en este caso y la energía inyectada en la red por el valor horario de ésta. El precio neto será el resultado de restar el valor obtenido por la energía excedentaria del que se debe pagar por la consumida de la red, siempre que éste sea un valor mayor o igual al que se ha de pagar por peaje de acceso, de no ser así la facturación por energía será el importe que se ha de pagar por dicho peaje.

En este caso, al tener dos períodos tarifarios, existen dos valores de peaje de acceso para energía, para saber el precio que ha de pagar en este término, debemos multiplicar el valor del peaje en horas punta por la energía consumida en las horas punta de cada mes, y en las horas valle multiplicar el valor del peaje por el consumo en esas horas, así obtendremos el total pagado en peajes de acceso. Si sumamos el total pagado por peajes con los costes de producción del mismo mes, nos dará como resultado el total del término de energía. Como hemos dicho anteriormente, el valor del PVPC englobará ambos términos.

Para completar el cálculo de la factura, procederemos a continuación como hemos hecho en los puntos anteriores. Desarrollaremos la factura de enero y mayo al completo para todos los casos existentes.

- Facturación por potencia contratada:

Este término no depende de la energía consumida, sino de la potencia contratada y los días del período de facturación. Por esto, al tener la misma potencia contratada que en los anteriores casos y estar estudiando dos meses que tienen 31 días, este valor será igual que en el caso anterior para ambos meses. Siendo 18,58 € por el peaje de acceso y 1,52 € de los costes de comercialización, lo que hace un total de 20,10 € en término de potencia.

- Facturación por energía consumida:

En el caso base, este término tendrá un valor de 16,79 € en enero y de 3,33 € en mayo, el valor que debe pagar por el peaje de acceso, ya que la compensación de la energía excedentaria únicamente afecta al importe por coste de la energía, que sí podrá llegar a anularse, pero no así el peaje de acceso.

Esto ocurrirá en el caso base en los meses de marzo, abril, mayo, junio, julio, agosto, septiembre y octubre, mientras que en los casos de 5% y 10% de suelo utilizado con generación fotovoltaica distribuida ocurrirá en abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre.

En el resto de supuestos pagará por este concepto en los mismos meses lo que está indicado en la tabla a continuación:

Tabla 19

	Enero	Mayo
5 % de suelo con PV	21,34 €	3,33 €
10 % de suelo con PV	21,20 €	3,33 €

- Subtotal:

Si sumamos los términos anteriores, obtendremos este valor, que, en el caso base, será de 36,89 € en enero y 23,43 € en el mes de mayo.

Tabla 20

	Enero	Mayo
5 % de suelo con PV	41,44 €	23,43 €
10 % de suelo con PV	41,30 €	23,43 €

- Impuesto de electricidad:

Si aplicamos el 5,11269632% al valor del subtotal sabremos cuánto debe pagar el consumidor debido a este impuesto. Siendo en el caso base 1,89 € y 1,20 € en enero y mayo respectivamente.

Tabla 21

	Enero	Mayo
5 % de suelo con PV	2,119 €	1,20 €
10 % de suelo con PV	2,117 €	1,20 €

- Alquiler de equipos de medida y control:

Este concepto únicamente depende del número de días del período tarifario y, como estamos considerando dos meses con el mismo número de días, tendrá el mismo coste en enero y en mayo, 0,837 €.

- Importe total:

Éste es el valor a pagar por el consumidor antes de considerar el IVA en su factura, siendo para enero 39,61 € y para mayo 25,46 € siempre considerando el caso base.

Tabla 22

	Enero	Mayo
5 % de suelo con PV	44,40 €	25,46 €
10 % de suelo con PV	44,25 €	25,46 €

- Total importe factura

Añadiendo el 21% de IVA, llegaremos al precio mensual que realmente pagará el consumidor en su factura eléctrica. Siendo éste 47,93 € en enero y 30,81 € en el mes de mayo, para el caso base o actual.

En los supuestos con mayor porcentaje de generación solar distribuida tendrá que pagar:

Tabla 23

	Enero	Mayo
5 % de suelo con PV	53,72 €	30,81 €
10 % de suelo con PV	53,54 €	30,81 €

Representamos gráficamente la evolución del precio anual que este usuario pagar en sus tarifas eléctricas conforme aumenta el porcentaje de suelo utilizado para instalaciones fotovoltaicas.

Importe de facturas total anual usuario con tarifa 2.0.DHA con autoconsumo

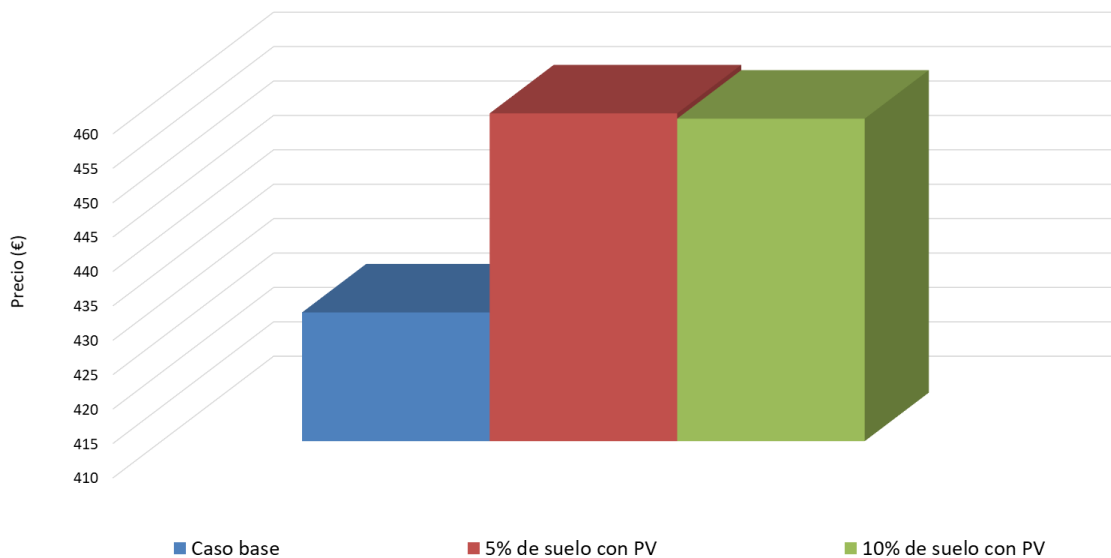


Figura 26. Precio facturas anuales usuario con autoconsumo y tarifa 2.0.DHA

Podemos apreciar que, igual que le ocurría al usuario con autoconsumo y tarifa 2.0.A, el aumento de instalaciones fotovoltaicas urbanas perjudica también económicamente a este consumidor.

En el caso base, que sería la situación actual, este consumidor paga a lo largo del año 428,71 € en electricidad, mientras que si el porcentaje de suelo urbano usado para generación solar fotovoltaica pasa a ser el 5% pagará 28,93 € más, es decir, al año pagará 457,64 €. Si suponemos que se alcanza una instalación que ocupe el 10% del suelo urbano pagaría 456,87 €, lo que supone 28,16 € más de lo que está pagando actualmente.

Esta leve disminución del coste en la factura anual entre el supuesto con 5% de suelo urbano utilizado y el caso con el 10% puede entenderse si consideramos que, en las primeras horas de la mañana y las últimas de la tarde, la fotovoltaica total generada con un 5% de suelo utilizado no llega a hacer 0 el precio de casación simple. Esto permitirá seguir disminuyendo el precio de la energía en esas horas si se aumenta el porcentaje de fotovoltaica distribuida instalada y, por tanto, será menor el precio de casación simple si este es el porcentaje es un 10% que si es un 5%, haciendo esto que disminuya también el valor del PVPC a pagar por el usuario.

Visto desde el lado del consumidor implicaría una disminución en el precio que ha de pagar por la energía consumida en esas horas de la red, ya que su instalación tampoco será capaz de brindarle energía suficiente para cubrir la totalidad de su demanda.

4.3.4. Comparativa entre usuario sin y con autoconsumo

Hemos analizado hasta ahora cómo evolucionan, al aumentar el porcentaje de suelo urbano utilizado para generación fotovoltaica, las facturas eléctricas a pagar por un consumidor tipo, tanto con un único período tarifario como con discriminación horaria. También hemos visto cómo se comportan si este usuario tiene una instalación fotovoltaica propia y puede autoabastecerse total o parcialmente.

Para ver de una forma más clara y global esta información haremos una comparativa, para la misma tarifa, entre un usuario sin autoconsumo y otro que sí dispone de una instalación fotovoltaica doméstica.

De este modo podemos observar los comportamientos contrarios del precio a pagar en la factura por un usuario sin y con autoconsumo conforme aumenta la generación solar distribuida.

- Tarifa 2.0.A o si discriminación horaria:

Comparativa entre facturas anuales de usuarios con tarifa 2.0.A.

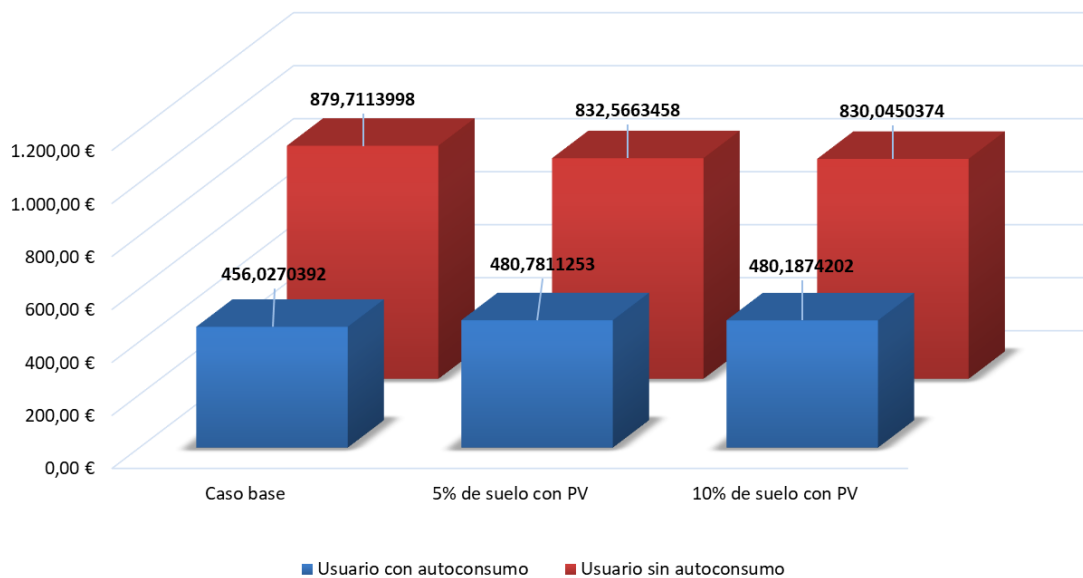


Figura 27. Precios anuales usuarios con tarifa 2.0.A

Vemos que el precio que paga un usuario sin autoconsumo siempre será más elevado que el que pagará el usuario que tenga el mismo consumo energético anual y su misma tarifa de acceso.

Ante un aumento de la generación solar distribuida, la evolución del precio anual que pagan por su factura tiene comportamiento diferente, ya que el usuario sin autoconsumo pagará menos conforme crece el porcentaje de suelo utilizado, hasta 50€ menos, mientras que la factura del usuario con autoconsumo se verá aumentada al considerar una mayor producción fotovoltaica urbana nacional. Desde el caso actual hasta el caso que considera un 5% de suelo urbano utilizado, esta factura crecerá 24,75 €, a partir de este punto, conforme aumente el porcentaje de suelo usado, decrecerá el valor a pagar, pero seguirá siendo más de 20 € superior al precio que el usuario paga actualmente.

La tabla siguiente nos muestra los datos necesarios para la formación del término de energía, determinante en la variación de precios, en la factura de un usuario con autoconsumo de forma anual.

De esta forma comprenderemos a qué es debido el comportamiento que muestra el importe total a pagar por la factura mensual.

Tabla 24. Determinación del pago neto por término de energía en factura anual.

	Energía comprada (kWh)	Euros pagados	Energía vendida (kWh)	Euros recibidos si no hubiese restricción	Euros recibidos reales	Pago neto por término de energía
Caso base	2048,8162	254,37	3252,3084	204,24	141,85	112,52
5% de suelo usado	2048,8162	251,22	3252,3084	134,91	119,23	131,99
10% de suelo usado	2048,8162	249,98	3252,3084	134,77	118,46	131,52

Vemos que, al aumentar el porcentaje de suelo utilizado, el coste que el usuario debe pagar por la energía que consume de la red disminuye como ocurría visiblemente con el usuario sin autoconsumo.

Por otro lado, también disminuye el valor que el usuario recibirá a cambio de la energía vertida a la red, haciéndose más notable esta disminución al pasar del caso base al supuesto en el que se utiliza un 5% de suelo utilizado. Es por esto por lo que inicialmente apreciamos un gran aumento en la factura anual al introducir gran cantidad de generación solar distribuida, y al pasar al seguir añadiendo generación se aprecia una ligera disminución en el total a pagar por dicha factura.

- Tarifa 2.0.DHA o con discriminación horaria en dos períodos

Compartiva entre facturas anuales de usuarios con tarifa 2.0.DHA.

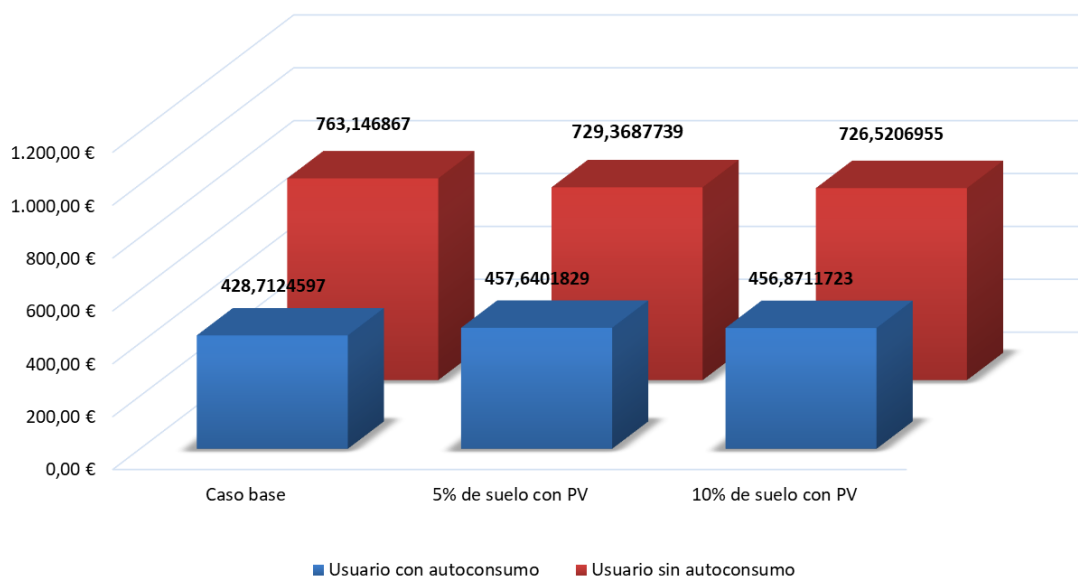


Figura 28. Precios anuales usuarios con tarifa 2.0.DHA

Con esta tarifa de discriminación horaria, los precios son más bajos que los que paga el consumidor con tarifa 2.0.A. en cada uno de los casos. Y, como es de esperar, los precios que se deben pagar si tienes autoconsumo son menores que los que hay que pagar en caso de que todo tu consumo eléctrico provenga de la red directamente.

En cuanto al comportamiento del precio de la factura al aumentar las instalaciones fotovoltaicas urbanas por el territorio nacional, es el mismo que tenían en la anterior tarifa, si no tienes autoconsumo disminuirá notablemente y de forma progresiva conforme aumenta el porcentaje de suelo destinado a generación eléctrica urbana, y en caso de ser un usuario con autoconsumo, pagará

más que en el caso base si se aumenta el uso de placas fotovoltaicas domésticas.

4.3.5. Amortización de paneles fotovoltaicos

Aunque el usuario con autoconsumo deba pagar más de lo que está pagando en el caso base o actual si se generaliza el autoconsumo en la mayoría de domicilios, oficinas, negocios y demás espacios, pagará siempre menos que el usuario que se abastece únicamente de la red, teniendo el mismo consumo total y la misma tarifa de acceso. Veremos a continuación cuanto podría tardar un usuario en amortizar la instalación de paneles fotovoltaicos en su vivienda conforme el uso de éstos aumenta en el resto del país.

Para obtener el precio de la instalación de las 10 placas fotovoltaicas y del inversor, nos hemos basado en unos presupuestos de instalaciones reales. Llegamos a un precio total de 4263 €, ya que el precio obtenido será de 152,6 € cada una de las placas y 2737 € por el inversor, esto incluyendo su instalación y montaje.

Para el período 2017-2020 se establece en el BOJA, en la *Orden de 23 de diciembre de 2016, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de incentivos para el desarrollo energético sostenible de Andalucía en el período 2017-2020* [41][40] una serie de subvenciones, o ayudas económicas para impulsar el desarrollo energético sostenible en nuestra comunidad.

La instalación del consumidor que estamos estudiando es de potencia inferior a 10 kW y la tecnología empleada, generación solar fotovoltaica, está incluida en el Programa NER300, esto hace que, según lo recogido en la pág. 157 de dicho documento, la dotación que corresponde a este usuario será del 40% del coste valor bruto de la instalación, ya que la subvención no afecta a los impuestos, tasas o aranceles. Por lo que, el precio que el usuario tendría que pagar sería:

$$4263\text{€} - \frac{4263\text{€}}{1,21} * 0,4 = 2853,74 \text{€}$$

En febrero de 2020 se suspendieron los incentivos a la construcción sostenible como queda recogido en la *Resolución de 17 de febrero de 2020, de la Agencia Andaluza de la Energía* [42], pero entendemos que el usuario se pudo acoger a esta medida, ya que estamos centrándonos en el año 2018.

Desde el punto de vista del consumidor, es interesante saber cuánto tiempo tardará en amortizar el desembolso que debe hacer para llevar a cabo la instalación de paneles fotovoltaicos en su vivienda. Para ello, debemos tener en cuenta el ahorro que el uso del autoconsumo le supone frente a un usuario cuyo consumo dependa exclusivamente de la red.

Mostramos a continuación cómo, conforme aumenta el porcentaje suelo utilizado para generación solar distribuida, aumenta el tiempo que el propietario de una instalación fotovoltaica doméstica tarda en amortizarla.

Para ello consideraremos que, en cada uno de los supuestos a estudiar, el usuario con autoconsumo siempre ahorrará la misma cantidad anual frente a otro usuario con el mismo consumo total anual pero que lo hace íntegramente de la red, es decir, no tiene autoconsumo.

Supondremos que el valor del dinero se actualiza conforme el IPC, que supondremos constante e igual al 1,1%.

Para calcular cuándo el valor de la inversión se iguala al agregado de ahorros anuales aplicaremos:

$$\text{Inversión} = C$$

$$\text{Ahorro} = Q$$

$$\text{Tasa actualización} = i$$

$$\text{Años amortización} = n$$

$$C = Q * \frac{1-(1+i)^{-n}}{i} \text{ de donde, despejando } n, \text{ obtendremos:}$$

$$n = \log_{(1+i)} \left(\frac{Q}{Q-C*i} \right) \text{ obteniendo así el número de años que harán falta para amortizar la instalación.}$$

En primer lugar estudiaremos el caso de un consumidor con tarifa de acceso 2.0.A.

Tabla 25

	Ahorro anual frente usuario sin autoconsumo	Años amortización con subvención del 40%	Años de amortización sin subvención
Caso base	423,68 €	7,04	10,72
5% de suelo con PV	351,79 €	8,54	13,08
10% de suelo con PV	349,86 €	8,59	13,15

Podemos apreciar cómo, al aumentar el porcentaje de suelo utilizado para generación solar distribuida, disminuye el ahorro en la facturación eléctrica anual que supone al usuario que tiene paneles fotovoltaicos en su vivienda frente al usuario sin autoconsumo y, por tanto, aumenta el tiempo que se tarda en amortizar la instalación.

En el caso base, es decir, en la situación actual, una familia con el consumo anual de 3500 kWh que en 2018 instalase en su domicilio 10 placas fotovoltaicas de 305 Wp cada una de ellas, tardaría en amortizar esta instalación 7 años aproximadamente, mientras que si lo hacen en una situación en la que las instalaciones fotovoltaicas urbanas ocupen el 5% del suelo, tardarían en amortizarla 8 años y medio, es en este paso donde se aprecia una mayor diferencia en la amortización, ya que si suponemos una ocupación del suelo del 10%, el tiempo de amortización rondaría los 8 años y 7 meses.

Todo lo anterior es dando por hecho que la apuesta por el autoconsumo se realiza pudiéndose acoger a la subvención que, en 2018 ofertaba la Junta de Andalucía del 40% para este tipo de acciones. De no ser así, pasaría de amortizarse en 10 años y casi 9 meses en la situación actual a hacerlo en algo más de 13 años al aumentar el porcentaje de suelo utilizado.

Podemos esperar, como veremos a continuación, un resultado similar en el consumidor acogido a una tarifa con discriminación horaria, 2.0.DHA, ya que como vimos en el apartado anterior, en este caso también se observa un aumento de la facturación anual al aumentar la generación solar distribuida.

Tabla 26

	Ahorro anual frente usuario sin autoconsumo	Años amortización con subvención del 40%	Años de amortización sin subvención
Caso base	334,43 €	9,01	13,81
5% de suelo con PV	271,83 €	11,22	17,32
10% de suelo con PV	269,65 €	11,31	17,46

Como esperábamos, el comportamiento es igual que en el caso sin discriminación horaria. Este usuario se ahorrará, respecto al usuario sin autoconsumo, unos 60€ menos si el porcentaje de suelo nacional utilizado para generación fotovoltaica alcanza y supera el 5%, frente a lo que se ahorra en la situación actual.

Esto hará que, en caso de recibir la subvención, la instalación pase de amortizarse en aproximadamente 9 años a hacerlo en aproximadamente 11 años y 3 meses, suponiendo un retraso de 2 años en amortizar la inversión realizada.

Si el consumidor no se acoge a la subvención o ésta ya no existe, como ocurre actualmente, se necesitarán prácticamente 14 años para amortizar la instalación en la situación actual, mientras que en los casos con una generalización de estas instalaciones fotovoltaicas urbanas pasará a amortizarse en prácticamente 17 años y medio, lo que hará que esta inversión no sea rentable.

CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Tras los estudios realizados, podemos determinar que el aumento de instalaciones de generación solar distribuida urbana será beneficioso para el conjunto de la sociedad ya que supondrá un ahorro para la mayor parte de la población y a su vez será beneficioso a nivel medioambiental, aunque los usuarios que adquieran una instalación fotovoltaica doméstica puedan llegar a tardar más tiempo en amortizarla.

Realmente, cuando se consiga llegar al 5% de suelo urbano utilizado para generación renovable, que es el menor porcentaje estudiado, se habrá desarrollado la tecnología permitiendo la creación de paneles solares más económicos o con una mayor potencia por el precio actual, esto podría hacer que realmente no se tarde más en la amortización de las instalaciones.

Como estudios para realizar en un futuro a partir de este trabajo podría plantearse una aproximación de esta disminución de precios de las instalaciones domésticas.

Podría analizarse el caso de consumidor con baterías que haga uso de ellas cuando no tiene generación propia, y cuando el excedente de generación sea vertido a la red.

Hemos utilizado para los cálculos de facturas el perfil de consumidores tipo, que según el tipo de tarifa contratada tendrán un consumo u otro. En un futuro se podrían realizar estos cálculos estudiando un caso real y ver así si su tarifa es la adecuada para su consumo o si debería realizar un cambio de la misma, así como ver qué tarifa le convendría más si añade autoconsumo a su vivienda.

Considero interesante el estudio de distintos perfiles de consumo y distinta potencia instalada para autoconsumo, viendo así cómo se comportaría la factura en caso de que el usuario no tuviese excedentes.

Otro aspecto a tener en cuenta sería la reducción de emisiones de CO₂, ya que al aumentar la producción eléctrica de fuentes renovables se reducirá la generación usando fuentes con mayor emisión de CO₂, para ello debemos contemplar que en la creación de los paneles fotovoltaicos también se llevarán a cabo emisiones.

En nuestro trabajo nos hemos centrado únicamente en el mercado en España, suponiendo que éste está aislado del mercado en Portugal cuando realmente se comportan como uno solo, siempre que las infraestructuras de interconexión lo permitan. Es por esto por lo que en estudios futuros se consideraría de interés realizar el estudio de forma conjunta del mercado ibérico, teniendo en cuenta que el aumento de generación solar distribuida urbana en España reduciría tanto el precio de generación española que Portugal importaría energía de España, pudiendo dar lugar a saturación de las líneas de interconexión y con ello a *Market Splitting*.

REFERENCIAS

- [1] Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. <https://www.boe.es/eli/es/l/1997/11/27/54>
- [2] Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. <https://www.boe.es/eli/es/l/2013/12/26/24>
- [3] Web de OMEL. Visitada en mayo 2020. <http://www.omeldiversificacion.com/inicio/mercados-y-productos/conoces-nuestro-mercado-de-electricidad>
- [4] Real Decreto 2019/1997, de 25 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. <https://www.boe.es/eli/es/rd/1997/12/26/2019>
- [5] Resolución de 9 de mayo de 2018, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica. [https://www.boe.es/eli/es/res/2018/05/09/\(1\)/con](https://www.boe.es/eli/es/res/2018/05/09/(1)/con)
- [6] Documento web Omel, vistada en mayo 2020. http://www.omel.es/files/informe_corporativo_espanol.pdf
- [7] Documento web CNMC, visitada en mayo 2020. https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Energia/Guias/201702_Guia%20Informativa%20Consumidores%20Electricidad.pdf
- [8] Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación. <https://www.boe.es/eli/es/rd/2014/03/28/216/con>
- [9] Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica. <https://www.boe.es/eli/es/rd/2017/10/06/897/con>
- [10] Resolución de 23 de mayo de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el contenido mínimo y el modelo de factura de electricidad. [https://www.boe.es/eli/es/res/2014/05/23/\(3\)](https://www.boe.es/eli/es/res/2014/05/23/(3))
- [11] Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. <https://www.boe.es/eli/es/rd/2015/10/09/900>
- [12] Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2018/10/05/15>
- [13] Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. <https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244>
- [14] Web Omie, visitada en abril 2019. https://www.omie.es/es/file-access-list?parents%5B0%5D=/&parents%5B1%5D=Mercado%20Diario&parents%5B2%5D=Curvas&dir=Ficheros%20mensuales%20con%20curvas%20agregadas%20de%20oferta%20y%20demanda%20del%20mercado%20diario%20incluyendo%20unidades%20de%20oferta&readdir=curva_pbc_uof
- [15] Web Omel, visitada en abril 2019. <http://www.omel.es/aplicaciones/datosftp/datosftp.jsp>
- [16] Web Omie, visitada en abril 2019. <https://www.omie.es/es/listado-de-agentes>
- [17] Web IESOE. <https://www.iesoe.eu/iesoe/>
- [18] Web Omie, visitada en marzo 2020. <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/aggragate>

[supply-curves?scope=daily&date=2018-06-08&hour=6](#)

[19] Web del Catastro, visitada en 2019. <http://www.catastro.minhap.es/jaxi/tabla.do?path=/est2018/catastro/urbano/&file=02005.px&type=pcaxis&L=0>

[20] Web INE, visitada en 2019. <https://www.ine.es/inebaseweb/pdfDispatcher.do?td=155039&L=0>

[21] Web gobierno País Vasco, visitada en 2019. https://opendata.euskadi.eus/w79-dataset/es/contenidos/estadistica/udalmap_indicador_75/es_def/adjuntos/indicator.shtml

[22] Web herramienta calcmaps. <https://www.calcmaps.com/es/map-area/>

[23] Web herramienta PVgis. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#HR

[24] Web fabricante paneles fotovoltaicos Ulica Solar, visitada en febrero 2019. [http://www.ulicasolar.com/modules_data/Datasheet%20for%20Mono%20300~315\(Black\).pdf](http://www.ulicasolar.com/modules_data/Datasheet%20for%20Mono%20300~315(Black).pdf)

[25] Gomez-Exposito A., Arcos-Vargas A., Gutierrez-Garcia F., "On the potential contribution of rooftop PV to a sustainable electricity mix: the case of Spain", Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2020. <https://arxiv.org/abs/2005.10911>

[26] Resolución de 18 de diciembre de 2018, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen los criterios para participar en los servicios de ajuste del sistema y se aprueban determinados procedimientos de pruebas y procedimientos de operación para su adaptación al Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. [https://www.boe.es/eli/es/res/2015/12/18/\(2\)](https://www.boe.es/eli/es/res/2015/12/18/(2))

[27] Web ESIOS, precio medio horario componente mercado diario, visitada en 2019. https://www.esios.ree.es/es/analisis/805?vis=1&start_date=01-01-2018T00%3A00&end_date=31-12-2018T23%3A00&compare_start_date=31-12-2017T00%3A00&groupby=hour

[28] Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética. <https://www.boe.es/eli/es/rd/2011/05/09/647>

[29] Web ESIOS, término de facturación de energía activa del PVPC, visitada en 2019. <https://www.esios.ree.es/es/pvpc?date=01-01-2018>

[30] Web ESIOS, término de facturación de energía activa del PVPC peaje por defecto, visitada en 2019. https://www.esios.ree.es/es/analisis/1013?vis=1&start_date=01-01-2018T00%3A00&end_date=31-12-2018T23%3A00&compare_start_date=31-12-2017T00%3A00&groupby=hour&compare_indicators=1014

[31] Web REE, visitada en 2019. <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/medidas-electricas>

[32] Resolución de 26 de diciembre de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba para el año 2018, el perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía, aplicables para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo, según el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. [https://www.boe.es/eli/es/res/2017/12/26/\(1\)](https://www.boe.es/eli/es/res/2017/12/26/(1))

[33] Web ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. Visitada en 2019. <http://www.controlastuenergia.gob.es/factura-electrica/factura/paginas/conceptos-factura.aspx>

[34] Según la Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018 [link], para las tarifas de PVPC 2.0.A y 2.0.DHA, los precios de los términos de potencia y energía activa de los peajes de acceso serán los establecidos en el anexo I de la Orden IET/107/2014, de 31 de

enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014 [link].

[35] Orden ETU/1948/2016, de 22 de diciembre, por la que se fijan determinados valores de los costes de comercialización de las comercializadoras de referencia a incluir en el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor de energía eléctrica en el período 2014-2018. <https://www.boe.es/eli/es/o/2016/12/22/etu1948/con>

[36] Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales. <https://www.boe.es/eli/es/l/1992/12/28/38/con>

[37] Orden IET/1491/2013, de 1 de agosto, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para su aplicación a partir de agosto de 2013 y por la que se revisan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial para el segundo trimestre de 2013 <https://www.boe.es/eli/es/o/2013/08/01/iet1491/con>

[38] Ley 37/1992, de 28 de diciembre, del Impuesto sobre el Valor Añadido. <https://www.boe.es/eli/es/l/1992/12/28/37/con>

[39] Resolución de 8 de septiembre de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la de 14 de marzo de 2006, por la que se establece la tabla de potencias normalizadas para todos los suministros en baja tensión. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2006-16908

[40] Web ESIOS. Precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC). https://www.esios.ree.es/es/analisis/1739?vis=1&start_date=01-04-2019T00%3A00&end_date=31-12-2019T23%3A00&compare_start_date=30-03-2019T00%3A00&groupby=hour

[41] BOJA. Orden de 23 de diciembre de 2016, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de incentivos para el desarrollo energético sostenible de Andalucía en el período 2017-2020. <http://www.juntadeandalucia.es/presidencia/portavoz/resources/files/2016/12/30/1483097092034Empleo.pdf>

[42] BOJA. Resolución de 17 de febrero de 2020, de la Agencia Andaluza de la Energía, por la que se suspende la convocatoria de los incentivos acogidos a la línea Construcción Sostenible para actuaciones en los objetivos específicos y campos de intervención vinculados a las aplicaciones presupuestarias que se citan. https://www.juntadeandalucia.es/boja/2020/36/BOJA20-036-00002-2526-01_00169985.pdf