



industriales
etsii

Escuela Técnica
Superior
de Ingeniería
Industrial

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial



Optimización del coste eléctrico de una vivienda unifamiliar: autoconsumo y tarifa eléctrica

TRABAJO FIN DE MÁSTER

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Autor: Víctor Manuel Campillo Yagües
Director: Ana Nieto Morote

Cartagena, 6 de septiembre de 2021



Universidad
Politécnica
de Cartagena

Campillo Yagües, V.M. (2021). *Optimización del coste eléctrico de una vivienda unifamiliar: autoconsumo y tarifa eléctrica*. Trabajo de Fin de Máster. Universidad Politécnica de Cartagena.

RESUMEN

Vivimos en un mundo repleto de datos de todo tipo y orígenes varios. Los grandes volúmenes de datos traen consigo un sinfín de posibilidades, pero también problemáticas tecnológicas a la hora de tratar y extraer información de dichos datos. Las herramientas de Business Intelligence o Inteligencia de Negocio, permiten extraer información de un modo ágil e interactivo de los datos, desde prácticamente cualquier origen.

En el presente documento, va a comprobarse la incidencia del tipo de tarifa eléctrica en una vivienda unifamiliar, con un consumo anual del orden de 10.000 kWh/año, para las antiguas tarifas 2.0 A, 2.0 DHA y 2.0 DHS, y la nueva tarifa 2.0 TD. Para la misma vivienda, se plantea el estudio técnico-económico de una instalación de autoconsumo fotovoltaico, evaluando los resultados obtenidos en base a los diferentes peajes de acceso. Asimismo, se presentan cinco configuraciones distintas de instalación solar, a fin de determinar la solución más idónea dictada por el resultado de parámetros relevantes, como son el ahorro anual y los años de amortización de la instalación.

Todos los cálculos se han efectuado con la herramienta de Business Intelligence Power BI, de Microsoft, la cual ha permitido realizar cálculos a escala horaria, pudiendo analizar, segmentar, calcular e interpretar todos los resultados hora a hora.

Palabras claves: *Datos, extraer información, Business Intelligence (BI), Inteligencia de Negocio, tarifa eléctrica, estudio técnico-económico, vivienda unifamiliar, instalación de autoconsumo fotovoltaico, análisis horario.*

Campillo Yagües, V.M. (2021). *Optimización del coste eléctrico de una vivienda unifamiliar: autoconsumo y tarifa eléctrica*. Trabajo de Fin de Máster. Universidad Politécnica de Cartagena.

ABSTRACT

We live in a world full of data of all kinds and various sources. Large volumes of data bring with them endless possibilities, but also technological challenges when it comes to treating and extracting information from such data. Business Intelligence allows the extraction of information in an agile and interactive way from the data and any source.

In this document, the incidence of the type of electricity tariff in a single-family home will be studied, with an annual consumption around 10,000 kWh per year, for the old tariffs 2.0 A, 2.0 DHA and 2.0 DHS, and the new tariff 2.0 TD. For the same house, the technical-economic study of a photovoltaic self-consumption installation is proposed, evaluating the results obtained based on the different configurations. Likewise, five different configurations of solar installation are presented, in order to determine the most suitable solution dictated by the result of relevant parameters, such as the annual savings and the number of years of amortization of the investment.

All calculations have been made with Microsoft's Power BI Business Intelligence tool, which has allowed calculations to be made on an hourly scale, being able to analyze, segment, calculate and interpret all the results hour by hour.

Keywords: *Data, extraction of information, Business Intelligence (BI), electricity tariff, technical-economic study, single-family home, photovoltaic self-consumption installation, hourly analysis.*

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi familia el apoyo incondicional que he recibido siempre y que forjó las bases de mi personalidad, a la cual debo todos mis logros.

Agradezco a mi joven esposa la comprensión, respeto y cariño que me regala cada día.

Además, desde esta esquina, le dedico un especial agradecimiento a mi tutora Ana, quien ha guiado y supervisado, con dedicación y paciencia, el desempeño de mi trabajo a lo largo de estos meses.

Es un verdadero orgullo comenzar a formar parte del colectivo de Ingenieros Industriales.

Índice general

1. Introducción.....	12
2. Marco normativo	13
3. Tarifas eléctricas	13
3.1 Tipos de tarifas	14
Tarifa 2.0 A.....	16
Tarifa 2.0 DHA.....	17
Tarifa 2.0 DHS.....	18
Tarifa 2.0 TD.....	19
3.2 Cálculo de facturas en tarifas < 15 kW.....	21
Término de Facturación de Energía (TFE)	21
Término de Facturación de Potencia (TFP).....	21
Alquiler de equipos (AE)	22
Impuestos (IEE e IVA)	22
Coste final (CF)	22
4. Parámetros para la evaluación de una instalación autoconsumo.....	23
5. Caracterización del caso de estudio	28
5.1 Consideraciones en la vivienda.....	28
5.2 Datos meteorológicos	28
5.3 Perfiles de consumo.....	29
Curva de consumo en agosto.....	30
Curva de consumo en enero.....	31
5.4 Predimensionamiento de instalaciones fotovoltaicas.....	31
Consideraciones generales	31

Configuraciones propuestas	34
Generación anual esperada	34
6. Análisis de instalaciones fotovoltaicas.....	35
6.1 Inversión inicial	35
Configuración 1	35
Configuración 2, 4 y 5	35
Configuración 3	36
6.2 Resultados fotovoltaicos	36
Configuración 1	39
Configuración 2	41
Configuración 3	41
Configuración 4	42
Configuración 5	43
6.3 Análisis de los resultados	44
6.4 Elección de la mejor solución.....	49
Criterio menor inversión inicial	49
Criterio mayor ahorro fotovoltaico anual	49
Criterio menor número de años de amortización.....	50
6.5 Análisis de sensibilidad de las métricas	50
Subida del 10%.....	51
Subida del 20%.....	51
Subida del 50%.....	52
Subida del 100%.....	53
7. Conclusiones	55
8. Futuras líneas de investigación.....	56
Bibliografía.....	59
Anexos.....	61

01.- Anexo I. Cálculo **AHac, PV** y **AHcomp, PV**..... 61

Índice figuras

Figura 1. Composición coste total de la energía. Fuente: Energía y sociedad.....	14
Figura 2. Estado sin segmentación informe interactivo. Página <i>Análisis Tarifas sin PV</i>	15
Figura 3. Tarifa 2.0 A. Página <i>Análisis Tarifas sin PV</i>	16
Figura 4. Discriminación horaria tarifa 2.0 DHA.....	17
Figura 5. Tarifa 2.0 DHA. Página <i>Análisis Tarifas sin PV</i>	17
Figura 6. Tarifa 2.0 A segmentación día semana. Página <i>Análisis Tarifas sin PV</i>	18
Figura 7. Discriminación horaria tarifa 2.0 DHS.....	18
Figura 8. Tarifa 2.0 DHS. Página <i>Análisis Tarifas sin PV</i>	19
Figura 9. Discriminación horaria tarifa 2.0 TD.....	19
Figura 10. Discriminación horaria tarifa 2.0 TD visual.....	20
Figura 11. Tarifa 2.0 TD. Página <i>Análisis Tarifas sin PV</i>	20
Figura 12. Mapa empresas distribuidoras en España.....	24
Figura 13. Condiciones meteorológicas de vivienda unifamiliar.....	29
Figura 14. Perfil de consumo horario anual. Página <i>Análisis Tarifas sin PV</i>	29
Figura 15. Perfil de consumo medio horario en mes agosto. Página <i>Análisis Tarifas sin PV</i>	30
Figura 16. Perfil de consumo medio horario en mes enero. Página <i>Análisis Tarifas sin PV</i>	31
Figura 17. Consumo en horas solares. Página <i>Análisis Tarifas sin PV</i>	32
Figura 18. Generación esperada con 25 ° inclinación y azimut 0 °.....	33
Figura 19. Comparación pérdidas respecto a inclinación óptima.....	33
Figura 20. Informe PV sin segmentación vista horaria. Página <i>Análisis PV</i>	37
Figura 21. Informe PV sin segmentación vista mensual. Página <i>Análisis PV</i>	37
Figura 22. Informe PV segmentación por configuración vista horaria. Página <i>Análisis PV</i>	39
Figura 23. Informe PV segmentación por configuración 1 y peaje de acceso 2.0 A vista horaria. Página <i>Análisis PV</i>	40
Figura 24. Informe PV segmentación por configuración 1 y peaje de acceso 2.0 TD vista horaria. Página <i>Análisis PV</i>	40
Figura 25. Informe PV segmentación por configuración 2 y peaje de acceso 2.0 TD vista horaria. Página <i>Análisis PV</i>	41

Figura 26. Informe PV segmentación por configuración 3 y peaje de acceso 2.0 TD vista horaria. Página <i>Análisis PV</i>	42
Figura 27. Informe PV segmentación por configuración 4 y peaje de acceso 2.0 TD vista horaria. Página <i>Análisis PV</i>	43
Figura 28. Informe PV segmentación por configuración 5 y peaje de acceso 2.0 TD vista horaria. Página <i>Análisis PV</i>	44
Figura 29. Solución criterio inversión más baja y menos años amortización. Página <i>Análisis PV</i> .	49
Figura 30. Solución criterio mayor ahorro PV anual. Página <i>Análisis PV</i>	50
Figura 31. Incremento de la energía 10%. Página <i>Análisis Sensibilidad Precio Energía</i>	51
Figura 32. Incremento de la energía 20%. Página <i>Análisis Sensibilidad Precio Energía</i>	52
Figura 33. Incremento de la energía 50%. Página <i>Análisis Sensibilidad Precio Energía</i>	52
Figura 34. Incremento de la energía 100%. Página <i>Análisis Sensibilidad Precio Energía</i>	53
Figura 35. Precio medio de la energía de abril - agosto 2020. Fuente: Retecsol	54
Figura 36. Precio medio de la energía de abril - agosto 2021. Fuente: Retecsol	54
Figura 37. Ejemplo estructuración de datos en Power BI.....	62
Figura 38. Comprobación mecanismo de compensación de excedentes.....	63

Índice Tablas

Tabla 1. Precio de la energía incluyendo peajes.....	13
Tabla 2. Precio de peajes de energía. Tarifas Pc < 10 kW.....	14
Tabla 3. Resumen tarificación.....	15
Tabla 4. Impuestos factura eléctrica	22
Tabla 5. Configuraciones propuestas para instalación de autoconsumo fotovoltaico	34
Tabla 6. Generación esperada de las configuraciones	34
Tabla 7. Presupuesto inversión inicial configuración 1	35
Tabla 8. Presupuesto inversión inicial configuración 2	36
Tabla 9. Presupuesto inversión inicial configuración 3	36
Tabla 10. Tabla inferior informe orden ascendente configuraciones. Página <i>Análisis PV</i>	38
Tabla 11. Tabla inferior informe orden descendente años de amortización. Página <i>Análisis PV</i> .38	
Tabla 12. Tabla inferior informe orden ascendente años de amortización. Página <i>Análisis PV</i>	38
Tabla 13. Tabla inferior izquierda. Columna Ah . <i>PV</i> orden descendente. Página <i>Análisis PV</i>	45
Tabla 14. Tabla inferior izquierda. Columna Ah . <i>Comp</i> ordenada descendente. Página <i>Análisis PV</i>	45
Tabla 15. Tabla inferior derecha. Columna k_{as} ordenada descendente. Página <i>Análisis PV</i>	46
Tabla 16. Tabla inferior derecha. Columna k_{ac} ordenada descendente. Página <i>Análisis PV</i>	47
Tabla 17. Tabla inferior derecha. Columna k_{ei} ordenada descendente. Página <i>Análisis PV</i>	47
Tabla 18. Tabla inferior izquierda. Columna <i>Años Amort</i> orden ascendente. Página <i>Análisis PV</i> .48	
Tabla 19. Tabla inferior derecha. Columna <i>Inversión Inic</i> ordenada ascendente. Página <i>Análisis PV</i>	48

Índice ecuaciones

(1) TFE sin PV	21
(2) TFE con PV.....	21
(3) TFP.....	22
(4) AE	22
(5) CF	23
(6) $E_{out,PV}$	24
(7) C_V	25
(8) $E_{ac,PV}$	25
(9) $E_{ver,RE}$	25
(10) $E_{imp,RE}^j$	26
(11) $t_{ri,PV}$	27
(12) k_{ac}	27
(13) k_{as}	27
(14) k_{ei}	28
(15) $AH_{ac,PV,i,k}$	61
(16) $AH_{comp,PV}$	62
(17) $AH_{comp,PV,a}$	62

1. Introducción

La sociedad actual tiene una gran dependencia eléctrica, con una tendencia de ésta cada vez más creciente. La superposición de una demanda eléctrica creciente en el tiempo, con la preocupación medioambiental y la búsqueda de la sostenibilidad de los recursos existentes en nuestro planeta, ha fomentado una transición energética claramente direccionada al uso de fuentes de producción de energía renovables, solidarias con el medio ambiente.

Esta transición energética es fomentada por los gobiernos con una legislación que premia el uso de energías verdes, libres de emisiones de dióxido de carbono, y dificulta cada vez más, e incluso sanciona, formas de producir electricidad más convencional que utilizan combustibles fósiles, como las centrales de carbón o las de ciclo combinado, ambas altamente contaminantes.

En países como Estados Unidos o Alemania llevan años beneficiándose de las energías renovables, concretamente, la energía solar fotovoltaica, piedra angular sobre la que gira este proyecto. En España, aunque en primera instancia podría parecer que se lleva años fomentando el uso de la fotovoltaica, la realidad es que medidas tomadas pasada la primera década del siglo XXI parecían ser contrarias a promover el uso de la energía solar, pues la legislación incluía más contras que pros para impulsar el autoconsumo en nuestro país. Sin embargo, la publicación del real decreto 244/2019 supuso una liberalización del mercado de la fotovoltaica, inclinando la balanza claramente a favor del uso de esta energía limpia y, ahora sí, rentable.

El autoconsumo a través de instalaciones que emplean módulos fotovoltaicos para captar la irradiación solar se presenta, en principio, como una modalidad de generación eléctrica que permite a los usuarios producir su propia electricidad de forma independiente, colaborando en el proceso de descarbonización del planeta y ahorrando energía y, en consecuencia, dinero. Además, esta modalidad puede ser interesante para un amplio espectro de usuarios, desde pequeños consumidores finales con consumos relativamente pequeños, hasta grandes factorías e industrias que pueden reducir considerablemente su consumo de la red eléctrica.

2. Marco normativo

- RD 244/2019, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- RD-Ley 24/2013, que fija las bases para la regulación del régimen económico de las renovables.
- RD 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- RD 1578/2008, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.
- Circular 3/2020, por el que se regula la entrada en vigor de los nuevos peajes de acceso TD.

3. Tarifas eléctricas

El informe que se ha realizado para los cálculos y el análisis realizado es el siguiente: [Informe interactivo](#), solo es necesario conexión a internet para visualizarlo e interactuar con el mismo. Los cálculos realizados para las diferentes tarifas analizadas, se llevan a cabo tomando los precios unitarios, tanto de energía, como de potencia, de la empresa Endesa Comercializadora. Véase Tabla 1. En este primer análisis no existe instalación de autoconsumo fotovoltaico, con lo que los resultados que se obtengan nos van a mostrar cuál es la tarifa más económica agua arriba de realizar una instalación fotovoltaica solar.

Peaje de acceso	CEP1u (€/kWh)	CEP2u (€/kWh)	CEP3u (€/kWh)	CPP1u (€/kW día)	CPP2u (€/kW día)
2.0 A	0,12700	-	-	0,11276	-
2.0 DHA	0,15861	0,07942	-	0,11276	-
2.0 DHS	0,16289	0,09849	0,08622	0,12445	-
2.0 TD	0,25287	0,12657	0,07438	0,09256	0,01243

Tabla 1. Precio de la energía incluyendo peajes

El precio de los peajes de energía y potencia se presentan en la Tabla 2. Estos precios son fijados cada año en el BOE (Boletín Oficial del Estado), aunque los valores de los peajes previos a la Circular 3/2020 llevaban años sin sufrir modificaciones. El valor de los peajes son una parte

inamovible del precio unitario de la energía y la potencia, que contemplan gastos como el mantenimiento de las líneas eléctricas y los déficits de años anteriores, entre otros.

En la Figura 1, se muestra un esquema con la composición del coste final de la energía.

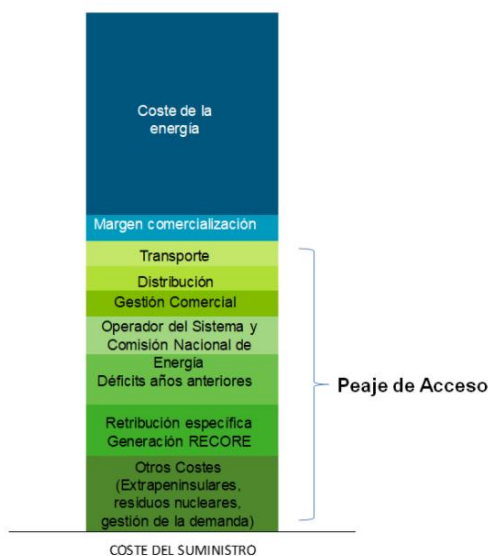


Figura 1. Composición coste total de la energía. Fuente: [Energía y sociedad](#)

Peaje de acceso	CPEP1u (€/kWh)	CPEP2u (€/kWh)	CPEP3u (€/kWh)	CPPP1u (€/kW día)	CPPP2u (€/kW día)
2.0 A	0,062012	-	-	0,104229	-
2.0 DHA	0,062012	0,002879	-	0,104229	-
2.0 DHS	0,062012	0,002879	0,000886	0,104229	-
2.0 TD	0,133118	0,041772	0,006001	0,084035	0,003902

Tabla 2. Precio de peajes de energía. Tarifas Pc < 10 kW

Los valores de los peajes de la energía se emplean para programar el mecanismo de compensación de excedentes de la modalidad de autoconsumo con la que estamos trabajando. En el anexo 1 se muestra de forma detallada lo comentado.

3.1 Tipos de tarifas

Hasta la entrada en vigor de los nuevos peajes, el 1 de junio de 2021, existían 3 peajes de acceso distintos para potencias inferiores a 10 kW: 2.0 A, 2.0 DHA y 2.0 DHS. Tras su entrada en vigor, se juntan todas las tarifas inferiores a 15 kW (entrarían también las del peaje de acceso 2.1, pero no es objeto de estudio), en una nueva tarifa 2.0 TD, la cual es discriminatoria de 3 periodos en energía y tiene una distribución de los periodos totalmente distinta a sus predecesoras. Las siglas TD corresponden a Transporte Distribución, y con esta nueva tarifa se busca aplanar la curva de consumo, de tal manera que se fomenta con precios bajos el consumo en horas valle y se desincentiva el consumo en horas punta.

En la siguiente Tabla 3, se recogen todas las tarifas comentadas.

Tarifa	Discriminación en Energía	Discriminación en Potencia
2.0 A	P1	P1
2.0 DHA	Invierno: P1(13:00 – 22:00h) P2(23:00 – 12:00h) Verano: P1(14:00 – 23:00h) P2(00:00 – 13:00h)	P1
2.0 DHS	P1(14:00 – 23:00h) P2(00:00 – 01:00h y 8:00 – 13:00h) P3(2:00 – 7:00h)	P1
2.0 TD	Lunes a viernes laborales: P1(11:00 – 14:00h y 19:00 – 22:00h) P2(9:00 – 10:00h y 15:00 – 18:00h y 23:00 – 00:00h) P3(1:00 – 8:00h) Sábado, domingos y festivos nacionales: P3	P1(P1 y P2 en energía) P2(P3 en energía)

Tabla 3. Resumen tarificación

La información presentada en la Tabla 3, se muestra detallada en cada una de las tarifas más adelante. Los intervalos horarios están definidos de tal forma que, cuando se escribe una determinada hora hace referencia al periodo que va desde la hora anterior hasta ella. Para ilustrar esto más claro se pone un ejemplo: La hora 9:00 h, hace referencia a la hora que va desde las 8:00 a las 9:00 h, por ello, si se dice que P2 corresponde de 09:00 – 10:00 h, se está diciendo que integra las horas de 8:00 a 9:00 h y de 9:00 a 10:00 h, con un total de dos horas en el intervalo.

Todos los cálculos relativos al coste del consumo analizado para las tarifas comentadas, se presenta en la página *Análisis Tarifas sin PV* del informe interactivo. Su estado sin seleccionar ninguna tarifa se presenta en la Figura 2.

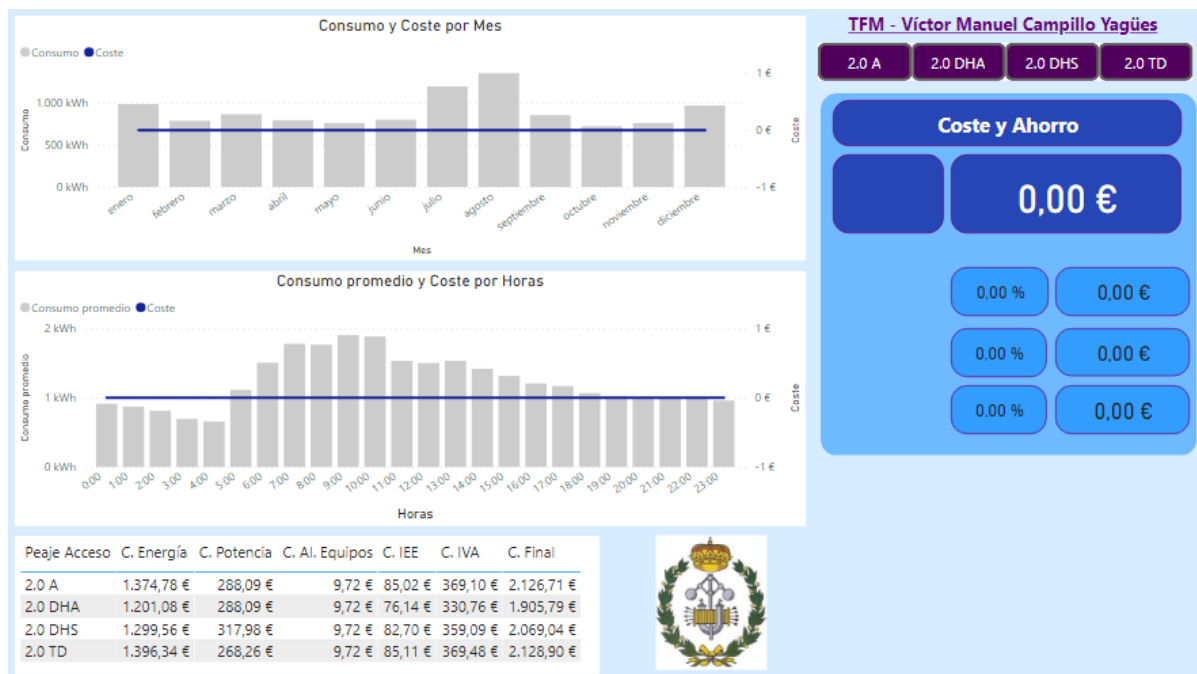


Figura 2. Estado sin segmentación informe interactivo. Página Análisis Tarifas sin PV

Tarifa 2.0 A

Se trata de la tarifa estable, en la cual tiene el mismo precio la energía en todas las horas del año. Al solo existir un periodo en energía, el coste de la misma se obtiene haciendo el sumatorio del producto del consumo cada hora por su precio unitario. En la Figura 3, se presenta el resultado de segmentar la página tarifa del informe interactivo realizado con la herramienta de Inteligencia de Negocio Power BI.

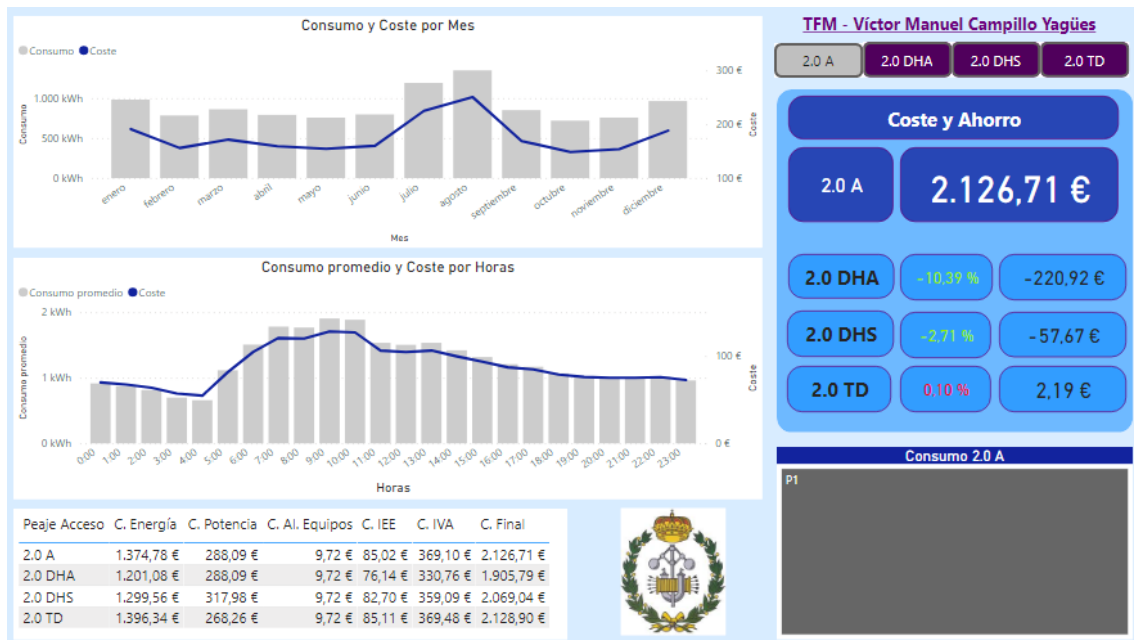


Figura 3. Tarifa 2.0 A. Página Análisis Tarifas sin PV

En ella se observa el coste que supone en un año el consumo estudiado con la tarifa estable. Se presenta, tanto el consumo y coste por meses, como el consumo y coste promedio por horas. Además, en la tabla inferior aparece detallado cada término de la factura, así como el coste final. A la derecha se presenta la comparación de, tanto en porcentaje, como en euros, de la tarifa seleccionada (2.0 A en este caso) respecto a las demás. Por último, se presenta en la esquina inferior derecha un treemap o mapeo de árboles, el cual muestra el consumo por periodos, existiendo en la tarifa estable un solo periodo.

Esta estructura se va a mantener para el resto de tarifas, pudiendo comprobarse los resultados en el informe interactivo. Véase que el color rojo en el porcentaje de ahorro muestra que con la tarifa seleccionada se paga menos respecto a otra y, por el contrario, el color verde simboliza que con la tarifa seleccionada se estaría pagando más que con la presentada a la izquierda de este valor.

Por ello, se comprueba que con la tarifa 2.0 DHA y la 2.0 DHS se pagaría menos al año que con la tarifa estable.

Tarifa 2.0 DHA

La tarifa 2.0 DHA presenta una discriminación en energía de 2 periodos, la cual se presenta en la Figura 4.



Figura 4. Discriminación horaria tarifa 2.0 DHA

Se observa que la discriminación es distinta en invierno y en verano. Los resultados obtenidos en el análisis realizado son los siguientes.

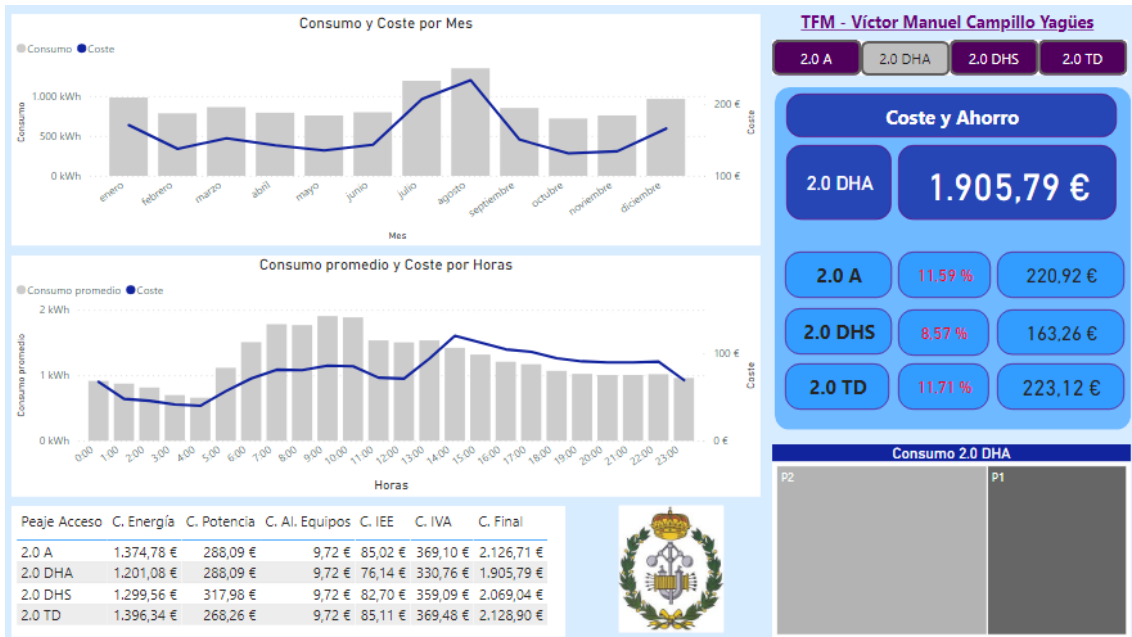


Figura 5. Tarifa 2.0 DHA. Página Análisis Tarifas sin PV

Para el consumo estudiado, la tarifa 2.0 DHA resulta ser la que menor coste anual en la factura de la luz supone. La diferencia con el resto de tarifas tiene valores distintos y, además, varía si segmentamos por meses, días, días de la semana, etc... Se muestra un ejemplo a continuación (Figura 6).

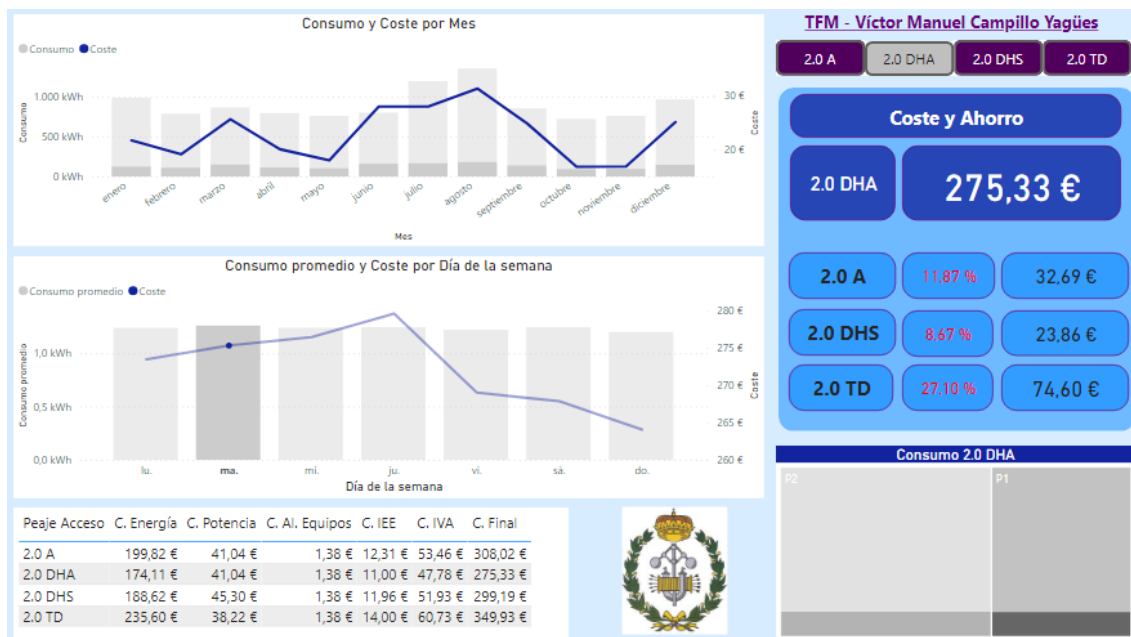


Figura 6. Tarifa 2.0 A segmentación día semana. Página Análisis Tarifas sin PV

Se ha segmentado la gráfica de consumo promedio por día de la semana con el martes, afectando a todo el informe. A pesar de la segmentación, la tarifa 2.0 DHA sigue siendo la más económica.

Tarifa 2.0 DHS

Presenta una discriminación de 3 periodos en energía, siendo su reparto de los mismo el presentado en la Figura 7. Véase que, aunque a lo largo de las horas de un día hay diferentes periodos, todos los días del año tienen la misma discriminación.



Figura 7. Discriminación horaria tarifa 2.0 DHS

Los resultados obtenidos en el informe cuando se selecciona la tarifa 2.0 DHS se presenta seguidamente (Figura 8), aunque puede verse de forma más detallada en el informe interactivo.

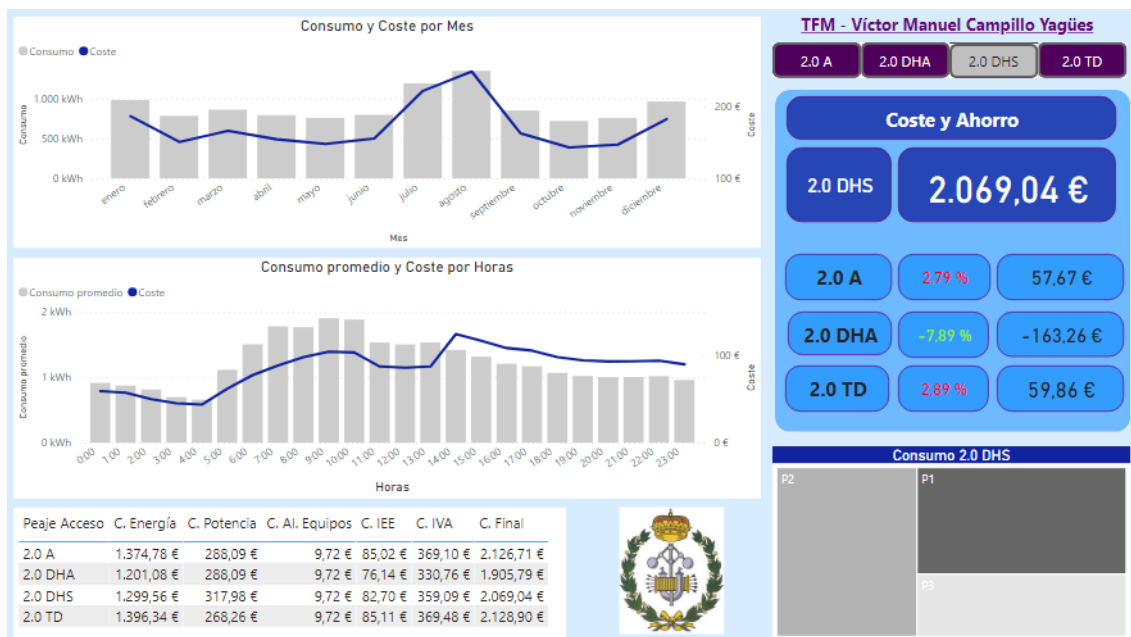


Figura 8. Tarifa 2.0 DHS. Página Análisis Tarifas sin PV

La tarifa 2.0 DHS es la más económica, solo superada por la 2.0 DHA, con la que se paga el precio más bajo, como ya se ha comentado.

Tarifa 2.0 TD

La última tarifa que se presenta es la 2.0 TD, la cual entro en vigor el 1 de junio de 2021 y es la única existente para potencias inferiores a 15 kW a día de hoy. Dicha tarifa presenta discriminación de 3 periodos en energía y discriminación de 2 periodos en potencia.

La nueva discriminación se extrae de la Circular 3/2020, cuya última actualización actual es del 23 de marzo de 2021. En su artículo 7, punto 3, se presenta la discriminación horaria de tres periodos, el cual será de aplicación para peajes 2.0 TD. Véase Figura 9 y nótese que se diferencia entre las zonas Península, Islas Baleares e Islas Canarias, por un lado, y Ceuta y Melilla, por otro.

Invierno y verano (lunes a viernes laborables)					
Península, Illes Balears y Canarias			Ceuta y Melilla		
P1	P2	P3	P1	P2	P3
10 h-14 h 18 h-22 h	8 h-10 h 14 h-18 h 22 h-24 h	0 h-8 h	11 h-15 h 19 h-23 h	8 h-11 h 15 h-19 h 23 h-24 h	0 h-8 h

Figura 9. Discriminación horaria tarifa 2.0 TD

La discriminación horaria de tres periodos diferencia las horas del año en tres periodos horarios: periodo 1 (punta), periodo 2 (llano) y periodo 3 (valle). Se consideran como horas del periodo 3 (valle) todas las horas de los sábados, domingos, el 6 de enero y los días festivos de ámbito nacional, definidos como tales en el calendario oficial del año correspondiente, con exclusión tanto de los festivos sustituibles como de los que no tienen fecha fija.



Figura 10. Discriminación horaria tarifa 2.0 TD visual

La discriminación horaria de la potencia, se reduce a dos periodos, P1 y P2. El periodo 1 de potencia corresponde con los periodos 1 y 2 de energía, luego P1 de potencia abarca las horas punta y llano de la Figura 10. El periodo 2 de potencia se aplica en las horas valle, es decir, en las horas correspondientes a P3 de energía.

Tras desarrollar la nueva discriminación de periodos para el peaje 2.0 TD, se presentan los resultados obtenidos en el informe realizado en Power BI.

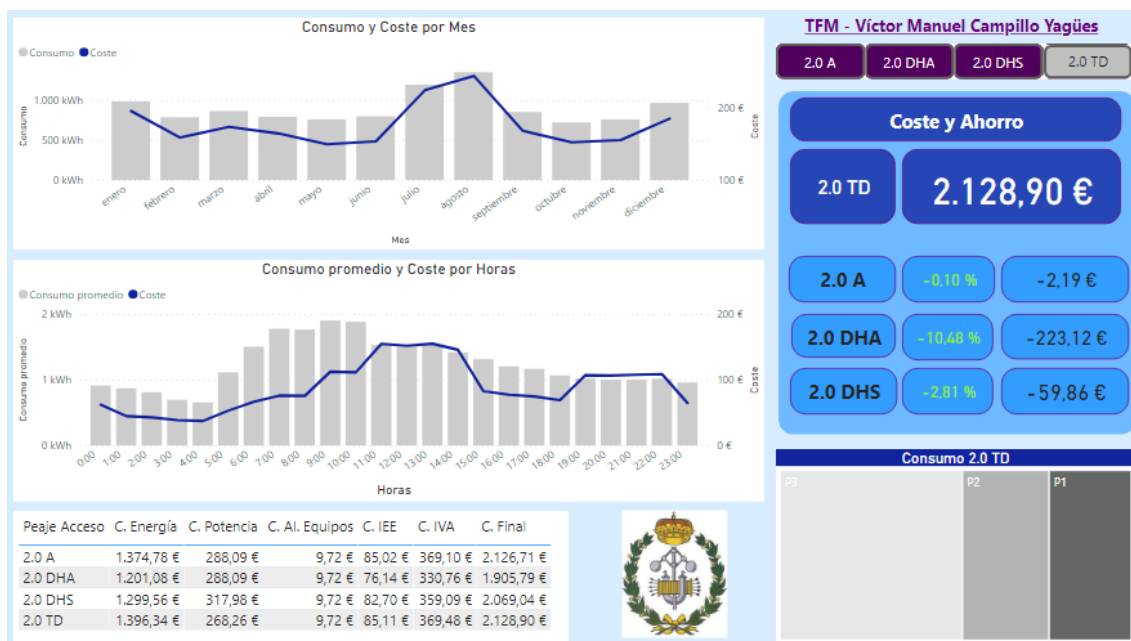


Figura 11. Tarifa 2.0 TD. Página Análisis Tarifas sin PV

La nueva tarifa 2.0 TD es la más cara, con un coste anual de 223,12 € superior a la 2.0 DHA (10,48 % más al año). Si consultamos los precios de la Tabla 1, se deduce que un periodo punta a más de 25 c€ es difícil de compensar, aunque el periodo valle sea más económico en comparación con éste, siendo de algo más de 7 c€.

3.2 Cálculo de facturas en tarifas < 15 kW

Las tarifas eléctricas en España inferiores a 15 kW, rango en el cual se encuentra la vivienda estudiada, se compone de los siguientes términos.

Término de Facturación de Energía (TFE)

Se compone del sumatorio de la energía consumida en cada hora por el coste unitario del periodo correspondiente, para un determinado intervalo temporal de n horas. Matemáticamente se presenta a continuación.

$$TFE (\text{€}) = \sum_{j=1}^{j=n} C_v^j \cdot CE_{cp_u}^j \quad (1)$$

Se trata del término variable de la factura eléctrica. C_v^j (kWh) corresponde con el consumo en la hora j y $CE_{cp_u}^j$ es el coste unitario de la energía, incluido peaje, cada hora, en función del periodo al que corresponda dicha hora.

En el caso de existir una instalación fotovoltaica de autoconsumo sujeta al mecanismo de compensación de excedentes, la expresión del TFE cambia, pudiendo reducirse como máximo al coste de los peajes de la energía.

$$\begin{aligned} TFE (\text{€}) &= CE_{peajes} + CE_{sp} - CE_{comp} \\ &= \sum_{j=1}^{j=n} C_v^j \cdot C_{peaje}^j + \left(\sum_{j=1}^{j=n} C_v^j \cdot CE_u^j - \sum_{j=1}^{j=n} CC_u \cdot E_{ver,RE}^j \right) \end{aligned}$$

Si $CE_{sp} > CE_{comp}$

$$TFE (\text{€}) = CE_{peajes} = \sum_{j=1}^{j=n} C_v^j \cdot C_{peaje}^j \quad ecoc \quad (2)$$

Término de Facturación de Potencia (TFP)

La potencia es un término fijo que se paga independientemente del consumo que se tenga. La potencia es capacidad de consumo instantánea, con lo que pagamos por capacidad de consumo instantáneo disponible. Si sobrepasamos la potencia contratada, el ICP (Interruptor de Control de Potencia) corta el suministro de electricidad, lo que se conoce coloquialmente como "saltan los plomos". La expresión utilizada para calcularlo se presenta seguidamente.

$$TFP (\text{€}) = \left(\sum_{i=1}^{i=2} P_c^i \cdot CP_u^i \right) \cdot N_d \quad (3)$$

Siendo P_c^i (kW) la potencia contratada en cada periodo i , CP_u^i (€/kW día) es el coste de la potencia en cada periodo i y N_d (días) es el número de días del intervalo de tiempo considerado.

Alquiler de equipos (AE)

La distribuidora cobra una cantidad por colocar y mantener los contadores digitales. En el caso de las viviendas, lo habitual es tener un contador Tipo 5, empleado para potencias contratadas inferiores a 15 kW. El coste del alquiler de equipos para estos contadores es de 0,81 €/mes, ponderándose por días, dependiendo de los días presentes en cada mes cuando nos factura la comercializadora.

$$AE (\text{€}) = C_{ae} \cdot \frac{12}{365} \cdot N_d \quad (4)$$

C_{ae} (€/mes) es el coste de alquiler de equipos para contadores Tipo 5 y N_d (días) es el número de días del intervalo de tiempo considerado.

Impuestos (IEE e IVA)

En la factura eléctrica aparecen dos impuestos diferentes. Por un lado, el IEE (Impuesto Especial de la Energía) y, por otro, el IVA (Impuesto sobre el Valor Añadido). El porcentaje con el que cada uno grava la factura, se presenta en la tabla x.

Impuesto	% de gravamen
IEE	5,11269632
IVA	21

Tabla 4. Impuestos factura eléctrica

Se aclara que, aunque el IVA actual para las tarifas de menos de 15 kW se ha reducido al 10% hasta final de 2021, en principio, por su carácter temporal y por comparar todas las tarifas con el mismo impuesto, se realizan los cálculos con un IVA del 21 %.

Coste final (CF)

El coste final de la factura eléctrica se compone de todos los términos anteriormente presentados. Comentar que el IEE solo se aplica a TFE y TFP, quedando AE exento. El IVA si se aplica indiscriminadamente para gravar todos los términos.

$$CF (\text{€}) = [(TFE + TFP) \cdot (1 + IEE) + AE] \cdot (1 + IVA) \quad (5)$$

4. Parámetros para la evaluación de una instalación autoconsumo

Para realizar la evaluación de una instalación de autoconsumo en líneas generales, sin entrar en consideraciones del tipo de autoconsumo en la instalación o su tamaño, es de interés determinar parámetros que muestren información relativa al intercambio de energía llevado a cabo con la red, es decir, la cantidad de energía que se consume de la red y la cantidad que se inyecta a la misma, la cantidad de energía procedente de la instalación de autoconsumo, el porcentaje de carga que el sistema fotovoltaico es capaz de cubrir respecto a la carga total y el porcentaje de producción fotovoltaica que se consume instantáneamente respecto a la producción total de la instalación en cada instante.

En virtud de los intereses expuestos se proponen los siguientes parámetros para evaluar una instalación de autoconsumo.

- Energía generada por la instalación fotovoltaica, $E_{out,PV}$
- Energía inyectada o vertida a la red, $E_{ver,RE}$
- Energía importada de la red, $E_{imp,RE}$
- Energía autoconsumida, $E_{ac,PV}$
- Superficie disponible, $S_{u,PV}$
- Coste inversión inicial de la instalación, $C_{ii,PV}$
- Ahorro por año, $AH_{a,PV}$
- Años de amortización de la inversión, $t_{ri,PV}$

A continuación, se detalla las expresiones utilizadas para calcular los parámetros presentados.

Para estimar la energía diaria disponible a la salida de una instalación fotovoltaica, $E_{out,PV}$, es preciso determinar la energía disponible a la salida del inversor de la instalación. Este parámetro se obtiene a través de un sistema de monitorización, el cual muestra el producto de la tensión por la intensidad (en valores medios), realizando mediciones cada cierto intervalo temporal. Los contadores tipo 5, que por lo general se presentan en viviendas residenciales, son inteligentes, existiendo la posibilidad de obtener los datos a través de la distribuidora, siendo en Murcia Iberdrola (véase Figura 12).



Figura 12. Mapa empresas distribuidoras en España

En cualquier caso, las medidas de energía se registran cada hora, pudiendo descargarse en formato CSV, XLSX o JSON, en el intervalo temporal deseado, desde que existan registros.

En consecuencia, la energía disponible generada por una instalación fotovoltaica, $E_{out,PV}$, en un intervalo temporal dado, se calcula empleando la expresión (6).

$$E_{out,PV} = \sum_{j=1}^{j=n} E_{out,PV}^j \quad (kWh) \quad (6)$$

Donde n es el número de mediciones realizadas en el intervalo considerado, que va a corresponder por lo general con el número de horas existentes en dicho intervalo, pues como se ha comentado, la escala mínima en la que se obtienen los datos de consumo es la hora.

El consumo de energía, considerando un intervalo determinado, en una vivienda, C_V , se obtiene análogamente a lo comentado para medir la energía a la salida de una instalación fotovoltaica, $E_{out,PV}$ [1]. Matemáticamente se define como se presenta en la ecuación (7).

$$C_V = \sum_{j=1}^{j=n} C^j \quad (kWh) \quad (7)$$

Del mismo modo, n es el número de mediciones realizadas en el intervalo considerado y C^j (kWh) representa la medición de energía consumida por la vivienda cada hora.

La energía consumida procedente directamente de la instalación de autoconsumo, $E_{ac,PV}$, se obtiene con la siguiente expresión:

$$E_{ac,PV} = \sum_{j=1}^{j=n} E_{ac,PV}^j \quad (kWh)$$

$$\text{Con} \quad E_{ac,PV}^j = \begin{cases} C^j & \text{si} \\ E_{out,PV}^j \geq C^j \\ E_{out,PV}^j & \text{ecoc} \end{cases} \quad (kWh) \quad (8)$$

En la que se aprecia como la energía consumida cada hora procedente de la instalación de autoconsumo, $E_{ac,PV}^j$, es el propio consumo en ese intervalo de medición horario, C^j (kWh), si la energía generada a la salida de la instalación fotovoltaica, $E_{out,PV}^j$, es mayor a éste, y $E_{out,PV}^j$ en cualquier otro caso (ecoc). En este segundo escenario, la potencia faltante para satisfacer el consumo será consumida de la red eléctrica.

La energía a la salida de la instalación fotovoltaica que no se destine a satisfacer total o parcialmente el consumo, C^j , será vertida a la red, $E_{ver,RE}^j$, y se calcula empleando la expresión presentada a continuación:

$$E_{ver,RE} = \sum_{j=1}^{j=n} E_{ver,RE}^j \quad (kWh)$$

$$E_{ver,RE}^j = \begin{cases} E_{out,PV}^j - C^j & \text{si} \\ 0 & \text{ecoc} \end{cases} \quad (kWh) \quad (9)$$

De la que se observa que, si la energía generada a la salida de la instalación de autoconsumo es mayor que la demanda de consumo, la diferencia de estos dos valores se inyecta

a la red eléctrica, $E_{ver,RE}^j$, mientras que en cualquier otro caso no se exporta energía, pues no hay excedente.

Se ha definido la energía obtenida a la salida de la instalación de autoconsumo, $E_{out,PV}$, la energía autoconsumida en la vivienda, $E_{ac,PV}$, y la energía vertida a la red eléctrica, $E_{ver,RE}$. Por último, se propone el parámetro $E_{imp,RE}$, que representa la energía importada directamente de la red eléctrica. Para su obtención se recurre a la siguiente expresión:

$$E_{imp,RE} = \sum_{j=1}^{j=n} E_{imp,RE}^j \quad (kWh)$$

$$E_{imp,RE}^j = \begin{cases} 0 & \text{si} \\ C^j - E_{out,PV}^j & \text{si} \end{cases} \quad \begin{cases} E_{out,PV}^j \geq C^j \\ \text{ecoc} \end{cases} \quad (kWh)$$

(10)

La ecuación (10) muestra como la energía importada de la red tendrá un valor nulo cuando la potencia a la salida de la instalación sea superior al consumo demandado, C^j , y tendrá el valor de la diferencia de éste y la energía a la salida de la instalación de autoconsumo, $E_{out,PV}^j$, en cualquier otro caso.

Otro parámetro decisivo a tener en cuenta para realizar una instalación de autoconsumo es la superficie disponible existente, $S_{u,PV}$. Dicha superficie limita directamente la capacidad de instalar módulos fotovoltaicos y, en consecuencia, la potencia pico de la instalación. Además, es decisivo hacer el diseño conociendo los límites de superficie existentes, pues factores tan decisivos como es el estudio de las sombras, pueden minorar la eficiencia de la instalación drásticamente si la separación entre los strings de módulos no es la adecuada.

La variable económica cuenta con pocas excepciones en las que no sea determinante para evaluar la viabilidad de un proyecto, de hecho, normalmente carga con un peso notorio en la decisión final. Por ello, se propone un análisis económico que tenga en cuenta el valor inicial de la inversión, $C_{ii,PV}$. Los fabricantes garantizan por lo general una duración de los módulos fotovoltaicos de unos 25 años, a partir de la cual habría que cambiarlos, pues su rendimiento no sería eficiente. Aunque esta duración puede verse modificada en función del mantenimiento realizado en la instalación y del propio modelo de panel solar seleccionado, se asume como un valor sensato para evaluar la viabilidad económica de una instalación de autoconsumo.

El ahorro fotovoltaico por año, AH_{PV} , tiene dos componentes. Por un lado, el ahorro por año correspondiente a la energía que no se ha consumido de la red, $AH_{ac,PV}$, y que representa el coste que hubiera supuesto ésta si no existe instalación fotovoltaica y, por otro lado, el ahorro

anual correspondiente a la energía compensada cada mes durante dicho año, $AH_{comp,PV}$. El cálculo de los parámetros de ahorro anuales se detallan en el anexo 1.

Tras el cálculo del ahorro anual fotovoltaico, AH_{PV} , se pueden calcular los años precisados para amortizar la instalación de autoconsumo. A partir de $t_{ri,PV}$ la instalación está totalmente pagada y los años siguientes se considera que la energía consumida directamente de la instalación se trata de energía a “coste cero” procedente del sol. Dicho parámetro se obtiene con el cociente entre el coste inicial de la instalación y el ahorro por año aguas debajo de la instalación fotovoltaica.

$$t_{ri,PV} = \frac{C_{ii,PV}}{AH_{PV}} \quad (11)$$

Nótese que para realizar el cálculo de los años de amortización de la instalación de autoconsumo fotovoltaico se ha empleado el coste de inversión inicial, sin tener en cuenta el coste de mantenimiento, limpiezas y otros gastos asociados para garantizar el correcto funcionamiento de la instalación durante su vida útil.

Adicionalmente, se ha recogido de otros textos consultados los siguientes parámetros, los cuales nos dan información sobre las ratios de aprovechamiento de la energía generada por nuestra instalación.

- Porcentaje de autoconsumo (k_{ac}): se define como la parte de energía producida por el sistema fotovoltaico que es consumida directamente en la vivienda donde está la instalación, respecto a la producción total del sistema fotovoltaico.

$$k_{ac} (\%) = \frac{E_{ac,PV}}{E_{out,PV}} \times 100 \quad (12)$$

- Porcentaje de autosuficiencia (k_{as}): se define como la parte de energía producida por el sistema fotovoltaico que es consumida directamente en la vivienda donde está la instalación, respecto al consumo total de la vivienda. Será un parámetro decisivo en la toma de decisiones respecto al diseño de la instalación, pues en última instancia, el objetivo perseguido con la instalación fotovoltaica es casar lo máximo posible la curva de consumo de la vivienda o residencia, con la curva de generación solar.

$$k_{as} (\%) = \frac{E_{ac,PV}}{C_d} \times 100 \quad (13)$$

- Porcentaje de energía exportada-importada (EIR): Representa la Relación entre la energía exportada e importada de la red. Es importante para comprobar si la instalación está determinada dentro de los límites de la restricción legal respecto a la cantidad de energía que se puede compensar en la modalidad presentada de autoconsumo.

$$k_{ei} (\%) = \frac{E_{ver,RE}}{E_{imp,RE}} \times 100 \quad (14)$$

5. Caracterización del caso de estudio

El caso analizado se trata de una vivienda unifamiliar de 5 personas. Concretamente, un chalet situado en la pedanía Altorreal del municipio Molina de Segura (Murcia). Por privacidad de datos, las coordenadas de dicha vivienda serán aleatorias, dentro de la pedanía nombrada, y las características de la misma también, de tal manera que, se presenta un caso real, en tanto que el consumo es real y la zona donde se ubica presenta propiedades meteorológicas idénticas, pero se distorsiona su ubicación exacta y distribución, para que no sea posible la identificación.

5.1 Consideraciones en la vivienda

Las características de la vivienda estudiada son las siguientes.

- Ubicación dentro de la pedanía Altorreal, asociada a ninguna vivienda.
 - Latitud: 38,07570
 - Longitud: -1,16242
- La vivienda presenta dos cubiertas aptas para colocar los módulos fotovoltaicos. Ambas son de teja alicantina, una capa de 6 cm de mortero y 20 cm de hormigón.
- La cubierta 1 tiene un desvío 30° dirección Sur-Este y una inclinación de 25°
- La cubierta 2 presenta una desviación de 40° dirección Sur-Oeste y una inclinación del tejado de 25°
- En ambas cubiertas se asume que no hay limitación de superficie disponible y no existen elemento que puedan producir sombra

La vivienda estudiada tiene un consumo anual promedio de 10.824,78 kWh

5.2 Datos meteorológicos

Con el programa PVGIS se puede obtener las condiciones meteorológicas de la zona estudiada, esperando una irradiación anual de 2151,65 kWh/m². Véase Figura 13.

Datos proporcionados:	Irradiación anual [kWh/m ²]:	2151.65
Localización [Lat/Lon]:	38.076, -1.162	

Figura 13. Condiciones meteorológicas de vivienda unifamiliar

5.3 Perfiles de consumo

Con la herramienta Power Bi, es posible obtener el consumo promedio anual a partir del histórico de consumo horario de varios años. En el informe interactivo puede segmentarse esta curva horaria por meses y días, siendo la curva promedio anual la mostrada en la Figura 14.

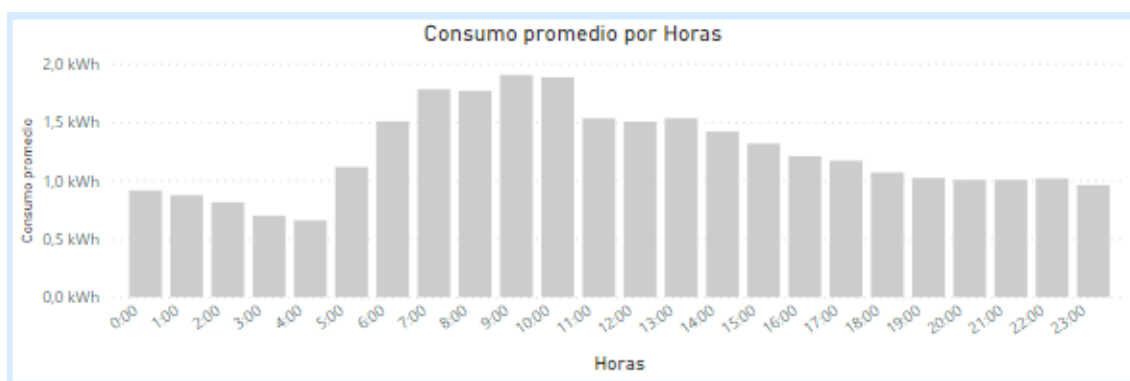


Figura 14. Perfil de consumo horario anual. Página Análisis Tarifas sin PV

Se observa que el consumo es elevado todo el día. A las 8:00 h de la mañana, comienza un pico de consumo, que perdura hasta las 10:00 h. Pasada esta hora, el consumo comienza a disminuir progresivamente hasta la media tarde, estabilizándose en torno a las 19:00 h. En torno a las 1:00 h, el consumo decae nuevamente, hasta llegar a las 4:00 h, donde se alcanza el mínimo de consumo. Trascorrida esta hora, el consumo comienza a aumentar otra vez. El análisis en detalle de la curva, nos muestra información relativa a la actividad que puede existir en la vivienda a lo largo de un día promedio. En ella se puede intuir que miembros de esta familia se levantan muy temprano, en torno a la 5:00 h y se mantiene un consumo creciente hasta aproximadamente las 10:00 h. A mitad de mañana el consumo es elevado, con lo que invita a pensar que la actividad dentro de la vivienda es más intensa que por la tarde, donde el consumo decrece estabilizándose, cómo se ha comentado. Integrantes de la familia, mantienen previsiblemente su actividad nocturna, hasta cerca de las 2:00 h, existiendo un corto periodo de dos horas en el que se deduce que el consumo de la vivienda es derivado de los elementos que funcionan todo el día, cómo puede ser el frigorífico.

A continuación, se presentan las curvas promedio del mes de enero (en pleno invierno) y el mes de agosto (pleno verano), para analizar la variación existente entre las mismas, y a su vez, las diferencias con la curva promedio. En el informe interactivo se puede ver la variación de cualquier mes con el promedio anual.

Curva de consumo en agosto

Tal y como se ha comentado, se presenta la curva de consumo horaria promedio en el octavo mes de año. Véase Figura 15.

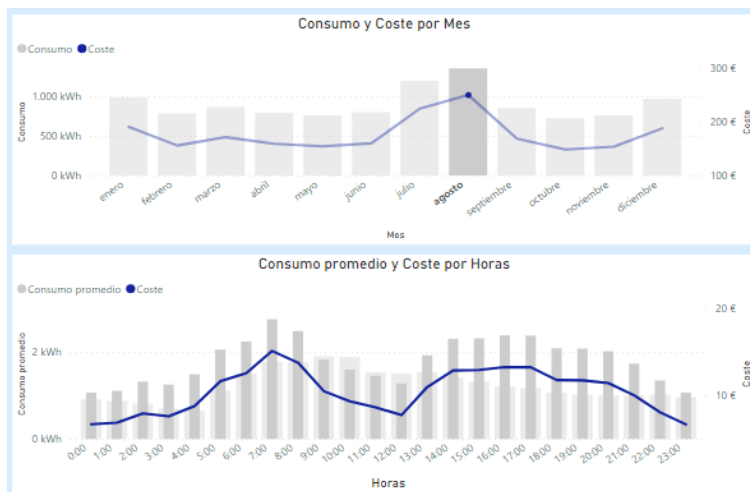


Figura 15. Perfil de consumo medio horario en mes agosto. Página Análisis Tarifas sin PV

La curva de consumo en el mes de agosto es significativamente diferente a la del promedio anual, en la Figura 15, se ve en gris oscuro el consumo promedio de dicho mes, y con una barra más ancha y un color gris claro, el consumo promedio anual. En las horas nocturnas (23:00 – 4:00 h) el consumo aumenta en el mes de agosto, probablemente porque enciendan equipos de climatización por la noche. Se repite la hora a la que aumenta el consumo, tras la estabilización nocturna, siendo ésta las 5:00 h, en la cual algún miembro de la familia ha de despertar e incrementar el consumo. Pasada esta hora el consumo es prácticamente creciente hasta las 9:00 h, a partir de la cual, el consumo decae, siendo incluso más bajo que el promedio anual. Estos datos invitan a pensar, que gran parte de los inquilinos de la vivienda la abandonan hasta las 14:00 h, hora a la que probablemente enciendan los equipos de climatización y el consumo vuelva a dispararse hasta la noche.

Agosto es el mes de mayor consumo para esta vivienda. Es posible que pasen el mes en la casa y que, debido al calor propio de la Región de Murcia en dicha época, mantengan la mayor parte del día los equipos de climatización funcionando.

Curva de consumo en enero

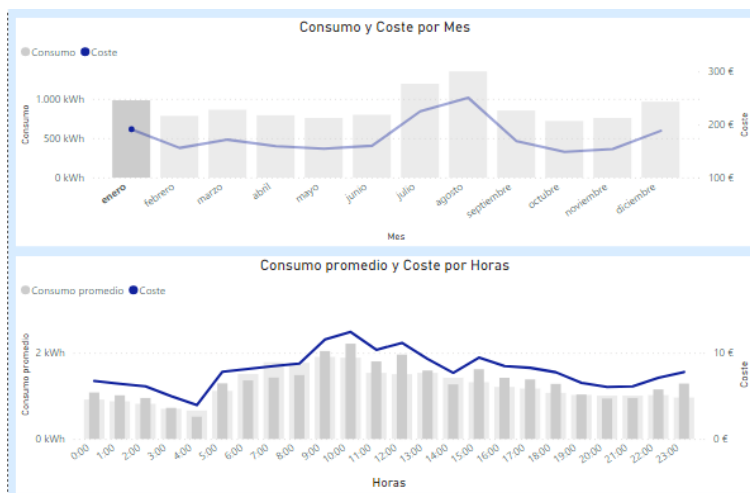


Figura 16. Perfil de consumo medio horario en mes enero. Página Análisis Tarifas sin PV

En enero, tanto el patrón de consumo, como el propio consumo, es idéntico al consumo promedio anual en la vivienda. Era de esperar un consumo más elevado en un mes tan frío, sin embargo, el consumo se mantiene prácticamente invariante al promedio anual. Debido al patrón de consumo observado, sugiere pensar que los hábitos rutinarios en la vivienda se mantienen, y puede ser que el aislante de ésta sea de gran calidad, lo que explicaría de algún modo, que no se incremente bruscamente el consumo este mes, como ocurre en otras viviendas.

Tras este análisis de la curva de consumo horaria, cabe de esperar que la fotovoltaica sea más rentable en los meses de verano que en el periodo invernal, principalmente por dos motivos.

- El consumo es sustancialmente más elevado en los meses de julio y agosto que en el promedio anual
- La generación esperada en los meses de verano será mayor, debido a un incremento en la irradiación solar

5.4 Predimensionamiento de instalaciones fotovoltaicas

Consideraciones generales

El punto de partida para dimensionar la instalación será generar al menos la energía que se consume en la vivienda durante las horas solares (se asume de 8:00 h – 19:00 h). La vivienda tiene un consumo anual durante las horas de sol de 6.321,79 kWh, con lo que se pone un mínimo de generación para la instalación en torno a 6.500 kWh/año.

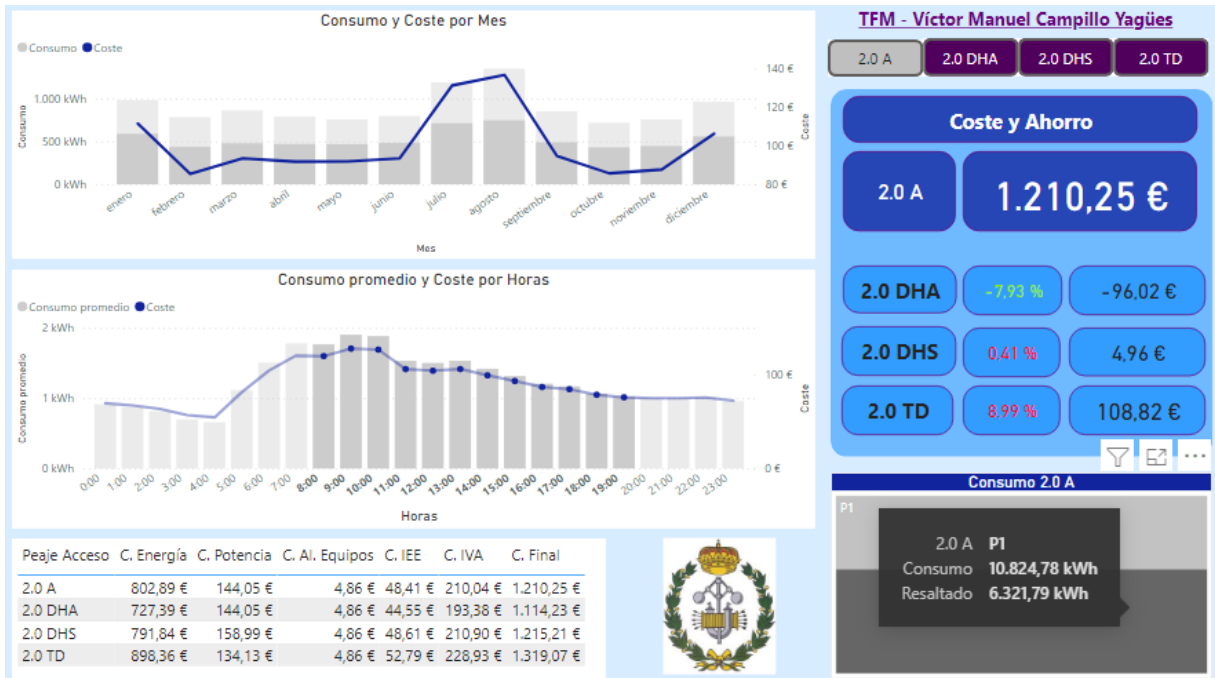


Figura 17. Consumo en horas solares. Página Análisis Tarifas sin PV

En la Figura 17, se ha seleccionado el peaje de acceso 2.0 A, pues el consumo anual es el mismo para todos los peajes de acceso. Manteniendo la tecla *Ctrl* del teclado, se puede clicar en varias segmentaciones del informe, como en este caso las distintas horas en el intervalo seleccionado.

Las pérdidas del sistema se asumen del 14%, pues es un valor razonable, dado los textos que se han consultado. Con el programa PVGIS se calculan el resto de pérdidas debidas al ángulo de incidencia, los efectos espectrales, la temperatura y la baja irradiancia, obteniendo un valor del orden del 22% en las simulaciones realizadas. El rendimiento global de una instalación fotovoltaica de menos de 15 kW presenta un valor de rendimiento global de entre el 75 y el 85%, con lo que se impone el valor de pérdidas del sistema del 14% en todas las simulaciones.

Con el programa PVGIS, en la zona dónde se sitúa la vivienda estudiada, para una inclinación de 25° (inclinación de las aguas del tejado) y una orientación perfecta al sur (azimut de 0°), con las consideraciones de pérdidas del sistema impuestas, se espera una producción anual de 6.578,44 kWh (Figura 18)

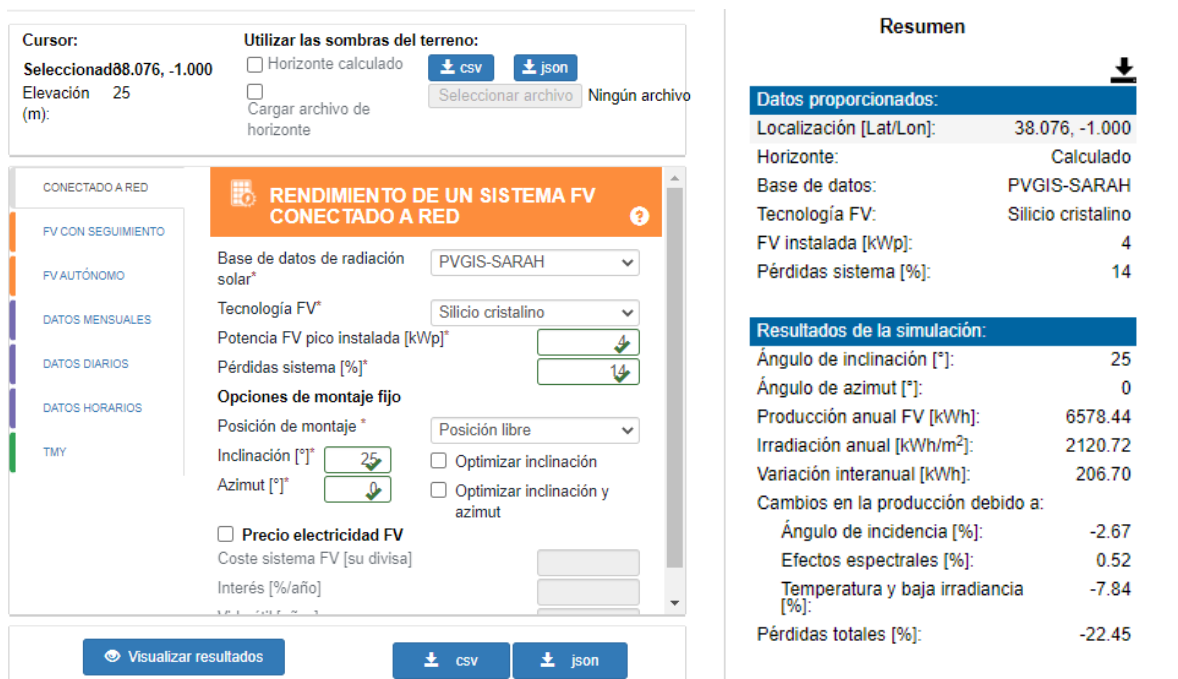


Figura 18. Generación esperada con 25 ° inclinación y azimut 0 °

Por ello, se van a presentar cinco configuraciones posibles para una instalación fotovoltaica, comenzando por una potencia instalada de 4 kW_p.

A modo de aclaración, se expone que, aunque la inclinación óptima en la zona geográfica en la que nos encontramos, esto es la pedanía Altorreal dentro del municipio Molina de Segura (Región de Murcia), es de 36°, se ha tomado la inclinación de 25° propia del tejado como buena, por presentar unas pérdidas ínfimas de menos del 2% respecto a la inclinación óptima. Véase Figura 19.

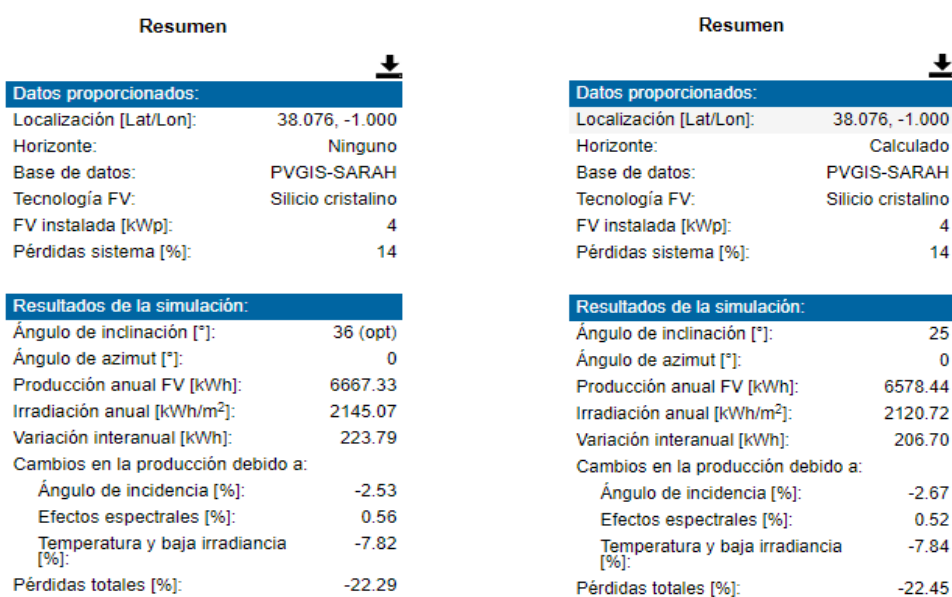


Figura 19. Comparación pérdidas respecto a inclinación óptima

Configuraciones propuestas

Se presentan cinco posibles configuraciones para la instalación fotovoltaica de la vivienda objeto de estudio de este documento, con diferentes potencias y orientaciones. Véase Tabla 5.

Configuración	Orientación Sur-Este (cubierta 1)	Orientación Sur-Oeste (cubierta 2)
1	Se instalan 2,5 kW	Se instalan 1,5 kW
2	Se instalan 3 kW	Se instalan 2 kW
3	Se instalan 4 kW	Se instalan 2,5 kW
4	Se instalan 5 kW	Se instalan 0 kW
5	Se instalan 0 kW	Se instalan 5 kW

Tabla 5. Configuraciones propuestas para instalación de autoconsumo fotovoltaico

La tabla anterior propone tres instalaciones con dos orientaciones distintas y otras dos con una única orientación. En las configuraciones 1, 2 y 3, se instala una potencia superior en la cubierta 1. Esto es debido a que en la curva de consumo horario promedio (Figura 14) se observa como en las primeras horas de la mañana hay un mayor consumo que en las horas de la tarde, con lo que conviene instalar mayor potencia en la orientación sur-este. Debido al funcionamiento del mecanismo de compensación de excedentes, el kWh más económico es el que se autoconsume de la instalación fotovoltaica, ya que independientemente de a la hora que inyectemos energía en la red eléctrica, se nos compensa a 5 c€/kWh. Por ello, para obtener la máxima rentabilidad de una instalación de autoconsumo solar, es necesario realizar un diseño que maximice el casamiento entre el consumo y la generación fotovoltaica hora a hora.

Los efectos de jugar con las orientaciones en los diseños de una instalación de autoconsumo fotovoltaico, se pueden observar de un modo visual en las curvas de generación de las diferentes configuraciones propuestas (Figura 20).

Generación anual esperada

La generación anual que se espera en cada una de las configuraciones presentadas se presenta en la Tabla 6.

Configuración	Generación anual esperada (kWh)
1	6.326,69
2	7.904,88
3	10.278,43
4	7.956,62
5	7.831,21

Tabla 6. Generación esperada de las configuraciones

6. Análisis de instalaciones fotovoltaicas

Una vez realizado el predimensionamiento, se procede a realizar un diseño de las instalaciones más en detalle, para posteriormente analizar los resultados que se obtengan.

6.1 Inversión inicial

Tutelados por los precios de los catálogos comerciales y la bibliografía consultada, se estima el presupuesto asociado a cada una de las cinco configuraciones presentadas.

Configuración 1

Elemento	Precio Unitario (€/unidad)	Cantidad	Precio Final
Módulo PV 500W	170	8	1.360,00 €
Inversor 5 kW, 2 MPPT	1200	1	1.200,00 €
Estructura coplanar	60	8	480,00 €
Montaje	800	1	800,00 €
Trámites administrativos	400	1	400,00 €
Otros (cable, cuadro protecciones, etc.)	300	1	300,00 €
		TOTAL	4.540,00 €

IVA	953,40 €
TOTAL CON IVA	5.493,40 €

Tabla 7. Presupuesto inversión inicial configuración 1

Configuración 2, 4 y 5

Las configuraciones 2, 4 y 5 tienen el mismo presupuesto, pues contienen los mismos elementos y características técnicas, pero los módulos fotovoltaicos se disponen en diferentes orientaciones. La información de dichas configuraciones se encuentra reflejado en la

Elemento	Precio Unitario (€/unidad)	Cantidad	Precio Final
Módulo PV 500W	170	10	1.700,00 €
Inversor 6 kW, 2 MPPT	1400	1	1.400,00 €
Estructura coplanar	60	10	600,00 €
Montaje	900	1	900,00 €
Trámites administrativos	420	1	420,00 €
Otros (cable, cuadro protecciones, etc.)	350	1	350,00 €
TOTAL			5.370,00 €

IVA	1.127,70 €
TOTAL CON IVA	6.497,70 €

Tabla 8. Presupuesto inversión inicial configuración 2

Configuración 3

Elemento	Precio Unitario (€/unidad)	Cantidad	Precio Final
Módulo PV 500W	170	13	2.210,00 €
Inversor 5 kW, 2 MPPT	1700	1	1.700,00 €
Estructura coplanar	60	13	780,00 €
Montaje	1100	1	1.100,00 €
Trámites administrativos	450	1	450,00 €
Otros (cable, cuadro protecciones, etc.)	400	1	400,00 €
TOTAL			6.640,00 €

IVA	1.394,40 €
TOTAL CON IVA	8.034,40 €

Tabla 9. Presupuesto inversión inicial configuración 3

6.2 Resultados fotovoltaicos

En este apartado se presentan los resultados de los cálculos obtenidos para las cinco configuraciones estudiadas. Todos los cálculos se han realizado con la herramienta Power BI, haciendo un análisis horario de cada parámetro de los mostrados en el informe interactivo.

El informe interactivo, en su página *Análisis PV* presenta el siguiente estado antes de realizar ninguna selección ni segmentación.

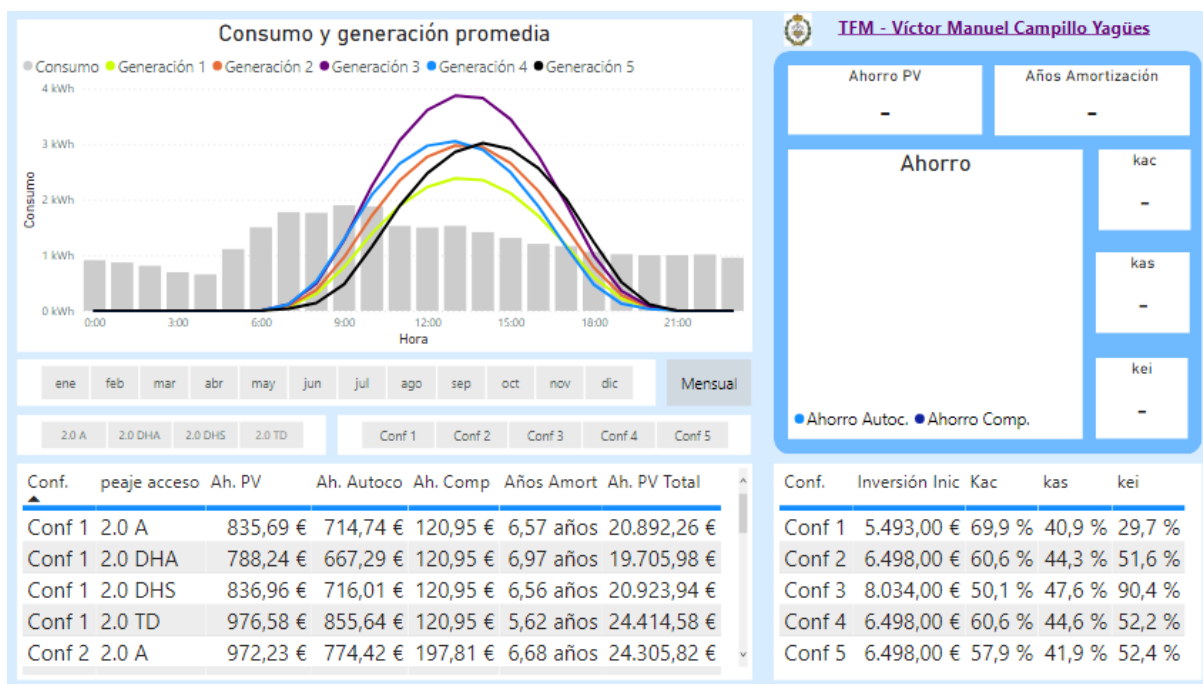


Figura 20. Informe PV sin segmentación vista horaria. Página *Análisis PV*

Aparece una gráfica en la cual se muestra el consumo horario promedio y las cinco curvas de generación de cada configuración. Las curvas de generación fotovoltaica también son horarias promedias. En la parte inferior se puede cambiar la visualización de mensual a horaria y viceversa, pulsando el botón *Mensual* de la Figura 20 y el botón *Horario* de la Figura 21.

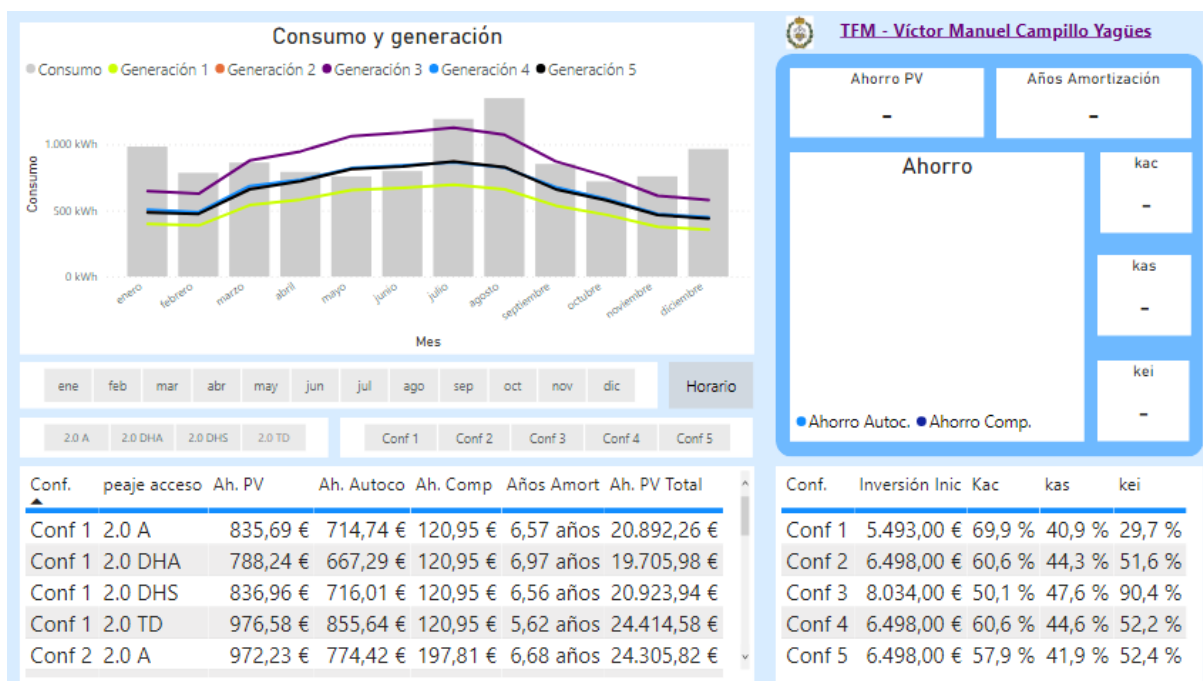


Figura 21. Informe PV sin segmentación vista mensual. Página *Análisis PV*

Debajo de la segmentación por meses, se presenta la segmentación del peaje de acceso y la de las cinco configuraciones propuestas en el estudio realizado. La tabla inferior izquierda muestra los parámetros que dependen de la configuración y de la tarifa, salvo el ahorro debido a

la compensación de excedentes, que solo depende de la configuración, ya que independientemente de la tarifa que se tenga, se compensa a la misma cantidad cada kWh que se inyecta en la red, pero se mantiene en dicha tabla para no perder la composición del ahorro fotovoltaico. El ahorro debido a la energía compensada no depende del peaje de acceso seleccionado, salvo cuando superamos el máximo de energía que se puede compensar, en ese caso el valor del ahorro es el coste de la energía sin contar el precio del peaje, y sí depende de la tarifa seleccionada (en la configuración 3 se comenta con detalle este hecho). Colocando el cursor del ratón encima de dicha tabla y girando la rueda del mismo, se puede contemplar el resto de la tabla, pues presenta 20 filas, más la del encabezado. En la fila del encabezado se puede ordenar la tabla de forma ascendente o descendente, clicando sobre el parámetro de interés. Para la ilustrar lo comentado se presentan las figuras Tabla 10, Tabla 11 y Tabla 12.

Conf.	peaje acceso	Ah. PV	Ah. Autoco	Ah. Comp	Años Amort	Ah. PV Total
Conf 1	2.0 A	835,69 €	714,74 €	120,95 €	6,57 años	20.892,26 €
Conf 1	2.0 DHA	788,24 €	667,29 €	120,95 €	6,97 años	19.705,98 €
Conf 1	2.0 DHS	836,96 €	716,01 €	120,95 €	6,56 años	20.923,94 €
Conf 1	2.0 TD	976,58 €	855,64 €	120,95 €	5,62 años	24.414,58 €
Conf 2	2.0 A	972,23 €	774,42 €	197,81 €	6,68 años	24.305,82 €

Tabla 10. Tabla inferior informe orden ascendente configuraciones. Página *Análisis PV*

Conf.	peaje acceso	Ah. PV	Ah. Autoco	Ah. Comp	Años Amort	Ah. PV Total
Conf 3	2.0 DHA	1.085,06 €	768,50 €	316,55 €	7,40 años	27.126,45 €
Conf 4	2.0 DHA	902,31 €	703,03 €	199,27 €	7,20 años	22.557,64 €
Conf 3	2.0 A	1.129,90 €	831,97 €	297,92 €	7,11 años	28.247,44 €
Conf 2	2.0 DHA	918,34 €	720,53 €	197,81 €	7,08 años	22.958,53 €
Conf 5	2.0 DHA	923,77 €	714,34 €	209,44 €	7,03 años	23.094,37 €

Tabla 11. Tabla inferior informe orden descendente años de amortización. Página *Análisis PV*

Conf.	peaje acceso	Ah. PV	Ah. Autoco	Ah. Comp	Años Amort	Ah. PV Total
Conf 1	2.0 TD	976,58 €	855,64 €	120,95 €	5,62 años	24.414,58 €
Conf 2	2.0 TD	1.115,30 €	917,49 €	197,81 €	5,83 años	27.882,59 €
Conf 4	2.0 TD	1.112,09 €	912,82 €	199,27 €	5,84 años	27.802,32 €
Conf 5	2.0 TD	1.098,53 €	889,10 €	209,44 €	5,92 años	27.463,36 €
Conf 3	2.0 TD	1.283,85 €	972,32 €	311,53 €	6,26 años	32.096,30 €

Tabla 12. Tabla inferior informe orden ascendente años de amortización. Página *Análisis PV*

En la Tabla 10 viene por defecto ordenada de forma ascendente por configuración. Al hacer clic sobre el encabezado de la columna *Años Amort* Power BI ordena la columna de manera

descendente, mostrando primero el valor de años de amortización más grande (Tabla 11). Si se vuelve a hacer clic en la misma columna se vuelven a ordenar los valores, pero esta vez de forma ascendente (Tabla 12). Esta posibilidad es de gran utilidad a la hora de identificar los valores extremos de una determinada tabla creada y nos va a permitir identificar la configuración y peaje de acceso que maximiza o minimiza los parámetros de interés.

La tabla colocada en la parte inferior izquierda muestra las métricas que son independientes del peaje de acceso seleccionado, dependiendo solo de la configuración.

El cuadro presentado en la parte superior derecha, muestra el resumen de la selección concreta que hagamos, cuando se selecciona una configuración y una tarifa determinadas. En la Figura 20 y Figura 21 aparece el diagrama de anillo en blanco y las tarjetas de los parámetros con un guion horizontal, pues no se ha realizado ninguna selección.

Configuración 1

Presenta una potencia instalada de 4 kWp, una potencia nominal de 3,6 kW y un coste inicial de 5.493,40 €. Seleccionando únicamente la configuración 1 la tabla se segmenta, mostrando los resultados de las combinaciones de dicha configuración con las cuatro tarifas diferentes estudiadas (Figura 22). En el cuadro resumen aparecen solo las métricas *kac* (coeficiente de autoconsumo), *kas* (coeficiente de autosuficiencia) y *kei* (coeficiente de energía exportada-importada), ya que no dependen de la tarifa seleccionada, sino de la configuración y del consumo, de tal modo, que hasta que no se seleccione una tarifa no va a mostrar las demás métricas. Aunque dichos parámetros no se muestren en el cuadro resumen, sí pueden observarse todas ellas en la tabla inferior izquierda.

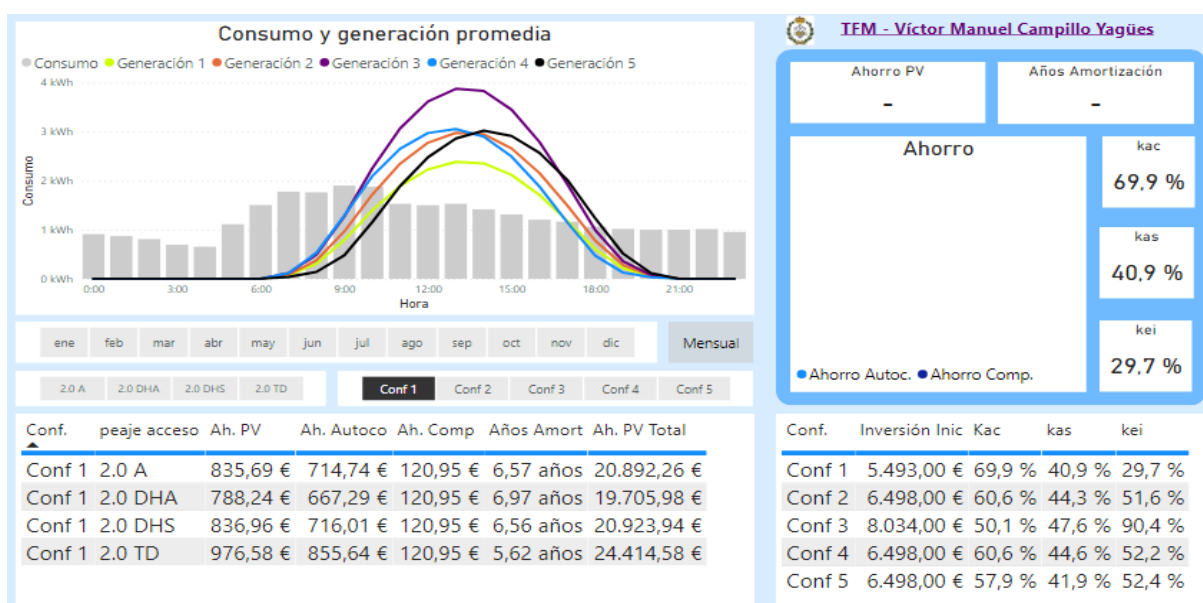


Figura 22. Informe PV segmentación por configuración vista horaria. Página Análisis PV

Al seleccionar una de las cuatro tarifas estudiadas, el cuadro resumen rellena el resto de métricas. Véase Figura 23.

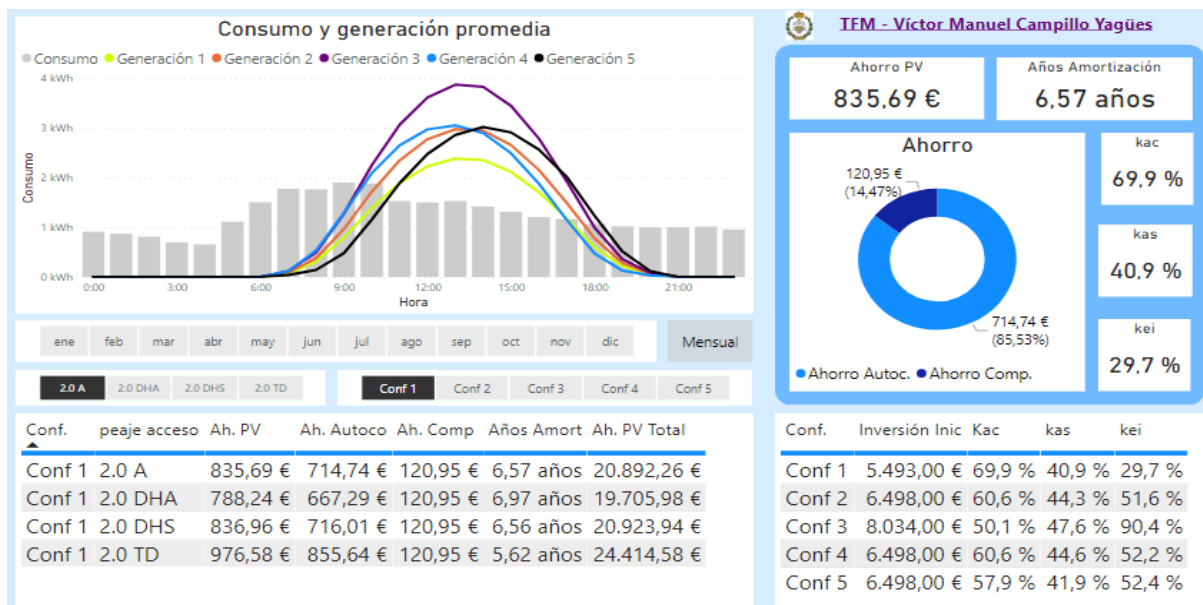


Figura 23. Informe PV segmentación por configuración 1 y peaje de acceso 2.0 A vista horaria. *Página Análisis PV*

El ahorro anual para la tarifa 2.0 A debido a la instalación fotovoltaica de la configuración 1 es de 835,69 €. 714,74 € (85,53%) corresponden a la cantidad de dinero ahorrada debido a la energía autoconsumida, es decir, la que se consume directamente de la instalación solar y no se consume de la red eléctrica. El resto del ahorro es el derivado de la energía compensada, que asciende a la cantidad de 120,95 € (14,47%). El mayor ahorro anual se produce con el nuevo peaje de acceso 2.0 TD, con un ahorro de 976,58 €. El periodo de amortización más corto, también tiene lugar con el peaje 2.0 TD, siendo de 5,62 años. Véase Figura 24.

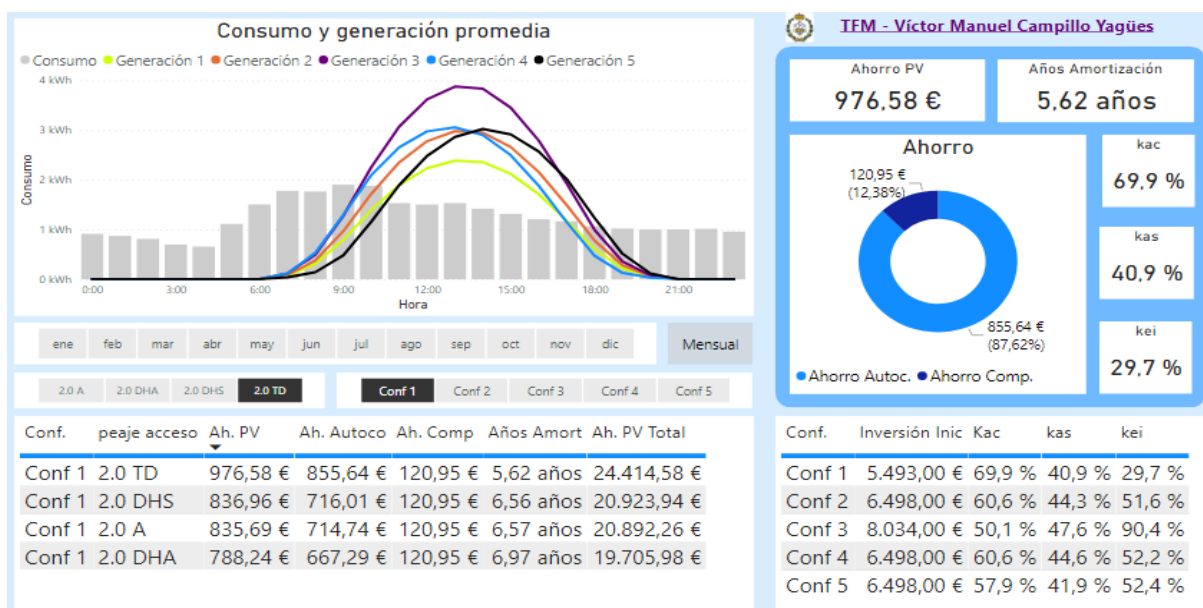


Figura 24. Informe PV segmentación por configuración 1 y peaje de acceso 2.0 TD vista horaria. *Página Análisis PV*

Configuración 2

Se instala una potencia pico de 5 kWp, un inversor con potencia nominal 4,5 kW y se estima un coste inicial de 6.497,70 €. Los resultados se muestran en la Figura 25.

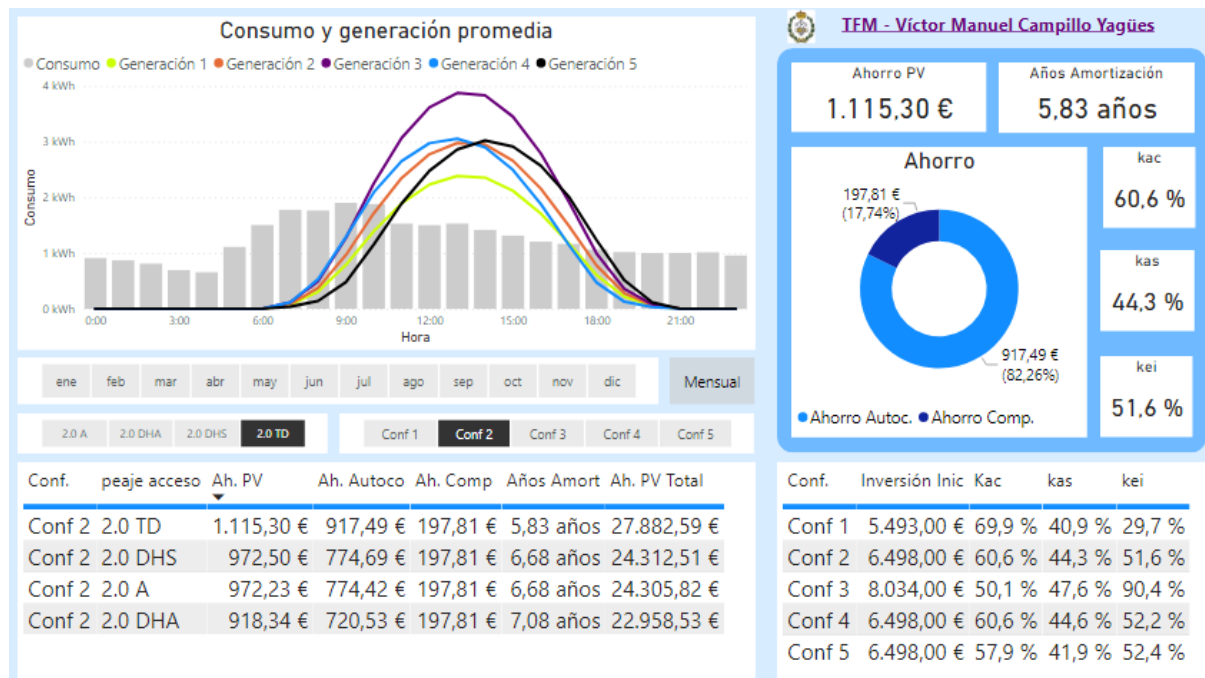


Figura 25. Informe PV segmentación por configuración 2 y peaje de acceso 2.0 TD vista horaria.
 Página Análisis PV

Nuevamente la instalación tiene un tiempo de retorno de la inversión inferior con la tarifa 2.0 TD y el ahorro anual es mayor, resultando 5,83 años y 1.115,30 € respectivamente.

Configuración 3

Se trata de la solución con mayor potencia instalada de las cinco configuraciones presentadas. Se instalan 6,5 kWp de potencia y una potencia nominal de 6 kW, lo que supone un coste inicial de 8.397,00 €. En la Figura 26 se aprecia como la curva de generación 3 es la más grande, y en consecuencia la que mayor excedente tiene. Además, al tener orientación a dos aguas y con una potencia instalada superior a las otras, presenta la curva de mayor anchura, solo superada por la curva de generación 5 en el lado derecho, que tiene todos los módulos instalados con orientación única sur-oeste, con lo que alarga la generación hasta la última hora de la tarde.

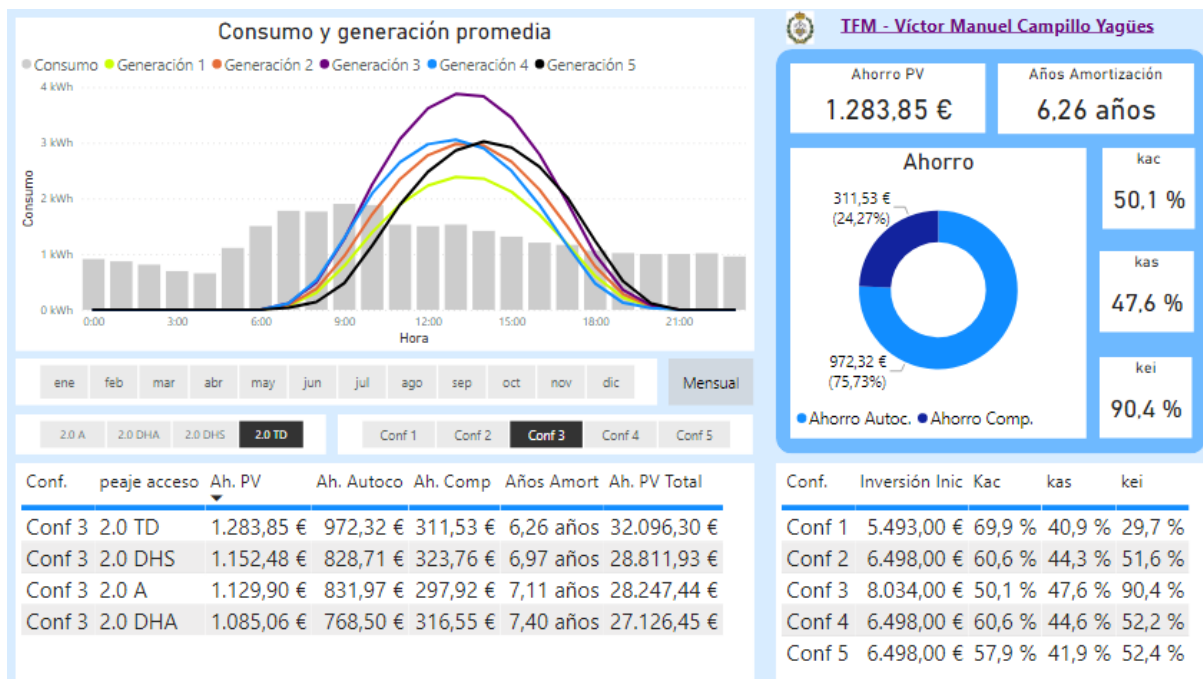


Figura 26. Informe PV segmentación por configuración 3 y peaje de acceso 2.0 TD vista horaria.
 Página Análisis PV

La configuración 3 presenta el mayor ahorro anual con la tarifa 2.0 TD, al igual que ocurrió con la configuración 1 y 2. Con el tiempo de retorno de la inversión sucede el mismo escenario. El ahorro debido a la energía compensada, en esta configuración, presenta valores distintos par cada peaje de acceso. Esto es debido a que se supera el límite de compensación posible, es decir, se inyecta más energía a la red eléctrica de la que nos van a compensar. La justificación matemática de estos resultados se presenta en detalle en el anexo 1.

Configuración 4

Presenta igual potencia instalada, potencia pico e inversión inicial que la configuración 2. Sin embargo, la distribución de los módulos fotovoltaicos tiene una única orientación sur-este. Con ello se consigue mayor generación solar a primera hora del día, que por la tarde. La curva de generación 4 está más desplazada a la izquierda que las demás, a costa de alargar menos la generación por la tarde, tal y como se ha comentado. Véase Figura 27.

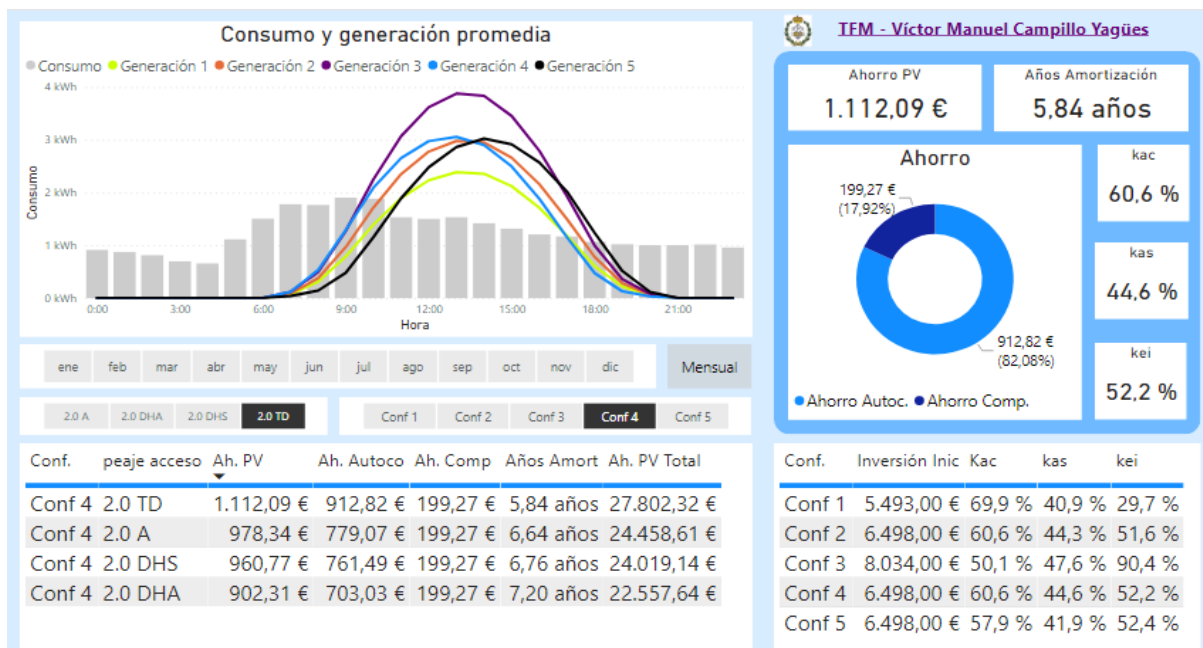


Figura 27. Informe PV segmentación por configuración 4 y peaje de acceso 2.0 TD vista horaria.
 Página Análisis PV

El peaje de acceso 2.0 TD vuelve a presentar los mejores resultados en cuanto a ahorro anual y años de amortización.

Configuración 5

La configuración 5 presenta la misma potencia instalada y potencia nominal que 2 y 4, y el mismo presupuesto de inversión inicial. Al contrario que la distribución comentada para la configuración 4, en esta ocasión se disponen todos los módulos con orientación sur-oeste, traduciéndose en una curva de generación desplazada hacia la derecha. Con ello se consigue alargar más la generación hasta última hora de la tarde, en detrimento de la generación a primera hora de la mañana. Véase Figura 28.

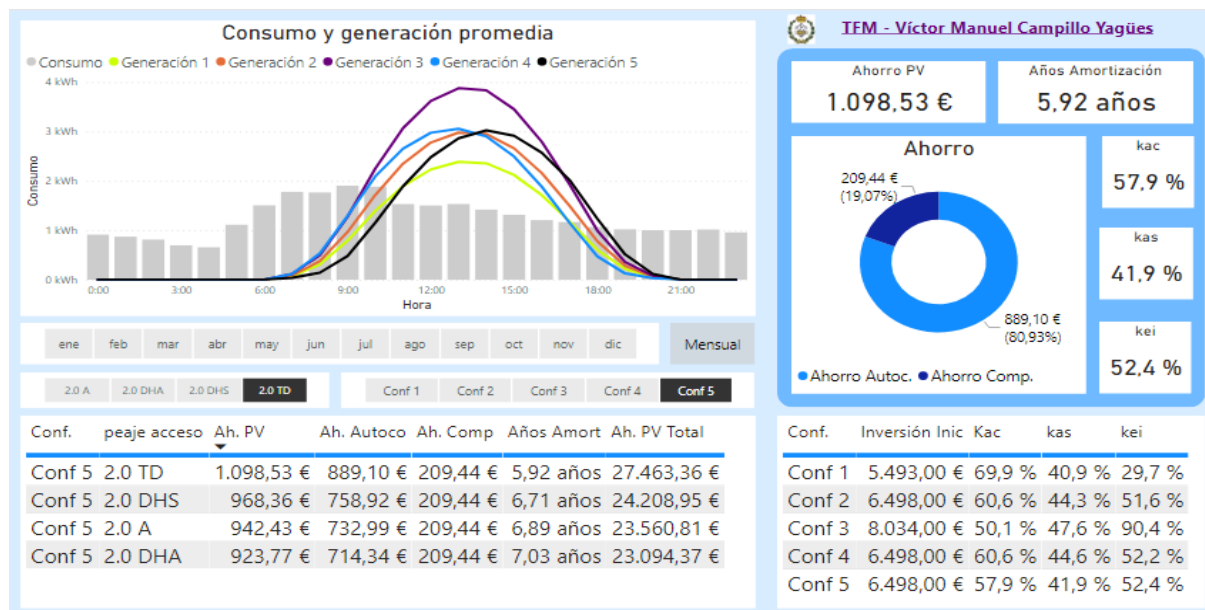


Figura 28. Informe PV segmentación por configuración 5 y peaje de acceso 2.0 TD vista horaria.
 Página Análisis PV

Presenta el mayor ahorro y menor tiempo de retorno de la inversión con la tarifa 2.0 TD, al igual que ha ocurrido con el resto de casos.

6.3 Análisis de los resultados

En todas las configuraciones presentadas en el apartado anterior, se han obtenido las mejores métricas de ahorro anual y años de amortización de la instalación con el peaje de acceso 2.0 TD. Esto se puede explicar haciendo alusión al coste unitario de la energía en cada uno de los tres periodos presentes en dicho peaje. En la Tabla 1, se puede ver como el precio unitario de la energía en el periodo punta es de más de 25 c€ y el periodo llano tampoco tiene un precio despreciable, casi 13 c€. Por ello, el ahorro fotovoltaico, y concretamente el que proviene de la energía autoconsumida de la instalación fotovoltaica, es más elevado en el peaje de acceso 2.0 TD. En consecuencia, al ser más mayor el ahorro anual, los años de amortización bajan, pues el ahorro anual es inversamente proporcional a los años de amortización.

Si en la tabla inferior izquierda del informe interactivo, se ordena la columna *Ah. PV* de forma descendente, se observa el siguiente resultado. Véase Tabla 13.

Conf., peaje acceso	Ah. PV	Ah. Autoco	Ah. Comp	Años Amort	Ah. PV Total
Conf 3, 2.0 TD	1.283,85 €	972,32 €	311,53 €	6,26 años	32.096,30 €
Conf 3, 2.0 DHS	1.152,48 €	828,71 €	323,76 €	6,97 años	28.811,93 €
Conf 3, 2.0 A	1.129,90 €	831,97 €	297,92 €	7,11 años	28.247,44 €
Conf 2, 2.0 TD	1.115,30 €	917,49 €	197,81 €	5,83 años	27.882,59 €
Conf 4, 2.0 TD	1.112,09 €	912,82 €	199,27 €	5,84 años	27.802,32 €
Conf 5, 2.0 TD	1.098,53 €	889,10 €	209,44 €	5,92 años	27.463,36 €
Conf 3, 2.0 DHA	1.085,06 €	768,50 €	316,55 €	7,40 años	27.126,45 €
Conf 4, 2.0 A	978,34 €	779,07 €	199,27 €	6,64 años	24.458,61 €
Conf 1, 2.0 TD	976,58 €	855,64 €	120,95 €	5,62 años	24.414,58 €
Conf 2, 2.0 DHS	972,50 €	774,69 €	197,81 €	6,68 años	24.312,51 €

Tabla 13. Tabla inferior izquierda. Columna Ah. PV orden descendente. Página Análisis PV

El peso del ahorro de compensación en el ahorro final se vuelve especialmente importante en la configuración 3, por ser la que mayor excedente presenta. Por este motivo, la tarifa 2.0 DHS y 2.0 A presentan la segunda y tercera mejor posición en cuanto a ahorro fotovoltaico anual se refiere. Veamos los resultados obtenidos al ordenar de forma descendente el ahorro fotovoltaico procedente de la energía autoconsumida, pues este término no es tan sensible a la potencia instalada, ya que la instalación más pequeña cubre prácticamente toda la demanda de consumo en horas solares.

Conf., peaje acceso	Ah. PV	Ah. Autoco	Ah. Comp	Años Amort	Ah. PV Total
Conf 3, 2.0 TD	1.283,85 €	972,32 €	311,53 €	6,26 años	32.096,30 €
Conf 2, 2.0 TD	1.115,30 €	917,49 €	197,81 €	5,83 años	27.882,59 €
Conf 4, 2.0 TD	1.112,09 €	912,82 €	199,27 €	5,84 años	27.802,32 €
Conf 5, 2.0 TD	1.098,53 €	889,10 €	209,44 €	5,92 años	27.463,36 €
Conf 1, 2.0 TD	976,58 €	855,64 €	120,95 €	5,62 años	24.414,58 €
Conf 3, 2.0 A	1.129,90 €	831,97 €	297,92 €	7,11 años	28.247,44 €
Conf 3, 2.0 DHS	1.152,48 €	828,71 €	323,76 €	6,97 años	28.811,93 €
Conf 4, 2.0 A	978,34 €	779,07 €	199,27 €	6,64 años	24.458,61 €
Conf 2, 2.0 DHS	972,50 €	774,69 €	197,81 €	6,68 años	24.312,51 €
Conf 2, 2.0 A	972,23 €	774,42 €	197,81 €	6,68 años	24.305,82 €

Tabla 14. Tabla inferior izquierda. Columna Ah. Comp ordenada descendente. Página Análisis PV

Tal y como se ha intuido, si eliminamos la componente que crece directamente con el excedente de energía, el resultado es que las cinco soluciones con las que más ahorro anual se produce (debido a la energía autoconsumida) son cada una de las configuraciones planteadas con el peaje de acceso 2.0 TD, en el orden 3, 2, 4, 5 y 1. Analizando este resultado, se deduce que la configuración 3 es la que mayor ahorro anual por la energía autoconsumida presenta. Si presenciamos las distintas curvas de generación, la curva de generación 3 es la que más consumo encierra debajo de ella, traduciéndose en la que mayor ahorro por la energía autoconsumida produce. La segunda configuración que mayor ahorro anual debido a la energía autoconsumida genera es la 2. En principio, podría pensarse que, dada la distribución de la curva de consumo promedio, teniendo mayor consumo a primeras horas del día, una instalación con orientación sur-este, y además de mayor potencia instalada, sería susceptible de generar un mayor ahorro por la

energía autoconsumida. Sin embargo, aunque por una cantidad insignificante (3,21 €/año), el ahorro es superior al de la configuración 4. La configuración 5 también se encuentra muy cerca de la 2 en el ahorro anual debido a la energía autoconsumida, quedando en último lugar la configuración 1, la cual se recuerda, tiene 4 kW_p instalados en dos orientaciones (sur-este y suroeste).

El razonamiento anterior, puede obtenerse analizando el valor del coeficiente de autosuficiencia.

Conf.	Inversión Inic	Kac	kas	kei
Conf 3	8.034,00 €	50,1 %	47,6 %	90,4 %
Conf 4	6.498,00 €	60,6 %	44,6 %	52,2 %
Conf 2	6.498,00 €	60,6 %	44,3 %	51,6 %
Conf 5	6.498,00 €	57,9 %	41,9 %	52,4 %
Conf 1	5.493,00 €	69,9 %	40,9 %	29,7 %

Tabla 15. Tabla inferior derecha. Columna *k_{as}* ordenada descendente. Página *Análisis PV*

En la Tabla 15 se muestra ordenada la columna de la métrica comentada. Dicho parámetro nos da una ratio entre la energía consumida directamente de la instalación fotovoltaica y la energía que se consume de la red. La configuración 3 presenta un coeficiente de autosuficiencia del 47,6%. Esto nos indica que el 47,6% de la energía que se consume en la vivienda unifamiliar a lo largo de un año procede directamente de la instalación solar, lo cual es indicador de un casamiento entre generación y consumo bueno. El orden obtenido ordenando de manera descendente el ahorro anual debido a la energía autoconsumida se mantiene en todas las configuraciones, salvo en la configuración 2 y 4, las cuales se han permutado (véase Tabla 14 y Tabla 15). La diferencia en ahorro entre la configuración 2 y 4 es de 3,21 €/año, lo cual se comentó que en intervalo anual es insignificante, al igual que la diferencia del coeficiente de autosuficiencia entre ellas (0,3 %). En líneas generales, se puede concluir que ambas configuraciones presentan unos parámetros de ahorro de la energía autoconsumida y de coeficiente de autosuficiencia idénticos.

Otro parámetro a analizar es el coeficiente de autoconsumo, que relaciona la energía que se consume directamente de la instalación fotovoltaica con la energía total generada a la salida del inversor. Cuanto más cercano al 100% sea la métrica, nos indica que mayor energía útil a la salida del inversor se aprovecha directamente en la instalación, y en consecuencia la instalación está menos sobredimensionada. Una instalación con un coeficiente de autoconsumo del 100% muestra que toda la energía disponible a la salida del inversor se utiliza para satisfacer el consumo, no existiendo exceso de energía para inyectar en la red. Por el contrario, una instalación

que presente un coeficiente de autoconsumo cercano a 0% manifiesta que la cantidad de energía que se inyecta a la red eléctrica es significativamente mayor que la que se autoconsume, y sugiere pensar que la cantidad de energía disponible a la salida del inversor es muy superior a la demandada por los consumos de la vivienda. Los resultados ordenados de manera descendente se presentan en la Tabla 16.

Conf.	Inversión Inic	Kac	kas	kei
Conf 1	5.493,00 €	69,9 %	40,9 %	29,7 %
Conf 2	6.498,00 €	60,6 %	44,3 %	51,6 %
Conf 4	6.498,00 €	60,6 %	44,6 %	52,2 %
Conf 5	6.498,00 €	57,9 %	41,9 %	52,4 %
Conf 3	8.034,00 €	50,1 %	47,6 %	90,4 %

Tabla 16. Tabla inferior derecha. Columna k_{ac} ordenada descendente. Página *Análisis PV*

La configuración 1 presenta el mayor coeficiente de autoconsumo (casi el 70% de la energía disponible a la salida del inversor se consume directamente en la vivienda), mientras que la configuración 3 presenta la métrica menor. Dicha configuración es la que mayor potencia instalada tiene y la que se espera produzca mayor cantidad de energía (véase Tabla 16), por ello, aunque presenta el mayor coeficiente de autosuficiencia, el valor del coeficiente de autoconsumo cae hasta prácticamente el 50%, indicando que la mitad de la energía disponible a la salida del inversor se autoconsume directamente en la vivienda y el otro 50% se inyecta en la red eléctrica.

La métrica que relaciona la cantidad de energía que se inyecta en la red (o exporta) y la cantidad de energía consumida de la red (o importada), k_{ei} , se presenta ordenada de forma descendente en la Tabla 17.

Conf.	Inversión Inic	Kac	kas	kei
Conf 3	8.034,00 €	50,1 %	47,6 %	90,4 %
Conf 5	6.498,00 €	57,9 %	41,9 %	52,4 %
Conf 4	6.498,00 €	60,6 %	44,6 %	52,2 %
Conf 2	6.498,00 €	60,6 %	44,3 %	51,6 %
Conf 1	5.493,00 €	69,9 %	40,9 %	29,7 %

Tabla 17. Tabla inferior derecha. Columna k_{ei} ordenada descendente. Página *Análisis PV*

Como era de esperar, la configuración 3, la cual presenta la mayor cantidad de excedente, muestra un k_{ei} mayor de 90,4%. El valor inferior para esta métrica se encuentra en la configuración 1, con un k_{ei} del 29,7%. Se trata de la configuración que menos cantidad de energía inyecta en la red, con lo que era de esperar este resultado, ya que es directamente proporcional a la energía inyectada en la red eléctrica.

La última métrica que se presenta, y una de las más importantes a la hora de elegir la mejor solución fotovoltaica, son los años de amortización o tiempo de retorno de la inversión inicial. En 6.2 *Resultados fotovoltaicos* ya se pudo comprobar que, para cada configuración, los años de amortización son mínimos con el peaje de acceso 2.0 TD. A continuación, se presentan los resultados ordenados para cada configuración y peaje de acceso.

Conf., peaje acceso	Ah. PV	Ah. Autoco	Ah. Comp	Años Amort	Ah. PV Total
Conf 1, 2.0 TD	976,58 €	855,64 €	120,95 €	5,62 años	24.414,58 €
Conf 2, 2.0 TD	1.115,30 €	917,49 €	197,81 €	5,83 años	27.882,59 €
Conf 4, 2.0 TD	1.112,09 €	912,82 €	199,27 €	5,84 años	27.802,32 €
Conf 5, 2.0 TD	1.098,53 €	889,10 €	209,44 €	5,92 años	27.463,36 €
Conf 3, 2.0 TD	1.283,85 €	972,32 €	311,53 €	6,26 años	32.096,30 €
Conf 1, 2.0 DHS	836,96 €	716,01 €	120,95 €	6,56 años	20.923,94 €
Conf 1, 2.0 A	835,69 €	714,74 €	120,95 €	6,57 años	20.892,26 €
Conf 4, 2.0 A	978,34 €	779,07 €	199,27 €	6,64 años	24.458,61 €
Conf 2, 2.0 DHS	972,50 €	774,69 €	197,81 €	6,68 años	24.312,51 €
Conf 2, 2.0 A	972,23 €	774,42 €	197,81 €	6,68 años	24.305,82 €

Tabla 18. Tabla inferior izquierda. Columna *Años Amort* orden ascendente. Página *Análisis PV*

La configuración 1 presenta el tiempo de retorno de la inversión menor, concretamente de 5,62 años. Le sigue la configuración 2, con 5,83 años y la 4 con un valor idéntico. La configuración 5 muestra 5,92 años de tiempo de amortización y, por último, la configuración 3, que presenta la métrica más desfavorable, con 6,26 años.

Las otras dos métricas existentes en el informe son, por un lado, el ahorro fotovoltaico tras los 25 años de vida útil para las instalaciones (*Ah. PV Total*), el cual es proporcional al que se produce en un año y, por otro lado, la inversión inicial, que se adelantó ya en 6.1 *Inversión inicial*, y se muestra nuevamente en la tabla del informe interactivo.

Conf.	Inversión Inic	Kac	kas	kei
Conf 1	5.493,00 €	69,9 %	40,9 %	29,7 %
Conf 2	6.498,00 €	60,6 %	44,3 %	51,6 %
Conf 4	6.498,00 €	60,6 %	44,6 %	52,2 %
Conf 5	6.498,00 €	57,9 %	41,9 %	52,4 %
Conf 3	8.034,00 €	50,1 %	47,6 %	90,4 %

Tabla 19. Tabla inferior derecha. Columna *Inversión Inic* ordenada ascendente. Página *Análisis PV*

Ordenando los resultados de manera ascendente, se observa que la configuración 1 presenta la inversión inicial más pequeña, con un valor de 5.493 € y la configuración 3 es la más cara, con un coste de 8.397 €. Las configuraciones 2, 4 y 5 presentan la misma inversión inicial, con un presupuesto intermedio de 6.498 €.

El peso o importancia que se le dé a cada uno de los parámetros presentados, va a concluir con el veredicto que muestre cuál es la mejor solución de las 5 configuraciones presentadas.

6.4 Elección de la mejor solución

Para seleccionar una de las configuraciones, de las cinco que se presentan, hay que determinar qué valora más el cliente final. En este apartado vamos a presentar 3 posibles elecciones, atendiendo a las métricas relevantes para los clientes finales. Éstas son: Menor inversión inicial, mayor ahorro fotovoltaico anual y menor número de años de amortización.

Criterio menor inversión inicial

Buscando llevar a cabo la menor inversión posible para nuestra instalación fotovoltaica, la selección que se haría es la configuración 1. Véase Figura 29.

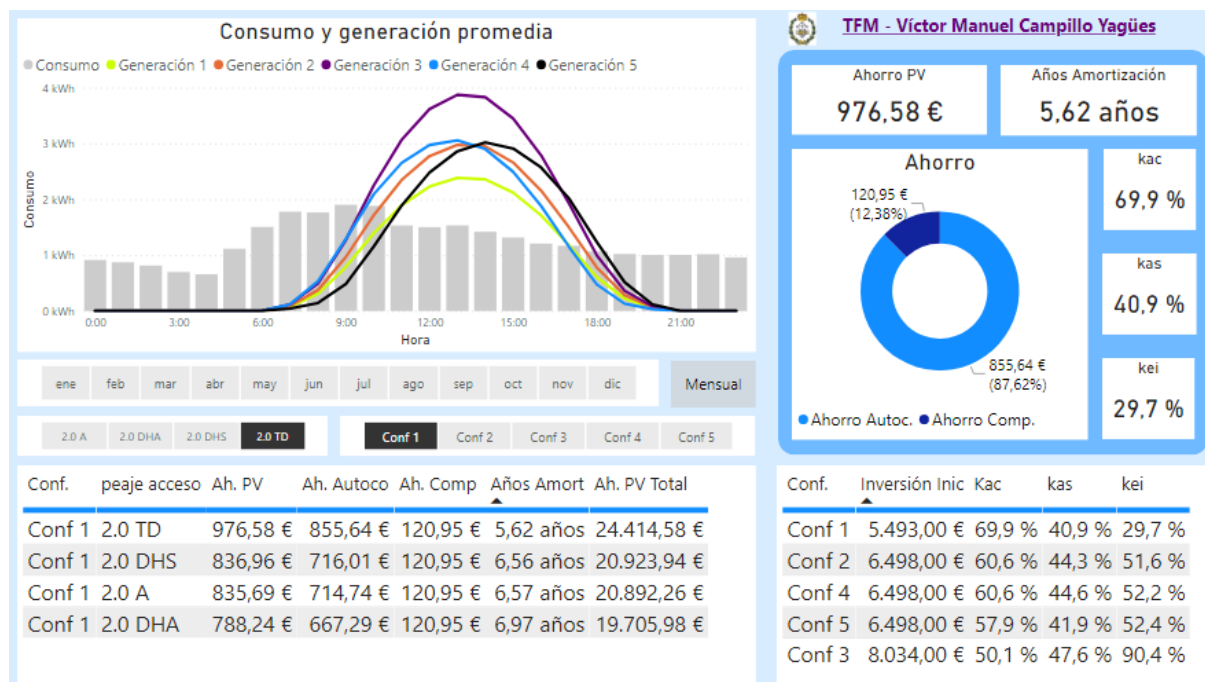


Figura 29. Solución criterio inversión más baja y menos años amortización. Página *Análisis PV*

La inversión inicial necesaria es de 5.493 €, el ahorro anual es de 976,58 € y la instalación se amortiza en 5,62 años, todo ello con el nuevo peaje de acceso 2.0 TD.

Criterio mayor ahorro fotovoltaico anual

Atendiendo a la especificación de conseguir el mayor ahorro cada año, tras realizar la instalación de autoconsumo fotovoltaico, la configuración seleccionada es la 3 (Figura 30).

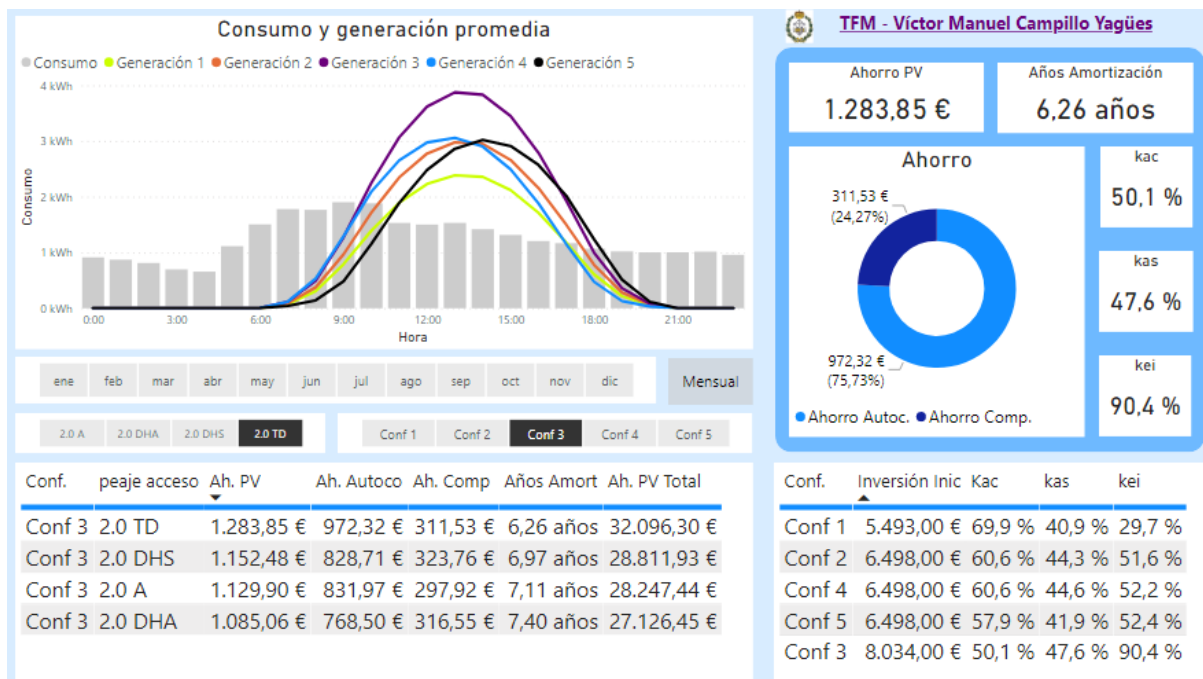


Figura 30. Solución criterio mayor ahorro PV anual. Página *Análisis PV*

Con el peaje de acceso 2.0 TD se consigue un ahorro de 1.283,85 € cada año, la inversión inicial necesaria es de 8.034 € y se amortiza en un periodo de 6,26 años.

Criterio menor número de años de amortización

La configuración 1 también presenta el retorno de la inversión menor. Concretamente, la instalación queda amortizada en 5,62 años. Los resultados se presentan en la Figura 29.

6.5 Análisis de sensibilidad de las métricas

Para extraer conclusiones sobre la rentabilidad de una instalación de autoconsumo fotovoltaico se han definido una serie de parámetros. Métricas como los ahorros anuales y el tiempo de retorno de la inversión en una instalación solar, nos van a permitir seleccionar la solución más óptima en base a diferentes criterios y extraer una serie de conclusiones. Sin embargo, la pregunta que suscita la creciente subida del precio en la generación de la energía es la siguiente: ¿Qué sensibilidad tiene el precio de la energía en los parámetros utilizados para evaluar la rentabilidad de una instalación de autoconsumo fotovoltaico y, de tenerla, hacia qué valores evolucionan?

Para llegar a una respuesta sólida, en el informe interactivo se presenta la página *Análisis Sensibilidad Precio Energía*. En dicha página aparece una comparativa entre el precio de la energía actual y un hipotético incremento porcentual, con un rango de 0 al 100%. En el informe desarrollado con la herramienta de Business Intelligence Power BI, se puede recorrer la evolución

de las métricas con todos los valores en el intervalo comentado. A continuación, se muestra la evolución de las métricas para cuatro hipotéticos escenarios en los que el precio de la energía experimenta una subida porcentual, concretamente del 10, 20, 50 y 100%.

Subida del 10%

Si el precio de la energía, sin considerar peajes, experimenta una variación creciente del 10%, los parámetros empleados para evaluar la rentabilidad de una instalación de autoconsumo fotovoltaico adquieren los siguientes valores.



Figura 31. Incremento de la energía 10%. Página Análisis Sensibilidad Precio Energía

Se observa que tras una subida del 10%, los parámetros de ahorro fotovoltaico (debido al aumento del ahorro por la energía autoconsumida) y años de amortización, experimentan una mejora, aunque no especialmente relevante.

Subida del 20%

Al incrementarse un 20% el coste de la energía, las métricas si experimentan un cambio ya apreciable. El ahorro fotovoltaico se incrementa anualmente un mínimo del orden de 100 €, llegando a más de 300 €/año en la configuración 3, y los años de amortización caen más de medio año para todas las configuraciones. Véase Figura 32.



Figura 32. Incremento de la energía 20%. Página Análisis Sensibilidad Precio Energía

Subida del 50%

Una subida del 50% en el precio de la energía tendría un efecto altamente significativo en la rentabilidad de una instalación fotovoltaica, con un periodo punta de la energía de más de 30 c€/kWh.



Figura 33. Incremento de la energía 50%. Página Análisis Sensibilidad Precio Energía

Las métricas mejoran significativamente, quedando las configuraciones amortizadas en cinco años o menos y con importantes subidas en el ahorro anual.

Subida del 100%

Por último, se plantea un escenario hipotético, en el cual el precio de la energía experimenta un incremento del 100% respecto a su estado actual. Los resultados no dejan lugar a muchas dudas; los años de amortización caen drásticamente a un valor medio de cuatro años en todas las configuraciones y el ahorro anual debido a la instalación de autoconsumo fotovoltaico se eleva más de un 50%. Con un precio unitario en el periodo punta de la energía de más de 37 c€/kWh y un periodo llano superior a los 21 c€/kWh (ambos con peajes incluidos), el ahorro debido a la energía directamente consumida de la instalación solar, es decir, a la energía que se deja de consumir de la red eléctrica, adquiere un peso enorme el ahorro fotovoltaico. Los resultados se encuentran en la Figura 34.



Figura 34. Incremento de la energía 100%. Página Análisis Sensibilidad Precio Energía

Los escenarios de subida del precio de la energía que se han planteado, no son para nada descabellados. El precio medio de la energía en el año 2020 entre los meses de abril y agosto era mayoritariamente inferior a 40 €/MWh, esto es menos de 4 c€/kWh. Véase Figura 35.



Figura 35. Precio medio de la energía de abril - agosto 2020. Fuente: [Retecsol](#)

Analizando el mismo periodo temporal, pero en el presente año 2021, nos encontramos un precio medio del MWh de prácticamente 100 €, con un mes de agosto en el que el precio medio de la energía asciende a más de 110 €/MWh. Los resultados se muestran en la Figura 36.

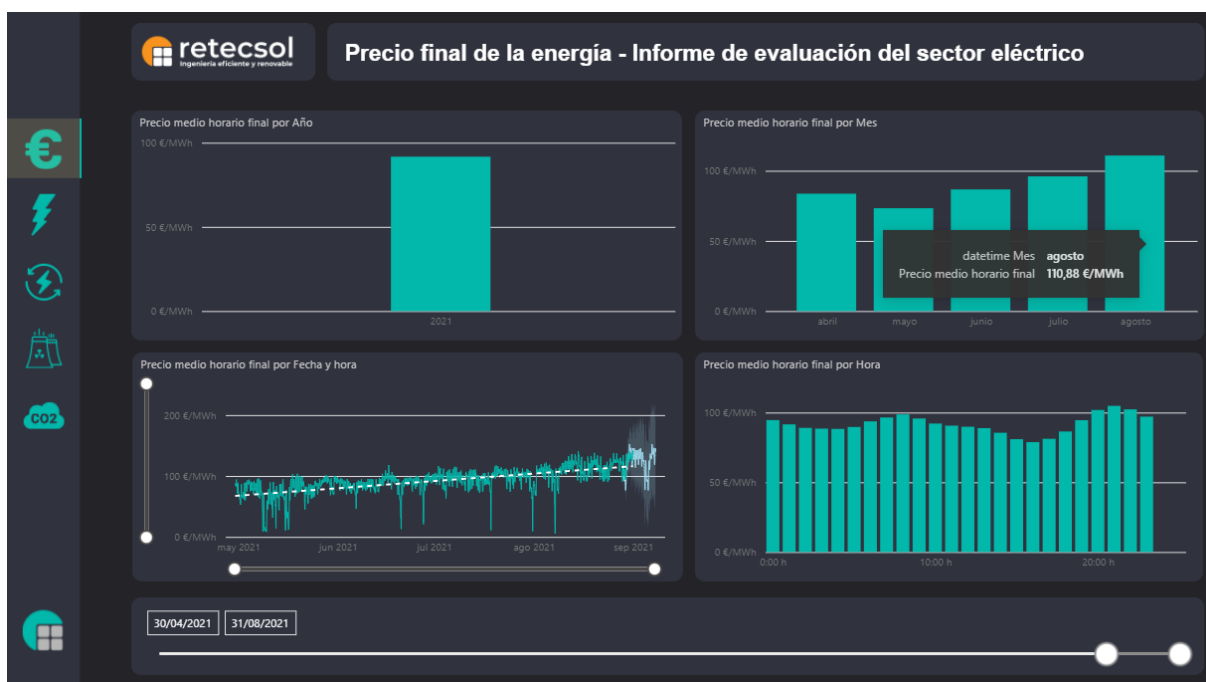


Figura 36. Precio medio de la energía de abril - agosto 2021. Fuente: [Retecsol](#)

Por ello, aunque de modo hipotético y con una finalidad analítica, buscando determinar la sensibilidad de las métricas utilizadas en el cálculo de la rentabilidad de una instalación de autoconsumo fotovoltaico, se insiste en que no parecen escenarios imposibles de alcanzar. En

cuyo caso, la rentabilidad de las instalaciones que utilizan placas solares para generar energía eléctrica, a partir de la radiación del sol, mejora considerablemente.

7. Conclusiones

A lo largo de este documento se ha desarrollado la teoría necesaria para realizar los cálculos pertinentes y presentar los resultados obtenidos. Tras el análisis de los mismo, se han extraído las siguientes conclusiones que se presentan a continuación.

- Aunque el análisis tarifario previo a la instalación de autoconsumo fotovoltaico se ha realizado con un solo histórico de consumo, se concluye de éste que la tarifa con la que menos se pagaba anualmente, sin instalación fotovoltaica, era la 2.0 DHA. Dicha tarifa ha presentado un ahorro anual mínimo de 163,26 € (8,57%) respecto a las otras tres tarifas. Véase Figura 5.
- Sin realizar una instalación fotovoltaica, la tarifa correspondiente al nuevo peaje de acceso 2.0 TD, presenta el coste anual en la factura eléctrica más caro. Véase Figura 11.
- Aguas abajo de realizar una instalación de autoconsumo fotovoltaico, la tarifa 2.0 TD es la que mejores resultados presenta en ahorro anual y en años de amortización. Ello se produce para las cinco configuraciones propuestas. Y es que, al encarecerse los periodos punta y valle de la energía, los cuales casan en gran medida con las horas de generación solar, el ahorro derivado de la energía autoconsumida, es decir, la que no se consume de la red eléctrica, aumenta y los años amortización caen notablemente. Se puede afirmar que, tras la entrada en vigor de los nuevos peajes eléctricos TD, la rentabilidad de una instalación de autoconsumo fotovoltaico ha aumentado significativamente, pudiendo quedar amortizada en un periodo 5 a 6 años.
- Aunque el mecanismo de compensación de excedentes supone un ahorro extra en la factura eléctrica, el parámetro que más incidencia tiene en el ahorro es el producido

por la energía que se consume directamente de la instalación. Por ello, a la hora de diseñar una instalación fotovoltaica hay que tener en cuenta el perfil de consumo de la vivienda. Tal y como se ha podido ver en las diferentes curvas de generación, cuando la orientación de los módulos fotovoltaicos se desvía hacia el este, se genera mayor energía a primera hora de la mañana, desplazando la curva de generación a la izquierda. Por el contrario, si los módulos se orientan hacia el oeste, la generación es mayor por la tarde, alargándola hasta última hora de la tarde. Un buen análisis y un diseño personalizado, supone un aprovechamiento de la instalación y una remuneración mayor de la misma.

- En virtud de los resultados obtenidos, parece que realizar una instalación de autoconsumo fotovoltaico es una manera eficaz para disminuir los costes derivados de la factura eléctrica. Además, el precio de la energía tiene una tendencia, de momento imparable, a seguir creciendo. Por ello, dado que se ha demostrado que el aumento en el precio de la energía mejora la rentabilidad de una instalación de autoconsumo fotovoltaico, a través del análisis de sensibilidad de los parámetros, y que se prevé una partida de ayudas europeas para impulsar la transición energética en España, se concluye sugiriendo que los resultados presentados se pueden ver mejorados todavía más.

8. Futuras líneas de investigación

Los resultados hallados en el trabajo se asumen rigurosos e interesantes para determinar conclusiones claras y concretas, como a las que se ha conseguido llegar. Sin embargo, a continuación, se proponen unas líneas de investigación para futuros trabajos, las cuales podrían enriquecer y ampliar los resultados, y hacer más robustas las conclusiones obtenidas.

- Trabajar con una muestra de varias viviendas, para extrapolar los resultados obtenidos con mayor seguridad. Dentro de las viviendas de menos de 10 kW existe un amplio abanico de consumos y perfiles de consumo.

- Realizar el estudio de viabilidad, introduciendo el caso de instalación de autoconsumo fotovoltaico con sistemas de almacenamiento de energía. Principalmente baterías de plomo ácido y litio.
- Realizar un estudio técnico-económico similar, pero contemplando la viabilidad de instalar un pequeño generador eólico, solo o complementando una instalación fotovoltaica. La minieólica es una tecnología muy interesante que está desarrollándose a gran velocidad, tanto fuera como dentro de España.
- Realizar un análisis similar en tarifas industriales 3.0 TD y 6.x TD.

Bibliografía

- [1] J. Potter and P. Cappers, "Demand Response Advanced Controls Framework and Assessment of Enabling Technology Costs," no. August, 2017.
- [2] BOE-A-2021-4565 Resolución de 18 de marzo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a par. (n.d.). Retrieved August 23, 2021, from https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-4565
- [3] Gallego-Castillo, C., Heleno, M., & Victoria, M. (2021). Self-consumption for energy communities in Spain: A regional analysis under the new legal framework. *Energy Policy*, 150, 112144. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2021.112144>
- [4] Sartori, I., Napolitano, A., & Voss, K. (2012). Net zero energy buildings: A consistent definition framework. *Energy and Buildings*, 48, 220–232. <https://doi.org/10.1016/J.ENBUILD.2012.01.032>
- [5] INFORME DE PRECIOS ENERGÉTICOS REGULADOS Datos julio de GAS NATURAL T.U.R. GAS NATURAL - PDF Descargar libre. (n.d.). Retrieved September 3, 2021, from <https://docplayer.es/36594549-Informe-de-precios-energeticos-regulados-datos-julio-de-gas-natural-t-u-r-gas-natural.html>
- [6] Gallardo Calderón, J., Domínguez Domínguez, C., & Madrid, J. (n.d.). PROYECTO FIN DE CARRERA Diseño de INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE VIVIENDA UNIFAMILIAR PARA AUTOCONSUMO CONECTADA A RED EN YUNCOS.
- [7] Gallego-Castillo, C., Heleno, M., & Victoria, M. (2021). Self-consumption for energy communities in Spain: A regional analysis under the new legal framework. *Energy Policy*, 150, 112144.
- [8] Attari, K., Elyaakoubi, A., & Asselman, A. (2016). Performance analysis and investigation of a grid-connected photovoltaic installation in Morocco. *Energy Reports*, 2(December 2015), 261–266. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2016.10.004>
- [9] Spertino, F., & Corona, F. (2013). Monitoring and checking of performance in photovoltaic

- plants: A tool for design, installation and maintenance of grid-connected systems. *Renewable Energy*, 60, 722–732. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.06.011>
- [10] Liu, G., Nguang, S. K., & Partridge, A. (2011). A general modeling method for I-V characteristics of geometrically and electrically configured photovoltaic arrays. *Energy Conversion and Management*, 52(12), 3439–3445. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2011.07.011>
- [11] Blyth, W., Gross, R., Speirs, J., Sorrell, S., Nicholls, J., Dorgan, A., & Hughes, N. (2014). Low carbon jobs. 69.
- [12] RED Electrica de Espana. (2010). *Usa la energía con cabeza*. 12. http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/guia_consumo_v2.pdf
- [13] Ayala-Gilardón, A., Sidrach-de-Cardona, M., & Mora-López, L. (2018). Influence of time resolution in the estimation of self-consumption and self-sufficiency of photovoltaic facilities. *Applied Energy*, 229(August), 990–997. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.08.072>
- [14] *USAGE ANALYSIS AND MEASURING OF A PV FACILITY TO SELF-CONSUMPTION IN A GROUP*. (2019).
- [15] Bayod-Rújula, Á. A., Haro-Larrode, M. E., & Martínez-Gracia, A. (2013). Sizing criteria of hybrid photovoltaic-wind systems with battery storage and self-consumption considering interaction with the grid. *Solar Energy*, 98(PC), 582–591. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2013.10.023>
- [16] Sartori, I., Napolitano, A., & Voss, K. (2012). Net zero energy buildings: A consistent definition framework. *Energy and Buildings*, 48, 220–232. <https://doi.org/10.1016/J.ENBUILD.2012.01.032>
- [17] Con, O. (2015). Simulación De Instalaciones Fotovoltaicas Con.
- [18] Análisis | ESIOS electricidad · datos · transparencia. (n.d.). Retrieved September 3, 2021, from https://www.esios.ree.es/es/analisis/10211?vis=1&start_date=19-05-2021T00%3A00&end_date=19-05-2021T23%3A00&compare_start_date=18-05-2021T00%3A00&groupby=hour&compare_indicators=805,806,807,808,809,810,811,812,813,814,815,816,1277,1286,1368
- [19] Informe sector eléctrico - Retecsol. (n.d.). Retrieved September 3, 2021, from <https://retecsol.com/informe-sector-electrico/>
- [20] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) | EU Science Hub. (n.d.). Retrieved September 6, 2021, from <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
- [21] IDAE. (2020). *Guía de Autoconsumo*. https://www.idae.es/sites/default/files/20201005_guia_autoconsumo_v.3.0.pdf

Anexos

01.- Anexo I. Cálculo $AH_{ac,PV}$ y $AH_{comp,PV}$.

Tras la entrada en vigor del mecanismo de compensación de excedentes en el autoconsumo fotovoltaico, el ahorro que se obtiene de una instalación fotovoltaica tiene dos contribuciones. Una es la debida a la energía que se consume directamente a la salida del inversor, en adelante $AH_{ac,PV}$, y la otra contribución es la energía compensada, en adelante $AH_{comp,PV}$. Los cálculos en detalle se presentan a continuación.

El ahorro derivado de la energía autoconsumida se define como sumatorio del valor de la energía autoconsumida cada hora por el coste unitario cada hora, en el intervalo de tiempo considerado, de n horas. El subíndice i hace referencia a la tarifa para la que se calcula, pudiendo ser 2.0 A, 2.0 DHA, 2.0 DHS y 2.0 TD. Por otro lado, el subíndice k muestra la configuración fotovoltaica tratada.

$$AH_{ac,PV,i,k} = \left(\sum_{j=1}^n E_{ac,PV,k}^j \cdot CE_{u,i}^j \right) \cdot (1 + IEE) \cdot (1 + IVA) \quad (15)$$

La energía autoconsumida cada hora, $E_{ac,PV,k}^j$, no depende del peaje de acceso seleccionado, mientras que el coste unitario de la energía cada hora, $CE_{u,i}^j$, no depende de la configuración seleccionada. Al ahorro conseguido hay que gravarlo con los impuestos IEE y el IVA.

En el software Power BI, todos estos cálculos se realizan a partir de las columnas horarias de consumo y generación fotovoltaica. Véase Figura 37.

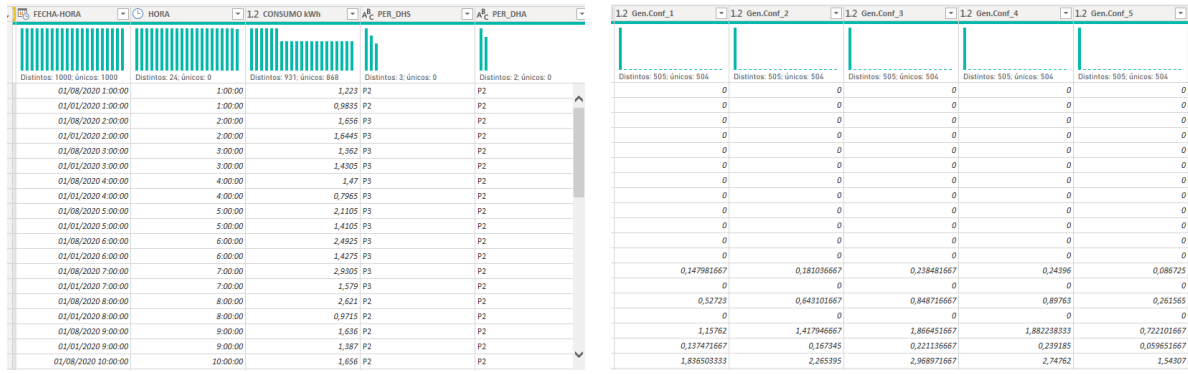


Figura 37. Ejemplo estructuración de datos en Power BI

Aparece el año 2020 debido a que se ha hecho un promedio de 2019, 2020 y los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio de 2021, colocando 2020 como año de referencia.

La otra métrica a calcular es el ahorro que se produce por la compensación de los excedentes. El mecanismo de compensación de excedentes se activa cada periodo de facturación, que habitualmente coincide con un mes natural, por lo que se ha calculado para cada mes. Dicho mecanismo presenta limitaciones, y es que el coste de la energía (sin tener en cuenta el coste de los peajes) no puede ser negativo, llegando aquí al límite de la compensación. Matemáticamente se desarrolla de la siguiente manera.

$$AH_{comp,PV} = CE_{re,i,k,m,SP} = \sum_{j=1}^{j=n} E_{imp,RE}^j \cdot (CE_{u,i}^j - C_{peajes}_i^j)$$

$$Si CE_{exc,i,k,m} > CE_{re,i,k,m,SP}$$

$$AH_{comp,PV} = CE_{exc,i,k,m} = CC_u \cdot \sum_{j=1}^{j=n} E_{ver,RE}^j \quad ecoc \quad (16)$$

Este término se calcula mes a mes, de tal manera que la compensación de excedentes es un mecanismo que queda limitado. Se ha calculado para cada peaje de acceso i , en cada configuración k y en cada periodo de facturación (cada mes) m , de tal manera que n será el número de horas que tenga el mes m .

Si se calcula para un año, el ahorro debido a la compensación de excedentes será la suma del ahorro cada mes.

$$AH_{comp,PV,a} = \sum_{m=1}^{m=12} AH_{comp,PV,m} \quad (17)$$

Para probar la adecuada programación del mecanismo de compensación de excedentes, se introduce un ejemplo, en el que la generación de la configuración 1 se presenta multiplicada por 100. Véase

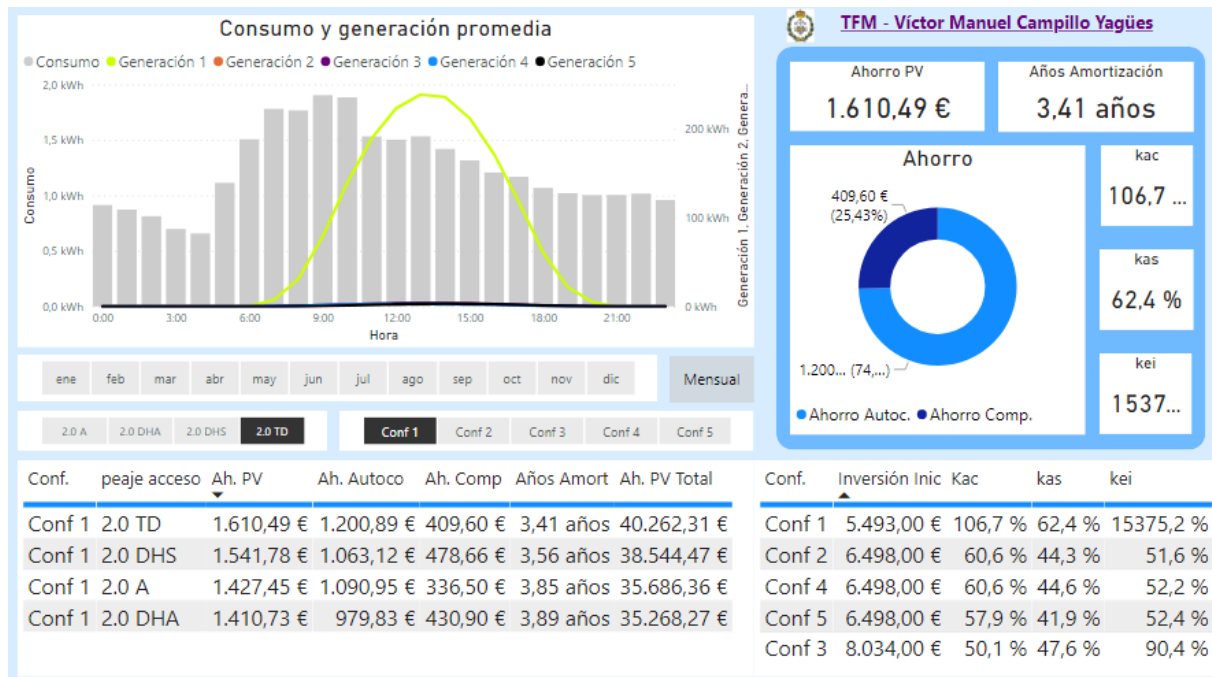


Figura 38. Comprobación mecanismo de compensación de excedentes

El límite de compensación de excedentes anuales en la configuración 1, con el peaje de acceso 2.0 TD es de 409,60 €. No se puede compensar una mayor cantidad de energía por mucha potencia fotovoltaica que se instale. La curva de generación 1, se puede observar que es anormalmente grande, generando en horas solares pico más de 200 kWh cada hora, en el eje de la derecha puede comprobarse la escala de las curvas de generación. Las demás curvas de generación no se ven apenas, debido a la distorsión en la escala que provoca la mayoración introducida en la configuración 1.

El límite de 406,9 € es el resultado de compensar el 100% de coste de la energía que se consume sin los peajes, luego es como si el coste unitario de la energía consumida de la red eléctrica durante todo el año, en cada uno de los tres periodos de la tarifa 2.0 TD, fuera el del peaje.