

Trabajo Fin de Máster
Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas
de autoconsumo. Aplicación del RD 15/2018

Autor: Roberto Ameneiros Martínez

Tutores: Manuel Burgos Payán

Juan Manuel Roldán Fernández

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

Sevilla, 2018



Trabajo Fin de Máster
Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo. Aplicación del RD 15/2018

Autor:

Roberto Ameneiros Martínez

Tutores:

Manuel Burgos Payán

Juan Manuel Roldán Fernández

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2018

Trabajo Fin de Máster: Viabilidad económica de instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo. Aplicación del
RD 15/2018

Autor: Roberto Ameneiros Martínez

Tutores: Manuel Burgos Payán
Juan Manuel Roldán Fernández

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2018

El Secretario del Tribunal

Resumen

La aprobación del nuevo *Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores* ha puesto fin a una de las normativas más restrictivas en materia de autoconsumo dentro de los países de la Unión Europea. La nueva legislación trae consigo la eliminación de una serie de barreras que han frenado el desarrollo del autoconsumo. En este trabajo se ha estudiado la rentabilidad de instalaciones de autoconsumo en los sectores residencial, comercial e industrial. Los análisis se han realizado bajo la vigente normativa y la anterior a esta. Bajo las condiciones de la anterior normativa, se obtienen resultados positivos bajo ciertas condiciones y configuraciones en el sector comercial y residencial, y como normal general para el industrial. Con la normativa vigente, los resultados para los distintos estudios han resultado ser positivos para los tres segmentos, tras la eliminación de los cargos por la energía autoconsumida. Se ha planteado la posibilidad de instalar sistemas de acumulación. A expensas, de una bajada de costes de esta tecnología, los resultados han demostrado su actual inviabilidad económica. Por último, se analizan los beneficios para el consumidor de la implantación de un esquema de balance neto planteado en la normativa.

Resumen	i
Índice	iii
Índice de Tablas	vi
Índice de Figuras	ix
1 Introducción	1
2 Autoconsumo eléctrico	3
2.1. Modalidades de autoconsumo	3
2.2. Ventajas e inconvenientes del autoconsumo	4
2.3. Legislación	4
2.4.1 Ley 24/2013 del Sector Eléctrico	5
2.4.2 Real Decreto 900/2015	5
2.4.2.1 Modalidades de autoconsumo	6
2.4.2.2 Equipos de medida	6
2.4.2.3 Cargos asociados a los costes del sistema	8
2.4.2.3.1 Cargo fijo por potencia instalada	8
2.4.2.3.2 Cargo variable por energía autoconsumida	9
2.4.3 Real Decreto 15/2018	9
2.4. El autoconsumo en España	10
2.5. Energía solar fotovoltaica	11
2.5.1 Introducción	11
2.5.2 Elementos de una instalación	12
2.5.3 Evolución de costes	12
2.5.4 Energía fotovoltaica en España	13
2.6. Sistemas de almacenamiento	15
2.6.1 Baterías electroquímicas	16
2.1.1 Evolución de costes	17
2.7. Mercado eléctrico	19
2.7.1 Sistema eléctrico español	19
2.7.2 Mercado eléctrico	20
2.7.2.1 Fijación del precio de casación	20
2.7.2.2 Mercado minorista	21
3 Metodología	23
3.1. Herramientas y recursos	23
3.1.1 PVGIS	23
3.1.2 System Advisor Model (SAM)	24
3.2. Tipos de consumidores	24
3.3. Análisis económico	25
3.4.1 Precios de compra y venta de la energía	27
3.4. Casos de estudio	28
3.4.1 Sistema fotovoltaico	28
3.4.1.1 Orientación	28

3.4.1.2	Potencia del sistema fotovoltaico	28
3.4.1.3	Estimación de pérdidas	30
3.4.2	Escenarios propuestos	30
3.4.2.1	Almacenamiento con baterías	31
3.5.	Costes de instalación	32
4	Análisis de autoconsumo en sector residencial	34
4.1.	Datos de partida	34
4.2.	Tarifas eléctricas	36
4.3.	Instalación de 0.7 kW	36
4.4.	Instalación de 1.0 kW	39
4.5.	Instalación de 2 kW	42
4.6.	Comparativa de resultados	45
4.7.	Sistema con baterías	47
5	Análisis de autoconsumo en sector comercial	52
5.1.	Datos de partida	52
5.2.	Tarifas eléctricas	54
5.3.	Instalación de 9 kW	55
5.4.	Instalación de 12 kW	58
5.5.	Instalación de 16 kW	61
5.6.	Comparativa de resultados	64
5.7.	Sistema con baterías	66
6	Análisis de autoconsumo en sector industrial	70
6.1.	Datos de partida	70
6.2.	Tarifas eléctricas	72
6.3.	Instalación 80 kW	72
6.4.	Instalación de 100 kW	76
6.5.	Instalación de 160 kW	79
6.6.	Comparativa de resultados	82
6.7.	Sistema con baterías	84
7	Resultados	88
7.1.	Regulación por Real Decreto 900/2015	88
7.2.	Regulación por Real Decreto 15/2018	90
7.3.	Discusión	91
8	Conclusión	93
	Referencias	95

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Diferencias baterías plomo ácido – ion litio	17
Tabla 2. Variables técnico-económicas para estudio	27
Tabla 3. Tarifas de acceso para suministros en baja tensión	28
Tabla 4. Potencia de las instalaciones a estudio	30
Tabla 5. Capacidad baterías a estudio	32
Tabla 6. Costes unitarios instalaciones fotovoltaica	32
Tabla 7. Término de energía tarifa 2.0 DHA	36
Tabla 8. Características técnicas instalación 0,7 kW	37
Tabla 9. Valores mensuales técnicos y económicos instalación 0,7 kW	38
Tabla 10. Datos económicos instalación de 1 kW	39
Tabla 11. Características técnicas instalación 1 kW	40
Tabla 12. Valores mensuales técnicos y económicos instalación 1 kW	41
Tabla 13. Datos económicos instalación de 1 kW	42
Tabla 14. Características técnicas instalación 2 kW	43
Tabla 15. Valores mensuales técnicos y económicos instalación 2 kW	44
Tabla 16. Datos económicos instalación de 2 kW	45
Tabla 17. Comparativa valores técnicos, sector residencial	46
Tabla 18. Comparativa de resultados económicos sin venta de excedentes, sector residencial	46
Tabla 19. Comparativa de resultados económicos con venta de excedentes RD 15/2018, sector residencial	46
Tabla 20 . Comparativa de resultados económicos con venta de excedentes RD 900/2015, sector residencial	47
Tabla 21. Comparativa de resultados económicos con balance neto, sector residencial	47
Tabla 22. Comparativa datos técnicos sistema con baterías, caso residencial	50
Tabla 23. Comparativa datos económicos sistemas con baterías	51
Tabla 24. Término de energía tarifa 2.1 DHA	55
Tabla 25. Características técnicas instalación 9 kW	56
Tabla 26. Valores mensuales técnicos y económicos instalación 9 kW	57
Tabla 27. Datos económicos instalación de 9 kW	57
Tabla 28. Características técnicas instalación 12 kW	58
Tabla 29. Valores mensuales técnicos y económicos instalación 12 kW	60
Tabla 30. Datos económicos instalación de 12 kW	60

Tabla 31. Características técnicas instalación 16 kW	62
Tabla 32. Valores mensuales técnicos y económicos instalación 16 kW	63
Tabla 33. Datos económicos instalación de 16 kW	63
Tabla 34. Comparativa valores técnicos, sector comercial	64
Tabla 35. Comparativa de resultados económicos sin venta de excedentes RD 15/2018, sector comercial	64
Tabla 36. Comparativa de resultados económicos sin venta de excedentes RD 900/2015, sector comercial	65
Tabla 37. Comparativa de resultados económicos con venta de excedentes RD 15/2018, sector comercial	65
Tabla 38. Comparativa de resultados económicos con venta de excedentes RD 900/2015, sector comercial	65
Tabla 39. Comparativa de resultados económicos con balance neto, sector comercial	66
Tabla 40. Comparativa datos técnicos sistema con baterías, caso comercial	68
Tabla 41. Comparativa datos económicos sistemas con baterías	69
Tabla 42. Término de energía tarifa 3.0 A	72
Tabla 43. Características técnicas instalación 80 kW	73
Tabla 44. Valores mensuales técnicos y económicos instalación 80 kW	75
Tabla 45. Datos económicos instalación de 80 kW	75
Tabla 46. Características técnicas instalación 100 kW	77
Tabla 47. Valores mensuales técnicos y económicos instalación 100 kW	78
Tabla 48. Datos económicos instalación de 100 kW	78
Tabla 49. Características técnicas instalación 160 kW	80
Tabla 50. Valores mensuales técnicos y económicos instalación 160 kW	81
Tabla 51. Datos económicos instalación de 160 kW	81
Tabla 52. Comparativa valores técnicos, sector industrial	82
Tabla 53. Comparativa de resultados económicos sin venta de excedentes RD 15/2018, sector industrial	82
Tabla 54. Comparativa de resultados económicos sin venta de excedentes RD 900/2015, sector industrial.	83
Tabla 55. Comparativa de resultados económicos con venta de excedentes RD 15/2018, sector industrial	83
Tabla 56. Comparativa de resultados económicos con venta de excedentes RD 900/2015, sector industrial	83
Tabla 57. Comparativa de resultados económicos con balance neto, sector industrial	84
Tabla 58. Comparativa datos técnicos sistema con baterías, caso industrial	86
Tabla 59. Comparativa datos económicos sistemas con baterías	87
Tabla 60. Comparativa instalaciones energía autoconsumida y cobertura demanda	88
Tabla 61. Comparativa económica de instalaciones para modalidad sin excedentes, RD 900/2015	89
Tabla 62. Comparativa económica de instalaciones para modalidad con excedentes, RD 900/2015	89
Tabla 63. Comparativa económica de instalaciones para modalidad sin excedentes, RD 15/2018	90
Tabla 64. Comparativa económica de instalaciones para modalidad con excedentes, RD 15/2018	90
Tabla 65. Comparativa económica de instalaciones para modalidad con balance neto	91

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de instalación, modalidad tipo 1	7
Figura 2. Esquema de instalación, modalidad tipo 2	7
Figura 3. Esquema de instalación, modalidad tipo 2, < 10 kW	8
Figura 4. Cargo fijo por potencia instalada	8
Figura 5. Cargo transitorio por energía autoconsumida	9
Figura 6. Instalaciones de autoconsumo registradas en 2016 (UNEF)	11
Figura 7. Evolución precios módulos fotovoltaicos silicio cristalino, BNEF	13
Figura 8. Mix renovable 2007-2017	14
Figura 9. Generación solar fotovoltaica, 2007-2017	14
Figura 10. Evolución potencia instalada fotovoltaica acumulada	15
Figura 11. Evolución precios baterías ion-litio	19
Figura 12. Proceso de fijación del precio de casación diario	21
Figura 13. Perfiles mensuales radiación global horizontal para año meteorológico tipo	24
Figura 14. Perfiles de consumo residencial, comercial e industrial	25
Figura 15. Precio horario del mercado diario 06/11/2018	27
Figura 16. Ejemplo relación potencia instalación – energía autoconsumida y cobertura de demanda	29
Figura 17. Relación capacidad baterías – energía descargada	32
Figura 18. Perfiles mensuales demanda vivienda	34
Figura 19. Demanda mensual vivienda	35
Figura 20. Energía autoconsumida y cobertura de la demanda en función de la potencia instalada, caso residencial.	36
Figura 21. Perfiles mensuales de demanda y generación para 0,7 kW	37
Figura 22. Valores mensuales de energía demandada, generada, vertida a red y autoconsumida para instalación de 0,7 kW.	38
Figura 23. Perfiles mensuales de demanda y generación para 1 kW	40
Figura 24. Valores mensuales de energía demandada, generada, vertida a red y autoconsumida para instalación de 1kW	41
Figura 25. Perfiles mensuales de demanda y generación para 2 kW	43
Figura 26. Valores mensuales de energía demandada, generada, vertida a red y autoconsumida para instalación de un 2 kW	44
Figura 27. Comportamiento mensual baterías, caso residencial	48
Figura 28. Respaldo mensual red eléctrica al sistema con baterías, caso residencial	49
Figura 29. Valores mensuales energía autoconsumida, descarga batería y demanda red, sector residencial	50
Figura 30. Perfiles mensuales demanda comercio	53

Figura 31. Demanda mensual comercio	54
Figura 32. Energía autoconsumida y cobertura de la demanda en función de la potencia instalada, caso comercial	54
Figura 33. Perfiles mensuales de demanda y generación para 9 kW	55
Figura 34. Valores mensuales de energía demandada, generada, vertida a red y autoconsumida para instalación de 9 kW	56
Figura 35. Perfiles mensuales de demanda y generación para 12 kW	58
Figura 36. Valores mensuales de energía demandada, generada, vertida a red y autoconsumida para instalación de 12 kW	59
Figura 37. Perfiles mensuales de demanda y generación para 16 kW	61
Figura 38. Valores mensuales de energía demandada, generada, vertida a red y autoconsumida para instalación de 16 kW	62
Figura 39. Comportamiento mensual baterías, caso comercial	66
Figura 40. Respaldo mensual de red eléctrica al sistema con baterías, caso comercial	67
Figura 41. Valores mensuales energía autoconsumida, descarga batería y demanda red, sector residencial	68
Figura 42. Perfiles mensuales demanda industria	70
Figura 43. Demanda mensual industria	71
Figura 44. Energía autoconsumida en función de la potencia instalada, caso industrial	72
Figura 45. Perfiles mensuales de demanda y generación para 80 kW	73
Figura 46. Valores mensuales de energía demandada, generada, vertida a red y autoconsumida para instalación de 80 kW	74
Figura 47. Perfiles mensuales de demanda y generación para 100 kW	76
Figura 48. Valores mensuales de energía demandada, generada, vertida a red y autoconsumida para instalación de 100 kW	77
Figura 49. Perfiles mensuales de demanda y generación para 160 kW	79
Figura 50. Valores mensuales de energía demandada, generada, vertida a red y autoconsumida para instalación de 160 kW	80
Figura 51. Respaldo mensual red eléctrica al sistema con baterías, sector industrial	84
Figura 52. Valores mensuales energía autoconsumida, descarga baterías y demanda red, sector industrial	85
Figura 53. Valores mensuales energía autoconsumida, descarga batería y demanda red, sector industrial	86

1 INTRODUCCIÓN

La progresiva reducción de costes de la tecnología fotovoltaica en los últimos años ha impulsado su despliegue, convirtiéndose en una energía competitiva y al alcance de todos. En muchos países los consumidores ya pueden generar su propia electricidad a un menor coste que comprarla de la red, lo que es conocido como “paridad de red”. Este hecho puede acentuarse en los próximos años debido al todavía margen de mejora de los costes de los equipos y el futuro aumento de los precios de la electricidad. Todo esto, unido al necesario proceso de descarbonización del modelo energético hace que la tecnología fotovoltaica tome un papel fundamental en el futuro energético.

España presenta grandes oportunidades respecto a la fotovoltaica dado su ubicación y los recursos naturales que posee, siendo uno de los países en la Unión Europea con mayores índices de radiación. Pese al potencial solar del país, el desarrollo de la energía fotovoltaica se ha visto frenado por una legislación restrictiva [1]. Tras años de protestas sociales y políticas frente a esta legislación en materia de autoconsumo, se ha aprobado el Real Decreto Ley 15/2018 [2], con el objetivo de poner fin a este retroceso e impulsar el desarrollo del sector. Las nuevas medidas aprobadas traen consigo la derogación del popularmente conocido como “impuesto al sol”, que penalizaba la energía autoconsumida por el usuario. Además, se ha llevado a cabo una simplificación de la tediosa tramitación que se necesitaba para la legalización de una instalación de autoconsumo.

Las instalaciones de autoconsumo pueden mejorar su eficiencia con la instalación de sistemas de almacenamiento. Las baterías almacenan la energía sobrante generada para su posterior aprovechamiento fuera de las horas de sol. De esta manera se consigue una mayor independencia de la red eléctrica, reduciendo la demanda de esta. El potencial de este tipo de instalaciones está ligado al desarrollo de la tecnología de almacenamiento y a una reducción de precios. El desarrollo de la industria del vehículo eléctrico está provocando un mayor interés de la industria en el desarrollo en este campo.

El objetivo de este trabajo es analizar la viabilidad económica de las instalaciones bajo las recientemente aprobadas condiciones regulatorias. Se realiza una comparativa de los resultados con la anterior legislación. Además, se analiza los efectos de aplicación del esquema de balance neto, planteado en la nueva normativa. El análisis se realiza para distintos tipos de consumidores: residencial, comercial e industrial. En [3] se analiza la viabilidad de instalaciones de autoconsumo para los estos tres segmentos bajo la normativa anterior. Paralelamente, se estudia la viabilidad económica de instalar un sistema de baterías en la instalación. En [4], se analiza esta opción dentro del marco regulatorio portugués para el sector residencial.

En este trabajo se calcula la viabilidad económica de las instalaciones mediante el cálculo del índice de rentabilidad (IR), para evaluar la rentabilidad de estas. Se acompaña del cálculo del periodo de retorno de la inversión y el valor actual neto de los futuros ingresos, para estimar el tiempo en que se recupera la inversión inicial, así como los potenciales beneficios totales.

2 AUTOCONSUMO ELÉCTRICO

En este apartado se va a desarrollar el concepto de autoconsumo eléctrico, sus características y la legislación aplicable en España. En la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en su artículo 9, se define el concepto de autoconsumo como *“el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos”*. En otras palabras, se define como la generación de energía eléctrica por un consumidor o varios consumidores con el fin de cubrir su propia demanda eléctrica. El autoconsumo permite al consumidor disminuir su factura energética, obteniendo una energía más limpia y en muchos casos, más barata. Se trata además de una nueva alternativa que dispone el usuario para su suministro eléctrico.

El autoconsumo eléctrico puede dividirse en dos grupos, autoconsumo aislado y autoconsumo conectado a la red. El autoconsumo aislado implica la desconexión o separación total de la red, lo que implica el autoabastecimiento total y el ahorro de cualquier pago a las compañías eléctricas. En contraposición, no se dispone de un respaldo de la red eléctrica, existiendo la posibilidad de sufrir cortes de suministro cuando la generación no sea suficiente. Necesitan de la instalación de sistemas de almacenamiento o equipos auxiliares de generación, como grupos electrógenos para atender la demanda en las horas sin sol. El autoconsumo conectado a red permite consumir electricidad de la red eléctrica cuando no se dispone de generación o no se cubra la totalidad de la demanda. A su vez, se vierten los excedentes de electricidad a la red eléctrica, de los que se pueden obtener beneficios económicos.

En España, el Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, regulaba las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo”. Se trataba de una regulación muy cuestionada social y políticamente debido a presentar numerosas barreras regulatorias al desarrollo del autoconsumo. El 5 de octubre de 2018 el gobierno español aprueba el *Real Decreto-Ley 15/2018 de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores*, por el que se modifica la normativa vigente, introduciendo medidas de fomento al desarrollo del autoconsumo. Ambas normativas se detallan en el presente capítulo.

2.1. Modalidades de autoconsumo

Existen diferentes mecanismos de regulación para el autoconsumo. Estos se pueden clasificar principalmente en función del precio al que se vende la energía excedentaria. Cada regulación propia dispone a su vez de sus singularidades. Existen tres principales esquemas, que se describen a continuación:

- Balance neto: el usuario se garantiza el derecho al uso de una cantidad equivalente de energía a la que ha vertido a red. Este derecho se aplica otro instante distinto al que tiempo en que genera, donde no se disponga de generación suficiente. Este derecho puede ser considerado dentro del mismo día, mes o año. En función de la legislación particular de cada territorio existen diferentes mecanismos de compensación. Las más comunes son el descuento en la factura final de la luz, la energía excedentaria vertida o la obtención de un equivalente a los excedentes producidos por medio de la red eléctrica cuando la producción fotovoltaica no sea suficiente para abastecer la demanda.

Se trata de un complemento que incentiva el desarrollo del autoconsumo, ya que la energía vertida a red queda incentivada, valorada al mismo precio de compra desde la red. La curva de demanda no se

relaciona con la generación. De esta forma se aprovecha toda la energía generada.

- Facturación neta: en el esquema de facturación neta o “*Net Billing*” el consumidor obtiene una retribución por los excedentes inyectados a la red, pero a un precio menor que al que paga por la compra de la red. Esa remuneración es directamente descontada de la factura final de la luz.

Fijar un precio de venta, a un precio inferior que al de compra y superior al del mercado mayorista, es la opción más utilizada en las diferentes legislaciones. Este precio, puede ser fijo o variable en función de las características de la instalación de autoconsumo.

- Sin remuneración por excedentes: Existe la posibilidad de que la energía vertida no sea remunerada, no sacando ningún beneficio por la energía vertida. En la normativa española regulada por el RD 900/2015, los consumidores acogidos a la modalidad 1, no reciben ningún beneficio por el exceso de generación fotovoltaica.

Existen numerosos estudios donde se analizan las legislaciones y esquemas retributivos de los diferentes países. En [5], se estudia la evolución de diferentes esquemas en la Unión Europea. En [6] se presentan estudios sobre esquemas de balance neto.

2.2. Ventajas e inconvenientes del autoconsumo

Con el incremento de los precios de la electricidad y con el abaratamiento progresivo de los módulos fotovoltaicos, el autoconsumo es cada vez una opción más rentable. En este apartado se presentan las diferentes ventajas que ofrece el autoconsumo eléctrico, así como los inconvenientes que presenta.

Ventajas:

- Ahorro en la factura energética.
- Reducción de costes de transporte y distribución de la energía y aumento de la eficiencia energética, ya que la energía se genera en el consumidor final.
- Reducción de la demanda de energía en el mercado mayorista, contribuyendo a una reducción de precios.
- Reducción de la balanza de pagos y de la dependencia energética del país con el exterior.
- Reducción de las emisiones de efecto invernadero. Por norma general, el autoconsumo se abastece de fuentes de energía limpia, teniendo por tanto una contribución medioambiental.

Inconvenientes:

- Necesidad de una importante inversión inicial.
- Intermitencia de fuentes de energía renovables como eólica o solar.
- Almacenamiento. La intermitencia de la energía solar y eólica hace que para un total autoabastecimiento se requiera de sistemas de almacenamientos. Estos suponen un alto coste y aumenta la complejidad del sistema.
- Incertidumbre en la legislación. En España, en los últimos años se han vivido cambios en la normativa. El último este mismo año. Esto genera incertidumbre a la hora de apostar por este tipo de proyectos.

2.3. Legislación

En este apartado se detalla la legislación relativa al autoconsumo en España. En 2013, se regula por primera vez el autoconsumo en España mediante la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico [7]. Se trata de una normativa básica. Introduce las bases para el desarrollo de una futura normativa. Un año después se aprueba el Real Decreto 413/2014 [8], por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos. Su objetivo era fijar el

régimen retributivo para estos productores. Este régimen retributivo significaba un descenso del 30% en las retribuciones respecto al anterior esquema.

El Real Decreto 900/2015, modifica la legislación en materia de autoconsumo. Este RD supuso un freno al desarrollo del autoconsumo en España por las numerosas trabas técnicas y administrativas que presentaba la puesta en funcionamiento de las instalaciones. Otro de sus aspectos negativos son los cargos asociados a los costes del sistema. Estos últimos se dividen en dos: un parte fija por la potencia instalada y una parte variable por la energía consumida. El cargo por la energía autoconsumida, “el impuesto al sol”, ha tenido una gran repercusión social y política, puesto que gravaba a la energía autoconsumida por el usuario.

El cambio de gobierno en España en 2018, trajo consigo la aprobación del Real Decreto 15/2018, con el que se intenta acabar con las trabas legislativas hacia el desarrollo del autoconsumo. Como medida destacable se encuentra la eliminación de cualquier cargo por autoconsumir energía de origen renovable. En este apartado se describen en profundidad las leyes y Reales Decretos ya mencionados.

2.4.1 Ley 24/2013 del Sector Eléctrico

La ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico se elabora con la finalidad de *“establecer la regulación del sector eléctrico garantizando el suministro eléctrico con los niveles necesarios de calidad y al mínimo coste posible, asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema y permitir un nivel de competencia efectiva en el sector eléctrico, todo ello dentro de los principios de protección medioambiental de una sociedad moderna”*. La ley 24/2013 introduce en la normativa española el marco legal y reglamentario del autoconsumo. En esta ley se define el concepto de autoconsumo y sus posibles modalidades. En su texto original, se definía el autoconsumo como *“el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor”* y se distinguían las siguientes modalidades de autoconsumo:

a) Modalidades de suministro con autoconsumo. Cuando se trate de un consumidor que dispusiera de una instalación de generación, destinada al consumo propio, conectada en el interior de la red de su punto de suministro y que no estuviera dada de alta en el correspondiente registro como instalación de producción. En este caso existirá un único sujeto de los previstos en el artículo 6, que será el sujeto consumidor.

b) Modalidades de producción con autoconsumo. Cuando se trate de un consumidor asociado a una instalación de producción debidamente inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica conectada en el interior de su red. En este caso existirán dos sujetos de los previstos en el artículo 6, el sujeto consumidor y el productor.

c) Modalidades de producción con autoconsumo de un consumidor conectado a través de una línea directa con una instalación de producción. Cuando se trate de un consumidor asociado a una instalación de producción debidamente inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a la que estuviera conectado a través de una línea directa. En este caso existirán dos sujetos de los previstos en el artículo 6, el sujeto consumidor y el productor.

d) Cualquier otra modalidad de consumo de energía eléctrica proveniente de una instalación de generación de energía eléctrica asociada a un consumidor.

Dicha ley supuso la elaboración de las bases para el desarrollo de una normativa que regule las condiciones técnicas, económicas y administrativas del autoconsumo. El RD 900/2015 y el RD 15/2018, ha modificado la legislación vigente y se detallan en los dos siguientes apartados.

2.4.2 Real Decreto 900/2015

El Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Tal y como exigía la disposición adicional segunda del RD 661/2011 y la Ley 24/2013, se regula el suministro de la

energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio uso y las condiciones de venta de excedentes de energía generada al sistema eléctrico. El Real Decreto-Ley 15/2018 de 5 de octubre, aprobado durante la realización de este proyecto añade nuevas modificaciones a esta ley.

El ámbito de aplicación del Real Decreto incluye a cualquier instalación de autoconsumo conectada a la red eléctrica, inyecten o no a la red. No son objeto del Real Decreto las instalaciones aisladas de la red, ni los grupos de generación utilizados exclusivamente en caso de interrupción de suministro.

El uso de sistemas de acumulación, tales como baterías, está permitido como se confirma en el artículo 5: *“podrán instalarse elementos de acumulación en las instalaciones de autoconsumo reguladas en este real decreto”*, siempre y cuando dispongan de las protecciones establecidas por la normativa.

2.4.2.1 Modalidades de autoconsumo

El Real Decreto 900/2015 clasifica las instalaciones de autoconsumo en dos modalidades: Tipo I y tipo II.

- Modalidad Tipo I: Corresponde con la modalidad “a) Suministro con autoconsumo en red interior” de la Ley 24/2013. Son aquellas instalaciones con un único punto de suministro destinadas al consumo propio, sin estar de alta en el registro como instalación de producción, existiendo un único sujeto, el consumidor. A estos consumidores se les permite la inyección de excedentes de energía, pero sin compensación económica. Dicha modalidad debe cumplir una serie de requisitos:

Los requisitos que deben cumplir este tipo de instalaciones son los siguientes:

- La potencia contratada del consumidor no será superior a 100 kW.
- La potencia de la instalación de generación será inferior a la potencia contratada.
- El titular del consumo y la producción será el mismo.

Las instalaciones de generación y el punto de suministro deberán cumplir con el Real Decreto 1699/2011 por el que se regula la conexión a la red de las instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. A estos consumidores se les permite la inyección de excedentes de energía, pero sin compensación económica.

Para la modalidad tipo I con potencia contratada inferior o igual a 10 kW, siempre y cuando no se viertan los excedentes a la red, los usuarios están exentos del pago de estudios de acceso y conexión a la red. Para el resto de casos, será de aplicación el procedimiento de conexión establecido en el RD 1699/2011.

- Modalidad Tipo II: Se corresponden con un consumidor de energía eléctrica asociado a una o varias instalaciones de producción inscritas en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica. En esta modalidad existen dos sujetos, el productor y el consumidor. Los consumidores tipo II podrán vender sus excedentes al sistema eléctrico a precio de mercado, gravados con peajes de acceso a red.

Los requisitos que deben cumplir las instalaciones Tipo II son los siguientes:

- La suma de las potencias de producción será igual o inferior a la contratada.
- Si existen varias instalaciones de producción, el titular de todas será la misma persona física o jurídica.
- Las instalaciones de producción deberán cumplir con la normativa vigente del sector eléctrico: RD 1955/2000, RD 1699/2011, RD 413/2014.

2.4.2.2 Equipos de medida.

Los equipos de medida deben instalarse en las redes interiores, en los puntos más próximos posibles al punto frontera y se ajustarán a los requisitos y condiciones establecidos en el Reglamento unificado de puntos de medida. En función de la modalidad de autoconsumo, se disponen de requisitos particulares.

- Modalidad tipo 1. Deben disponer de un equipo de medida que registre la energía neta generada

de por la instalación de generación y de otro equipo de medida independiente en el punto frontera de la instalación. Opcionalmente, se podrá disponer de un equipo de medida que registre la energía total consumida. En la Figura 1, adoptada de [9], se representa el esquema de una instalación de este tipo, con el equipo de medida de la energía neta generada por la instalación fotovoltaica y el contador del punto frontera. No se representa el segundo contador opcional.

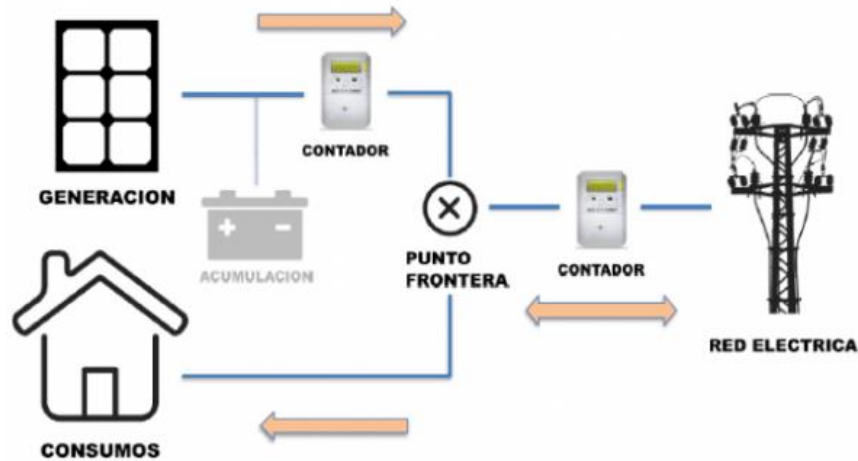


Figura 1. Esquema de instalación, modalidad tipo 1

- Modalidad tipo 2. Con carácter general deben disponer de un contador bidireccional que mida la generación neta y un equipo de medida que registre la energía total consumida. Opcionalmente, se plantea la posibilidad de un contador bidireccional en el punto frontera. En la Figura 2 [9], se muestra este esquema con la figura del contador bidireccional de generación neta y el contador de medida de la energía total consumida.

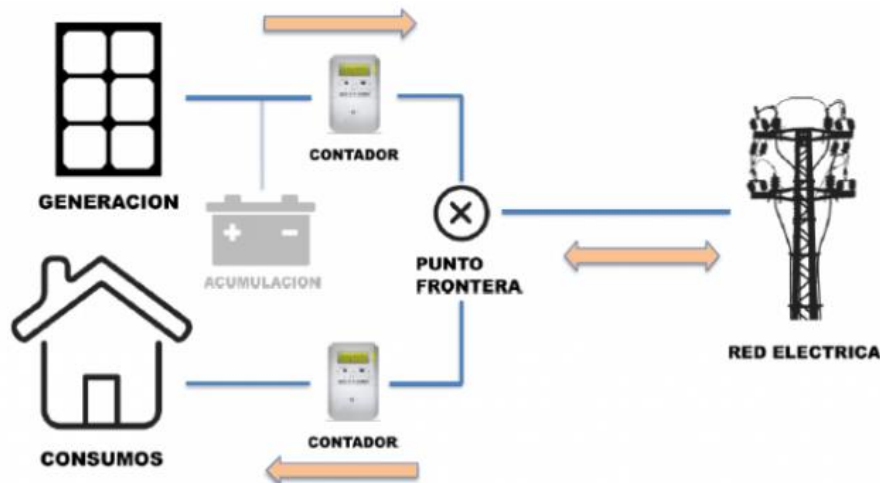


Figura 2. Esquema de instalación, modalidad tipo 2

Alternativamente, si la instalación es de potencia inferior a 10 kW, los sujetos deberán disponer del equipo de medida bidireccional que mida la generación neta y un equipo de medida bidireccional ubicado en el punto frontera de la instalación. Opcionalmente, se podrá instalar un equipo de medida que registre la energía consumida total. Se visualiza en la Figura 3 [9] este esquema.

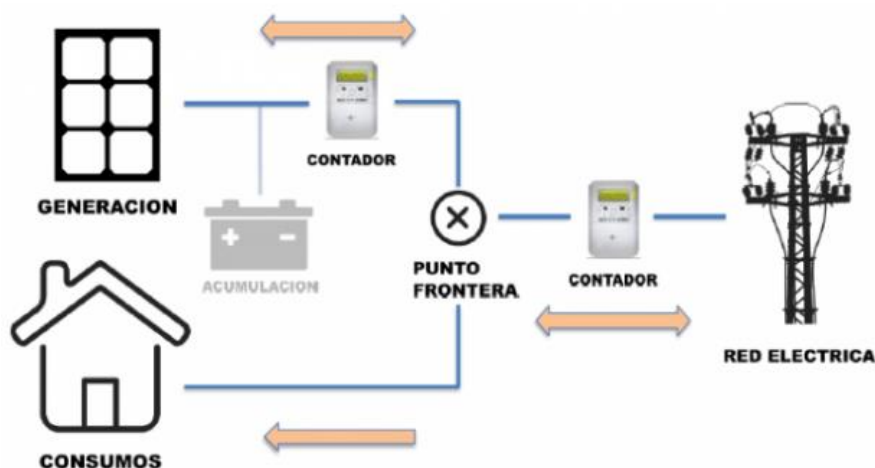


Figura 3. Esquema de instalación, modalidad tipo 2, < 10 kW

2.4.2.3 Cargos asociados a los costes del sistema

Los cargos asociados a los costes del sistema se dividen en dos: el cargo variable sobre la energía autoconsumida y el cargo fijo según el término de potencia. Tienen la finalidad de contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema. Estos cargos se aplican en función del tipo de instalación.

2.4.2.3.1 Cargo fijo por potencia instalada

Se aplica un cargo fijo en función de la potencia. En un principio, se aplica a ambas modalidades de autoconsumo. En la realidad, se aplica solo en instalaciones con condiciones particulares. El cargo se paga por la fracción de horas en las que haya autoconsumo en la instalación. Los cargos fijos a aplicar, según el tipo de contrato con la comercializadora, se observan en la Figura 4.

NT	Peaje de acceso	Cargo fijo (€/kW)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
BT	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	8,989169					
	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	8,989169					
	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	8,989169					
	2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	15,390453					
	2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	15,390453					
	2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW)	15,390453					
	3.0 A (Pc > 15 kW)	32,174358	6,403250	14,266872			
AT	3.1 A (1 kV a 36 kV)	36,608828	7,559262	5,081433	0,000000	0,000000	0,000000
	6.1A (1 kV a 30 kV)	22,648982	8,176720	9,919358	11,994595	14,279706	4,929022
	6.1B (30 kV a 36 kV)	16,747077	5,223211	7,757881	9,833118	12,116229	3,942819
	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	9,451587	1,683097	4,477931	6,402663	8,074908	2,477812
	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,551883	2,731715	3,994851	5,520499	6,894902	1,946805
	6.4 (Mayor o igual a 145 kV) ...	3,123313	0,000000	1,811664	3,511473	4,991205	1,007911

Figura 4. Cargo fijo por potencia instalada

Los cargos fijos se calculan como la diferencia entre la potencia de aplicación de cargos (requerida por el consumidor) y la potencia a facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso (potencia contratada). Cuando la diferencia es negativa, se toma como cero.

La potencia de aplicación de cargos depende directamente de la configuración de contadores que tengamos en nuestra instalación. La aplicación del cargo fijo por potencia en función de estas configuraciones se calcula de acuerdo al Anexo I, del siguiente modo:

- Cuando hay instalado un contador que mide el consumo total del cliente la potencia de aplicación de cargos es la que mide este contador. El consumo total del cliente se refiere a la suma del consumo del contador de la compañía y de la producción solar, menos los excedentes vertidos a la red. El contador de consumo total del cliente no es obligatorio para instalaciones de potencia inferior a 100

kW. Por lo que el cargo fijo de potencia instalada solo sea aplicable a instalaciones con potencias mayores a 100 kW, donde la instalación de este contador es obligatoria, o aquellas que voluntariamente lo han instalado.

- Cuando no está instalado el contador en el circuito de consumo, la potencia de aplicación de cargos será la medida por el contador de compañía (contador en el punto frontera) que mide la energía comprada de la red. En este caso, al no existir el contador en el circuito de consumo, ambas potencias de aplicación coinciden, por lo que tampoco se aplican cargos fijos por potencia.
- Cuando no se encuentra instalado el contador de energía total y se dispone de sistemas de acumulación, la potencia de aplicación de cargos de será la suma de la potencia máxima registrada por el contador, más la potencia máxima generada por la instalación solar. En este caso se aplican cargos fijos resultado de la suma de la “Potencia a facturar a efectos de aplicación de peajes” y la “Potencia máxima de generación en el periodo tarifario” menos la “Potencia a facturar a efectos de aplicación de peajes”.

2.4.2.3.2 Cargo variable por energía autoconsumida

Se aplica a toda la energía autoconsumida por el usuario de la instalación. Quedan eximidas del pago de este término todas las instalaciones de potencia contratada menor o igual a 10 kW, acogidos a la modalidad tipo I y conectados en baja tensión, así como las instalaciones de Canarias, Ceuta y Melilla, disponiendo las instalaciones de Baleares un tipo reducido. Este término se presenta en €/kWh y varía en función de la tarifa contrata por el usuario, según la tabla de la Figura 5.

Peaje de acceso	Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,049033					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,063141	0,008907				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,003913	0,009405	0,008767			
2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,060728					
2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,074079	0,018282				
2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,074851	0,021301	0,014025			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,029399	0,019334	0,011155			
3.1A (1 kV a 36 kV)	0,022656	0,015100	0,014197			
6.1A (1 kV a 30 kV)	0,018849	0,016196	0,011534	0,012518	0,013267	0,008679
6.1B (30 kV a 36 kV)	0,018849	0,013890	0,010981	0,011905	0,012871	0,008627
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,020138	0,016194	0,011691	0,011696	0,011996	0,008395
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,022498	0,017414	0,012319	0,011824	0,011953	0,008426
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,018849	0,013138	0,010981	0,011104	0,011537	0,008252

Figura 5. Cargo transitorio por energía autoconsumida

2.4.3 Real Decreto 15/2018

El Real Decreto-Ley 15/2018 de 5 de octubre, en su artículo 18, modifica la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y modifica y deroga diferentes capítulos del RD 900/2015. Se modifica el Artículo 9: Autoconsumo de energía eléctrica. Se redefine el concepto de autoconsumo, quedando definido como “el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos” Se siguen distinguiendo dos modalidades de autoconsumo:

a) *Modalidades de suministro con autoconsumo sin excedentes. Cuando los dispositivos físicos instalados impidan la inyección alguna de energía excedentaria a la red de transporte o distribución. En este caso existirá un único tipo de sujeto de los previstos en el artículo 6, que será el sujeto consumidor.*

b) *Modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes. Cuando las instalaciones de generación puedan, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. En estos casos existirán dos tipos de sujetos de los previstos en el artículo 6, el sujeto consumidor y el productor.*

Las novedades que introduce el nuevo RD se describen a continuación:

- Se introduce el concepto de autoconsumo compartido. Hasta ahora, sólo se permitía la instalación fotovoltaica compartida entre varios consumidores para proveer de energía a elementos comunes de un inmueble. Con el nuevo RD, varios propietarios pueden conectar su red interior a una única instalación y utilizar la energía para consumo propio. Además, se desarrolla el concepto de instalaciones próximas a efectos de autoconsumo, ampliándose el posible dominio físico de la instalación. Con esta medida, se elimina la obligación de que estuviera en el mismo edificio, teniendo que estar unidas a estos a través de líneas directas o conectadas a la red de baja tensión derivada del mismo centro de transformación.
- Eliminación de cualquier cargo o peaje por la energía autoconsumida de origen renovable. De esta forma se elimina principalmente el cargo variable por energía autoconsumida, el famoso “impuesto al sol”, que afectaba a todas las instalaciones de autoconsumo excepto a las menores de 10 kW de la modalidad I.
- Complementariamente, se contempla el desarrollo de mecanismos de compensación simplificada entre déficits de los autoconsumidores y excedentes de sus instalaciones de producción asociadas para instalaciones menores de 100 kW. Esta medida abre la puerta al balance neto.
- Se elimina la necesidad de contar con un segundo contador que medía la energía generada neta por la instalación. Al mismo tiempo, para las instalaciones de más de 100 kW se elimina la obligación del contador del consumo neto.
- Se simplifican los requisitos y la tramitación administrativa y técnica de una instalación. Las competencias para inscribir y gestionar el registro de las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico corresponden a las comunidades autónomas, eliminándose la obligación de darse de alta en el Registro de Autoconsumo. Las instalaciones de producción no superiores a 100 kW de potencia asociadas a modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes estarán exentas de la obligación de inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. Las instalaciones en modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes de hasta 100 kW se someterán exclusivamente a los reglamentos técnicos correspondientes. Para estas instalaciones, y para instalaciones de autoconsumo con excedentes de hasta 15 kW, se elimina la obligatoriedad de contrato de acceso y conexión a la empresa distribuidora.
- Se elimina la limitación de potencia de la instalación. La potencia de esta tenía que ser menor a la potencia contratada. De esta forma se puede diseñar la instalación para adaptarla a las necesidades sin ningún tipo de limitación normativa de tamaño.
- Se limita la sanción máxima al consumidor. Esta queda limitada por el mayor valor de entre las siguientes cuantías: 10 % de la facturación anual por consumo de energía eléctrica o el 10 % de la facturación por la energía vertida a la red.

2.4. El autoconsumo en España

La legislación en España presentaba una serie de barreras que han limitado el desarrollo del autoconsumo. El Real Decreto 900/2015 presentaba numerosas trabas tanto técnicas como administrativas. Se impedía el autoconsumo compartido. En España, un 65 % de la población vive en edificios, por lo que esta limitación impedía acceder al autoconsumo a un alto porcentaje de la población. Con la implantación del nuevo Real Decreto 15/2018, se pretende la eliminación de estas barreras e incentivar y fomentar el autoconsumo eléctrico. A pesar de la anterior normativa, existían sectores tales como el agrícola, el alimentario o el hostelero, donde el autoconsumo permitía un considerable ahorro energético. En la Figura 6, se muestran las instalaciones registradas durante el año 2016 según datos del Informe Anual de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) [10].

CCAA	Registro Sección 1 Tipo 1 (2016-2017) Potencia contratada <= 10KW			Registro Sección 2 Tipo 1 (2016-2017) Potencia contratada > 10KW			Registro Sección 2 Tipo 2 (2016-2017)		
	Nº Instalaciones	Potencia instal. (KW)	Potencia instalada en acumulación	Nº Instalaciones	Potencia instal. (KW)	Potencia inst. en acumulación	Nº Instalaciones	Potencia instal. (KW)	Potencia instal. en acumulación
Andalucía	48	179,04	28,13	36	977,85	0,00	37	1967,12	0,00
Aragón	1	1,50	0,00	1	20,00	0,00	4	62,57	0,00
Cantabria	1	0,50	0,00	1	2,60	0,00	1	12,00	0,00
Castilla y León	6	32,46	2,76	13	328,25	0,00	12	727,74	0,00
Castilla- La Mancha	17	51,32	25,16	12	214,80	0,00	3	159,00	0,00
Cataluña	37	135,05	18,10	42	735,65	0,00	51	3195,04	0,00
Comunidad de Madrid	24	53,85	11,12	12	224,32	6,00	15	439,71	0,00
Comunidad Valenciana	17	65,05	0,00	5	59,14	0,00	3	170,09	0,00
Extremadura	1	0,50	0,00	5	52,54	0,00	1	10,00	0,00
Galicia	4	23,70	0,00	49	1556,47	79,80	32	4294,37	447,00
Illes Balears	17	31,69	2,00	9	103,68	0,00	6	500,34	0,00
Islas Canarias	5	22,51	4,60	6	193,58	12,00	11	434,87	0,00
La Rioja	2	1,50	0,00	1	5,06	0,00	0	0,00	0,00
Navarra	11	28,60	0,00	12	337,66	0,00	3	228,84	0,00
País Vasco	3	5,10	0,00	3	84,50	0,00	8	331,60	0,00
Principado de Asturias	9	28,83	0,00	3	17,46	0,00	0	0,00	0,00
Región de Murcia	27	62,38	11,50	10	164,40	6,00	8	520,10	0,00
Ceuta (Ciudad Autónoma)	0	0,00	0,00	1	24,00	0,00	0	0,00	0,00
	230,00	723,58	103,37	221,00	5.101,95	103,80	195,00	13.153,38	447,00

Fuente: Registro de Autoconsumo, MINEFAD.

Figura 6. Instalaciones de autoconsumo registradas en 2016 (UNEF)

Durante dicho año el número de instalaciones registradas es de 646, suponiendo 18.978 kW de potencia instalada. Las comunidades con más registros han sido Cataluña, Andalucía y Galicia respectivamente. El número de instalaciones registradas se ha visto reducido debido a la anulación de los artículos del RD 900/2015 por los que se regulaba el registro, la inscripción y el procedimiento de inscripción en el Registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, puesto que este registro se hace voluntariamente.

2.5. Energía solar fotovoltaica

2.5.1 Introducción

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía natural abundante, presente en todo el mundo. Permite obtener energía eléctrica mediante células fotovoltaicas a partir de la radiación solar. Las células fotovoltaicas están formadas por materiales semiconductores, capaces de transformar la energía solar incidente sobre ellas en energía eléctrica. El proceso se produce debido a la propiedad de este material de emitir electrones cuando le incide la radiación solar. Este fenómeno se denomina efecto fotoeléctrico. El material más empleado para la fabricación de células fotovoltaicas es el silicio. Se diferencian principalmente tres tipos en función de su estructura cristalina; monocristalino, policristalino y amorfo. El coste y la eficiencia varían en función de la tipología. En este sentido, los paneles de silicio monocristalino son los más utilizados, seguidos de los policristalinos. Los monocristalinos, presentan un mayor rendimiento mientras que las células de amorfo, a pesar de ser más económicas, son menos eficientes, y por lo tanto se necesitan de más material. También se utilizan otro tipo de materiales como el sulfuro y el arsénico.

Las células fotovoltaicas se asocian entre sí para formar los módulos fotovoltaicos. Estos son el principal componente de una instalación fotovoltaica. El resto de elementos se describen en el apartado 2.5.2. Las instalaciones fotovoltaicas se agrupan en dos grandes grupos: instalaciones aisladas y de conexión a red. Las instalaciones fotovoltaicas aisladas tienen como objeto cubrir las necesidades de energía eléctrica de un lugar determinado sin ningún tipo de conexión a la red eléctrica. Entre sus aplicaciones más frecuentes están el

suministro eléctrico para bombeo de agua, electrificación rural para casas en el campo, suministro eléctrico para instalaciones de telecomunicaciones, señalización e iluminación para carreteras, túneles, etc... Estas instalaciones aisladas deben disponer de baterías o sistemas de generación alternativo para abastecer de energía eléctrica en los periodos en los que la producción no cubre la demanda.

Por otro lado, se encuentran las instalaciones fotovoltaicas de conexión a red. Estas disponen del respaldo de la red eléctrica para abastecer la demanda en los momentos en las que la generación fotovoltaica es insuficiente. Estas instalaciones requieren de inversor, las protecciones y contadores exigidos por la normativa, no siendo necesaria la existencia de baterías.

2.5.2 Elementos de una instalación

En este apartado se describen los elementos destacados de una instalación fotovoltaica:

- Módulo fotovoltaico: es el elemento principal de la instalación, ya que es el encargado de generar corriente eléctrica a partir de la radiación solar incidente. Cada panel solar está formado por un conjunto de células fotovoltaicas conectadas eléctricamente en serie y paralelo, encapsuladas y montadas sobre un soporte o marco del panel.
- Inversor: es el elemento encargado de convertir la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna adecuada para el consumo. Es necesaria su instalación en todos los sistemas que se encuentren conectados a red, así como en la mayoría de instalaciones aisladas cuyo destino sea el autoconsumo de una vivienda, ya que la mayoría de cargas se alimentan en corriente alterna. Se encarga, además, de controlar la calidad de la señal.
- Baterías: se encargan de almacenar los excedentes de producción para abastecer la demanda en los instantes donde la generación es insuficiente. Son necesarias en las instalaciones aisladas.
- Regulador: ubicado entre el campo fotovoltaico y las baterías, es el encargado de controlar el flujo de energía que circula entre ambos equipos. Controla constantemente el estado de carga de las baterías para hacer el llenado óptimo y así alargar su vida útil.
- Cableado: se encarga de las interconexiones de todos los elementos de la instalación, diferenciándose en el cableado de corriente continua y corriente alterna. Su dimensionamiento viene determinado por el criterio más restrictivo entre la máxima diferencia de potencial y la intensidad máxima admisible.
- Protecciones: como en cualquier otra instalación eléctrica, debe disponerse de los elementos de seguridad y protección correspondientes. Diferenciando la parte de corriente continua, se dispondrán de protecciones contra sobretensiones atmosféricas y fusibles seccionadores entre módulos fotovoltaicos. Respecto a las protecciones en corriente alterna, se conectan al cuadro general de protecciones en caso de estar conectada a red. En caso contrario, se instala un cuadro de protecciones que incluye interruptor automático, diferencial, magnetotérmico general y cualquier otra protección exigida por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Otros: entre otros elementos destacan la estructura soporte de los paneles fotovoltaicos y los sistemas de seguimiento solares. Los seguidores solares permiten que los módulos se orienten en todo momento en dirección perpendicular a los rayos del sol. Estos pueden elevar el rendimiento de los módulos en un 35 %, aunque implica un sobrecoste que para pequeños sistemas no se rentabiliza.

2.5.3 Evolución de costes

La tecnología fotovoltaica ha sufrido en la última década un desarrollo tecnológico que la ha consolidado como una tecnología madura. Paralelo a este desarrollo, el precio de tecnología fotovoltaica ha experimentado una continuada bajada de precios. Desde 1976, los precios han caído desde los 79\$/W hasta los 0,37\$ en 2017 según el reporte anual de Bloomberg New Energy Finance Limited (BNEF) [11]. Esta reducción ha sido posible gracias a la combinación de diversos factores: la inversión en investigación y desarrollo, las economías de

escala, la experiencia adquirida por los fabricantes y la importancia del proceso de descarbonización en el panorama energético. En la Figura 7, se representa la evolución de los costes mencionados, donde el eje de coordenadas representa la producción en GW acumulada. Según la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) [12], desde 2010, los costes de los módulos fotovoltaicos han caído en más de un 80%. Pese a consolidarse como una tecnología madura, presenta todavía un importante margen de mejora, esperando que se mantenga la tendencia de bajada de precios.

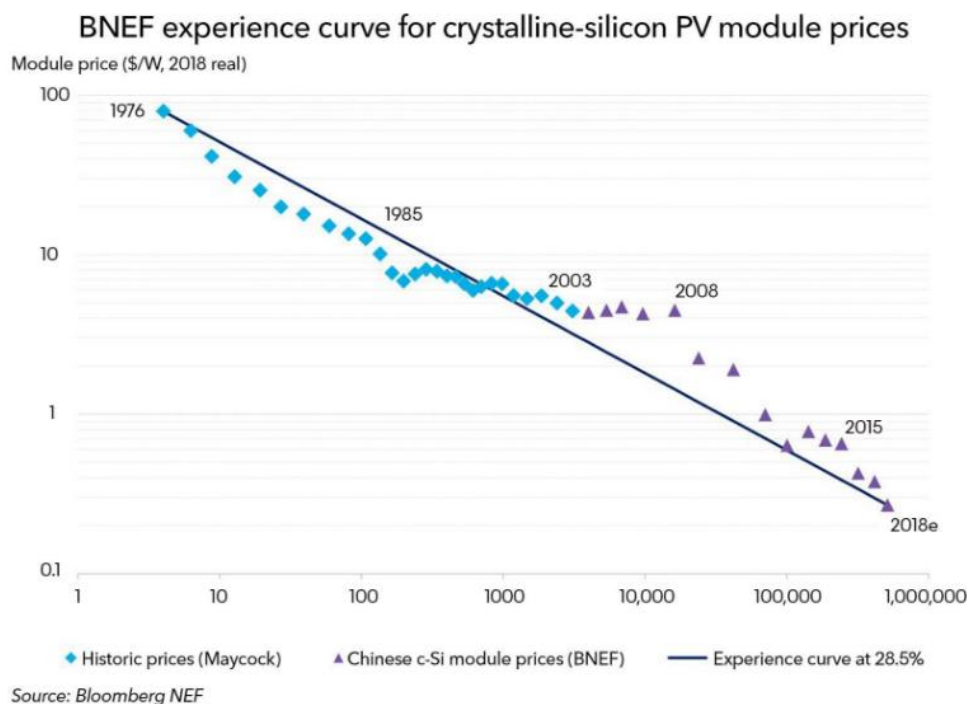
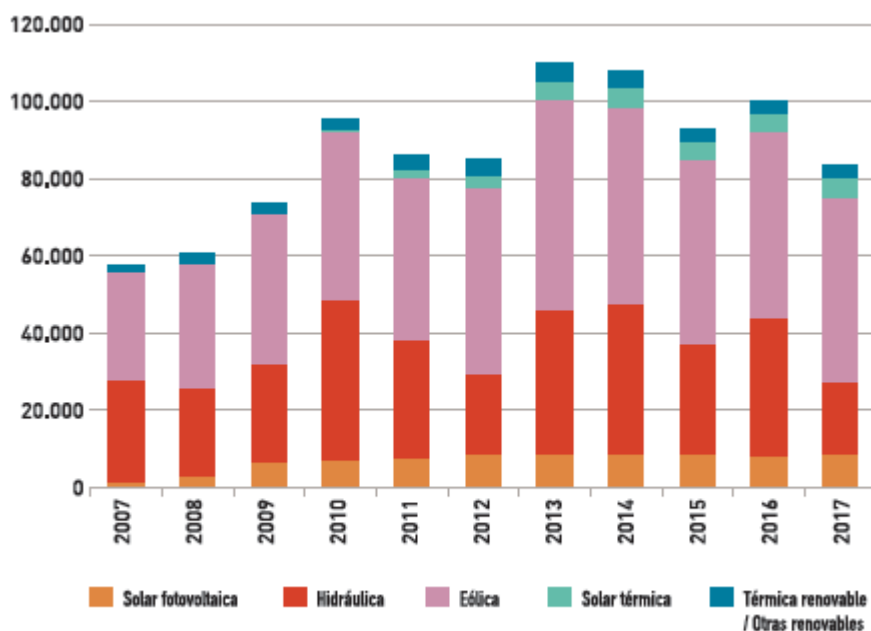


Figura 7. Evolución precios módulos fotovoltaicos silicio cristalino, BNEF

2.5.4 Energía fotovoltaica en España

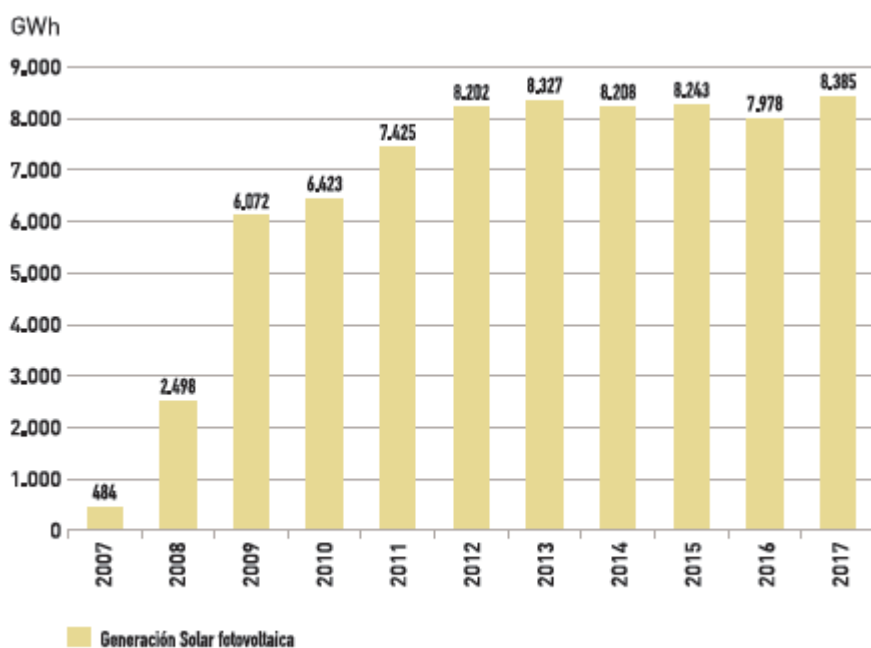
La evolución de la generación fotovoltaica en España ha sufrido un estancamiento en los últimos años debido a una legislación restrictiva. La energía fotovoltaica supone un 3 % del mix eléctrico nacional entre los años 2012 y 2017. En España, la energía fotovoltaica se erige como la tercera fuente con mayor peso en el mix, con un 9,9% de la generación renovable total durante 2017. Con mayor peso que la fotovoltaica, se encuentran la eólica con un 56,7% y la hidráulica, 21,7%, siendo ambas tecnologías maduras y consolidadas. En la Figura 8, obtenida del informe de UNEF [10], se visualiza gráficamente el mix renovable entre 2007 y 2017. Todas estas tecnologías dependen de la disponibilidad del recurso hidráulico. Siendo este último, el más variable, habiendo grandes variaciones en estos porcentajes en función de si se trata de un año seco o húmedo.



Fuente: : Elaboración Universidad CLM con datos de Red Eléctrica de España (REE, varios años).

Figura 8. Mix renovable 2007-2017

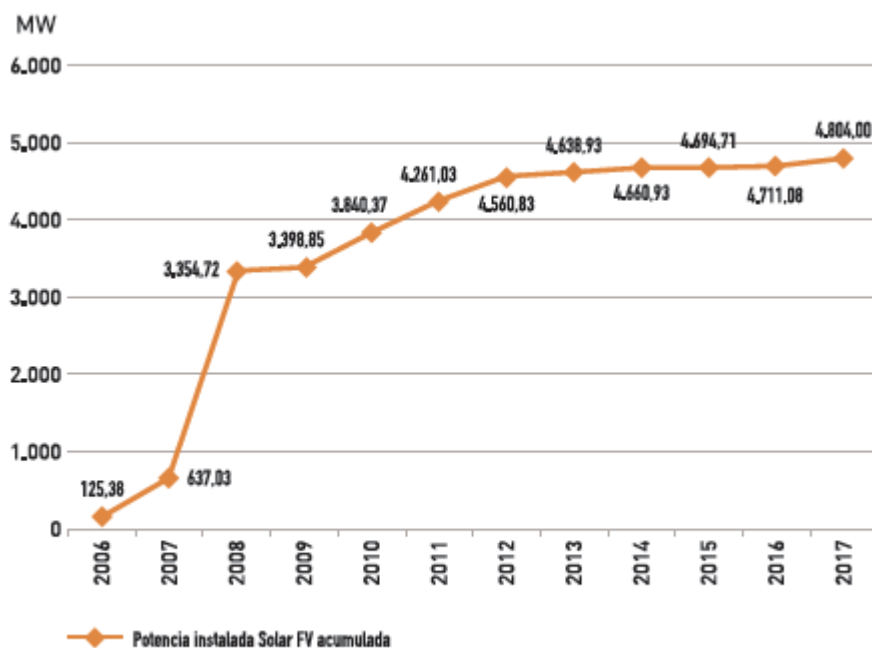
El recurso solar, por su parte, presenta una generación anual aproximadamente constante. En la Figura 9 [10], se representa la producción anual en el periodo comprendido entre el año 2007 y 2017. Se observa como a partir el año 2012, donde se produjo un estancamiento de la potencia instalada, la producción ha tomado un valor aproximado de 8.000 GWh.



Fuente: Red Eléctrica de España.

Figura 9. Generación solar fotovoltaica, 2007-2017

Según datos del operador del mercado, en 2017 se produjo un aumento de 6 MW de potencia de tecnología fotovoltaica conectada a red. Hay que destacar que no entran en este dato las instalaciones aisladas y una gran parte de las instalaciones de autoconsumo. Según datos de UNEF, teniendo en cuenta todas las instalaciones la potencia instalada ha aumentado en 135 MW respecto al año 2016. Se trata de un aumento sustancial, aunque con un gran margen de mejora respecto a otros países de nuestro entorno. En la Figura 10 [10] se representa la evolución de la potencia instalada acumulada.



Fuente: Datos de Red Eléctrica de España y elaboración propia UNEF.

Figura 10. Evolución potencia instalada fotovoltaica acumulada

En relación a aspectos económicos, el sector fotovoltaico tuvo una producción en 2017 de 2.154 millones de euros, lo que supone una contribución al PIB del 0,20%. Dentro del sector, destaca la actividad de producción y distribución de energía fotovoltaica, la cual supuso el 72% dentro del sector en 2016. En España, es un sector exportador, presentando un superávit de 405 millones de euros en 2017, destacando en términos de exportaciones netas las actividades de Ingeniería e instaladores (60%), empresas mixtas (20%) y fabricantes (18%).

En cifras de empleo, el número de empleados en el sector asciende a 19.057 en 2017, siendo 6.102 empleos directos. En relación con el empleo directo, destacan un 39% pertenecientes al ámbito de la producción, un 27% de Ingeniería e instaladores, 18 % mixtas y 16% fabricantes. Se trata de un empleo relativamente estable y de calidad.

A pesar del estancamiento del sector en los últimos años, la constante reducción de costes en la tecnología hace visible un cambio de rumbo. Además, la reciente aprobación del Real Decreto ley 15/2018, elimina una serie de barreras administrativas, económicas y técnicas que implicaba el RD 900/2015, favoreciendo el resurgir del sector. En cuanto a nuevas instalaciones, dada la información facilitada por Red Eléctrica Española (REE), acerca de los proyectos en tramitación con solicitud de acceso, a fecha de 31 de agosto de 2018, se tienen 42.938 MW en tramitación. De dicha potencia, un 25% tiene afectación a la red de distribución y un 75% a la red de transporte.

2.6. Sistemas de almacenamiento

El almacenamiento energético no es un tema novedoso. Ha sido un componente importante en los sistemas de generación, transporte y distribución de electricidad. Los avances se están produciendo en el modo (tecnología) de almacenar la energía. El almacenamiento de energía se realizaba a través de sus formas primarias, tales como combustibles fósiles o agua. Sin embargo, la incorporación de nuevas tecnologías de generación basadas en fuentes renovables intermitentes, o el desarrollo de nuevas tecnologías como el vehículo eléctrico está haciendo necesario el desarrollo de una tecnología de almacenamiento eléctrico fiable. Se trata, por tanto, de uno de los grandes desafíos de la tecnología actual. En los últimos años, se han producido avances notables en la materia, con un importante abaratamiento en los costes y surgiendo diferentes

tecnologías con el objetivo de convertirse en la tecnología que se afiance en el mercado.

Existen diferentes tecnologías de almacenamiento de energía: electroquímica (baterías), mecánica (volantes de inercia, bombes hidráulicos, sistemas de aire comprimido), electromagnética (superconductores o bobinas superconductoras), o térmica (depósitos de sales industriales o materiales de cambio de fase). El sector más consolidado y prometedor es el almacenamiento eléctrico con baterías. Respecto al autoconsumo, es sin duda la tecnología líder.

2.6.1 Baterías electroquímicas

La batería almacena energía mediante procedimientos electroquímicos, devolviendo casi la totalidad de la capacidad almacenada durante un determinado número de ciclos. La energía es almacenada o liberada mediante reacciones electroquímicas. Se trata de un proceso reversible, denominado reducción-oxidación. Los elementos no se consumen, si no que se transforman químicamente, pudiendo volver a su estado anterior al cerrar el circuito durante la descarga y al aplicar una corriente externa en la carga. Básicamente, la batería está compuesta por tres elementos: el ánodo, el cátodo y el electrolito. Al extraer corriente de la batería, el ánodo se oxida, perdiendo electrones que son ganados por el cátodo a través del electrolito.

La capacidad, cantidad de energía que puede almacenar una batería, se mide en amperios-hora (Ah). Una característica fundamental de las baterías son el número de ciclos que permite durante su vida útil. A medida que una batería sufre el proceso de carga y descarga, pierde calidad hasta el punto de no poder completar las reacciones químicas. La profundidad de descarga, porcentaje de energía consumida en cada ciclo sobre la capacidad total, es un factor que también afecta a la vida útil. Otra característica a tener en cuenta es la “auto-descarga”, fenómeno por el cual la batería se descarga de manera espontánea aun sin utilizarse.

En una instalación de autoconsumo, la batería puede tomar un papel fundamental, pudiendo aumentar en gran medida la eficiencia de una instalación. Esta permite acumular la energía excedentaria durante las horas picos de sol para emplearla en horas donde la radiación no sea suficiente. Este hecho es más favorable en las instalaciones para viviendas, ya que las curvas de consumo y producción fotovoltaica no suelen coincidir.

Existe una gran variedad de baterías para el almacenamiento de energía eléctrica. En el presente apartado se detallan las características fundamentales de las dos tecnologías más consolidadas: baterías de ion-litio y baterías de plomo-ácido. En relación a nuevas tecnologías, la investigación que se está llevando a cabo en esta área incluye nuevos materiales como el grafeno o las sales de sodio que han dado excelentes resultados en el laboratorio. Aunque les queda el paso más complicado, el desarrollo comercial viable.

Las baterías de plomo ácido son la tecnología más madura y consolidada comercialmente. Por tanto, presentan un menor coste de inversión, siendo esta su principal virtud. En los últimos años la tecnología de ion litio ha evolucionado considerablemente, convirtiéndose en una opción interesante a la hora de instalar baterías. Su mayor inversión inicial frente a las de plomo ácido, no implicar una menor rentabilidad a lo largo su vida útil. Esta depende de la aplicación para la que se emplee, ya que poseen diversas ventajas. Entre estas ventajas destacan una mayor velocidad de carga-descarga, mayor profundidad de descarga y una vida útil mayor. Se comparan ambas tecnologías en la Tabla 1.

Tabla 1. Diferencias baterías plomo ácido – ion litio

	Plomo ácido	Ion litio
Densidad energética	120 Wh/kg	40 Wh/kg
Mantenimiento	Revisión básica anual	Limpieza de bornes, control de carga, carga mensual de mantenimiento, añadido de agua 4 veces al año
Eficiencia de carga	97 %	85 %
Autodescarga	Aproximadamente nula	5 % mensual
Capacidad de descarga profunda	90 %	60 %
Garantía	10 años	2 años
Velocidad de carga	Prácticamente sin límite	Lenta
Contaminación	No emiten gases	Emiten gases corrosivos
Vida útil	4000 ciclos al 80 %	4000 ciclos al 50%
Precios	340 €/kWh	500 €/kWh

2.1.1 Evolución de costes

El desarrollo del vehículo eléctrico ha propiciado la bajada de los precios de las baterías. Según el análisis de Bloomberg New Energy Finance (BNEF), desde 2010, el coste de las baterías de ion litio se han reducido en un 80%. Se espera que continúen bajando los precios a medida que se desarrolle el vehículo eléctrico. En la Figura 11 se muestra la evolución de los precios para las baterías de ion-litio según este informe. Para 2025 se espera una bajada precio hasta los 96\$/kWh, un 53% más bajo que los precios actuales. Para 2030 se espera que se alcancen los 70\$/kWh, un 67% más bajo que los precios actuales.

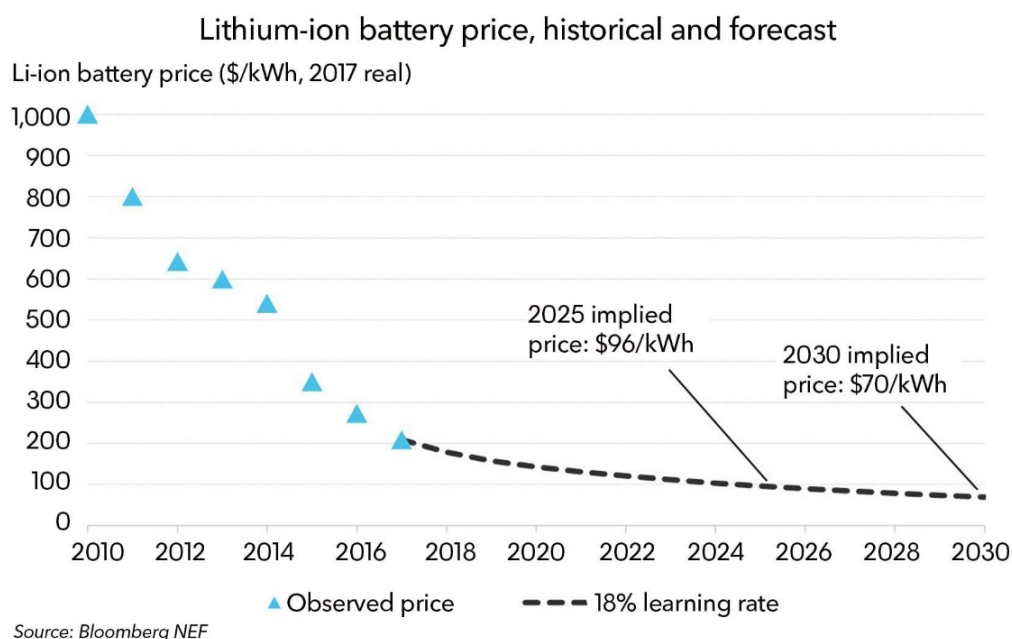


Figura 11. Evolución precios baterías ion-litio

2.7. Mercado eléctrico

Puesto que en este proyecto se hacen referencia a términos relacionados con el mercado eléctrico, se realiza una breve descripción de este, con los aspectos más mencionados en este proyecto.

2.7.1 Sistema eléctrico español

Hasta el 1 de enero de 1998 cuando entró en vigor la Ley 54/1997, de 27 noviembre, del Sector Eléctrico, el sector eléctrico español funcionaba a modo de oligopolio. El sistema estaba regulado por el gobierno, quien controlaba el precio de la luz. España se dividía en varias zonas geográficas, a las que se asignó el suministro de electricidad a cinco grandes empresas. A partir de la entrada en vigor de dicha ley, se produce la liberalización del mercado eléctrico español, quedando dividido en cuatro sectores:

- Generación. Es la producción de energía eléctrica. Es llevada a cabo por los productores de electricidad, encargados de generar energía a partir de los diferentes recursos energéticos.
- Transporte. Transmisión de la energía eléctrica por la red de transporte. Se encarga de llevar la energía desde la generación hasta los centros de consumo, cubriendo largas distancias. Se lleva a cabo en alta tensión. El transporte se mantiene como una actividad regulada por el operador del sistema.
- Distribución. Transporta la energía desde las redes de transporte a los puntos de consumo. Se lleva a cabo en media y baja tensión. Se trata de una actividad regulada llevada a cabo por las distintas empresas distribuidoras. Estas se encargan además de la lectura de los contadores, cuyas medidas facilitan a la comercializadora de cada usuario.
- Comercialización. Venta de energía eléctrica a los consumidores. Las empresas comercializadoras compran la energía a los productores en el mercado eléctrico o a través de contratos bilaterales, para luego vender la energía a los consumidores finales a través de un precio pactado.

La normativa prohíbe que una misma compañía opere en más de una de las cuatro actividades descritas. Además, se transfiere la gestión del transporte al operador del sistema.

El operador del sistema se encarga de la gestión técnica del sistema y de garantizar la seguridad y continuidad

del sistema eléctrico. En España, el encargado de realizar las funciones del operador del sistema es Red Eléctrica de España (REE). Engloba todas las actividades necesarias para garantizar la seguridad y continuidad del suministro eléctrico. Coordina la generación y el transporte, asegurando que la energía se transporte a la red de distribución con la calidad exigida por la normativa.

2.7.2 Mercado eléctrico

El mercado de electricidad es el mercado mayorista donde los productores de electricidad venden la electricidad a distribuidores y comercializadores. Se incluyen dentro de este, tanto la energía vendida a través de contratos bilaterales como la vendida en el mercado organizado o pool.

El mercado pool, conlleva la mayoría de las transacciones. En éste, se ajusta la oferta y la demanda de electricidad. Para cada hora, productores y consumidores, presentan una oferta según sus necesidades al precio que consideran. Los consumidores lo hacen usualmente a través de un comercializador. El mercado es gestionado por un operador independiente, el Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE) [13], quien controla los intercambios de energía eléctrica tanto en España como Portugal.

El mercado se estructura en un mercado diario y seis intradiarios. En el mercado diario, se presentan las ofertas para las 24 horas del día siguiente. El objetivo del mercado diario es el de fijar el precio y la cantidad de energía que se va a generar y consumir en una determinada hora. El precio y volumen de venta de energía se establece por el cruce de las curvas de oferta y demanda, según un modelo marginalista. En los intradiarios, convocados a lo largo del día anterior y del propio a la entrega, se ajustan los compromisos de producción/adquisición, una vez son conocidos los resultados del mercado diario. En este último mercado, sólo pueden participar aquellas unidades que han participado previamente en el mercado diario, pudiendo realizar cualquier unidad, ya sea generadora o consumidora, ofertas de generación o adquisición.

Una vez fijado el precio del mercado diario, se añaden los contratos bilaterales. Éstos son acuerdos comerciales para la compra-venta directa de energía entre productores y comercializadores, evitando la volatilidad de los precios de mercado.

2.7.2.1 Fijación del precio de casación

Los productores y compradores de energía envían sus ofertas al mercado, entre 0 €/MWh como límite inferior y 180,30 €/MWh como superior. La oferta de un generador representa la cantidad de energía que está dispuesto a vender a partir de un cierto precio mínimo. La cantidad queda fijada por las restricciones físicas a las que está sujeta la instalación. En cuanto al precio ofertado, éste refleja el coste de oportunidad que le supone generar electricidad. El coste de oportunidad, tiene en cuenta los costes en los que evitaría incurrir de optar por no producir (ej. costes de arranque y parada) y los ingresos a los que renuncia por el hecho de producir (ej. Derechos de emisión de CO₂). Se diferencian varios tramos: la tecnología nuclear y renovable que oferta a precio 0; centrales de carbón y ciclo combinado; hidroeléctricas y centrales obsoletas.

Por su parte, los compradores, presentan ofertas en relación al precio al cual están dispuesto a pagar por la cantidad marcada de energía para cada hora. Las ofertas de compra se suelen agrupar en dos tramos. El primer tramo compuesto por las ofertas de las empresas comercializadoras, que ofertan al precio límite máximo. Al ofertar al precio máximo, garantizan el abastecimiento de sus clientes. El segundo tramo lo componen aquellos consumidores que pueden variar su consumo en función de la energía adquirida, como pueden ser determinadas industrias y las centrales de bombeo.

Las ofertas se introducen a través de Unidades de Oferta (UOF), que integran la producción de una o más centrales representadas por el mismo agente, o bien la demanda de un conjunto de consumidores suministrados por el mismo comercializador. OMIE ordena las ofertas recibidas de Unidades de Oferta por tramos, de menor a mayor precio para la venta y de mayor a menor precio para la compra, formando las curvas agregadas de oferta y demanda. En la Figura 12 se observa el resultado de dicho proceso.

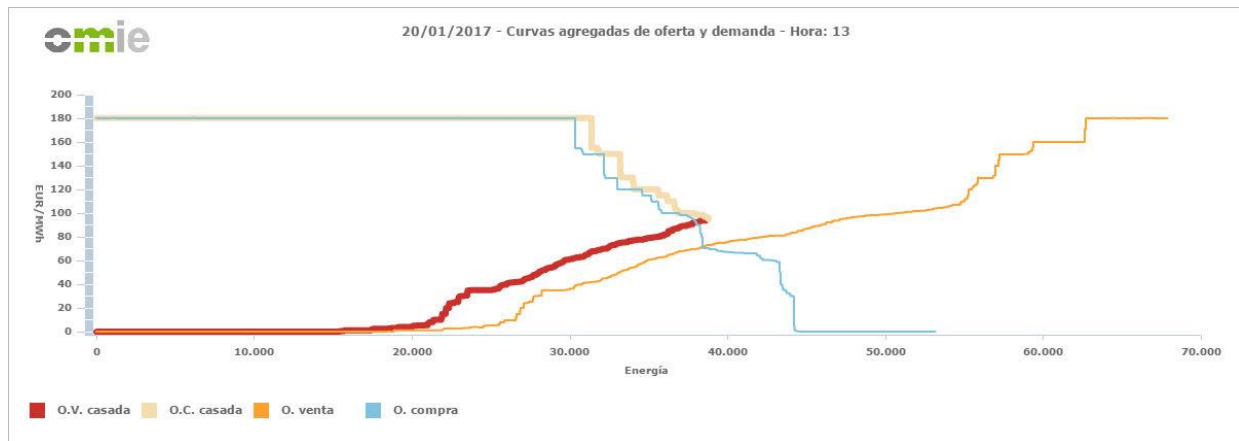


Figura 12. Proceso de fijación del precio de casación diario

El corte de ambas curvas marca el volumen de energía y el precio de casación. Todas las unidades venden o compran la energía al precio de casación, sin importar el precio al que hayan ofertado previamente. Los tramos que quedan a la izquierda del precio de tasación, entran dentro de la oferta, e indican el nivel de potencia que deben generar o consumir a cada hora. Los tramos a la derecha, quedan fuera del proceso de compra-venta. Las curvas están sujetas a modificaciones debido a condiciones complejas.

Una vez casada la energía en el mercado diario, se realiza un estudio de las restricciones técnicas del sistema. Su objetivo es resolver dichas restricciones para garantizar el suministro de electricidad en condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad. Tras resolver los problemas por las restricciones y de llevar a cabo un reprogramado, se realiza la casación en el mercado intradiario. Nuevamente, se realiza un nuevo estudio de restricciones y su posterior reprogramado, denominado gestión de desvíos. Este tiene como finalidad resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran identificarse entre sesiones de mercado intradiario. Es gestionado por el operador del sistema, Red Eléctrica de España, e incluyen además los servicios complementarios: regulación frecuencia-potencia, control de tensión de la red de transporte y la reposición del servicio. Una vez terminado el proceso de gestión de desvíos, el operador del mercado calcula y publica el precio final del mercado de producción de energía eléctrica.

2.7.2.2 Mercado minorista

Los usuarios finales no pagan su energía al precio obtenido de la casación en el mercado mayorista. Como se ha comentado con anterioridad, los usuarios compran la energía a través de la empresa comercializadora. Existen tres modalidades de precio:

- Contratación en el Mercado Liberalizado: contrato libre con una comercializadora.
- Suministro de referencia:
 - Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC). Precio calculado por REE en función del precio horario de los mercados diario e intradiario y la aplicación de un perfil de consumidor medio. Válido para potencias contratadas menores a 10 kW.
 - Precio Fijo Anual en Mercado Regulado. Precio ofrecido por la comercializadora de referencia.
- Suministro del Último Recurso (Bono social): se aplica a consumidores considerados vulnerables y que no cumplan los requisitos para la aplicación del PVPC, implicando una rebaja en la tarifa.

El precio minorista final, el cual queda reflejado en la factura de la luz, esta desglosado en los siguientes costes:

- Precio final del mercado mayorista y servicios de ajuste.
- Margen de la empresa comercializadora.
- Costes regulados: peajes de acceso a red, pérdidas en transporte y distribución, déficit de tarifa, incentivos a las renovables, costes extrapeninsulares, retribuciones de los operadores (REE y OMIE) y alquiler del equipo de medida.

- Impuestos: tasa municipal,
- Impuestos: IVA, impuesto eléctrico y municipal.

3 METODOLOGÍA

En este apartado se detalla la metodología empleada para la obtención de los resultados finales. Se estudian instalaciones de autoconsumo para diferentes segmentos de mercado. Además, se comparan distintos modos de operación en relación a la normativa y el uso de baterías.

3.1. Herramientas y recursos

Se presentan en el actual apartado las herramientas empleadas en este proyecto. En primer lugar, se ha utilizado la aplicación PVGIS para la obtención de datos de radiación solar. Luego, para las simulaciones de los sistemas fotovoltaicos se ha empleado el software System Advisor Model. Ambas se describen a continuación.

3.1.1 PVGIS

El Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [14] es una aplicación web de la Comisión Europea que permite la consulta de bases de datos GIS y otros valores climáticos. A partir de esta se pueden obtener datos de radiación y estimar la generación de una instalación fotovoltaica en gran parte del mundo.

La aplicación proporciona numerosas herramientas de interés. En lo que a este proyecto refiere, se ha empleado el generador de año típico meteorológico (TMY, Typical Meteorologic Year). Un año meteorológico típico (TMY) es un conjunto de datos meteorológicos con valores de datos horarios para un año para una ubicación geográfica determinada que representan la meteorología de la ubicación. Los datos se obtienen de series de datos horarios durante un período de tiempo largo. En la Figura 13, se muestran los perfiles mensuales de radiación global horizontal para un año meteorológico típico. Se observan valores entre 900 y 1000 W/m² para los meses de junio, julio y agosto.

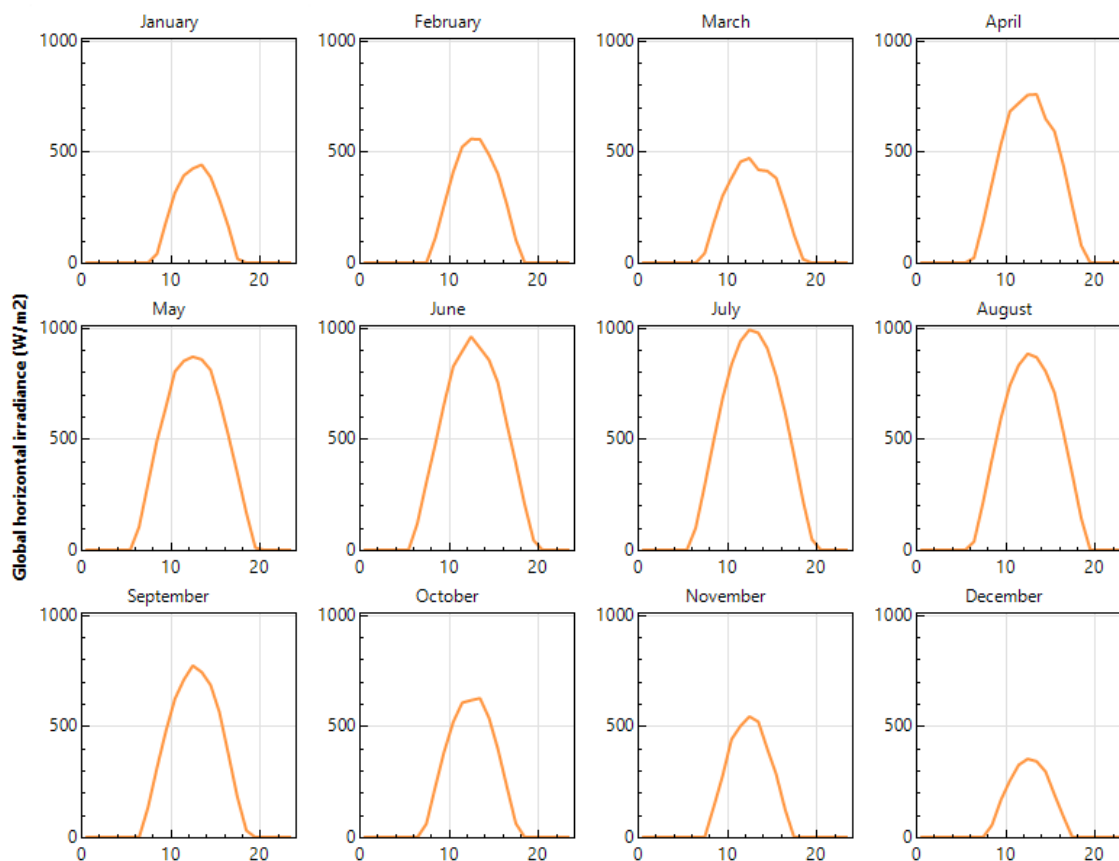


Figura 13. Perfiles mensuales radiación global horizontal para año meteorológico tipo

3.1.2 System Advisor Model (SAM)

System Advisor Model es un software gratuito [15], desarrollado por National Renewable Energy Laboratory (NREL), permite realizar estudios de rendimiento y financieros en sistemas de energías renovables.

SAM realiza predicciones de rendimiento y estimaciones del coste de energía para proyectos de conexión a red basados en los costes de instalación y operación, y los parámetros de diseño del sistema que el usuario especifica. Los proyectos pueden ser de autoconsumo tanto con venta de excedentes como sin ella. Los datos pueden ser obtenidos de la propia base de datos de la herramienta o introducida por el propio usuario. En el caso de este proyecto, debido que la base de datos, en relación a datos climáticos, queda limitada prácticamente a Estados Unidos, se hace uso del TMY, obtenido de PVGIS, para disponer de datos climáticos.

El software permite realizar simulaciones de las distintas tecnologías renovables (fotovoltaica, eólica, biomasa, etc.). A su vez permite la realización de diferentes modelos financieros: comercial, residencial, acuerdos de compras de energía...

En este proyecto ha sido empleado para la simulación de la producción fotovoltaica y la simulación del funcionamiento de baterías.

3.2. Tipos de consumidores

Se realizan estudios de instalaciones para autoconsumo aplicados a distintos tipos de consumidores. Los consumidores se pueden clasificar en función de su energía consumida y sus perfiles de consumo. El perfil de consumo tiene una gran repercusión en la eficiencia y aprovechamiento energético de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo. Para un estudio detallado se parten de datos de consumo horario reales. Los consumidores se clasifican principalmente en tres sectores: residencial, comercial e industrial.

- Residencial: Asociado al consumo en viviendas, con potencias contratadas bajas y consumos anuales entre 2.500-5.000 kWh/año según datos de la Oficina Europea de Estadística (Eurostat) [16]. Sus ahorros potenciales derivan de la energía autoconsumida. Dichos consumidores pueden adaptar sus patrones de consumo de forma que se aumente el aprovechamiento de la energía generada por la instalación. La vivienda estudiada en este proyecto tiene una demanda anual de 4.130 kWh.
- Comercial: Presentan mayores potencias contratadas que el sector residencial. La banda de consumo anual está entre 20 -500 MWh [16], aunque no suelen ser elevados. Éste está caracterizado por un consumo concentrado en las horas de apertura del comercio, con un descenso notable en las horas de cierre. El comercio estudiado en este proyecto tiene una demanda anual de 35 MWh.
- Industrial: Se identifican con mayores consumos y potencias contratadas. La banda de consumo anual está entre 20 -500 MWh [16]. Están caracterizados por un consumo elevado durante el día completo. La industria estudiada en este proyecto tiene una demanda anual de 500 MWh.

En la Figura 14, se observan los hechos comentados acerca de las características de los perfiles de la demanda horario para los tres sectores, escalados a una misma demanda diaria a partir de los datos disponibles. El perfil residencial toma una forma variable relacionada con los hábitos de consumo de los habitantes de la vivienda. La demanda comercial se centra en el horario de funcionamiento de este, reduciéndose durante las horas nocturnas. En cuanto al perfil industrial, presenta un consumo destacado durante las 24 horas.

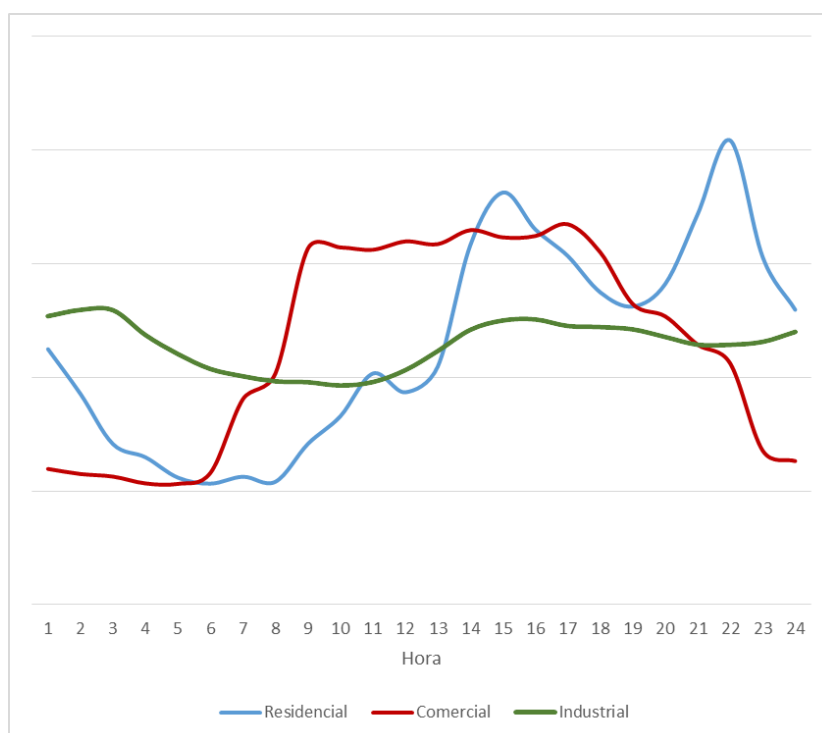


Figura 14. Perfiles de consumo residencial, comercial e industrial

3.3. Análisis económico

En el análisis de rentabilidad económica de una instalación fotovoltaica intervienen diferentes parámetros. Los principales aspectos a tener en cuenta son el ahorro de energía derivado de la energía autoconsumida y los ingresos por una posible venta de los excedentes eléctricos. En este apartado se van a detallar estos aspectos

y diferentes parámetros económicos que van a afectar a la rentabilidad a medio-largo plazo de la instalación.

Los métodos utilizados en este proyecto para conocer la rentabilidad de los diversos estudios se detallan en este apartado. Se van a emplear los siguientes indicadores económicos: el valor actual neto (VAN), el índice de rendimiento (IR) y el plazo de recuperación o “payback”.

El VAN es un indicador que permite calcular el valor actual de los flujos de caja futuros, originados por una inversión, durante el tiempo de estudio considerado en el proyecto. Siendo el VAN:

$$VAN = \sum_{j=1}^n \frac{RL_j}{(1+a)^j} - \sum_{j=0}^{n-1} \frac{I_j}{(1+a)^j} + \frac{V_r}{(1+IRR)^n}$$

Donde n es la duración en años del proyecto; Vr al valor residual de la instalación al final de la vida útil del proyecto; Ij las inversiones en el año j y RLj, los ingresos netos obtenidos en el año j, resultado de la diferencia entre los ingresos y los costes de operación y mantenimiento. El proyecto es viable económicamente si el VAN es mayor que 0.

$$RL_j = R_j - d_{O\&M} I_t$$

El índice de rendimiento (IR) es un indicador del ratio beneficio-coste. Mide el valor actual de los ingresos generados por cada unidad monetaria invertida en el proyecto. Se calcula dividiendo el valor actualizado de los flujos de caja de la por la inversión inicial.

$$\sum_{j=1}^n \frac{RL_j}{(1+IR)^j} - \sum_{j=0}^{n-1} \frac{I_j}{(1+IR)^j} + \frac{V_r}{(1+IR)^n} = 0$$

El plazo de recuperación o “payback” estima el tiempo requerido para recuperar la inversión inicial a partir de los flujos de carga. Se puede calcular como:

$$\sum_{j=1}^{DPP} \frac{RL_j}{(1+a)^j} + \frac{V_r}{(1+a)^n} = \sum_{j=0}^{n-1} \frac{I_j}{(1+a)^j}$$

En este contexto, se detallan las diferentes variables que afectan al estudio. En referencia a los costes, la inversión inicial está asociada a los costes del sistema fotovoltaico. En los análisis económicos es importante detallar las condiciones de financiación de esta inversión inicial, puesto que afecta a los resultados económicos. En este proyecto se considera que el 100 % de la inversión es propia.

En el análisis de los flujos de caja de cada año se tienen en cuenta tanto costes como ingresos. En el lado de costes se incluyen los costes de operación y mantenimiento, que se estiman en un 1% de la inversión inicial [17] y los cargos e impuestos determinado por la normativa. Dentro de los impuestos se diferencian los asociados a la energía exportada a la red, donde se incluye el peaje de generación establecido en el RD 1544/2011 y el impuesto a la generación según el RD 900/2015. Por otro lado, se presentan los cargos asociados al sistema, que son estudiados a pesar de su eliminación con el RD 15/2018.

Centrados en los flujos de caja de entrada, los ahorros e ingresos vienen derivados de la energía generada por la instalación, ya sea autoconsumida o vendida. En los dos siguientes subapartados se detallan estos aspectos. El impuesto a la generación [18], y el peaje a la generación [19], Tabla 2, se aplican a la energía vendida. El impuesto al valor añadido (IVA) y el impuesto a la electricidad afectan también a dichos flujos.

En el análisis de viabilidad económica es necesario determinar ciertas variables que influyen en éste. Al ser un estudio a largo plazo, debe concretarse en primer lugar el periodo de análisis. El periodo de análisis coincide con la vida útil de los paneles fotovoltaicos. Por su parte, el estudio estará condicionado por los precios de la electricidad, por lo que debe tenerse en cuenta la evolución de los precios de la energía eléctrica, así como la

tasa de inflación de la economía [20]. Los parámetros quedan detallados en la Tabla 2.

Tabla 2. Variables técnico-económicas para estudio

Variable	Valor
Peaje de generación [€/MWh]	0,5
Impuesto de generación [%]	7
Vida útil instalación [años]	25
Impuesto valor añadido [%]	21
Tasa de inflación anual [%]	2.5
Tasa aumento precios electricidad [%]	3
Tasa de degradación [%]	2.5

3.4.1 Precios de compra y venta de la energía.

La rentabilidad de una instalación de autoconsumo queda determinada por el valor de la energía autoconsumida y la energía vertida a la red, en el caso de que ésta última sea remunerada. Ambas variables se ven afectadas directamente por la legislación, afectando a los precios de la electricidad. Respecto al autoconsumo, dos valores destacados se ven afectados por la regulación: la parte variable del precio minorista al cual se comprada la electricidad y el precio al cual es tasada la energía vertida a la red.

La energía vertida queda tasada al precio del mercado mayorista de electricidad menos el impuesto a la generación y el peaje a la generación. Para este proyecto se han tomado valores del año 2017 del OMIE. El valor medio durante 2017 fue de 0.05224 €/kWh. En la Figura 15, se muestra a modo de ejemplo los precios horarios para un día concreto obtenidos del OMIE.

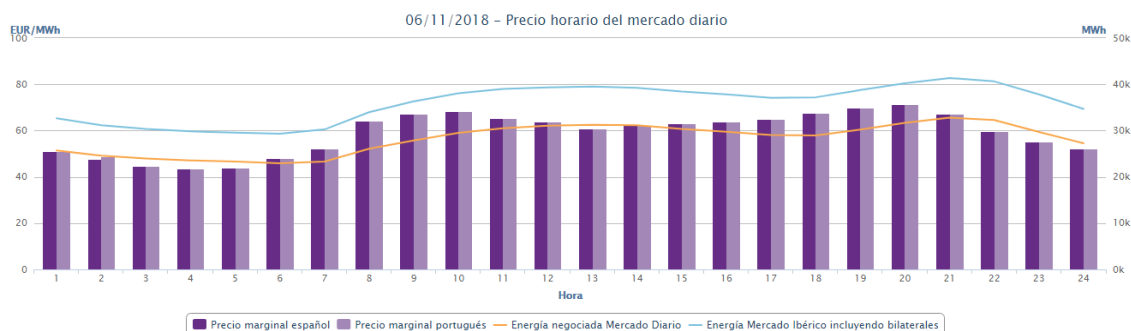


Figura 15. Precio horario del mercado diario 06/11/2018

Para el precio de compra de la energía, se consideran tarifas pactadas con la comercializadora de referencia. Las tarifas que se aplican a los distintos usuarios dependen de la potencia contratada, la tensión y si se incluye discriminación horaria. Se difiere del contrato de acceso a alta o baja tensión. En la Tabla 3 se muestran las tarifas de acceso en baja tensión. Por tanto, para cada segmento de mercado, se aplica una tarifa distinta. Para el estudio residencial será de aplicación la tarifa 2.0. Para el estudio comercial e industrial, se aplican las tarifas de acceso 2.1 y 3.0 respectivamente. Cada una de estas, se detallan en los capítulos siguientes.

Tabla 3. Tarifas de acceso para suministros en baja tensión

Tarifas de acceso	Descripción tarifa de acceso	
Tarifa 2.0 A	Tarifa simple	Hasta 10 kW
Tarifa 2.0 DHA	Tarifa simple con dos periodos de discriminación horaria	
Tarifa 2.0 DHS	Tarifa simple con tres periodos de discriminación horaria	
Tarifa 2.1 A	Tarifa simple	Entre 10 y 15 kW
Tarifa 2.1 DHA	Tarifa simple con dos periodos de discriminación horaria	
Tarifa 2.1 DHS	Tarifa simple con tres periodos de discriminación horaria	
Tarifa 3.0 A	Tarifa con tres periodos de discriminación horaria	Más de 15kW

Los peajes de acceso se aplica en dos términos: el término de potencia y el término en energía. El término de potencia es el precio que el usuario paga por esta potencia. Se calcula multiplicando este término por la potencia en kW contratada por el usuario. Refleja la parte fija que se tiene que pagar, independientemente del consumo. El término en energía expresa en €/kWh. El precio del kWh va a determinar el importe que se abonar por este término en la factura de la luz. Se calcula multiplicado los kWh consumidos en el periodo de facturación por el precio del término de energía del peaje de acceso.

3.4. Casos de estudio

3.4.1 Sistema fotovoltaico

En este apartado se detallan los aspectos relacionados con el valor de las variables seleccionadas para cada una de las simulaciones realizadas para los diferentes segmentos de mercado.

3.4.1.1 Orientación

Una variable fundamental a determinar en una instalación fotovoltaica es la orientación en la que se disponen los módulos fotovoltaicos. A partir de los datos de radiación obtenidos de PVGIS se detalla el criterio seleccionado para determinar la orientación de estos.

La producción de los paneles fotovoltaicos es mayor cuanto más perpendiculares incidan los rayos del sol. Los datos de radiación obtenidos son de la ciudad de Sevilla. Al estar ubicada en el hemisferio norte, la orientación adecuada será el sur (ángulo azimutal = 0°). Por tanto, partiendo de la hipótesis que no se tiene ningún obstáculo que impida usar esta orientación, la instalación toma esta orientación.

La inclinación depende fundamentalmente de dos factores, la latitud del lugar y la época del año en la que requerimos un mayor consumo energético. Por lo que, para una ubicación dada, el criterio va a depender de las pautas de consumo y la radiación solar. En los meses de invierno, la producción aumenta conforme se incrementa la inclinación, aumentando en verano conforme disminuye la inclinación. Debido a que los estudios que se realizan son para consumos generalizados durante todo el año, el criterio que se emplea el que maximice la producción anual. La orientación para la ciudad de Sevilla que maximiza la producción anual es 33°.

3.4.1.2 Potencia del sistema fotovoltaico

Para los distintos sectores de estudios, se realizan simulaciones para instalaciones de distinta potencia. La normativa limitaba la potencia máxima instalada a la potencia contratada con la compañía suministradora. Con el nuevo RD 15/2018 se suprime esta limitación. Un mayor tamaño de la instalación evidentemente implica un mayor coste. Al mismo tiempo, la producción energética es mayor, reduciendo la demanda de la red eléctrica y obteniendo un mayor ahorro económico. Incrementar la potencia, tiene otro aspecto negativo: implica una mayor generación de excedentes. Este hecho reduce el rendimiento económico, puesto que estos

son siempre valorados a menor valor que al precio que se compra la energía. Como se ha descrito en capítulos anteriores, existen distintos mecanismos de compensación económica por el vertido a red de los excesos generados. Siempre la mejor opción es el consumo instantáneo por el usuario de su energía generada. Otra alternativa, es su aprovechamiento mediante sistemas de almacenamiento, lo que implica un sobre coste extra de la instalación.

Se fija un criterio para determinar las potencias de los sistemas a estudiar, y poder analizar los resultados bajo un mismo criterio. Se parte de la relación entre la potencia instalada, primero con el porcentaje de energía autoconsumida sobre la generación, y segundo sobre el porcentaje de cobertura de la demanda. La cobertura de la demanda hace referencia al porcentaje de la demanda energética de la vivienda que se cubre con autoconsumo. La energía autoconsumida, queda definida como el porcentaje de la producción fotovoltaica que es aprovechada directamente para cubrir la demanda energética del consumidor. Se evidencian dos hechos, como se observa en la Figura 16. Para pequeñas potencias, la energía generada se autoconsume casi en su totalidad, donde a partir de cierto valor, incrementan notablemente la generación de excedentes. A partir de ciertos valores potencia instalada, el incremento marginal del porcentaje de demanda cubierta por el autoconsumo se hace 0. Es decir, el incremento de generación consecuente de la subida de potencia, va a ser vertido a red.

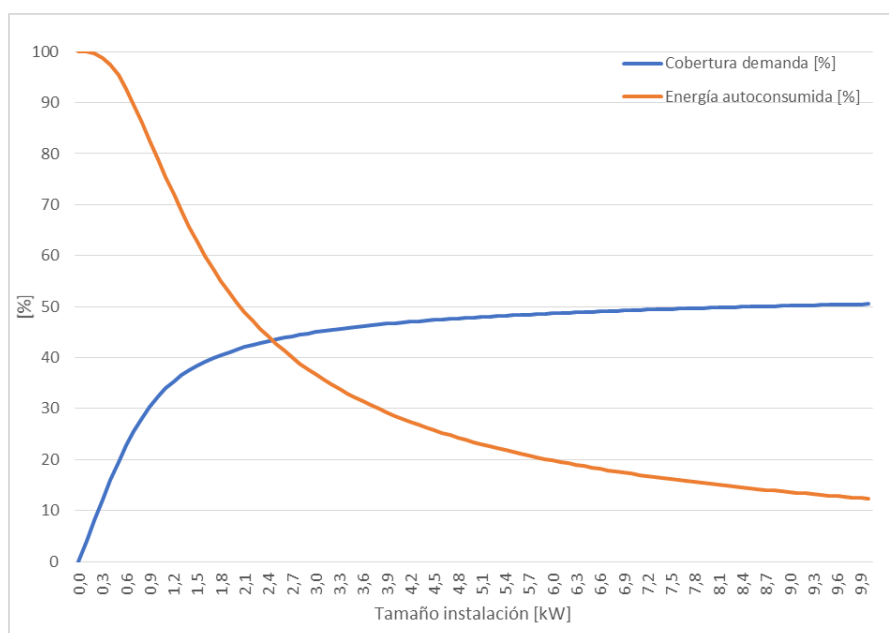


Figura 16. Ejemplo relación potencia instalación – energía autoconsumida y cobertura de demanda

Por tanto, a la vista de estas relaciones, se determina estudiar instalaciones según tres criterios. En el primer criterio se parte de la relación cobertura de la demanda – potencia instalada. La pendiente de esta curva, decrece en todo momento. Es decir, cuanto más va incrementándose la potencia, menor es el incremento porcentual de la cobertura de la demanda. Se emplea el criterio de la segunda derivada. La segunda derivada mide el ritmo de crecimiento. Se toma como potencia del sistema, el valor donde la segunda derivada se hace máximo. Con este criterio, se busca minimizar el vertido de excedentes.

El segundo de ellos es donde se produce el punto de inflexión en la relación entre la potencia de la instalación y el porcentaje de la energía generada que se autoconsume. El último estudio que se realiza es para una instalación del tamaño, cuyo grado de cobertura cubierta de la demanda alcanza el 75 % del valor máximo teórico que se puede alcanzar.

Los valores obtenidos con la aplicación de estos criterios se visualizan en la Tabla 4. La aplicación detallada de esta metodología para cada segmento de mercado se realiza en los tres siguientes capítulos.

Tabla 4. Potencia de las instalaciones a estudio

	Residencial	Comercial	Industrial
1º criterio	0,7 kW	9 kW	80 kW
2º criterio	1 kW	12 kW	100 kW
3º criterio	2 kW	16 kW	160 kW

3.4.1.3 Estimación de pérdidas

Un factor a tener en cuenta a la hora de realizar simulaciones y estimaciones de la generación eléctrica son las pérdidas. Las pérdidas más significativas en un sistema fotovoltaico se describen a continuación:

- Pérdidas de conexionado o *mismatch*.

Los módulos fotovoltaicos que conforman el sistema no son totalmente idénticos debido a que los procesos de fabricación no son perfectos. Al conectar dos módulos entre sí, estos presentan ligeras diferencias entre los valores de corriente y tensión, quedando limitados estos por el de menor valor. Como resultado, la potencia de un generador fotovoltaico es menor que la suma de las potencias de cada uno de los módulos que lo componen. Estas pérdidas se reducen con la instalación de diodos by-pass. El valor tomado para las simulaciones es de un 2.5 % de pérdidas por *mismatch* según datos de NREL [15].

- Pérdidas por polvo y suciedad.

La deposición de polvo y otras partículas en la superficie de los módulos provoca una disminución de la potencia del generador. Cabe destacar que este hecho tiene relación con las pérdidas de conexionado, acentuando este factor, al no repartirse la suciedad uniformemente. El valor tomado para las simulaciones es de un 5% de pérdidas por suciedad [15].

- Pérdidas en el cableado.

Como en cualquier otro sistema eléctrico, se producen pérdidas óhmicas en el cableado debido a las caídas de tensión producidas por el paso de una corriente eléctrica. A través de un buen dimensionado de la instalación en relación a las secciones de los conductores se minimizan estas pérdidas. Se estima un valor en pérdidas de 2% en el cableado de continua y un 1 % en el cableado de alterna [15].

- Pérdidas por sombreado.

La aparición de sombras sobre la instalación fotovoltaica implica una reducción considerable de la producción energética. Esta es debida a la disminución de la radiación solar captada. Al mismo tiempo, vuelven a acentuarse los efectos de *mismatch* debido a sombreados parciales. Para nuestra simulación se toma como hipótesis la ausencia de obstáculos que generen sombras, por lo que este factor se toma como 0.

- Otras pérdidas.

Además de las pérdidas ya descritas, existen otros factores que reducen el rendimiento de la instalación, como pérdidas en el convertidor, pérdidas por temperatura, espectrales o por averías en la instalación. Cabe destacar el factor de degradación anual de los módulos fotovoltaicos durante su vida útil, que reducirá la producción eléctrica. Se estima un valor de 0.7 % [15].

3.4.2 Escenarios propuestos

La normativa española actual clasifica en dos las modalidades de autoconsumo: autoconsumo sin excedentes y autoconsumo con excedentes. Se analizan ambas opciones permitidas, así como posibles mecanismos que abre el nuevo marco normativo. Además, dado que durante la realización de este proyecto se aprueba el nuevo RD 15/2018, se realiza un análisis comparativo de la rentabilidad económica de las instalaciones

respecto a la anterior legislación. Se describen a continuación las modalidades estudiadas.

1. Sin venta de excedentes.

En la modalidad sin excedentes, no se obtiene ningún beneficio de la energía que no es consumida por el usuario. Por tanto, el único beneficio es el ahorro derivado de la energía autoconsumida. Para estimar este ahorro, la energía autoconsumida se valora al precio al que es comprada de red, pactado con la comercializadora. A este ahorro hay que añadir el ahorro del impuesto al valor añadido. Este último ahorro afecta solo al sector residencial, puesto que para el comercial e industrial es deducible.

Como se ha comentado, se compara la nueva normativa con la anterior. Para el caso de la modalidad sin excedentes, la diferencia significativa es para instalaciones de potencia superior a 10 kW. Por debajo de esta potencia, con el RD 900/2015 se eximía del pago por la energía autoconsumida, por lo que la nueva normativa apenas trae modificaciones en este sentido. Para potencias superiores, se observa una importante diferencia debido a este impuesto que penalizaba los ahorros de la instalación.

No se plantea este escenario para el sector industrial, puesto que el RD 900/2015 no permite esta modalidad para potencias contratadas superior a 100 kW.

2. Con venta de excedentes.

En la modalidad con excedentes, la energía vertida es valorada al precio mayorista de la electricidad, menos el peaje de generación (0.5 €/MWh) y el impuesto de generación (7%). Estos beneficios se suman a los ahorros provenientes de la energía autoconsumida.

Se realiza una comparación de los resultados con ambas normativas. Para esta modalidad, el pago de cargos por la energía autoconsumida era de obligado cumplimiento para cualquier instalación. Con la aplicación del nuevo Real Decreto 15/2018, se suprime este cargo, afectando positivamente a la rentabilidad de las instalaciones.

3. Balance neto.

El nuevo RD plantea la posibilidad de desarrollar mecanismos de compensación simplificada entre déficits de los autoconsumidores y excedentes. Se analiza esta situación. La opción que se contempla es la de restar directamente de la factura de la luz una valoración de la energía al precio acordado con el comercializador que te sobre sin que se considere actividad económica. Esta opción queda limitada a potencias inferiores a 100 kW.

3.4.2.1 Almacenamiento con baterías

Se añade una última variable, con el objetivo de analizar económicamente la viabilidad de las baterías. Como se ha visto con anterioridad, hay varios tipos de baterías en el mercado asociado al autoconsumo, sobresaliendo por encima de todas las baterías de plomo ácido y las de ion litio. Se han seleccionado para este estudio las baterías de ion litio debido a unas mejores prestaciones a lo largo de su vida útil y su amplio potencial de mejora, a pesar de un sobrecoste inicial mayor.

El estudio con baterías se va a realizar para las instalaciones de mayor tamaño para cada segmento debido a que son las que van a generar los suficientes excedentes para hacer razonable la instalación de baterías. El estudio se realiza bajo las condiciones reguladas por el RD 15/2018, sin la afectación de cargos del sistema, y considerando la venta de excedentes, debido al alto porcentaje de estos.

El dimensionamiento de estas se ha realizado a partir de un estudio paramétrico con el software SAM. En este estudio se ha tomado como variable de entrada la capacidad de las baterías. El resultado es la aportación energética de la batería en función de esta capacidad. En la Figura 17, se observa este estudio para el sector industrial. A partir de cierto valor de la capacidad de la batería, la energía descargada por las baterías no aumenta al incrementar la capacidad de estas. Por tanto, se toma como capacidad de las baterías el valor a partir del cual el incremento marginal de energía descargada tiende a cero. Los tamaños seleccionados para los distintos segmentos se visualizan en la Tabla 5.

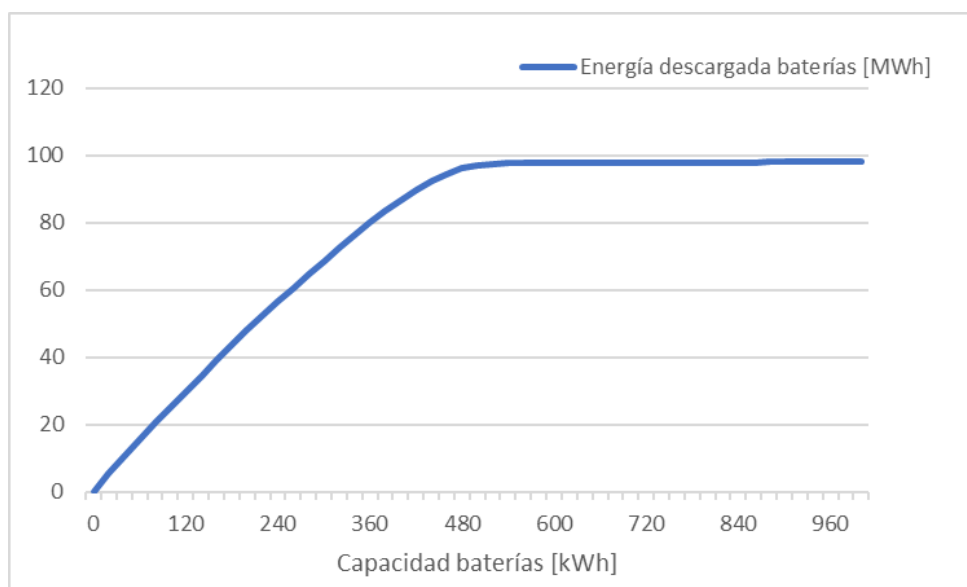


Figura 17. Relación capacidad baterías – energía descargada

Tabla 5. Capacidad baterías a estudio

Categoría	Potencia fotovoltaica (kW)	Energía baterías (kWh)
Residencial	2	4.5
Comercial	16	40
Industrial	160	400

A la hora de las simulaciones se han tenido en cuenta los siguientes baterías en relación a pérdidas asociadas al proceso de conversión electroquímica y al almacenamiento: eficiencia de carga, 95%; capacidad máxima de descarga (20%).

3.5. Costes de instalación

Los costes de instalación hacen referencia al precio total del sistema, incluyendo el material necesario, la mano de obra y las tasas. Se van a emplear valores medios de instalación por Wp instalado. Para determinar qué valor se utiliza como indicador se ha recurrido a diversas fuentes y organizaciones. Se destaca el informe anual de la fotovoltaica en España de la Agencia Internacional de la Energía (IE) [21], el informe anual de la Unión Española Fotovoltaica (UNEf) y el informe de costes del National Renewable Energy Laboratory [22]. A partir de estos informes se obtiene una estimación del precio del Wp. Se hace una diferenciación de precio para los diferentes segmentos de mercado. Al tratarse de economías de escala, mayores dimensionamientos suponen un ahorro de costes unitarios en €/Wp. A su vez, el IVA es deducible para las empresas, afectando este hecho a los sectores comercial e industrial.

Tabla 6. Costes unitarios instalaciones fotovoltaica

Categoría	Precio [€/Wp]
Residencial	2.07
Comercial	1.5
Industrial	1.26

Para el coste de las baterías, se ha tomado como referencia los informes anuales de BNEF y de la agencia

internacional de la energía. El BNEF fija el precio de las baterías de ion litio en 212 \$/kWh para determinadas aplicaciones como vehículos eléctricos. Atendiendo a aplicaciones para autoconsumo el precio actual se encuentra en 500€/kWh.

Durante la vida útil de la instalación es necesario un reemplazamiento de baterías. Dado la constante bajada de precios de las baterías, hay que tener en cuenta este matiz a la hora del estudio. Según el estudio de BNEF, se prevé una bajada del precio de las baterías para 2025 del 53% y para el 2030 del 67%. Considerando el inicio del estudio en el año 2018, la instalación de las nuevas baterías se sitúa en torno al año 2030. Se aplica un criterio conservador, tomando el valor de reducción de costes previsto para 2025.

4 ANÁLISIS DE AUTOCONSUMO EN SECTOR RESIDENCIAL

En este capítulo se detallan los resultados obtenidos en las simulaciones y estudios económicos realizados para una vivienda. Se hace ayuda del software SAM. Todas las instalaciones simuladas son de conexión a red. Se analizan distintas potencias y distintas modalidades de autoconsumo. Por último, se estudia la posibilidad de incluir baterías de almacenamiento en el sistema.

4.1. Datos de partida

Se trata de una vivienda ubicada en Sevilla, con una potencia contratada de 3,3 kW. Dicha vivienda se encuentra habitada durante todo el año y es habitada por cuatro personas. Se disponen de los perfiles medios de consumo a partir de medidas reales del contador, Figura 18.

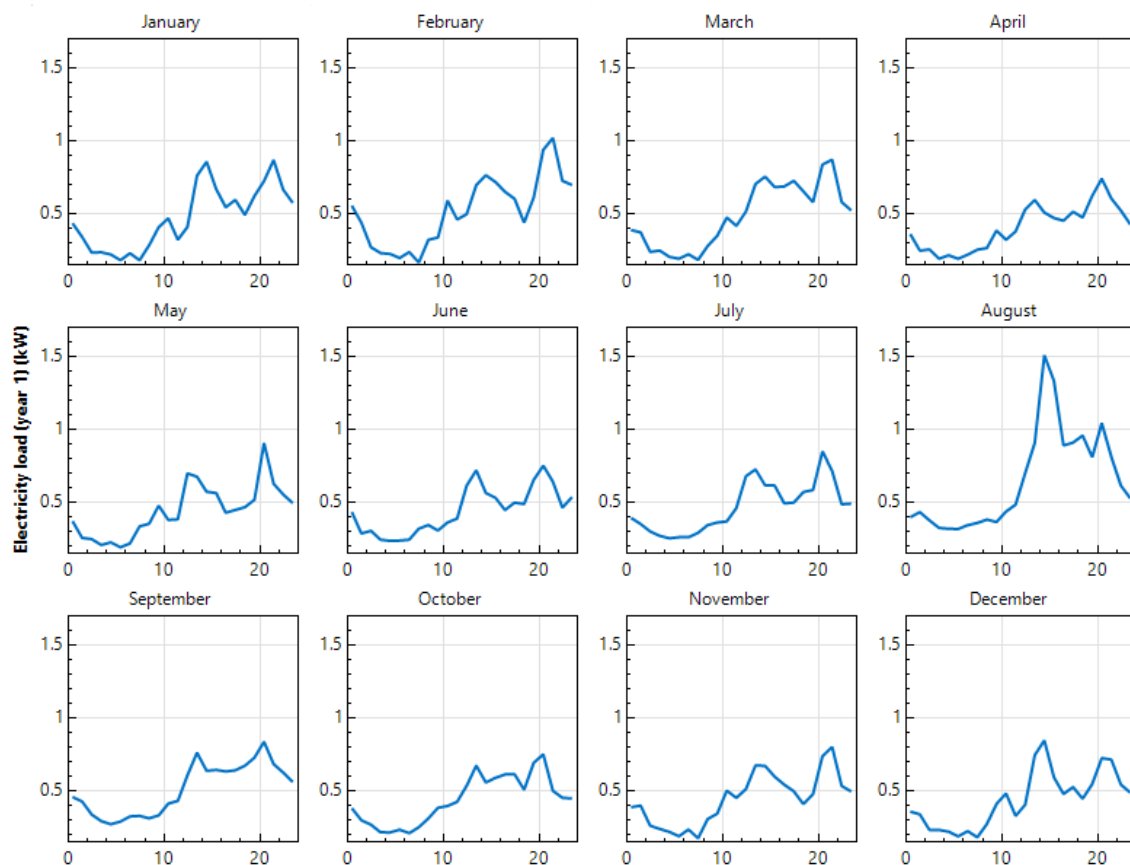


Figura 18. Perfiles mensuales demanda vivienda

A la vista de los perfiles, se observa como norma general un incremento del consumo en torno a las 8 h de la mañana. Se corresponde con el inicio de los hábitos diarios de la familia. Los dos mayores picos de consumo se presentan en torno a las 14 h y las 20 h, relacionados con las horas de comida en la vivienda, debido al uso de los electrodomésticos de cocina. Destaca el mes de agosto, con valores de demanda superiores correspondientes al consumo eléctrico de aparatos de climatización. En Figura 19 se muestra el consumo

medio diario por mes. Se observa un valor aproximado, en torno a 350 kWh al mes, con la excepción de agosto con un valor cercano a 500 kWh.

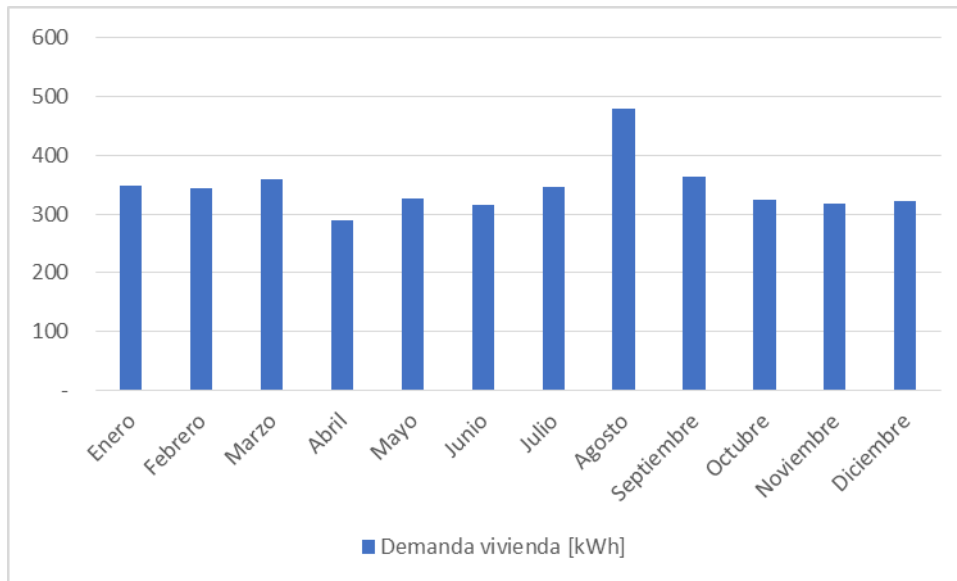


Figura 19. Demanda mensual vivienda

Como se describe en el apartado 3.4.1.2 Potencia del sistema fotovoltaico, las potencias de estudio de las instalaciones se determinan según las curvas que relacionan el tamaño de la instalación con los porcentajes de energía autoconsumida, Figura 20. Para el primer criterio descrito, el valor máximo de la segunda derivada en la curva cobertura de la demanda – potencia instalada es para 0.7 kW. El segundo criterio, donde se produce el punto de inflexión en la relación entre la potencia de la instalación y el porcentaje de la energía generada que se autoconsume, determina un tamaño de 1.0 kW. El tercer criterio, donde se alcanza el 75% del valor máximo que puede alcanzar la cobertura de la demanda es 2 kW.

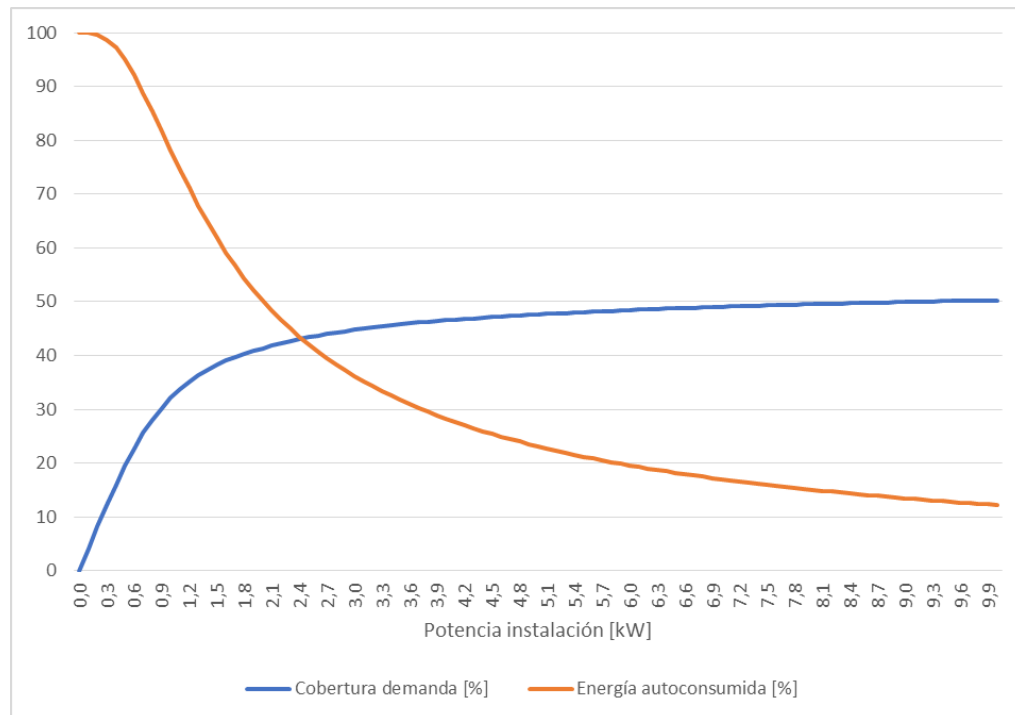


Figura 20. Energía autoconsumida y cobertura de la demanda en función de la potencia instalada, caso residencial.

4.2. Tarifas eléctricas

Para cuantificar en términos económicos, el ahorro que supone una instalación, se debe conocer el precio a la que el usuario compra la energía eléctrica, los términos de energía. Existen en el mercado numerosas comercializadoras y tarifas. No es objeto de este estudio, valorar cual es la mejor tarifa eléctrica para una instalación. Se va a considerar una tarifa de discriminación horaria de la comercializadora de referencia de la zona. Ya que, con una instalación fotovoltaica, el consumo de la red eléctrica se realiza principalmente en horas sin sol, es siempre viable estar acogido a esta modalidad en lugar de a una tarifa fija. Los precios en términos de energía se detallan en la Tabla 7. Término de energía tarifa 2.0 DHA El periodo punta se considera desde las 13 h hasta las 23 h en verano, y desde las 12 h hasta las 22 h en invierno.

Tabla 7. Término de energía tarifa 2.0 DHA

Periodo	Término de energía [€/kWh]
Punta	0,144026
Valle	0,064832

4.3. Instalación de 0.7 kW

Se estudia en primer lugar la instalación de menor tamaño. Se muestran los perfiles de consumos medios mensuales, curva azul, junto a los perfiles de generación fotovoltaica, curva amarilla, Figura 21. Al ser una instalación de pequeña potencia, la energía generada sirve para cubrir la base de la demanda energética de la vivienda durante las horas de sol. Además, la presencia de un pico de consumo en horas de máxima generación, las 14h, beneficia al aprovechamiento energético de la instalación, reduciéndose el vertido de

excedentes.

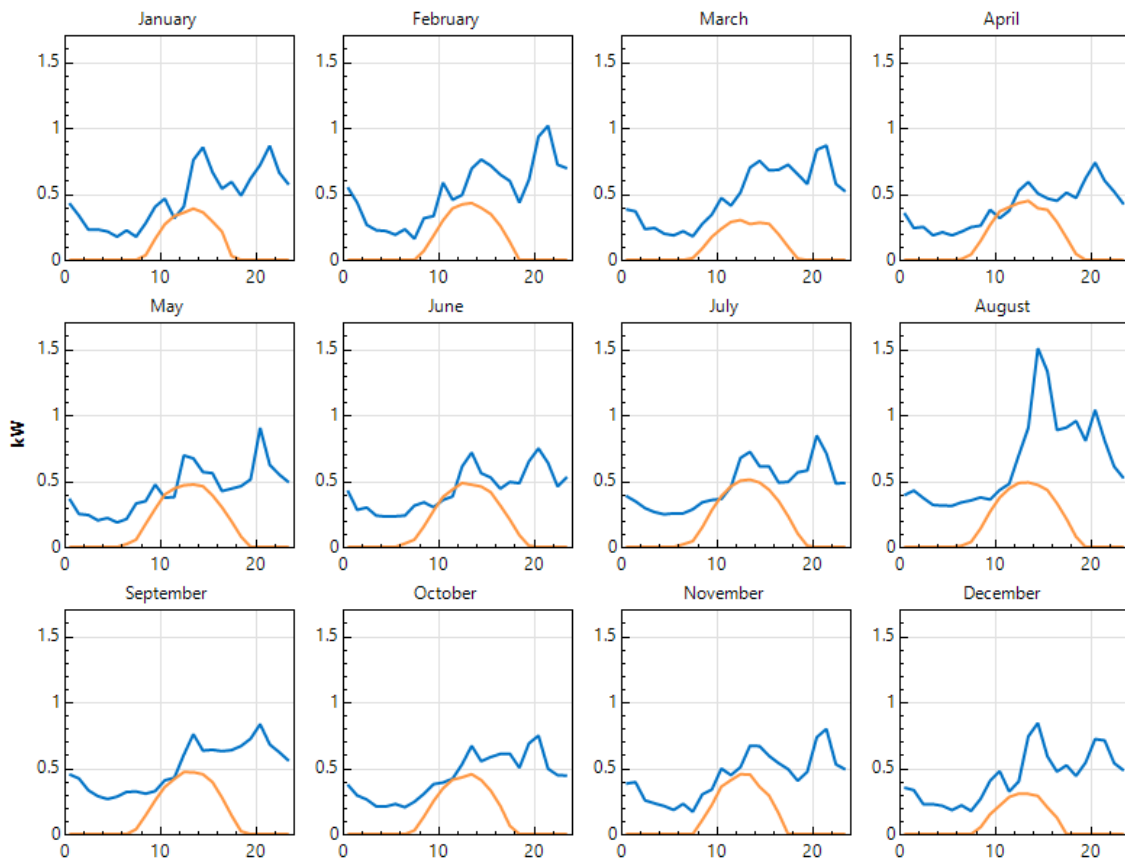


Figura 21. Perfiles mensuales de demanda y generación para 0,7 kW

En la Tabla 8, se muestran datos de producción anuales de la vivienda, resultado de las simulaciones para el primer año. La instalación genera 1.192 kWh, de los cuales se autoconsume 1.058 kWh, un 89%. Se estima un vertido a red de 134 kWh/año, que equivale a la demanda de la vivienda durante 12 días. Como se ha visto, al ser una instalación de pequeña potencia, se consume prácticamente la totalidad de la generación. En contraposición, el porcentaje de la demanda anual que se cubre es bajo. La cobertura anual de la demanda es de un 26% con esta instalación.

Tabla 8. Características técnicas instalación 0,7 kW

Datos técnicos	
Potencia (kWp)	0,7
Energía producida (kWh/año)	1.192
Energía autoconsumida (kWh/año)	1.058
Energía vertida a red (kWh/año)	134
Cobertura anual de la demanda (%)	26%
Energía autoconsumida (%)	89%

En la Figura 22 se muestra gráficamente el comportamiento mensual de la vivienda. Se muestran los valores de la demanda de la vivienda, así como la generación fotovoltaica, la energía autoconsumida y los excedentes vertidos a red. Se observa como la demanda de la red es menor durante los meses centrales, desde abril a julio, donde la generación es elevada, y los consumos son menores en relación a otros periodos del año. Cabe destacar la elevada demanda durante agosto, debido a ser el mes con un mayor gasto energético. En estos meses, incluido agosto, también se va a generar una mayor cantidad de excedentes, resultado de una mayor

generación fotovoltaica.

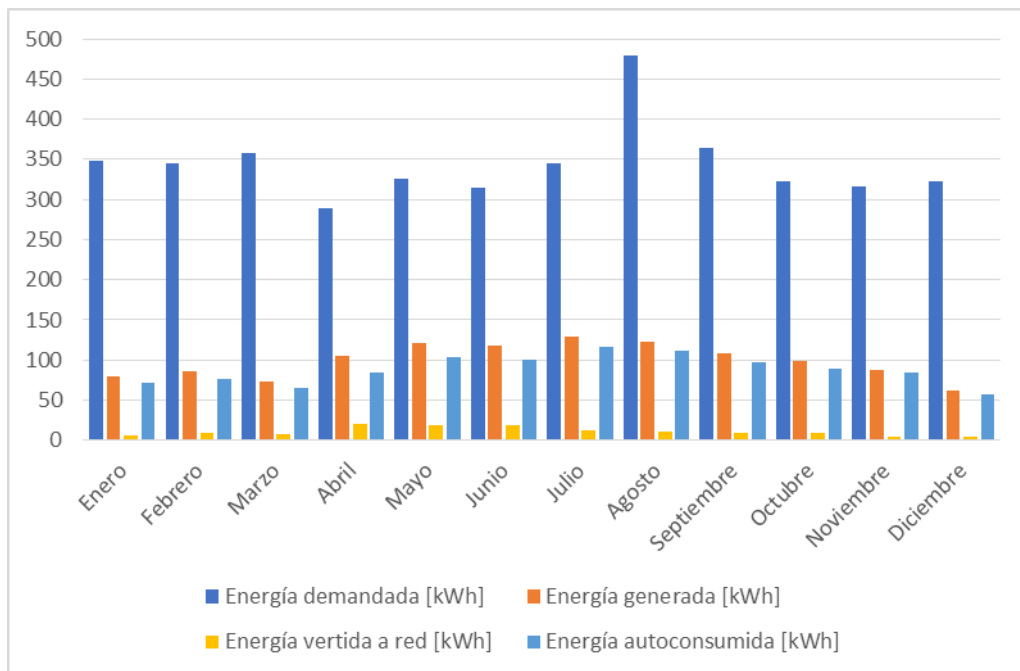


Figura 22. Valores mensuales de energía demandada, generada, vertida a red y autoconsumida para instalación de 0,7 kW.

El principal factor económico a la hora de disponer de una instalación fotovoltaica es el ahorro en la factura energética. En la Tabla 9, se muestran los valores mensuales de energía autoconsumida en el primer año. A su vez, los ahorros estimados para este primer estudio derivados de esta energía autoconsumida, incluyendo los ahorros derivados del pago del IVA y el impuesto de la electricidad.

Tabla 9. Valores mensuales técnicos y económicos instalación 0,7 kW

MES	Energía autoconsumida [kWh]	Ahorro energía autoconsumida [€]	Impuesto al sol [€]	Excedentes [kWh]	Venta de excedentes [€]	Beneficios balance neto [€]
Enero	72	10,90 €	3,55 €	7	0,29 €	0,69 €
Febrero	76	11,38 €	4,70 €	10	0,44 €	1,12 €
Marzo	65	9,48 €	3,99 €	8	0,25 €	0,88 €
Abril	85	12,58 €	5,26 €	21	0,73 €	2,22 €
Mayo	103	15,16 €	6,37 €	19	0,83 €	1,93 €
Junio	100	14,99 €	6,21 €	18	0,86 €	1,88 €
Julio	116	17,47 €	7,19 €	12	0,62 €	1,21 €
Agosto	111	16,70 €	6,89 €	11	0,53 €	1,09 €
Septiembre	98	14,55 €	6,04 €	10	0,40 €	0,96 €
Octubre	90	13,06 €	5,56 €	10	0,45 €	0,96 €
Noviembre	84	12,01 €	5,18 €	4	0,22 €	0,43 €
Diciembre	58	8,41 €	3,56 €	5	0,24 €	0,55 €
TOTAL	1.058	157 €	65 €	134	6 €	14 €

Se estima que se autoconsumen 1.058 kWh durante el primer año, lo que supone un ahorro en el primer año de 157 euros. Durante los meses de verano, donde la producción fotovoltaica es mayor, se obtiene un mayor

ahorro económico. Se aportan los costes de un hipotético impuesto a la energía autoconsumida. Este peaje penaliza el autoconsumo en 65 euros, lo que implica una reducción del 41% del ahorro por la energía autoconsumida. Además, se aportan las posibles ganancias por la venta de excedentes. Al autoconsumirse un alto porcentaje de la energía generada en la instalación, la cantidad de excedentes supone un valor muy bajo. Además, esta se vende a precio de pool, el cual es más bajo que el precio de compra. Por tanto, la cantidad estimada de ingresos por venta de excedentes es de aproximadamente 6 euros. Con la aplicación de un mecanismo de compensación mediante la modalidad de balance neto, se estiman unos ahorros anuales extras de 14 euros.

En la Tabla 10, se muestran los indicadores económicos resultado del estudio. Se compara la nueva normativa, con la aplicación del RD 15/2018, con la anterior (RD 900/2015). Para la modalidad sin excedentes, no hay diferencia entre ambas normativas dentro de los aspectos económicos analizados. Los pagos por cargos por energía autoconsumida no se aplican. Esto se debe a que la normativa anterior eximía del impuesto a la energía autoconsumida a las instalaciones menores de 10 kW sin venta de excedentes

Tabla 10. Datos económicos instalación de 1 kW

	Sin excedentes		Con excedentes		Balance neto
	RD 900/2015	RD 15/2018	RD 900/2015	RD 15/2018	
					-
Ahorro bruto [€/año]	158 €	158 €	164 €	164 €	171 €
Cargo autoconsumo [€/año]	-	-	65 €	-	-
Ahorro neto [€/año]	143 €	143 €	84 €	149 €	157 €
Inversión inicial [€]	1.449 €	1.449 €	1.449 €	1.449 €	1.449 €
Periodo de retorno [años]	9,48	9,48	14,05	9,11	8,69
IR [%]	2,98	2,98	2,08	3,11	3,27
VAN [€]	2.867 €	2.867 €	1.571 €	3.059 €	3.295 €

El periodo de retorno para la modalidad sin excedentes es de 9,48 años, obteniendo un índice de rentabilidad de 2,98. Los ingresos estimados en el primer año por la venta de excedentes son de 6 euros. Esta cantidad, apenas afecta a los resultados económicos, sin considerar cargos por autoconsumo. Si se acoge al antiguo RD 900/2015, acogerse a la modalidad con excedentes aumenta el periodo de retorno de la inversión hasta los 14 años, debido al pago de 65 euros anuales por cargos a la energía autoconsumida. Queda evidenciado, como con la anterior legislación para instalaciones de pequeña potencia, acogerse a esta modalidad es improductivo.

Estudiando la aplicación del mecanismo de balance neto, se aumenta la rentabilidad del proyecto en un 10% como consecuencia de obtener un beneficio de los excedentes. Los beneficios del balance neto son superiores a los de una venta de excedentes. Se debe a que estos se venden a precio pool, el cual es menor que el precio de compra de la energía pagado por el consumidor.

Los resultados para esta primera instalación ofrecen valores positivos en términos de inversión económica. Con el nuevo RD, el periodo de retorno se sitúa en 9 años. Acogiéndose a la normativa anterior, al no existir cargos por autoconsumo se obtienen periodos de retorno de inversión bajos para la modalidad sin excedentes. Con la antigua legislación, acogerse a la modalidad con excedentes tiene una repercusión negativa en los resultados, convirtiéndose en una opción nada aconsejable.

4.4. Instalación de 1.0 kW

Se muestran en la Figura 23, los perfiles mensuales de la demanda, curva amarilla, y la generación fotovoltaica, curva azul. Al incrementar la potencia del sistema, aumenta la cobertura de la demanda. En contraposición,

entre las 10 h y las 14 h donde se produce el primer pico destacado de consumo se produce un exceso de generación.

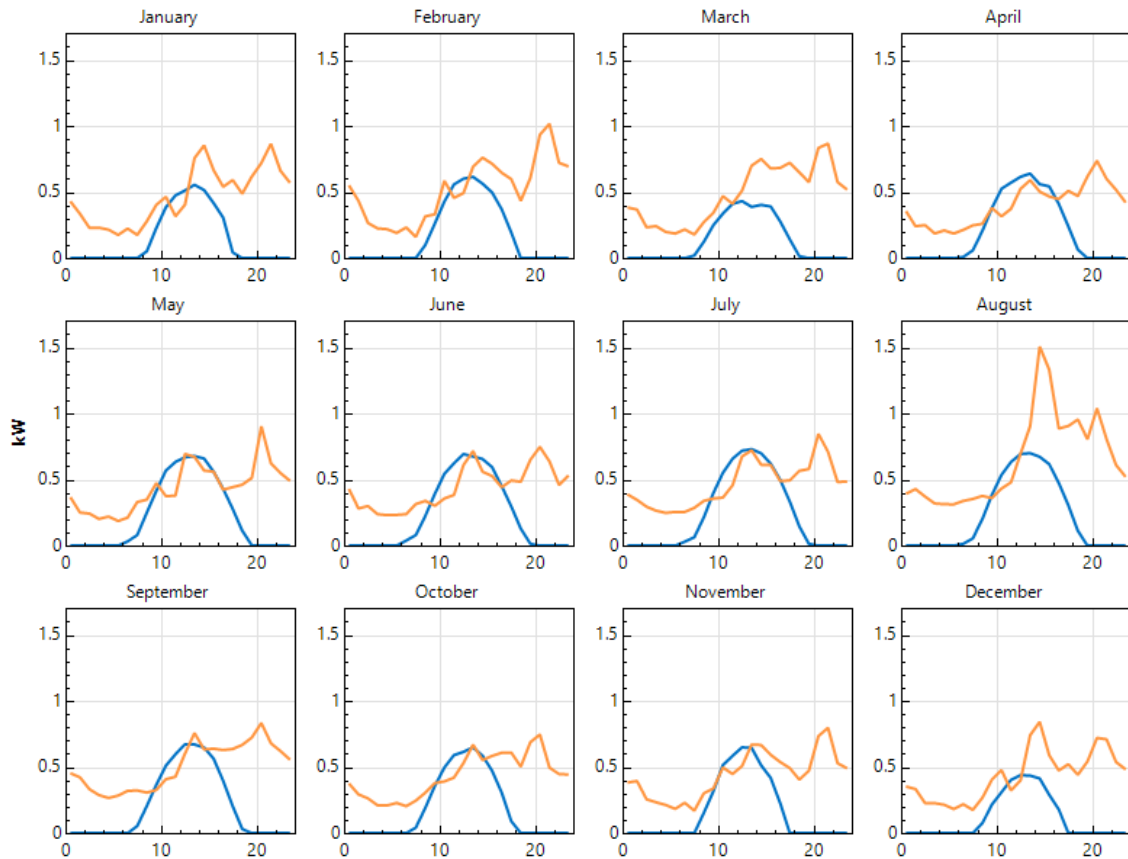


Figura 23. Perfiles mensuales de demanda y generación para 1 kW

En la Tabla 11, se muestran las características técnicas de la instalación. La instalación genera 1.703 kWh. Como se observan en las curvas mensuales, la energía generada se autoconsume en gran medida. En términos numéricos, se autoconsumen 1.329 kWh, lo que suponen un 78% de la energía fotovoltaica generada. El vertido a red es de 373 kWh/año, lo que supone triplicar la cantidad de excedentes respecto a la instalación anterior. De la demanda eléctrica anual de la vivienda, 4.132 MWh, se estima una cobertura de la demanda del 32%.

Tabla 11. Características técnicas instalación 1 kW

Datos técnicos	
Potencia (kWp)	1,0
Energía producida (kWh/año)	1.703
Energía autoconsumida (kWh/año)	1.329
Energía vertida a red (kWh/año)	373
Cobertura anual de la demanda (%)	32%
Energía autoconsumida (%)	78%

En la Figura 24 se representan gráficamente los valores mensuales de la demanda de la vivienda, la generación fotovoltaica y la demanda de la red. Siguiendo el patrón de la instalación anterior, la demanda de la red es menor entre los meses de abril y julio, debido a una mayor generación y consumos menores. Una mayor generación está ligada a un mayor vertido de excedentes. Los vertidos a red son mayores entre los meses de

abril y junio, debido a que dentro de los meses donde la generación es superior, estos tienen una menor demanda energética.

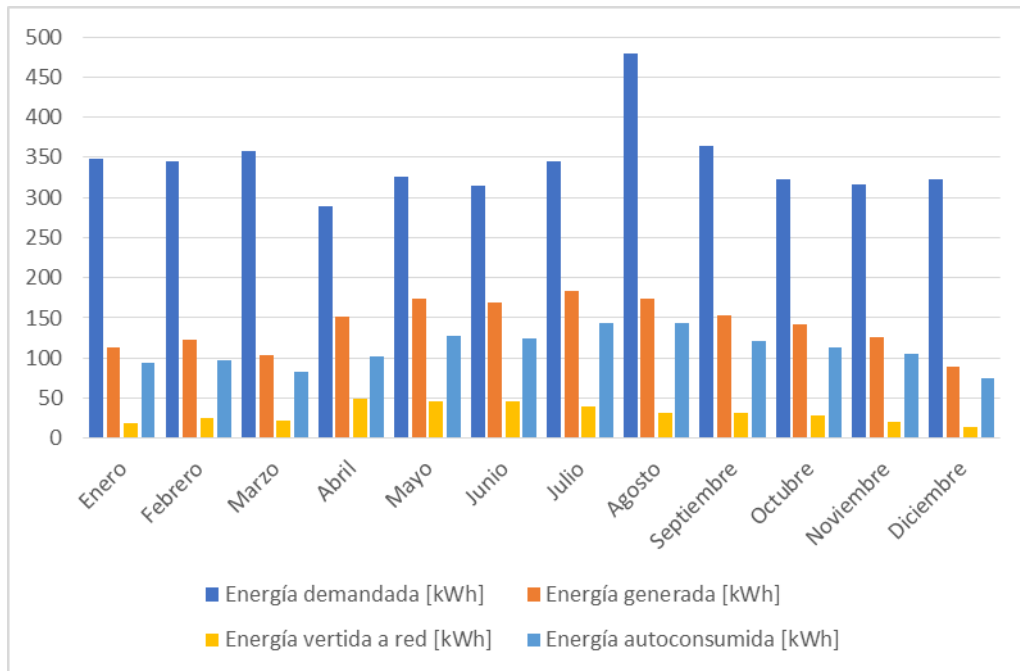


Figura 24. Valores mensuales de energía demandada, generada, vertida a red y autoconsumida para instalación de 1kW

En la Tabla 12 se muestran los ahorros estimados para esta instalación en su primer año, derivados de la energía autoconsumida. Se incluyen los ahorros derivados del pago del IVA y el impuesto de la electricidad. Se detallan también los hipotéticos costes del impuesto a la energía autoconsumida, los excedentes y su posible aprovechamiento económico, así como los beneficios de aplicar el mecanismo de balance neto.

Tabla 12. Valores mensuales técnicos y económicos instalación 1 kW

MES	Energía autoconsumida [kWh]	Ahorro energía autoconsumida [€]	Impuesto al sol [€]	Excedentes [kWh]	Venta de excedentes [€]	Beneficios balance neto [€]
Enero	93	14 €	5 €	20	0,86 €	2 €
Febrero	98	15 €	6 €	25	1,12 €	3 €
Marzo	82	12 €	5 €	22	0,69 €	2 €
Abril	103	15 €	6 €	49	1,68 €	5 €
Mayo	127	19 €	8 €	46	2,07 €	5 €
Junio	124	19 €	8 €	46	2,16 €	5 €
Julio	144	22 €	9 €	40	2,01 €	4 €
Agosto	143	22 €	9 €	32	1,55 €	3 €
Septiembre	122	18 €	8 €	32	1,28 €	3 €
Octubre	113	17 €	7 €	29	1,34 €	3 €
Noviembre	105	15 €	7 €	20	1,02 €	2 €
Diciembre	75	11 €	5 €	14	0,68 €	2 €
TOTAL	1.329	199 €	81 €	373	16 €	40 €

El ahorro anual estimado para el primer año es de 199 euros, derivados del ahorro de autoconsumir 1.329 kWh y el consecuente pago de impuestos. Se generan 373 kWh, siendo mayor la producción de estos entre los meses de abril y julio. De estos excedentes se obtendrían unos beneficios de 16 euros anuales. En el caso de aplicar el mecanismo de balance neto, se obtienen unos beneficios extra de 40 euros, al valorarse a un mayor valor la energía.

A continuación, se aportan los resultados económicos para las distintas modalidades, Tabla 13. Nuevamente, no se observan diferencias en los resultados para la modalidad sin excedentes. Para la modalidad con excedentes, los resultados se ven afectados por la aplicación de cargos al autoconsumo según el RD 900/2015.

Tabla 13. Datos económicos instalación de 1 kW

	Sin excedentes		Con excedentes		Balance neto
	RD 900/2015	RD 15/2018	RD 900/2015	RD 15/2018	
					-
Ahorro bruto [€/año]	200 €	200 €	217 €	217 €	240 €
Cargo autoconsumo [€/año]	-	-	82 €	-	-
Ahorro neto [€/año]	179 €	179 €	114 €	197 €	219 €
Inversión inicial [€]	2.070 €	2.070 €	2.070 €	2.070 €	2.070 €
Periodo de retorno [años]	10,73	10,73	14,71	9,84	8,89
IR [%]	2,60	2,60	1,96	2,86	3,19
VAN [€]	3.316 €	3.316 €	1.986 €	3.856 €	4.543 €

Para la modalidad sin excedentes, el periodo de retorno de la inversión es de 10,73 años, con un índice de rentabilidad de 2,60. Como ocurre en la instalación anterior, los reducidos ingresos extras que aporta la posible venta de excedentes, hacen que la rentabilidad apenas se incremente. El IR sube en 0,26 al acogerse a la modalidad de venta de excedentes. Si se agregan los costes por el impuesto a la energía autoconsumida, el periodo de retorno de la inversión se eleva hasta los 14,71 años. La rentabilidad de aplicar el balance neto aumenta en un 27% respecto a la modalidad sin excedentes, obteniendo un *payback* de 8,89 años.

Nuevamente se obtienen resultados positivos para los diferentes estudios. El periodo de retorno de la inversión ha subido respecto a la instalación anterior, debido principalmente a incrementar el porcentaje de excedentes generados. Se obtienen periodos de retorno de la inversión en torno a 10 años con la aplicación del nuevo RD. Con la anterior normativa y la aplicación de cargos por la energía autoconsumida, acogerse a la modalidad con excedentes eleva el retorno a 15 años.

4.5. Instalación de 2 kW

En este tercer estudio, se duplica la potencia instalada respecto al estudio anterior. Se representan en la Figura 25 las curvas mensuales de generación (amarillo) y consumo (azul). La generación supera a la demanda durante las horas centrales del día, lo que propicia un exceso de generación. Entre diciembre a marzo, meses donde se recibe menos radiación solar, la generación fotovoltaica es consecuentemente menor. En estos meses, la instalación fotovoltaica sirve para cubrir la demanda energética diaria, sin generar excesivos excedentes. El resto, de meses, a excepción de agosto, donde la demanda es mayor, la generación supera a la demanda notablemente, haciendo que se produzca un porcentaje elevado de vertidos a red.

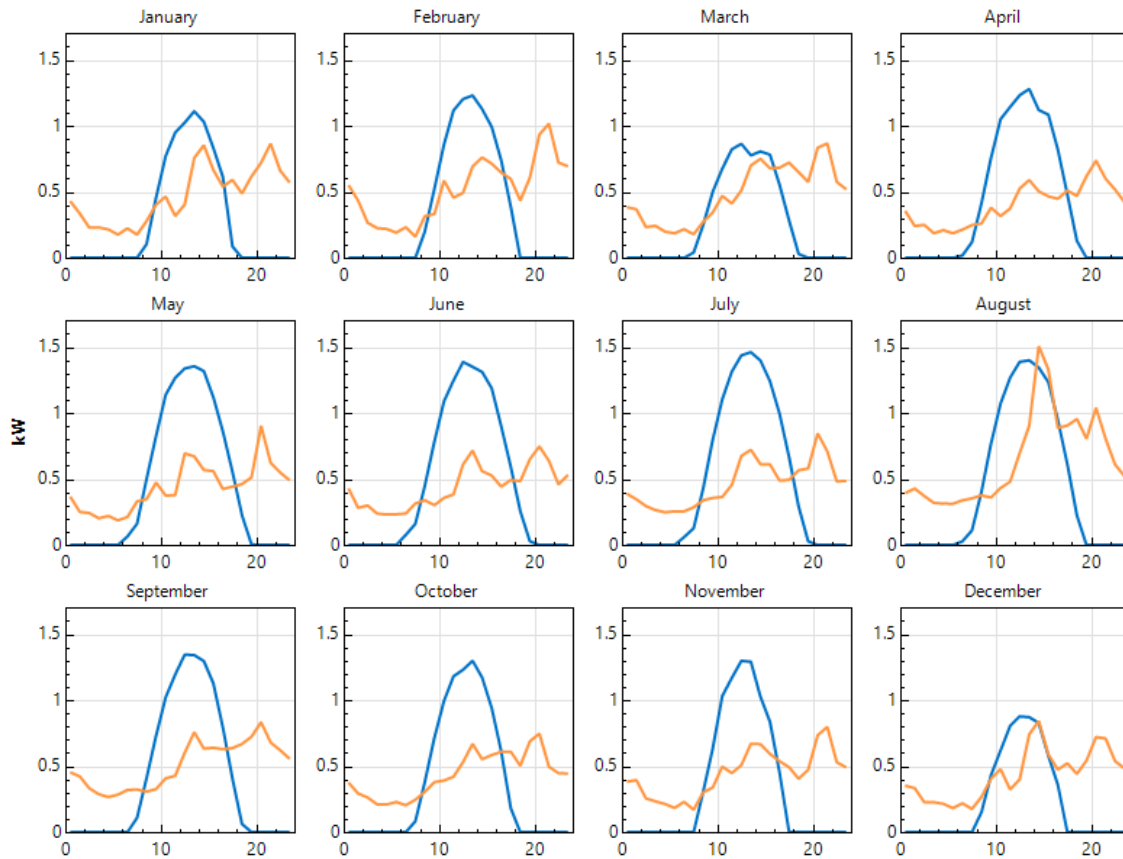


Figura 25. Perfiles mensuales de demanda y generación para 2 kW

En la Tabla 14 se muestran datos energéticos anuales del sistema. La instalación genera 3.405 kWh, de los cuales se autoconsume el 50%, 1.709 kWh. Por tanto, aproximadamente la misma cantidad va a verterse a red, 1.696 kWh. La instalación da una cobertura del 41% de la demanda de la vivienda.

Tabla 14. Características técnicas instalación 2 kW

Datos técnicos	
Potencia (kWp)	2,0
Energía producida (kWh/año)	3.405
Energía autoconsumida (kWh/año)	1.709
Energía vertida a red (kWh/año)	1.696
Cobertura anual de la demanda (%)	41%
Energía autoconsumida (%)	50%

En la Figura 26 se muestran gráficamente los valores mensuales de la demanda de la vivienda, la generación fotovoltaica y la demanda de la red. Se observa como la generación fotovoltaica supera a la demanda entre abril y julio, por lo que son meses con un mayor vertido de excedentes. En relación a la energía autoconsumida, esta es mayor en los meses con mayor demanda, destacando el mes de agosto.

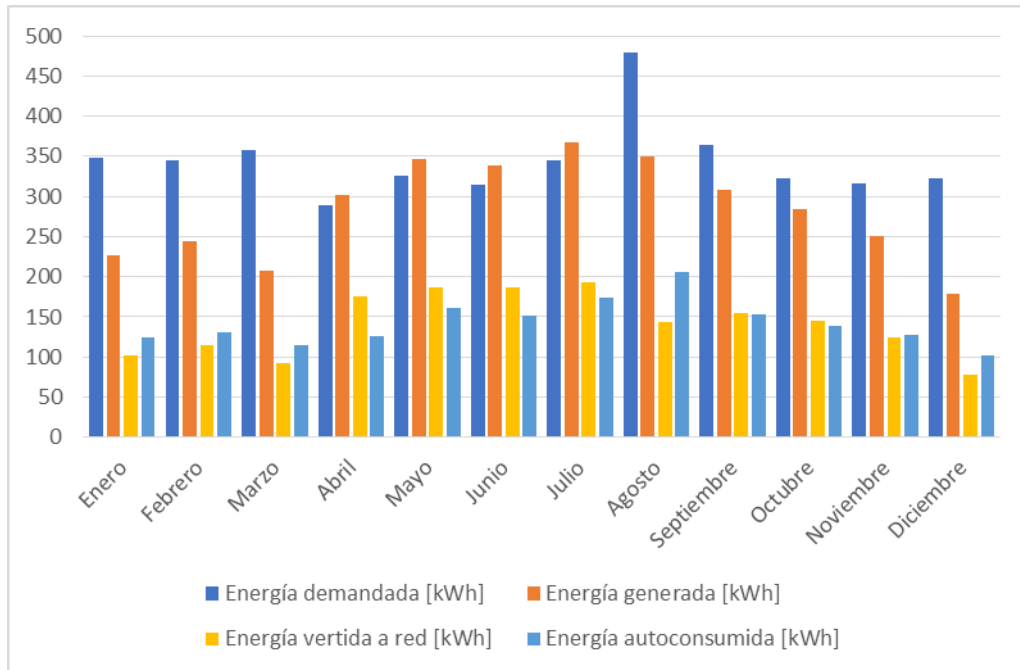


Figura 26. Valores mensuales de energía demandada, generada, vertida a red y autoconsumida para instalación de un 2 kW

En la Tabla 15 se muestran los valores mensuales para el primer año de la energía autoconsumida, el ahorro derivado de esta y el impuesto a esta energía. Por otro lado, se detallan los excedentes vertidos a la red eléctrica, su aprovechamiento económico, ya sea como venta directa o por el mecanismo de balance neto.

Tabla 15. Valores mensuales técnicos y económicos instalación 2 kW

MES	Energía autoconsumida [kWh]	Ahorro energía autoconsumida [€]	Impuesto al sol [€]	Excedentes [kWh]	Venta de excedentes [€]	Beneficios balance neto [€]
Enero	125	19 €	6 €	101	4 €	12 €
Febrero	130	20 €	8 €	115	5 €	13 €
Marzo	115	17 €	7 €	92	3 €	10 €
Abril	127	19 €	8 €	176	6 €	17 €
Mayo	161	24 €	10 €	186	8 €	17 €
Junio	152	23 €	9 €	187	9 €	16 €
Julio	174	26 €	11 €	194	10 €	17 €
Agosto	206	32 €	13 €	143	7 €	15 €
Septiembre	152	23 €	9 €	155	6 €	17 €
Octubre	139	21 €	9 €	145	7 €	16 €
Noviembre	127	19 €	8 €	124	6 €	14 €
Diciembre	101	15 €	6 €	78	4 €	9 €
TOTAL	1.709	257 €	104 €	1.696	75 €	173 €

Se autoconsumen 1.709 kWh, lo que implica un ahorro para el primer año de estudio de 257 euros. En caso de

aplicarse el impuesto a la energía autoconsumida, este se elevaría a los 104 euros, lo que implica un considerable descenso de la rentabilidad. Los ahorros netos se reducen en un 40%. Como se observó en la figura anterior, el mes de agosto obtiene el mayor valor en energía autoconsumida, autoconsumiéndose 206 kWh durante este mes. En cuanto a los excedentes generados, estos son de 1.696 kWh. Éstos implican un beneficio de 75 euros anuales considerando la venta de excedentes durante el primer año, aumentando a 173 euros considerando el balance neto.

Por último, se muestran en la Tabla 16 los resultados económicos para esta última instalación para las distintas modalidades. Al continuar siendo una instalación de potencia inferior a 10 kW, los resultados no se ven afectados por el “impuesto al sol” para la modalidad sin excedentes.

Tabla 16. Datos económicos instalación de 2 kW

	Sin excedentes		Con excedentes		Balance neto
	RD 900/2015	RD 15/2018	RD 900/2015	RD 15/2018	
					-
Ahorro bruto [€/año]	259 €	259 €	339 €	339 €	432 €
Cargo autoconsumo [€/año]	-	-	105 €	-	-
Ahorro neto [€/año]	217 €	217 €	192 €	297 €	390 €
Inversión inicial [€]	4.140 €	4.140 €	4.140 €	4.140 €	4.140 €
Periodo de retorno [años]	16,99	16,99	17,43	12,74	9,90
IR [%]	1,56	1,56	1,57	2,15	2,84
VAN [€]	2.308 €	2.308 €	2.368 €	4.772 €	7.631 €

Para la modalidad sin excedentes, la rentabilidad y el periodo de retorno de la inversión aumentan respecto a las anteriores instalaciones de menor potencia. El periodo de retorno alcanza los 17 años para esta modalidad. En este caso el 50% de la generación fotovoltaica no se aprovecha directamente, vertiéndose a la red. Se trata de una cifra significativa, por lo que al considerar la venta de excedentes la rentabilidad del proyecto aumenta. Se reduce el periodo de retorno hasta los 12,74 años. Si se aplica el “impuesto al sol”, el periodo aumenta en medio año respecto a la modalidad sin excedentes. Los beneficios del balance neto para el consumidor se vuelven a apreciar en este estudio. En comparación con la modalidad sin excedentes, el índice de rentabilidad asciende desde el 1,56 a 2,84, subiendo en un 83%.

A diferencia de los estudios anteriores, se presenta un volumen importante de excedentes vertidos a red. Es por eso que, en la modalidad sin excedentes, el retorno de la inversión se incrementa notablemente. Además, se observa que, si se venden los excedentes, con el RD 900/2015, los posibles ingresos son inferiores al cargo por la energía autoconsumida. Por tanto, con la anterior legislación, no es rentable acogerse a la modalidad con excedentes.

4.6. Comparativa de resultados

En esta sección se comparan conjuntamente los resultados obtenidos de los diferentes estudios. Previo a mostrar el conjunto de los resultados económicos del estudio, se aportan los valores de energía generada y autoconsumida, que ayuda a comprender los resultados posteriores, Tabla 17. La rentabilidad de la instalación debe ser mayor cuanto mayor sea el porcentaje de energía autoconsumida. Es decir, se debe evitar verter a red la mayor cantidad posible. El incremento de la potencia de la instalación implica un crecimiento exponencial de vertidos a red. Con la instalación de menor tamaño se vierten 134 kWh, alcanzado los 1.709 kW para la de 2kW. Esto implica pasar de verter solo el 11% de la energía generada por la instalación, al 50%.

Tabla 17. Comparativa valores técnicos, sector residencial

Potencia (kWp)	0,7	1,0	2,0
Energía producida (kWh/año)	1.192	1.703	3.405
Energía autoconsumida (kWh/año)	1.058	1.329	1.709
Energía vertida a red (kWh/año)	134	373	1.696
Cobertura anual de la demanda (%)	26%	32%	41%
Energía autoconsumida (%)	89%	78%	50%

En primer lugar, se muestran los resultados no considerando la venta de excedentes, por lo que los únicos beneficios provienen del ahorro por la energía que se autoconsume. Este resultado está marcado por el aprovechamiento de la energía generado, el porcentaje de la energía generada que se consume directamente en la vivienda. Como se ha visto en la Tabla 17, al incrementar la potencia de la instalación este valor se reduce exponencialmente. A la vista de los resultados en Tabla 18, se corrobora este hecho. Cuanto menor es la potencia de la instalación menor es el periodo de retorno de la inversión y mayor el índice de rentabilidad. A su vez se destaca como la instalación de 1 kW, tiene un mayor valor del VAN.

Tabla 18. Comparativa de resultados económicos sin venta de excedentes, sector residencial

	0.7 kW	1 kW	2 kW
Inversión inicial [€]	1.449 €	2.070 €	4.140 €
Periodo de retorno [años]	9,48	10,73	16,99
IR [%]	2,98	2,60	1,56
VAN [€]	2.867 €	3.316 €	2.308 €

A continuación, se comparan los resultados valorando la venta de excedentes eléctricos. Se aportan los resultados para una instalación siguiendo la nueva normativa aprobada (RD 15/2018), Tabla 19 y con la aplicación del peaje por la energía autoconsumida, Tabla 20 que gravaba a cualquier instalación de autoconsumo que vende sus excedentes.

Tabla 19. Comparativa de resultados económicos con venta de excedentes RD 15/2018, sector residencial

	0.7 kW	1 kW	2 kW
Inversión inicial [€]	1.449 €	2.070 €	4.140 €
Periodo de retorno [años]	9,11	9,84	12,74
IR [%]	3,11	2,86	2,15
VAN [€]	3.059 €	3.856 €	4.772 €

Se analizan los datos sin considerar el peaje a la energía autoconsumida. Para las instalaciones de 0.7 y 1 kW, donde el porcentaje de excedentes es reducido, la rentabilidad crece ligeramente respecto a la modalidad anterior. Para la instalación de 2 kW, el periodo de retorno de la inversión se ve muy reducido respecto a la no venta de excedentes. Analizando las tres instalaciones, a mayor potencia se obtiene menores IR y mayores periodos de retorno. En contraposición, se obtienen un mayor VAN a medida que se incrementa la potencia de la instalación.

Si se aplica el impuesto al sol, provoca que dichas inversiones empeoren notablemente su rentabilidad, obteniéndose valores de *payback* cercanos entre 14 y 17 años. Por lo que queda en evidencia que, con la legislación anterior, era improductivo acogerse a esta modalidad. Incluso para la instalación de 2 kW, donde se vierte el 50% de la energía generada, el retorno de la inversión aumenta ligeramente respecto a la

modalidad sin excedentes.

Tabla 20 . Comparativa de resultados económicos con venta de excedentes RD 900/2015, sector residencial

	0.7 kW	1 kW	2 kW
Inversión inicial [€]	1.449 €	2.070 €	4.140 €
Periodo de retorno [años]	14,05	14,71	17,43
IR [%]	2,08	1,96	1,57
VAN [€]	1.571 €	1.986 €	2.368 €

En la Tabla 21 se muestran los resultados de la aplicación de un hipotético mecanismo de compensación por los excedentes. Destaca claramente como para todas las instalaciones aumenta la rentabilidad de las inversiones resultados de sacar partido a toda la energía generada. Se obtienen índices de rentabilidad en torno a 3. La inversión se recupera en un periodo de 9 años aproximado para las tres instalaciones. En este caso, se obtienen valores superiores al incrementar la potencia, ya que el ahorro mensual por balance neto queda limitado al pago mensual que efectúa el usuario por la energía consumida de red. Para 1kW y 2kW, este límite llega a alcanzarse en varios meses.

Tabla 21. Comparativa de resultados económicos con balance neto, sector residencial

	0.7 kW	1 kW	2 kW
Inversión inicial [€]	1.449 €	2.070 €	4.140 €
Periodo de retorno [años]	8,69	8,89	9,90
IR [%]	3,27	3,19	2,84
VAN [€]	3.295 €	4.543 €	7.631 €

4.7. Sistema con baterías

Por último, se estudia la viabilidad de introducir un sistema de almacenamiento con baterías en la instalación. Se simulan en la última instalación estudiada, de 2 kW. En esta se generan excedentes suficientes para la carga de baterías.

Las simulaciones se realizan con el software SAM, que permite simular el comportamiento horario de una instalación de autoconsumo con baterías. Los resultados se presentan en el presente apartado. En la Figura 27, se representa el comportamiento mensual de las baterías. La curva amarilla representa la energía generada por la instalación fotovoltaica, mientras que la azul es la curva de la demanda energética de la vivienda. La diferencia positiva entre la generación y la demanda es igual a la energía que se almacena en las baterías, representada por la curva roja. La curva verde representa la descarga de energía del sistema de almacenamiento para abastecer la demanda. Las baterías comienzan a descargarse una vez decae la generación fotovoltaica, en torno a las 18 h. Se encarga de cubrir parte de las horas punta de la demanda nocturna de la vivienda. En los meses estivales, entre mayo y julio, va cubrir prácticamente la totalidad en este periodo.

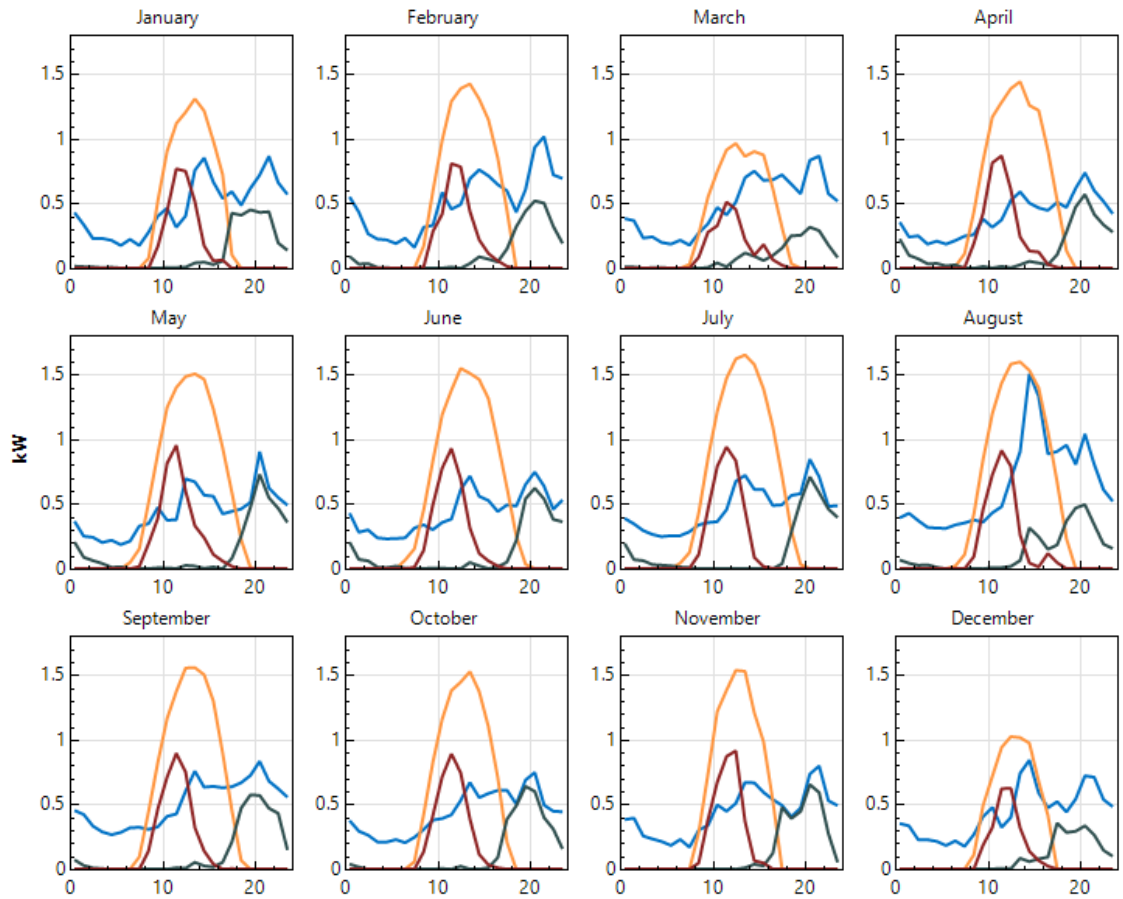


Figura 27. Comportamiento mensual baterías, caso residencial

En la Figura 28, se representa la energía demandada a la red eléctrica, curva roja, dando respaldo al sistema. La curva de color azul representa nuevamente la demanda de la vivienda.

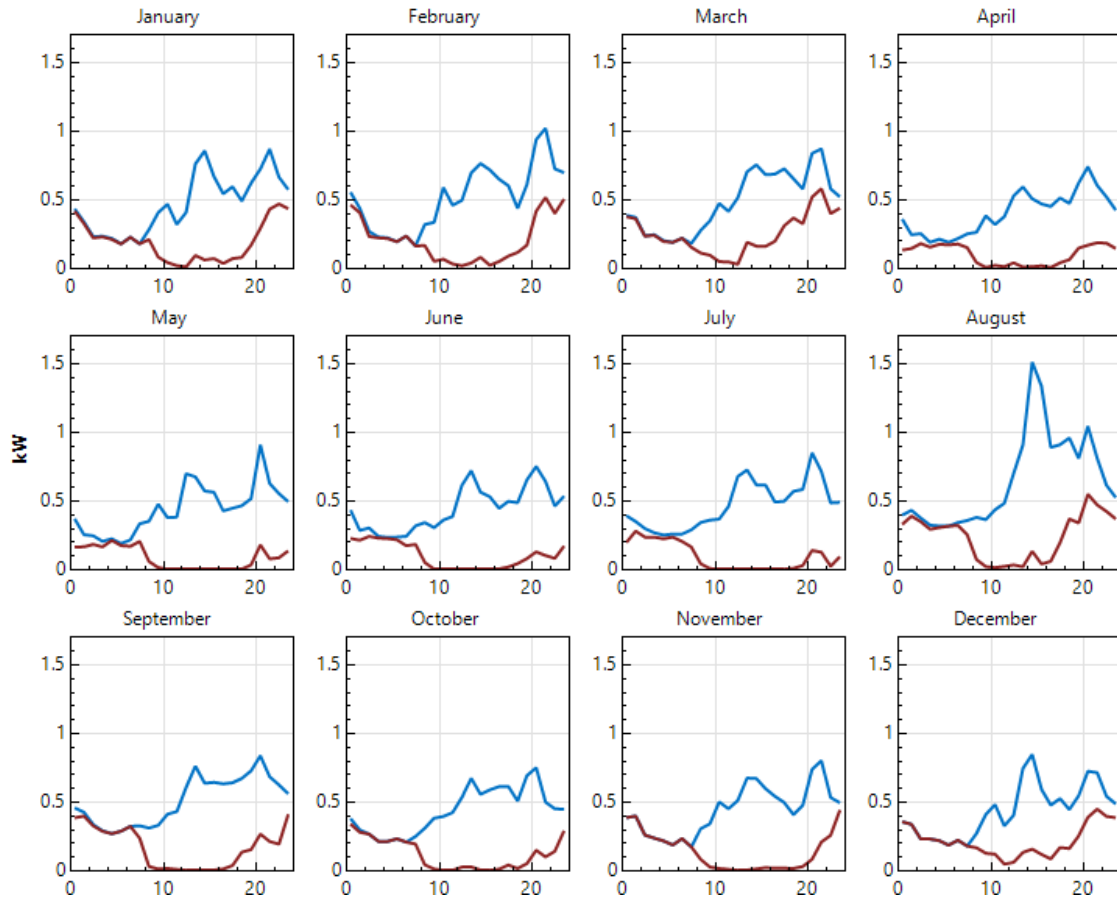


Figura 28. Respaldo mensual red eléctrica al sistema con baterías, caso residencial

El respaldo de la red eléctrica es menor entre los meses de abril y julio. Durante las horas centrales del día, la demanda se hace prácticamente nula. En estos meses, el consumo punta de las 20 h es abastecido en gran medida por las baterías. Durante la madrugada, la demanda es abastecida casi en su totalidad por la red eléctrica. El resto de meses, el pico de consumo de red eléctrica se produce a las 20 h. Las baterías cubren una parte de esta demanda, pero necesitan del respaldo de la red eléctrica.

Respecto a datos técnicos de la instalación de las baterías, se compara con el sistema sin baterías, Tabla 22. La energía producida es ligeramente menor, en 93 kWh, debido a las pérdidas que introduce en el sistema las baterías. Las baterías realizan una aportación de 841 kWh a la demanda de la vivienda, un 20% de esta. Esto hace que el porcentaje de energía autoconsumida aumente del 50% al 74%. La cobertura anual de la demanda alcanza el 61%, mientras que, sin estas, es de un 41%.

Tabla 22. Comparativa datos técnicos sistema con baterías, caso residencial

Datos técnicos	Sin baterías	Con baterías
Potencia (kWp)	2,0	2,0
Energía producida (kWh/año)	3.405	3.312
Energía autoconsumida (kWh/año)	1.709	1.688
Energía baterías (kWh/año)	-	841
Energía vertida a red (kWh/año)	1.696	604
Cobertura anual de la demanda (%)	41%	61%
Energía autoconsumida (%)	50%	74%
Reemplazo baterías (años)		13

En la Figura 29, se representan gráficamente, los valores mensuales de la energía autoconsumida, la descarga por la batería y la demanda de red eléctrica. Entre los meses de abril y junio, se consigue cubrir gran parte de la demanda mediante el sistema fotovoltaico más las baterías. Entre diciembre y marzo, debido a recibir menos radiación, se necesita de un mayor respaldo de la red eléctrica. Este hecho se repite en agosto, consecuencia de una mayor demanda energética.

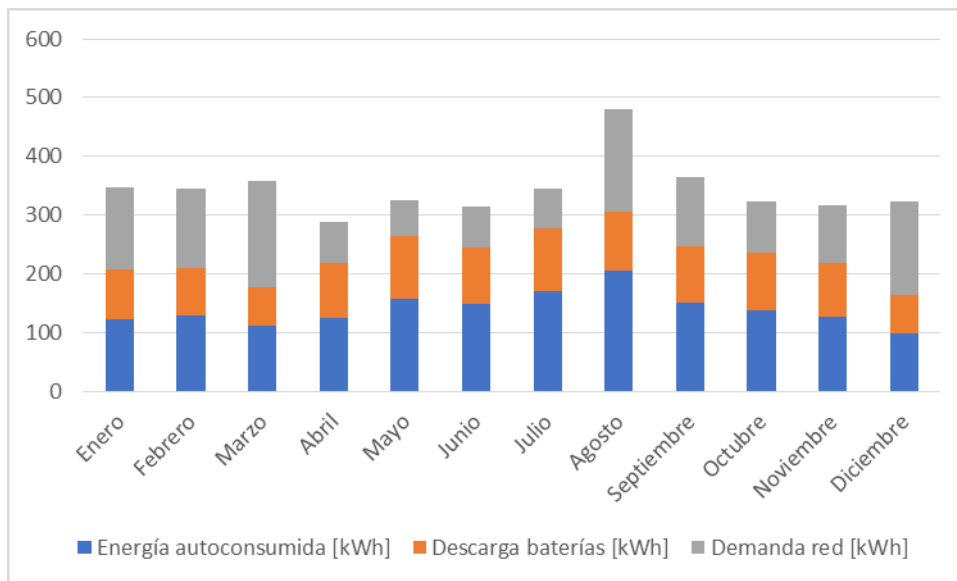


Figura 29. Valores mensuales energía autoconsumida, descarga batería y demanda red, sector residencial

Se presentan en la Tabla 23, los resultados económicos de este estudio. Se muestran junto a los resultados a la instalación sin sistema de almacenamiento. Consecuencia del aporte energético de las baterías, se consigue un ahorro extra de 97 euros anuales durante este primer año. En contraposición, la instalación necesita de una inversión extra por la instalación de las baterías. La inversión extra inicial es de 2.722 euros. Las baterías se reemplazan cuando se encuentran al 50% de su capacidad. Esta ocurre a los 13 años, por lo que se necesita reemplazarla. El coste de reemplazarla se estima en 1.279 euros.

Se observa que el ahorro extra derivado de las baterías no compensa la inversión inicial. El periodo de retorno se incrementa hasta los 18,73 años.

Tabla 23. Comparativa datos económicos sistemas con baterías

	Sin baterías	Con baterías
Ahorro bruto [€/año]	339 €	452 €
Ahorro neto [€/año]	297 €	394 €
Inversión inicial [€]	4.140 €	4.140 €
Inversión baterías [€]	-	2.722 €
	-	1.279 €
Periodo de retorno [años]	12,74	18.73
IR [%]	2,15	1,45
VAN [€]	4.772 €	3.101 €

5 ANÁLISIS DE AUTOCONSUMO EN SECTOR COMERCIAL

En este capítulo se detallan los resultados obtenidos en las simulaciones y estudios económicos realizados para la demanda eléctrica de un comercio. Este tipo de consumo se caracteriza por tener un horario de trabajo donde se concentra el consumo. Se hace ayuda del software SAM. Todas las instalaciones simuladas son de conexión a red. Se analizan distintas potencias y distintas modalidades de autoconsumo. Por último, se estudia la posibilidad de incluir baterías de almacenamiento en el sistema.

5.1. Datos de partida

El estudio se realiza sobre un comercio ubicado en Sevilla. La potencia contratada es de 12.5 kW. Los perfiles de energía se muestran en la Figura 30. Se disponen de los valores de consumo reales horarios obtenidos de la base de datos de SAM.

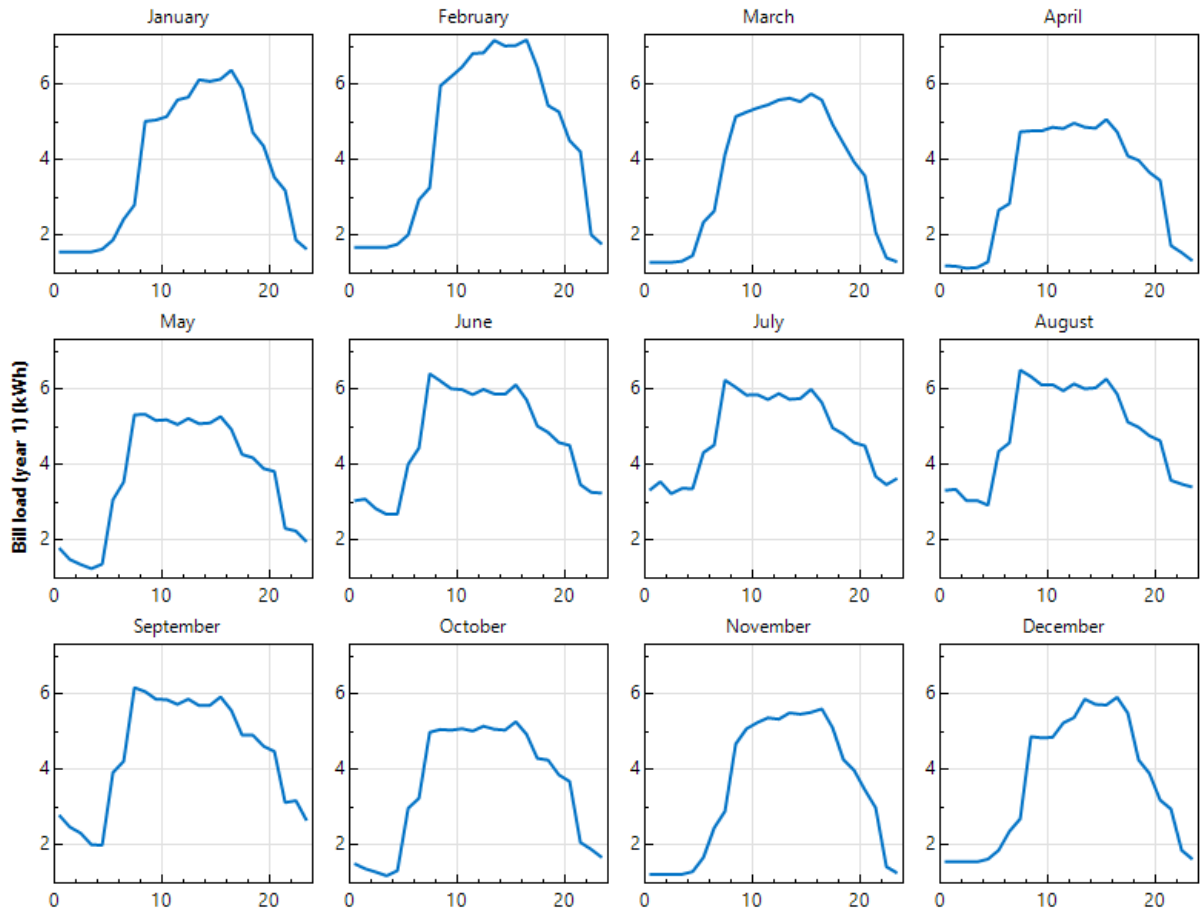


Figura 30. Perfiles mensuales demanda comercio

El perfil de la demanda se asocia al horario comercial, reduciéndose la demanda durante las horas nocturnas. Este hecho hace que la curva se asemeje a la de generación fotovoltaica, implicando un mayor aprovechamiento de esta. Ambas curvas, poseen una forma similar, aunque el inicio de la demanda energética comienza con anterioridad a la generación y finaliza con posterioridad al decrecimiento en la generación. La demanda energética anual del comercio se estima en 35 GWh. Las demandas mensuales se muestran graficamente en la Figura 31. Se observa una demanda mayor en los meses de junio, julio y agosto debido a las altas temperaturas características de estos meses y la demanda eléctrica de climatización.

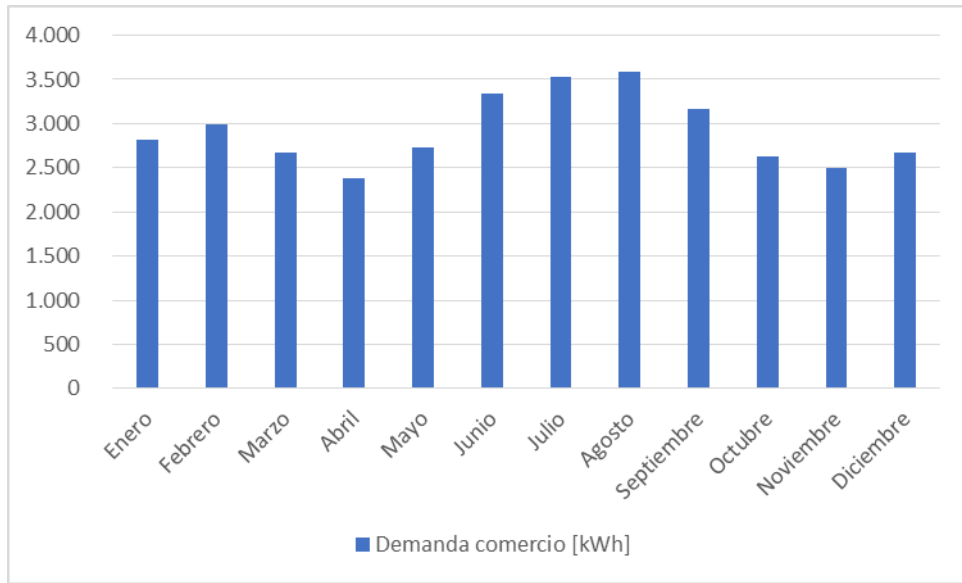


Figura 31. Demanda mensual comercio

Como se determina en el apartado Metodología, se estudian varios sistemas con diferencia potencia en función de la relación de esta con la energía autoconsumida y la cobertura de la demanda, Figura 32. Aplicando los criterios ya mencionados, se analiza un sistema de 9 kW, según el criterio de la segunda derivada. Por el segundo criterio se determina una potencia de 12 kW. Con 16 kW la instalación va a cubrir el 75 % del valor máximo teórico posible de cobertura de la demanda.

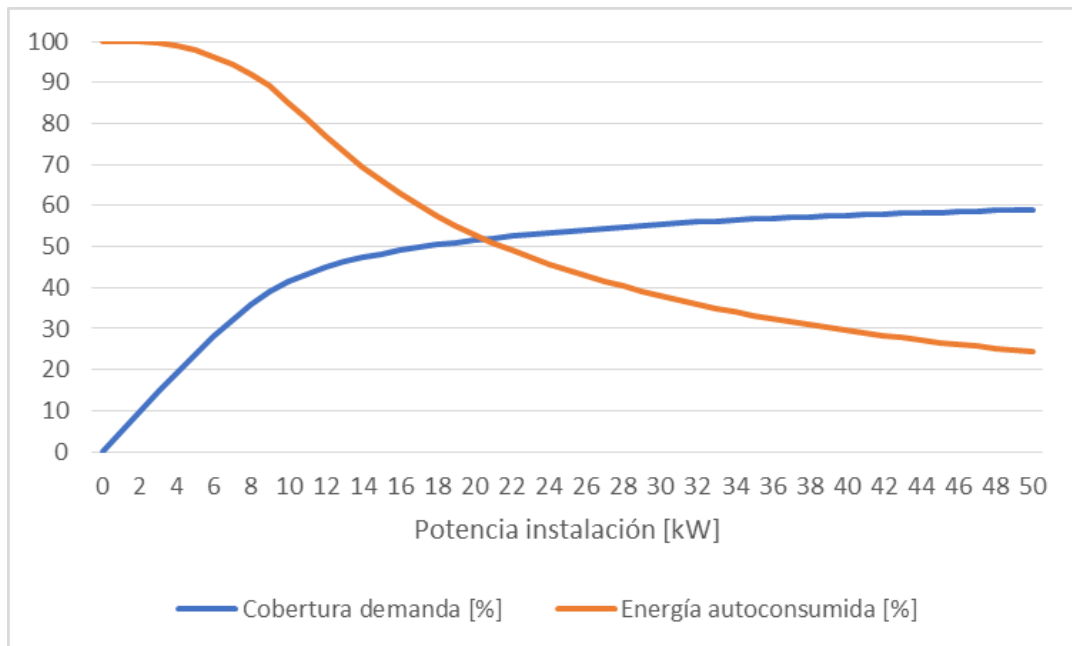


Figura 32. Energía autoconsumida y cobertura de la demanda en función de la potencia instalada, caso comercial

5.2. Tarifas eléctricas

En este apartado se detallan las tarifas eléctricas, utilizadas en este estudio. Ha sido seleccionada de la comercializadora de referencia de la zona. La tarifa seleccionada es nuevamente de discriminación horaria. Estas se adaptan al mayor porcentaje en consumo en horario nocturno de la red eléctrica que implica el

disponer de una instalación fotovoltaica que abastezca la demanda diurna. Al estar la potencia contratada entre 10 y 15 kW, se dispone de una Tarifa 2.1 DHA. La tarifa en términos de energía se muestra en la Tabla 24. Se consideran horas valle de 22h a 12h en horario de invierno y de 23h a 13h en horario de verano, el resto se consideran horas punta.

Tabla 24. Término de energía tarifa 2.1 DHA

Periodo	Término de energía [€/kWh]
Punta	0,140343
Valle	0,061361

5.3. Instalación de 9 kW

Se estudia en primer lugar la instalación de menor tamaño. Se muestran los perfiles de consumos medios mensuales junto a los perfiles de generación fotovoltaica, Figura 33. Se destaca la semejanza entre ambas curvas, al corresponder las horas principales de consumo con las de radiación solar. Al ser una instalación de potencia baja en comparación con la contratada por el usuario, la instalación cubre una parte de la demanda diurna sin verter excesivos excedentes a red. Entre los meses de diciembre y abril, la curva media mensual de la demanda no se ve superada por la generación. El resto de meses, en las horas pico de generación si se produce este hecho.

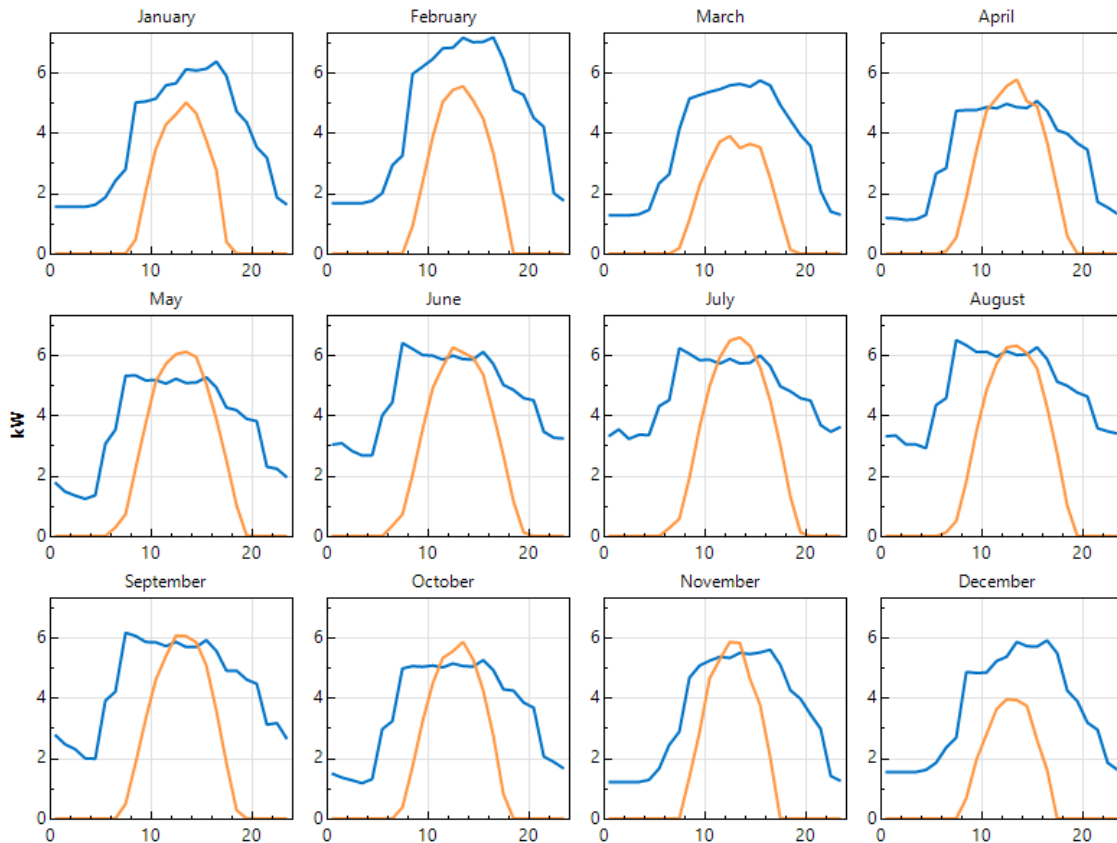


Figura 33. Perfiles mensuales de demanda y generación para 9 kW

Al ser similares en la forma el perfil de generación y de la demanda, se cubre un importante porcentaje de la demanda diurna del comercio. En los meses con mayor generación, de abril a noviembre, se generan excedentes en las horas de generación pico.

En la Tabla 25 se muestran los valores anuales de generación y su aprovechamiento durante su primer año. La

instalación genera 15.323 kWh, de los cuales se autoconsume un 89%. De la demanda eléctrica anual del comercio, 35 MWh, se cubre mediante la energía fotovoltaica el 39%. En una primera comparación respecto al consumo de una vivienda, se puede observar como aumenta el porcentaje de demanda cubierto por la instalación fotovoltaica. Para el caso del primer criterio de estudio, esta difiere del 26 % para el caso residencial al 39 % del sector comercial. Este incremento se debe a la similitud de los perfiles de demanda comercial y generación fotovoltaica.

Tabla 25. Características técnicas instalación 9 kW

Datos técnicos	
Potencia (kWp)	9
Energía producida (kWh/año)	15.323
Energía autoconsumida (kWh/año)	13.666
Energía vertida a red (kWh/año)	1.657
Cobertura anual de la demanda (%)	39%
Energía autoconsumida (%)	89%

En la Figura 34 se muestra gráficamente el comportamiento mensual del comercio. Se muestran los valores de la demanda, así como la generación fotovoltaica, la energía autoconsumida y los excedentes vertidos a red. La generación fotovoltaica, y en consecuencia la energía autoconsumida presenta mayores valores entre los meses de abril y septiembre. En este periodo, el consumo es significativamente menor en los meses de abril y mayo, donde como resultado la demanda de red eléctrica es inferior.

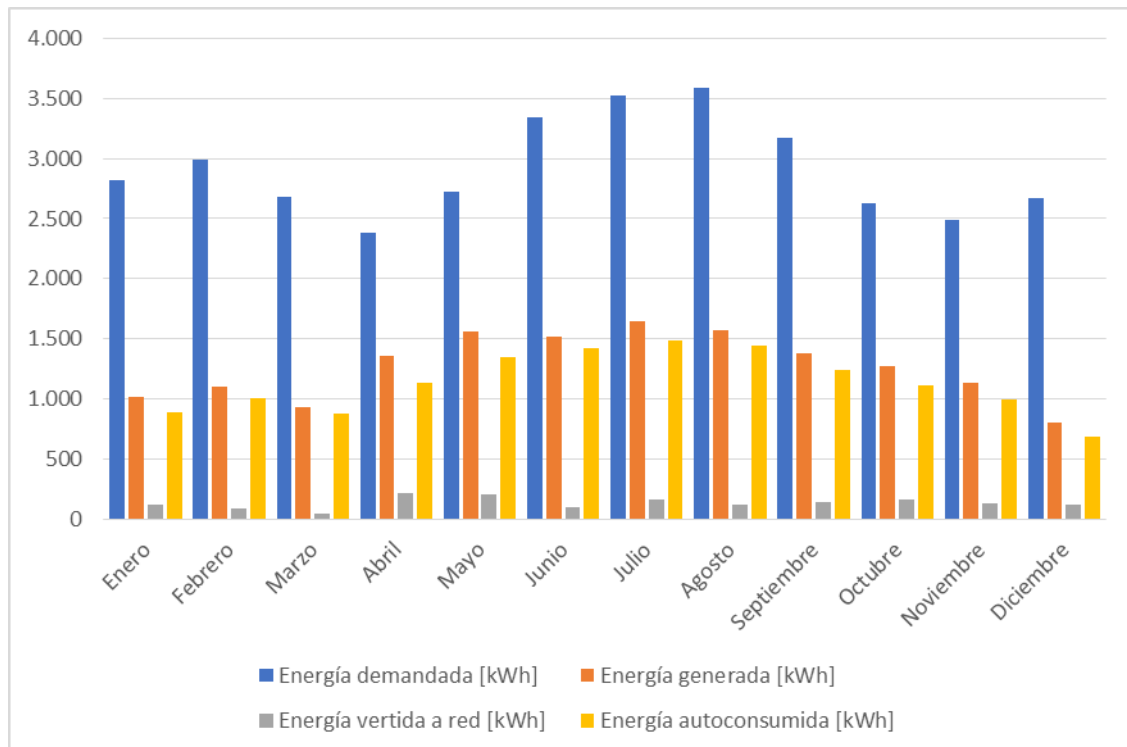


Figura 34 Valores mensuales de energía demandada, generada, vertida a red y autoconsumida para instalación de 9 kW

En la Tabla 26, se aportan los datos por mes y anual durante el primer año de la energía autoconsumida, su consecuente ahorro económico y el hipotético impuesto a este autoconsumo. Se estima un autoconsumo de 13.666 kWh, implicando un ahorro de 1.524 euros en la factura de la luz. Esta cantidad implicaría un gasto en concepto de peaje al autoconsumo de 732 euros. En relación a los excedentes, esta instalación genera 1.657

kWh anuales. Si se considera su venta a precio pool, se generan 84 euros de ingresos extras anuales. Aplicando el mecanismo de balance neto, los beneficios extras ascienden a los 172 euros anuales.

Tabla 26. Valores mensuales técnicos y económicos instalación 9 kW

MES	Energía autoconsumida [kWh]	Ahorro energía autoconsumida [€]	Impuesto al sol [€]	Excedentes [kWh]	Venta de excedentes [€]	Beneficios balance neto [€]
Enero	890	101 €	51 €	126	6,2 €	10,6 €
Febrero	1.008	115 €	55 €	94	4,9 €	7,9 €
Marzo	881	98 €	44 €	53	2,0 €	4,7 €
Abril	1.137	126 €	64 €	223	8,3 €	25,2 €
Mayo	1.349	149 €	73 €	213	11,4 €	24,2 €
Junio	1.424	159 €	73 €	100	5,4 €	11,2 €
Julio	1.491	168 €	81 €	161	9,3 €	18,0 €
Agosto	1.446	163 €	77 €	126	7,2 €	14,1 €
Septiembre	1.243	138 €	66 €	142	6,3 €	16,1 €
Octubre	1.112	121 €	59 €	167	8,8 €	18,6 €
Noviembre	1.001	109 €	51 €	130	7,2 €	11,0 €
Diciembre	684	76 €	38 €	122	6,8 €	10,3 €
TOTAL	13.666	1.524 €	732 €	1.657	84 €	172 €

En la Tabla 27, se muestran los indicadores económicos resultado del estudio, comparando la nueva normativa con la anterior. Para la modalidad sin excedentes, no hay diferencia para ambas normativas en términos retributivos y de impuestos. Esto es debido a que la normativa anterior eximía del impuesto a la energía autoconsumida a las instalaciones menores de 10 kW sin venta de excedentes.

Tabla 27. Datos económicos instalación de 9 kW

	Sin excedentes		Con excedentes		Balance neto
	RD 900/2015	RD 15/2018	RD 900/2015	RD 15/2018	
					-
Ahorro bruto [€/año]	1.524 €	1.524 €	1.607 €	1.607 €	1.721 €
Cargo autoconsumo [€/año]	-	-	732 €	-	-
Ahorro neto [€/año]	1.389 €	1.389 €	740 €	1.472 €	1.586 €
Inversión inicial [€]	13.500 €	13.500 €	13.500 €	13.500 €	13.500 €
Periodo de retorno [años]	9,13	9,13	16,34	8,64	8,05
IR [%]	3,11	3,11	1,63	3,30	3,56
VAN [€]	28.437 €	28.437 €	8.482 €	31.006 €	34.508 €

El periodo de retorno para la modalidad sin excedentes es de 9,13 años, obteniendo un índice de rentabilidad de 3,11. Al verse a red un bajo porcentaje de la producción fotovoltaica, la modalidad con excedentes implica una ligera subida de la rentabilidad del proyecto. Esta situación cambia si se aplica el RD 900/2015. En este caso, la energía autoconsumida queda sujeta a cargos por la energía autoconsumida. Estos cargos suponen un 48% del ahorro bruto, por lo que se trata de un cargo que afecta muy negativamente a la inversión. El *payback* aumenta desde los 9,13 años a los 16,34. El balance neto sube la rentabilidad del proyecto en un 14% respecto a la modalidad sin excedentes.

5.4. Instalación de 12 kW

Se muestran en la Figura 35, los perfiles mensuales de la demanda, curva amarilla, y la generación fotovoltaica, curva azul. En este caso, incrementar la potencia pico de la instalación provoca que durante las horas de producción máxima se generen excedentes. Este hecho no se aprecia en los meses con menor generación, entre diciembre y marzo. Incluso en marzo, la curva media de la generación es siempre inferior a la demanda.

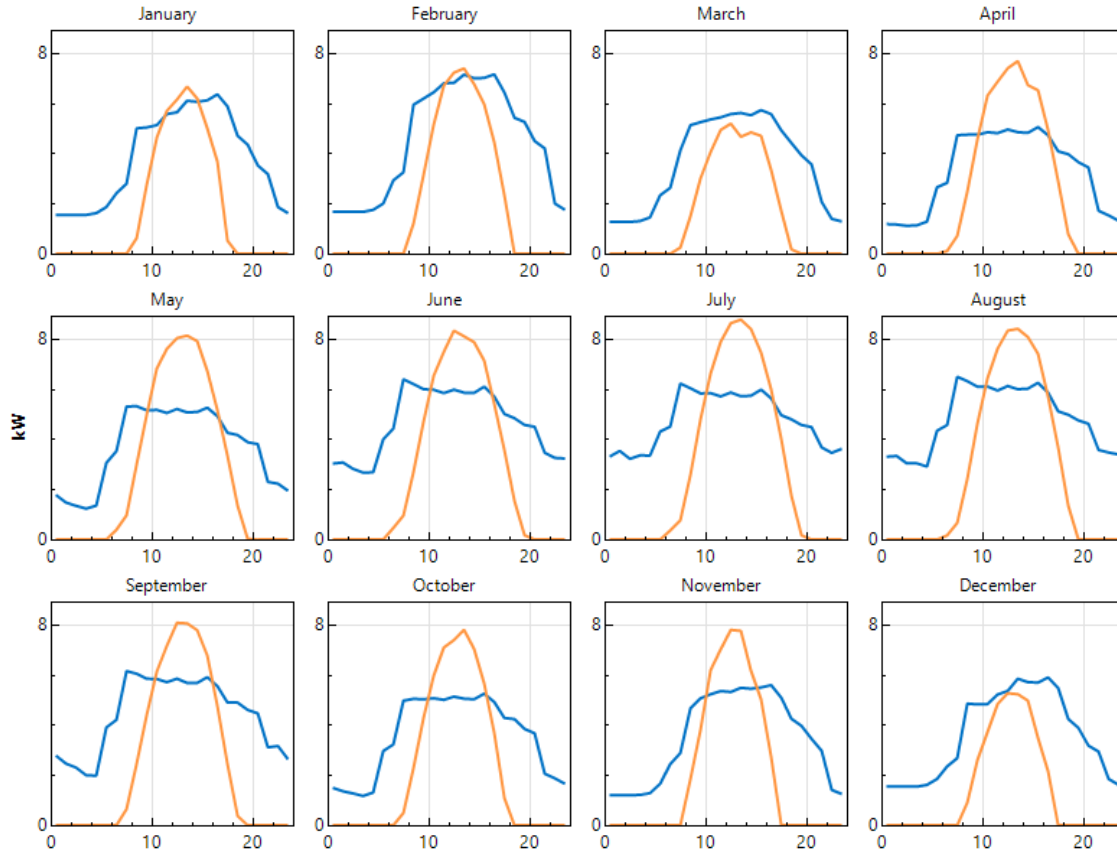


Figura 35. Perfiles mensuales de demanda y generación para 12 kW

En la Tabla 28 se muestran los valores técnicos de la producción del sistema durante su primer año. La instalación genera 20.431 kWh, de los cuales se autoconsume un 77%, vertiendo a red 4.700 kWh. Se dobla el porcentaje de excedentes respecto a la instalación de 9 kW, ya que, entre abril y noviembre, en las horas de máxima producción se produce un exceso de producción. De la demanda eléctrica anual del comercio, 35 MWh, se autoconsume el 45%.

Tabla 28. Características técnicas instalación 12 kW

Datos técnicos	
Potencia (kWp)	12
Energía producida (kWh/año)	20.431
Energía autoconsumida (kWh/año)	15.730
Energía vertida a red (kWh/año)	4.700
Cobertura anual de la demanda (%)	45%
Energía autoconsumida (%)	77%

En la Figura 36, se representan gráficamente valores mensuales de la energía demandada, la energía generada junto a la vertida a red y la autoconsumida. La energía autoconsumida alcanza los mayores valores en los meses

estivales. Los vertidos a red son superiores en abril y mayo consecuencia de un menor consumo.

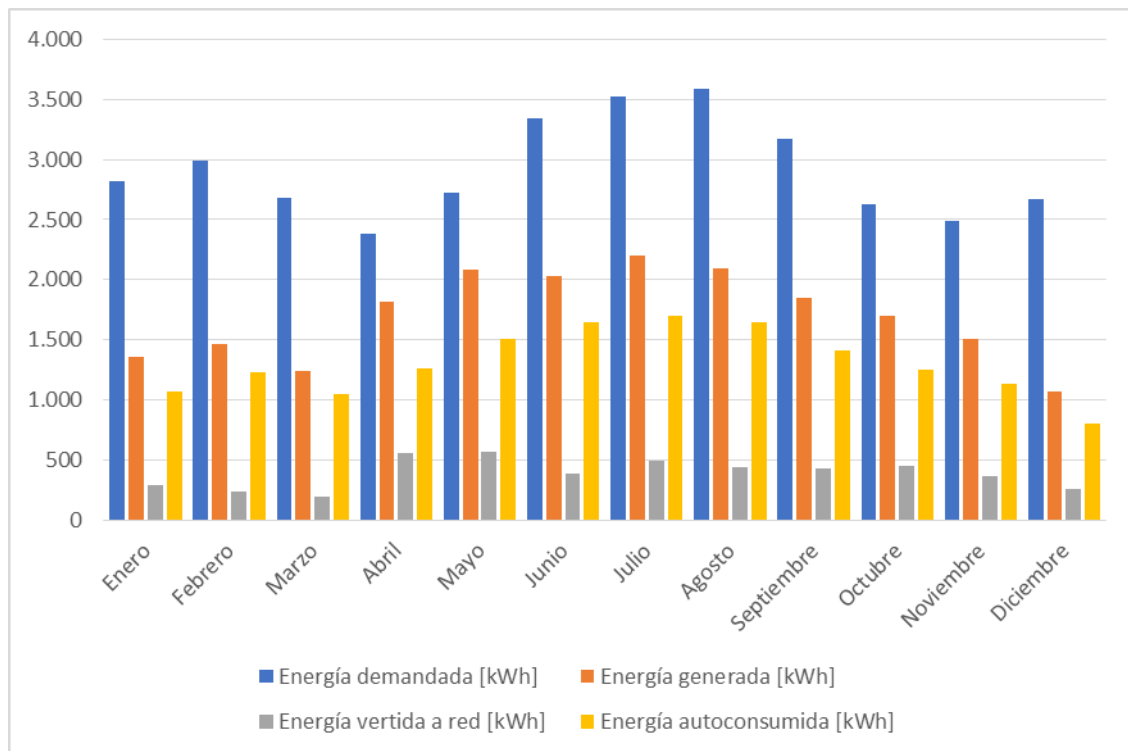


Figura 36. Valores mensuales de energía demandada, generada, vertida a red y autoconsumida para instalación de 12 kW

En la Tabla 29, se aportan los datos mensuales durante el primer año de energía autoconsumida, su consecuente ahorro económico y el hipotético impuesto a este autoconsumo. Se incluyen en la tabla los excedentes mensuales y su potencial beneficio económico, así como el beneficio de aplicar el balance neto.

Tabla 29. Valores mensuales técnicos y económicos instalación 12 kW

MES	Energía autoconsumida [kWh]	Ahorro energía autoconsumida [€]	Impuesto al sol [€]	Excedentes [kWh]	Venta de excedentes [€]	Beneficios balance neto [€]
Enero	1.067	121 €	68 €	289	14 €	24 €
Febrero	1.230	140 €	74 €	239	12 €	20 €
Marzo	1.045	115 €	59 €	200	7 €	18 €
Abril	1.259	138 €	85 €	555	21 €	62 €
Mayo	1.508	165 €	97 €	574	30 €	65 €
Junio	1.646	182 €	98 €	387	21 €	44 €
Julio	1.704	190 €	108 €	499	29 €	56 €
Agosto	1.651	184 €	103 €	445	26 €	50 €
Septiembre	1.417	156 €	89 €	429	19 €	49 €
Octubre	1.256	136 €	78 €	449	24 €	50 €
Noviembre	1.139	123 €	68 €	370	21 €	31 €
Diciembre	810	89 €	51 €	265	15 €	22 €
TOTAL	15.730	1.738 €	977 €	4.700	239 €	491 €

Se estima un autoconsumo de 15.730 kWh, implicando un ahorro anual de 1.738 euros en la factura de la luz. Nuevamente este ahorro queda muy penalizado por un hipotético peaje al autoconsumo de 977 euros. En relación a los excedentes, esta instalación genera 4.700 kWh anuales. Si se considera su venta a precio pool, se generan 239 euros de ingresos extras anuales. Aplicando el mecanismo de balance neto, los beneficios extras ascienden a los 491 euros anuales.

En la Tabla 30, se muestran los indicadores económicos resultado del estudio, comparando la nueva normativa con la anterior. Para la modalidad sin excedentes, hay un cambio importante respecto a los estudios anteriores. Al ser la potencia de la instalación superior a 10 kW, se aplicaría el peaje a la energía autoconsumida según el RD 900/2015. Se comparan la rentabilidad de la instalación bajo ambas normativas.

Tabla 30. Datos económicos instalación de 12 kW

	Sin excedentes		Con excedentes		Balance neto
	RD 900/2015	RD 15/2018	RD 900/2015	RD 15/2018	
					-
Ahorro bruto [€/año]	1.738 €	1.738 €	1.979 €	1.979 €	2.295 €
Cargo autoconsumo [€/año]	977 €	-	977 €	-	-
Ahorro neto [€/año]	582 €	1.558 €	823 €	1.799 €	2.115 €
Inversión inicial [€]	18.000 €	18.000 €	18.000 €	18.000 €	18.000 €
Periodo de retorno [años]	>25	10,72	19,28	9,37	8,05
IR [%]	0,94	2,61	1,35	3,02	3,56
VAN [€]	-1.132 €	28.900 €	6.276 €	36.308 €	46.011 €

El periodo de retorno para la modalidad sin excedentes es de 10,72 años, obteniendo un índice de rentabilidad de 2,61 sin la aplicación de cargos. La aplicación del "impuesto al sol" implica la inviabilidad económica de la instalación.

Al verse a red un bajo porcentaje de producción fotovoltaica, la modalidad con excedentes implica una ligera subida de la rentabilidad del proyecto. Esta situación cambia si se aplica el RD 900/2015. En este caso, la

energía autoconsumida queda sujeta a cargos por la energía autoconsumida. Estos cargos suponen un 50% del ahorro bruto, por lo que se trata de un cargo muy negativo a la inversión. El *payback* aumenta desde los 10,72 a los 19,28 años. El balance neto sube la rentabilidad del proyecto en un 36% respecto a la modalidad sin excedentes.

5.5. Instalación de 16 kW

Se estudia la instalación de mayor potencia para el segmento comercial. El perfil de la generación mensual supera a la demanda en las horas de generación pico en todos los meses, Figura 37. Entre abril y noviembre esta cantidad es importante. Los meses restantes acumulan excedentes, pero en menor medida debido a una menor cantidad de energía generada durante estos meses.

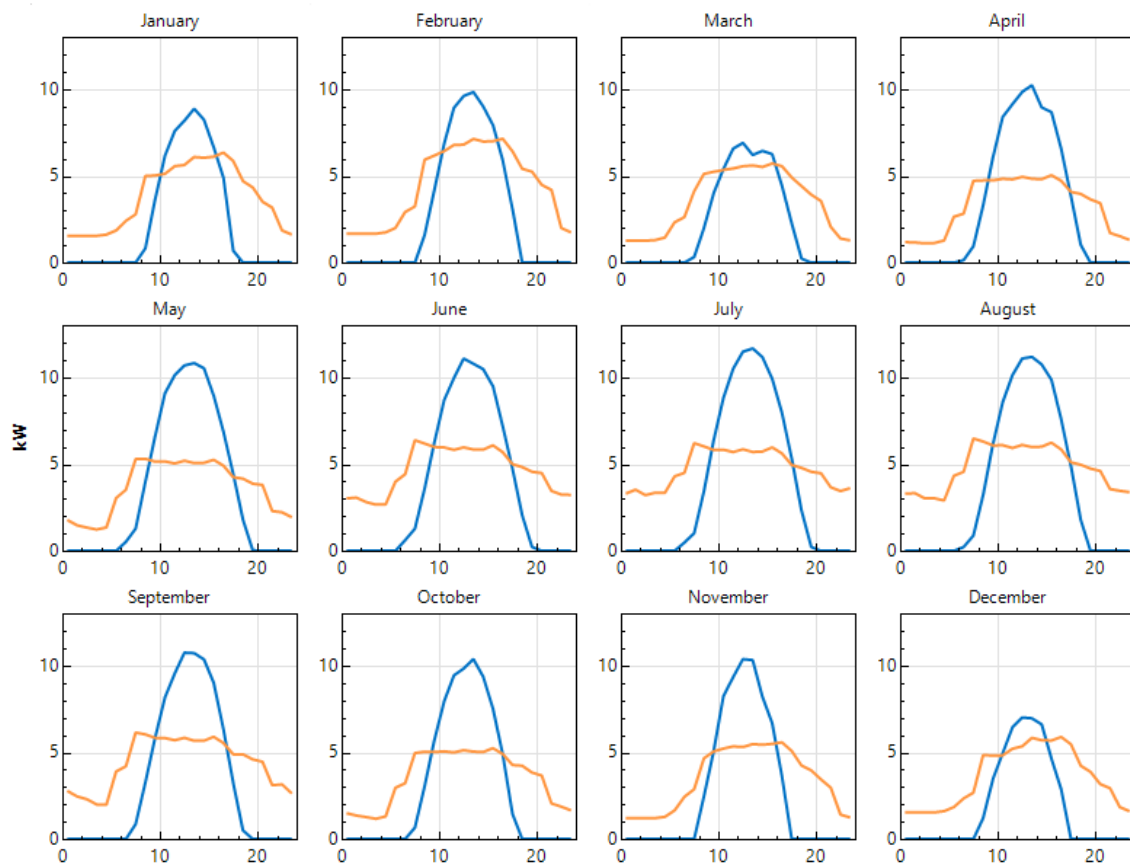


Figura 37. Perfiles mensuales de demanda y generación para 16 kW

En la Tabla 31 se muestran los valores anuales de generación y su aprovechamiento para la instalación de mayor potencia estudiada en el segmento comercial. La instalación genera 27.241 kWh, de los cuales se autoconsume un 77%, vertiendo a red 10.063 kWh anuales. De la demanda eléctrica anual del comercio, 35 MWh, se autoconsume el 49%. En resumen, con 16 kW se abastece prácticamente la mitad de la demanda del usuario.

Tabla 31. Características técnicas instalación 16 kW

Datos técnicos	
Potencia (kWp)	16
Energía producida (kWh/año)	27.241
Energía autoconsumida (kWh/año)	17.178
Energía vertida a red (kWh/año)	10.063
Cobertura anual de la demanda (%)	49%
Energía autoconsumida (%)	63%

En la Figura 38, se representan nuevamente los valores mensuales de la energía demandada, la energía generada junto a la vertida a red y la autoconsumida. La generación es superior entre abril y septiembre, siendo mayor la energía autoconsumida en los meses estivales debido a una mayor demanda en estos.

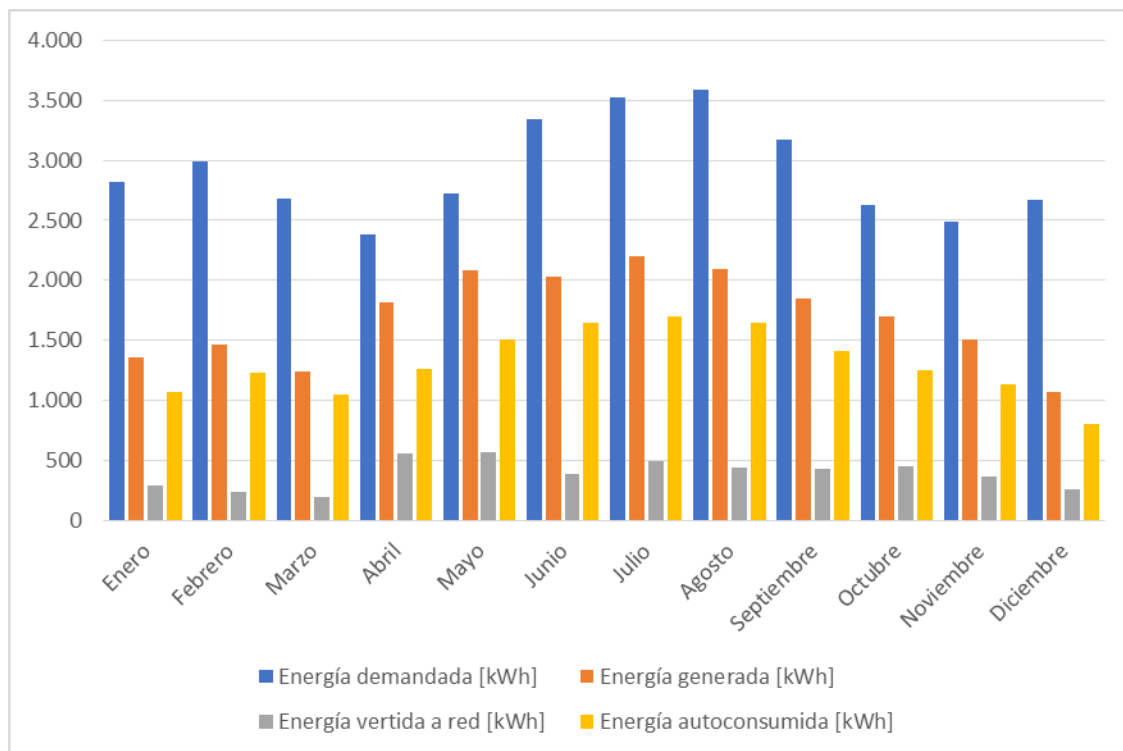


Figura 38. Valores mensuales de energía demandada, generada, vertida a red y autoconsumida para instalación de 16 kW

En la Tabla 32. Valores mensuales técnicos y económicos instalación 16 kW se muestran los valores mensuales para el primer año de la energía autoconsumida, el ahorro derivado de esta y el impuesto a esta energía. Por otro lado, se detallan los excedentes vertidos a la red eléctrica, su aprovechamiento económico, ya sea como venta directa o por el mecanismo de balance neto.

Tabla 32. Valores mensuales técnicos y económicos instalación 16 kW

MES	Energía autoconsumida [MWh]	Ahorro energía autoconsumida [€]	Impuesto al sol [€]	Excedentes [MWh]	Venta de excedentes [€]	Beneficios balance neto [€]
Enero	1.188	134 €	90 €	620	30 €	52 €
Febrero	1.392	157 €	98 €	566	29 €	48 €
Marzo	1.192	131 €	79 €	468	17 €	42 €
Abril	1.349	147 €	114 €	1.069	42 €	100 €
Mayo	1.615	175 €	130 €	1.162	61 €	108 €
Junio	1.783	195 €	130 €	927	51 €	103 €
Julio	1.834	202 €	144 €	1.103	65 €	122 €
Agosto	1.786	197 €	137 €	1.008	58 €	112 €
Septiembre	1.537	167 €	118 €	925	42 €	104 €
Octubre	1.358	146 €	104 €	915	48 €	101 €
Noviembre	1.227	132 €	91 €	784	44 €	66 €
Diciembre	916	100 €	67 €	516	29 €	44 €
TOTAL	17.178	1.884 €	1.302 €	10.063	515 €	1.001 €

Se estima un autoconsumo de 17.178 kWh, implicando un ahorro en la factura de la luz de 1.884 euros. Esta cantidad implicaría un gasto en concepto de peaje al autoconsumo de 1.302 euros, reduciendo los ahorros potenciales por energía autoconsumida en un 69%. En relación a los excedentes, esta instalación genera 10.063 kWh anuales. Si se considera su venta a precio pool, se generan 515 euros de ingresos extras anuales. Aplicando el mecanismo de balance neto, los beneficios extras ascienden a los 1.001 euros anuales.

En la Tabla 33, se muestran los indicadores económicos resultado del estudio, comparando la normativa vigente con la previa a la aprobación del RD 15/2018. Para la modalidad sin excedentes, hay un nuevo cambio importante respecto a los estudios anteriores. El RD 900/2015 limitaba la potencia de la instalación a la potencia contratada, por lo que lo anterior legislación esta instalación no sería legal al superar la potencia contratada del comercio. Se comparan la rentabilidad de la instalación bajo ambas normativas, asumiendo que se permite con ambas legislaciones.

Tabla 33. Datos económicos instalación de 16 kW

	Sin excedentes		Con excedentes		Balance neto
	RD 900/2015	RD 15/2018	RD 900/2015	RD 15/2018	
					-
Ahorro bruto [€/año]	1.884 €	1.884 €	2.403 €	2.403 €	2.295 €
Cargo autoconsumo [€/año]	1.302 €	-	1.302 €	-	-
Ahorro neto [€/año]	342 €	1.644 €	861 €	2.163 €	2.115 €
Inversión inicial [€]	24.000 €	24.000 €	24.000 €	24.000 €	18.000 €
Periodo de retorno [años]	>25	13,32	24,05	10,33	8,05
IR [%]	0,38	2,05	1,05	2,71	3,56
VAN [€]	-14.861 €	25.181 €	1.101 €	41.143 €	46.011 €

En primer lugar, se observa como para la modalidad sin excedentes, aplicando el peaje a la energía autoconsumida, no se recupera la inversión. Al eliminarse este impuesto, el proyecto se hace rentable, con un *payback* de 13,32 años.

Para ambas normativas, es beneficioso acogerse a la modalidad con excedentes. Al generarse hasta 10.000 kW de excedentes, la modalidad con excedentes mejora la rentabilidad sustancialmente. El *payback* pasa a ser

menor a 25 años para el RD 900/2015 y baja desde los 13,32 a los 10,33 años para la legislación vigente. Analizando el mecanismo de balance neto, el índice de rentabilidad alcanza el valor de 3,56 con un periodo de retorno de 8 años.

5.6. Comparativa de resultados

En esta sección se realiza una comparativa de los resultados obtenidos para los diferentes estudios dentro del sector comercial. Antes de mostrar el conjunto de los resultados económicos del estudio, se aportan las características técnicas de las instalaciones, que ayuda a comprender los resultados posteriores, Tabla 34. La generación de excedentes tiene un comportamiento exponencial. Con la instalación de 9 kW se generan 15.323 kWh anuales, de los que se aprovecha el 89% de la energía generada. Mientras que, para la instalación de 16 kW, la cifra aumenta a 27.241 kWh anuales, de los que son consumidos en el comercio un 63%.

Tabla 34. Comparativa valores técnicos, sector comercial

Potencia (kWp)	9	12	16
Energía producida (kWh/año)	15.323	20.431	27.241
Energía autoconsumida (kWh/año)	13.666	15.730	17.178
Energía vertida a red (kWh/año)	1.657	4.700	10.063
Cobertura anual de la demanda (%)	39%	45%	49%
Energía autoconsumida (%)	89%	77%	63%

En primer lugar, se muestran los resultados no considerando la venta de excedentes, donde los únicos beneficios provienen del ahorro por la energía autoconsumida. Nuevamente, el resultado va a estar ligado al porcentaje de energía que se autoconsume directamente en el comercio. Se muestran los resultados para una instalación siguiendo la nueva normativa aprobada (RD 15/2018), Tabla 35 y con la aplicación del peaje por la energía autoconsumida que afecta a las instalaciones de más de 10 kW, Tabla 36.

Tabla 35. Comparativa de resultados económicos sin venta de excedentes RD 15/2018, sector comercial

	9 kW	12 kW	16 kW
Inversión inicial [€]	13.500 €	18.000 €	24.000 €
Periodo de retorno [años]	9,13	10,72	13,32
IR [%]	3,11	2,61	2,05
VAN [€]	28.437 €	28.900 €	25.181 €

A la vista de los resultados, se comprueba el hecho de que a mayor porcentaje de energía autoconsumida, mayor índices de rentabilidad. La instalación de 9kW presenta los mejores valores de rentabilidad. En relación al VAN, las dos primeras alcanzan valores cercanos, siendo ligeramente superior para la instalación de 12 kW. La instalación de mayor potencia, presenta los peores resultados con un aumento del periodo de retorno de la inversión del 46% respecto al primer caso.

La aplicación del impuesto al sol, que grava a las instalaciones de más de 10 kW, provoca que estas instalaciones sean inviables económicamente.

Tabla 36. Comparativa de resultados económicos sin venta de excedentes RD 900/2015, sector comercial

	9 kW	12 kW	16 kW
Inversión inicial [€]	13.500 €	18.000 €	24.000 €
Periodo de retorno [años]	9,13	>25	>25
IR [%]	3,11	0,94	0,38
VAN [€]	28.437 €	-1.132 €	-14.861 €

Se continua con la comparativa valorando la venta de excedentes eléctricos. Se aportan los resultados para una instalación siguiendo la nueva normativa aprobada (RD 15/2018), Tabla 37 y con la aplicación del peaje por la energía autoconsumida que gravaba a cualquier instalación de autoconsumo que vendía sus excedentes, Tabla 38. Como se observa en los estudios individuales, con ambas normativas es positiva la venta de excedentes para instalaciones de más de 10 kW, debido a que ambas modalidades sufren el “impuesto al sol”.

Tabla 37. Comparativa de resultados económicos con venta de excedentes RD 15/2018, sector comercial

	9 kW	12 kW	16 kW
Inversión inicial [€]	13.500 €	18.000 €	24.000 €
Periodo de retorno [años]	8,64	9,37	10,33
IR [%]	3,30	3,02	2,71
VAN [€]	31.006 €	36.308 €	41.143 €

Para la modalidad de venta con la nueva normativa aprobada, la rentabilidad es más elevada cuanto menor sea la potencia de la instalación. En contraposición, el VAN sigue la tendencia contraria. Debido a que los valores de *payback*, se encuentran en un rango aproximado de 9-10 años, una vez recuperada la inversión, las instalaciones de mayor potencia implican un mayor ahorro anual.

Si se aplica el “impuesto al sol”, las rentabilidades de las instalaciones se ven afectadas muy negativamente, aumentando el retorno de la inversión en un 89, 105 y 132% respectivamente.

Tabla 38. Comparativa de resultados económicos con venta de excedentes RD 900/2015, sector comercial

	9 kW	12 kW	16 kW
Inversión inicial [€]	13.500 €	18.000 €	24.000 €
Periodo de retorno [años]	16,34	19,28	24,05
IR [%]	1,63	1,35	1,05
VAN [€]	8.482 €	6.276 €	1.101 €

En esta última comparativa, Tabla 39, se muestran los resultados de la aplicación de un hipotético mecanismo de compensación por los excedentes. Es evidente que las instalaciones aumentan su rentabilidad de la inversión resultado de sacar provecho a toda la energía generada, obteniendo índices de rentabilidad de aproximadamente 3,50 y recuperando la inversión en un periodo de 8 años aproximado para las tres instalaciones.

Tabla 39. Comparativa de resultados económicos con balance neto, sector comercial

	9 kW	12 kW	16 kW
Inversión inicial [€]	13.500 €	18.000 €	24.000 €
Periodo de retorno [años]	8,05	8,05	8,22
IR [%]	3,56	3,56	3,48
VAN [€]	34.508 €	46.011 €	59.501 €

5.7. Sistema con baterías

Se estudia la viabilidad económica de introducir un sistema de almacenamiento con baterías en la instalación. Se simulan para la instalación de mayor potencia fotovoltaica del sector, 16 kW.

En la Figura 39, se representa el comportamiento mensual de las baterías. La curva amarilla representa la energía generada por la instalación fotovoltaica, mientras que la azul es la curva de la demanda energética de la vivienda. La diferencia positiva entre la generación y la demanda es igual a la energía que se almacena en las baterías, representada por la curva roja. La curva verde representa la descarga de energía del sistema de almacenamiento para abastecer la demanda.

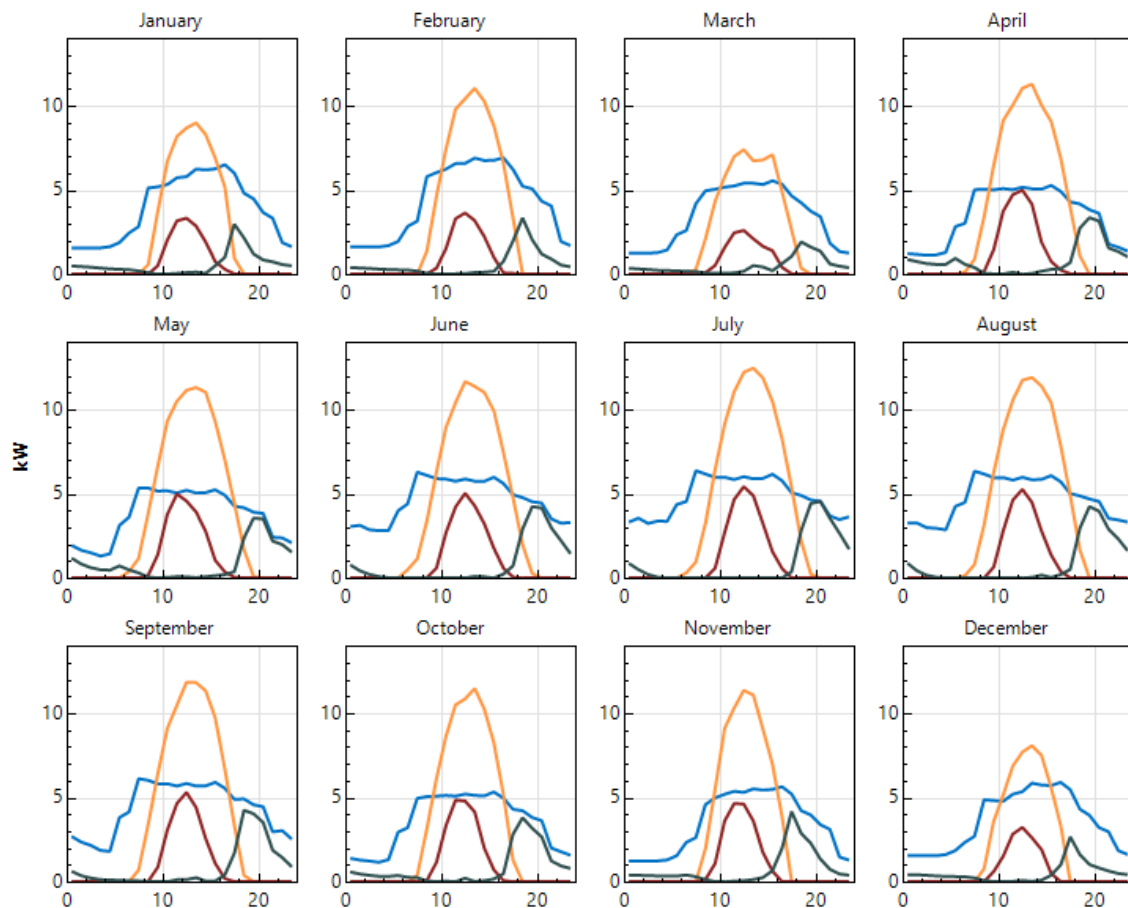


Figura 39. Comportamiento mensual baterías, caso comercial

En torno a las 8 h comienzan a producirse excesos de producción destinado a la carga de baterías. Este proceso finaliza entre las 17 y 18 h aproximadamente en función del periodo del año. Durante los meses estivales, debido a un mayor número de horas de sol, el proceso de carga es más duradero. Por tanto, la descarga de las baterías suele producirse en ese tramo horario, abasteciendo parte de la demanda energética de las últimas horas del día. Durante la madrugada tiende a finalizar la descarga de las baterías, necesitando de un mayor respaldo del sistema eléctrico.

En la Figura 40, se representa la energía demandada a la red eléctrica, curva roja. La curva de color azul representa nuevamente la demanda de la vivienda.

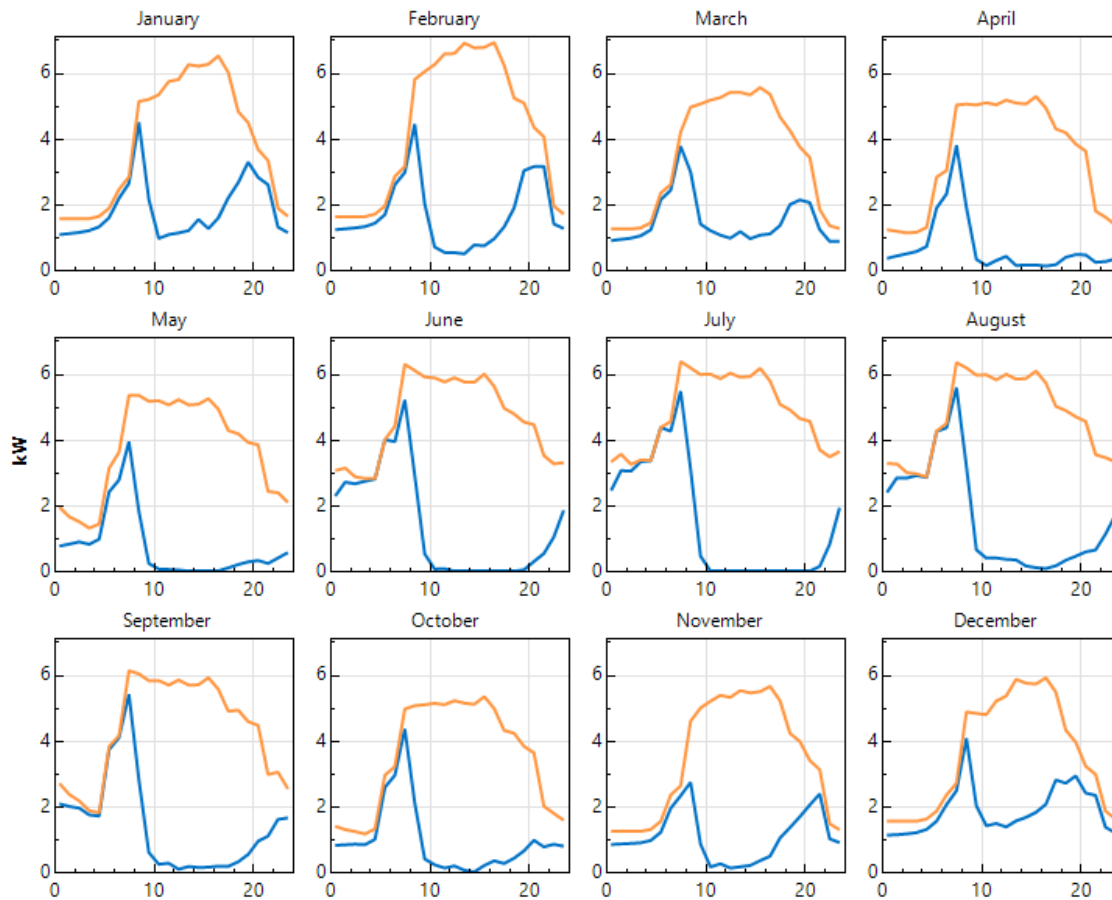


Figura 40. Respaldo mensual de red eléctrica al sistema con baterías, caso comercial

Se observa claramente un pico de consumo en las primeras horas de consumo del comercio debido a que todavía no se dispone de suficiente radiación solar y las baterías se encuentran descargadas. Durante las horas centrales del día, el sistema fotovoltaico abastece en gran medida la demanda. Entre los meses de abril y septiembre, esta demanda es prácticamente nula debido a disponer de una mayor cantidad del recurso solar. Los meses restantes destacan por la presencia de un pico de consumo en las horas finales del día. Este ocurre una vez finalizada las horas de producción fotovoltaica, cuando las baterías no son capaces de abastecer la totalidad de la demanda.

Respecto a datos técnicos de la instalación de las baterías, se realiza la comparación con el sistema sin estas, Tabla 40. La energía producida es ligeramente menor, en 124 kWh, debido a las pérdidas que introduce en el sistema las baterías. Las baterías realizan una aportación de 8.151 kWh a la demanda del comercio, un 23% de esta. Esto hace que el porcentaje de energía autoconsumida aumente del 63% al 92%. La cobertura anual de la demanda alcanza el 72%, mientras que, sin estas, se alcanza un 49%.

Tabla 40. Comparativa datos técnicos sistema con baterías, caso comercial

Datos técnicos	Sin baterías	Con baterías
Potencia (kWp)	16	16
Energía producida (kWh/año)	27.241	27.117
Energía autoconsumida (kWh/año)	17.178	16.939
Energía baterías (kWh/año)	-	8.151
Energía vertida a red (kWh/año)	10.063	2.072
Cobertura anual de la demanda (%)	49%	72%
Energía autoconsumida (%)	63%	92%
Reemplazo baterías (años)	-	13

En la Figura 41, se representan gráficamente, los valores mensuales de la energía autoconsumida, la descarga de la batería y la demanda de red eléctrica. Entre los meses de abril y noviembre, se consigue cubrir gran parte de la demanda mediante el sistema fotovoltaico más las baterías. Entre diciembre y marzo, debido a recibir menos radiación, se necesita de un mayor respaldo de la red eléctrica.

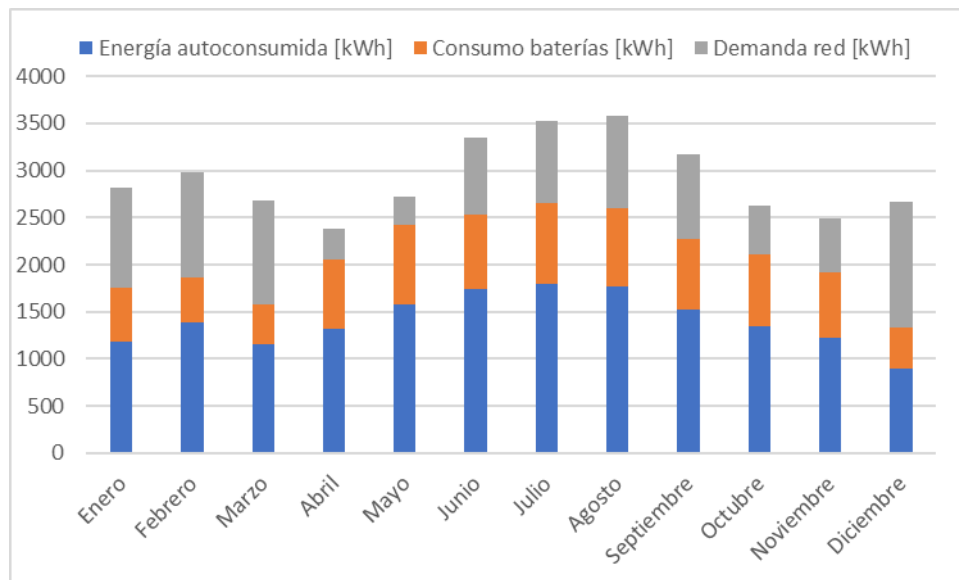


Figura 41. Valores mensuales energía autoconsumida, descarga batería y demanda red, sector residencial

Se presentan en la Tabla 41, los resultados económicos de este estudio. Se muestran junto a los resultados de la instalación sin baterías. Consecuencia del aporte energético de las baterías, se consigue un ahorro extra de 659 euros anuales durante este primer año. En contraposición, la instalación necesita de una inversión extra por la instalación de las baterías. La inversión extra inicial es de 20.000 euros. Las baterías se reemplazan cuando se encuentran al 50% de su capacidad. Esta ocurre a los 13 años, por lo que se necesita reemplazarla. El coste de reemplazarla se estima en 8.600 euros.

Se observa que el ahorro extra derivado de las baterías no compensa la inversión inicial. El periodo de retorno se incrementa hasta los 24,10 años.

Tabla 41. Comparativa datos económicos sistemas con baterías

	Sin baterías	Con baterías
Ahorro bruto [€/año]	2.403 €	2.835 €
Ahorro neto [€/año]	2.163 €	2.384 €
Inversión inicial [€]	24.000 €	24.000 €
Inversión baterías [€]	-	20.000€
	-	8.600€
Periodo de retorno [años]	10,33	24,10
IR [%]	2,71	1,05
VAN [€]	41.143 €	2.482 €

6 ANÁLISIS DE AUTOCONSUMO EN SECTOR INDUSTRIAL

En este capítulo se detallan los resultados obtenidos en las simulaciones y estudios económicos realizados para un consumo industrial. Este tipo de consumo se caracteriza por un valor elevado durante todo el día. Se hace ayuda del software SAM. Todas las instalaciones simuladas son de conexión a red. Se analizan distintas potencias y distintas modalidades de autoconsumo. Por último, se estudia la posibilidad de incluir baterías de almacenamiento en el sistema.

6.1. Datos de partida

Se disponen de los datos de consumo energético horario de una industria. Los perfiles de energía se muestran en la Figura 42, obtenidos de datos reales para una estación depuradora de agua.

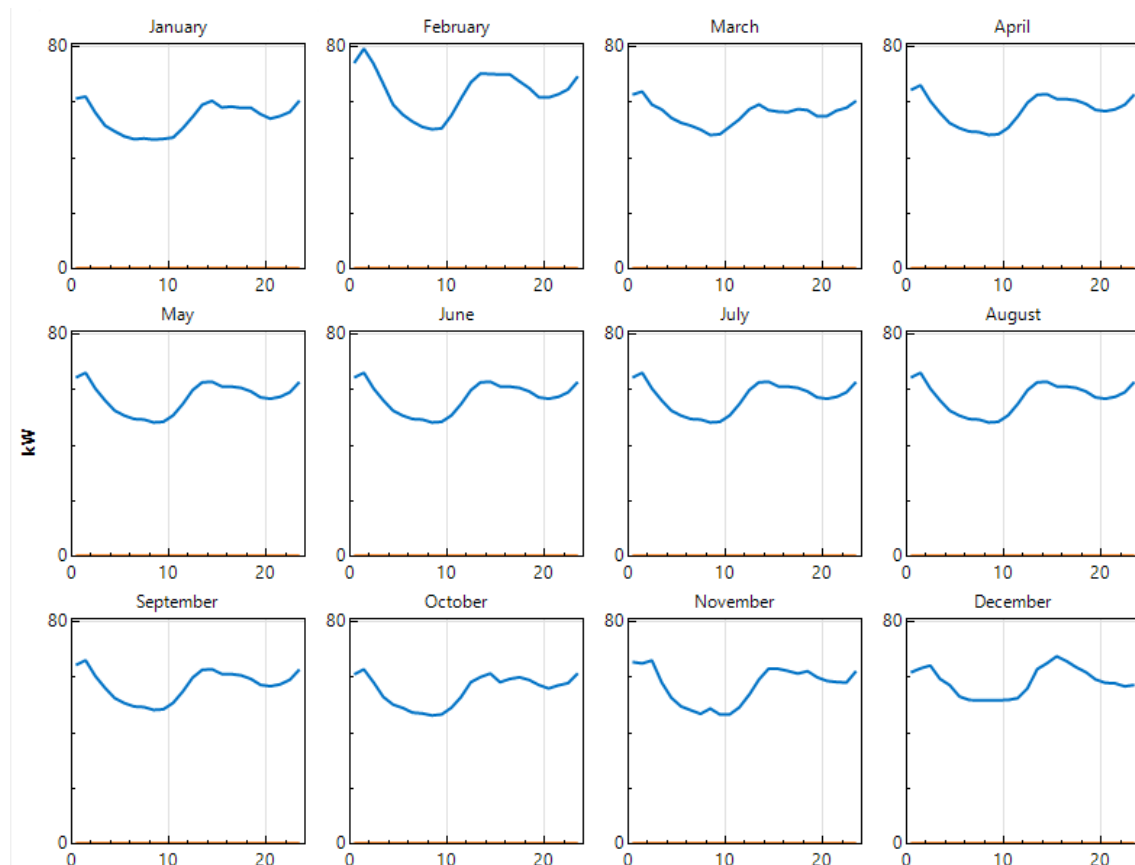


Figura 42. Perfiles mensuales demanda industria

Se trata de un perfil de la demanda relativamente constante y elevado, en torno a los 60 kW de potencia. Este hecho hace que una instalación fotovoltaica sea propicia para cubrir la base de la demanda en las horas de sol, sin generar excedentes. La demanda energética anual de la industria se estima en 500 MWh. Las demandas anuales se muestran gráficamente en la Figura 43. Se observa una demanda mensual constante.

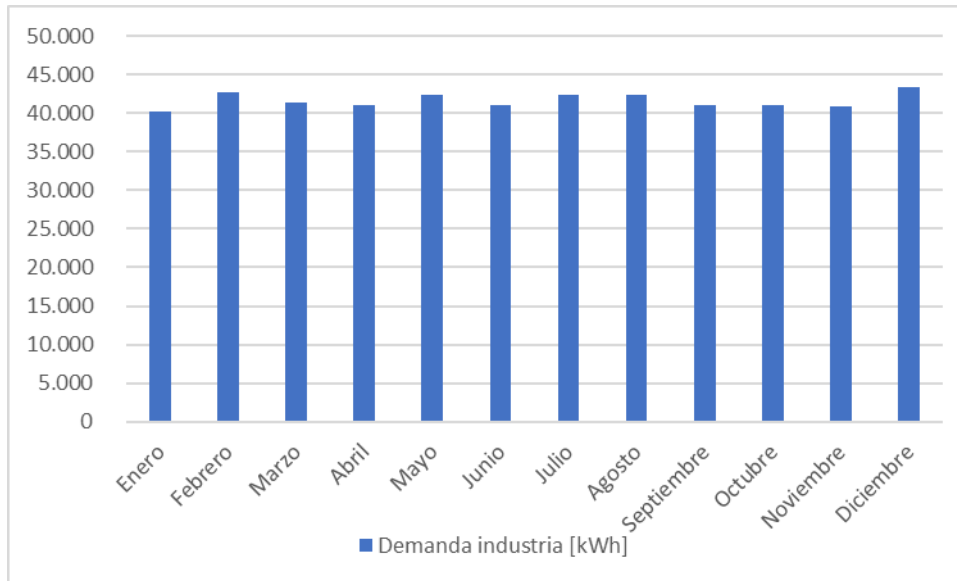


Figura 43. Demanda mensual industria

Como se determina en apartados anteriores, se estudian varias instalaciones con potencia pico distintas. Se aplican los criterios descritos en el capítulo metodología, atendiendo a la relación de la potencia del sistema con la energía autoconsumida y la cobertura de la demanda, Figura 44. Se analiza un sistema de 80 kW, según el criterio de la segunda derivada. Por el segundo criterio se determina una potencia de 100 kW. Con 160 kW la instalación cubre el 75 % del valor máximo teórico posible de cobertura de la demanda.

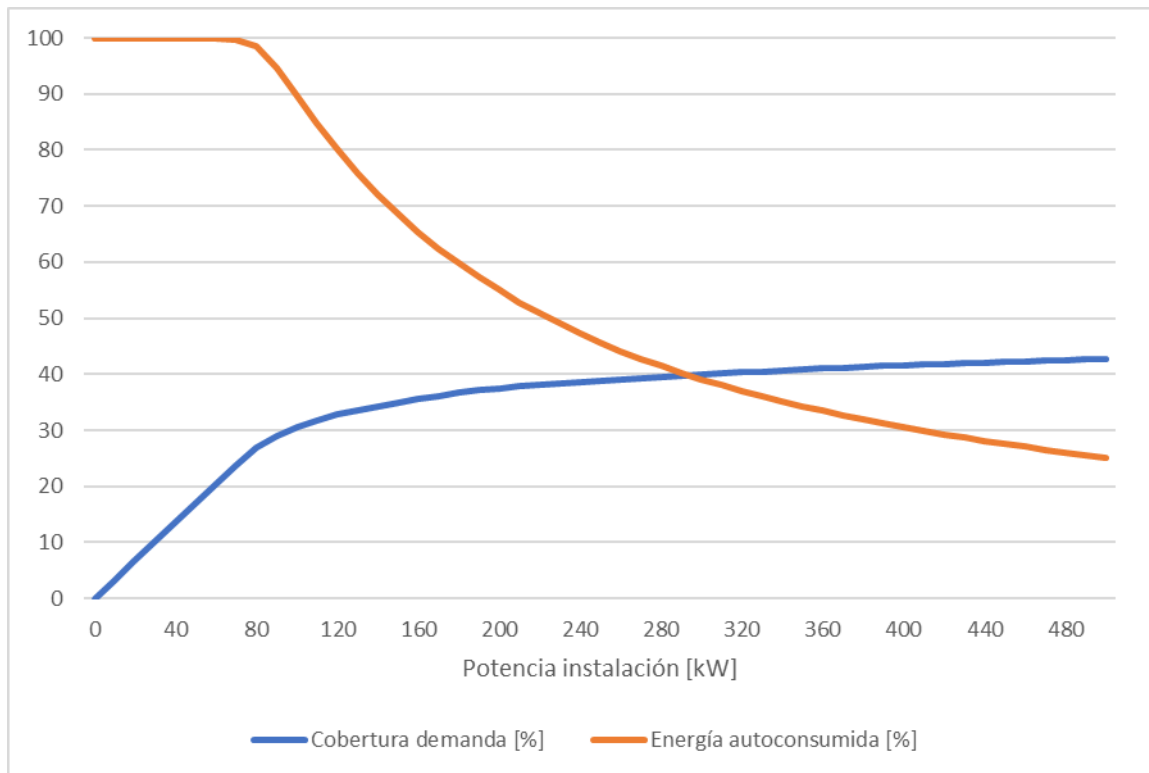


Figura 44. Energía autoconsumida en función de la potencia instalada, caso industrial

6.2. Tarifas eléctricas

En este apartado se detallan las tarifas eléctricas, utilizadas en este estudio. Ha sido seleccionada de la comercializadora de referencia de la zona. Dado que la potencia contratada de la industria es superior a 15kW, la tarifa es de tipo 3.0 A con tres periodos de discriminación horaria. Los términos de energía se detallan en la Tabla 42. Se consideran horas valle de 0 h a 7 h en horario de verano e invierno. Horas punta son consideradas de 11 a 14 h en verano y 18 a 21 h en invierno. El resto de horas pertenecen al periodo llano.

Tabla 42. Término de energía tarifa 3.0 A

Periodo	Término de energía [€/kWh]
Punta	0,12231
Valle	0,0843437
Llano	0,1148595

6.3. Instalación 80 kW

En este apartado se analiza la instalación de 80 kW. Se muestran los perfiles de consumos medios mensuales, azul, junto a los perfiles de generación fotovoltaica en amarillo, Figura 45. Dado un perfil de consumo con valores elevados durante las 24 horas del día, la instalación fotovoltaica sirve para abastecer una demanda base durante las horas de generación, sin llegar a producir excedentes. Se observa que el perfil de generación medio no alcanza en ningún momento al perfil de la demanda.

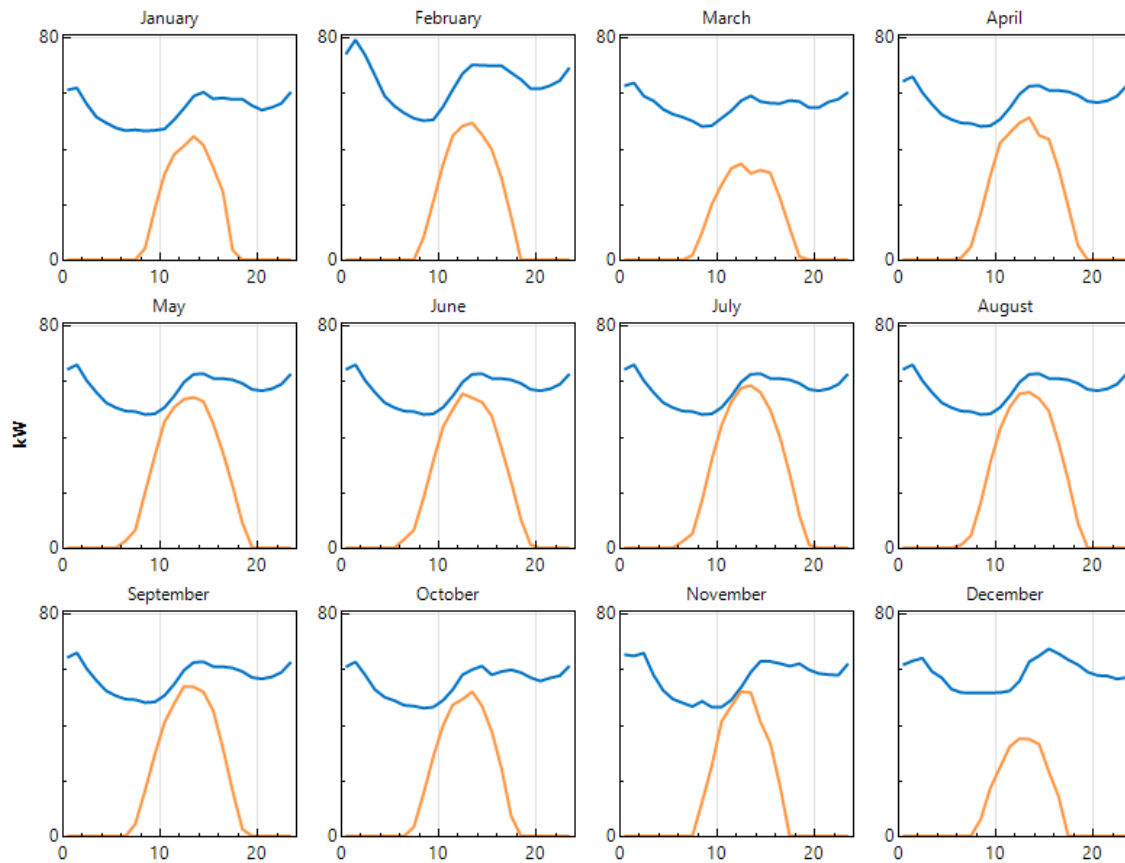


Figura 45. Perfiles mensuales de demanda y generación para 80 kW

En la Tabla 43 se muestran los valores técnicos relativos al sistema. La instalación genera 136 MWh, de los cuales se autoconsume directamente por el usuario el 99%. Se trata de una cifra muy significativa, y superior a los casos estudiados para los dos sectores anteriores dado su perfil de consumo. Se vierten a la red 1.966 kWh al año. En contraposición, el porcentaje de la demanda anual que se cubre es bajo. De la demanda eléctrica anual de la industria, 500 MWh, un 27% es abastecido por la instalación fotovoltaica. Este valor está condicionado a que durante las horas sin generación el consumo es importante. En resumen, con este sistema, casi la totalidad de la generación fotovoltaica es aprovechada directamente por la industria.

Tabla 43. Características técnicas instalación 80 kW

Datos técnicos	
Potencia (kWp)	80
Energía producida (kWh/año)	136.204
Energía autoconsumida (kWh/año)	134.239
Energía vertida a red (kWh/año)	1.966
Cobertura anual de la demanda (%)	27%
Energía autoconsumida (%)	99%

En la Figura 46, se representa gráficamente el comportamiento mensual de la industria. Se muestran los valores de la demanda, así como la generación fotovoltaica, la energía autoconsumida y los excedentes vertidos a red. Al ser una demanda mensual aproximadamente constante, los meses donde se prevee un mayor autoconsumo son aquellos donde la generación es mayor. Estos meses son los centrales, desde abril a septiembre. Los vertidos a red son inapreciables.

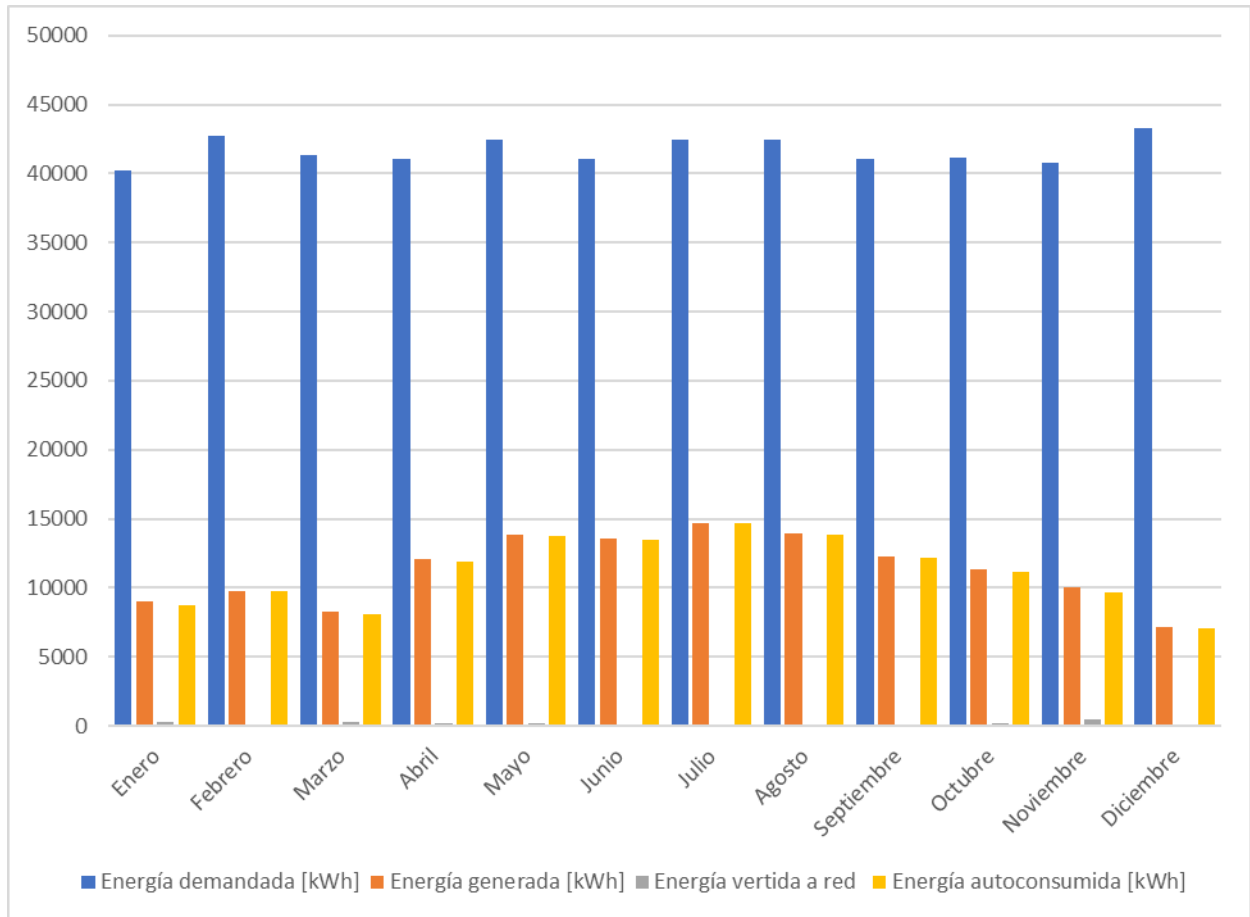


Figura 46. Valores mensuales de energía demandada, generada, vertida a red y autoconsumida para instalación de 80 kW

En la Tabla 44, se muestran los datos por mes y anual durante el primer año de la energía autoconsumida, su ahorro económico derivado y los cargos por energía autoconsumida. Se obtiene un autoconsumo de 134.239 kWh, implicando un ahorro de 15.732 euros en la factura de la luz. Esta cantidad implicaría un gasto en concepto de peaje al autoconsumo de 3.082 euros, reduciendo el potencial ahorro en un 19%. En relación a los excedentes, esta instalación genera 1.966 kWh anuales. Si se considera su venta a precio pool, se generan 99 euros de ingresos extras anuales. Aplicando el mecanismo de balance neto, los beneficios extras ascienden a los 232 euros anuales.

Tabla 44. Valores mensuales técnicos y económicos instalación 80 kW

MES	Energía autoconsumida [kWh]	Ahorro energía autoconsumida [€]	Impuesto al sol [€]	Excedentes [kWh]	Venta de excedentes [€]	Beneficios balance neto [€]
Enero	8.758	1.006 €	175 €	278	14 €	32 €
Febrero	9.723	1.117 €	189 €	66	3 €	8 €
Marzo	8.054	929 €	168 €	247	9 €	28 €
Abril	11.919	1.411 €	293 €	171	7 €	21 €
Mayo	13.728	1.622 €	335 €	158	8 €	19 €
Junio	13.519	1.596 €	326 €	32	2 €	4 €
Julio	14.648	1.731 €	353 €	37	2 €	5 €
Agosto	13.862	1.639 €	337 €	111	6 €	14 €
Septiembre	12.211	1.447 €	300 €	99	4 €	12 €
Octubre	11.144	1.319 €	275 €	224	12 €	27 €
Noviembre	9.624	1.105 €	194 €	432	25 €	50 €
Diciembre	7.050	810 €	138 €	111	6 €	13 €
TOTAL	134.239	15.732 €	3.082 €	1.966	99 €	232 €

En la Tabla 45, se muestran los indicadores económicos resultado de este estudio. Se realiza una comparativa de la nueva normativa tras la aprobación del RD 15/2018 con la anterior. Al ser esta instalación, así como las posteriores a estudio, de potencia instalada mayor a 10 kW, son siempre gravadas por el impuesto a la energía autoconsumida del RD 900/2015.

La normativa no permite acogerse a la modalidad sin excedentes a consumos de potencia contratada superior a 100 kW. Aun así, se presentan los resultados para esta modalidad para demostrar que, en caso de permitirse, no es una opción ventajosa para el consumidor industrial.

Tabla 45. Datos económicos instalación de 80 kW

	Sin excedentes		Con excedentes		Balance neto
	RD 900/2015	RD 15/2018	RD 900/2015	RD 15/2018	
					-
Ahorro bruto [€/año]	15.732 €	15.732 €	15.815 €	15.815 €	15.964 €
Cargo autoconsumo [€/año]	3.082 €	-	3.082 €	-	-
Ahorro neto [€/año]	11.642 €	14.724 €	11.724 €	14.807 €	14.956 €
Inversión inicial [€]	100.800 €	100.800 €	100.800 €	100.800 €	100.800 €
Periodo de retorno [años]	8,18	6,55	8,13	6,51	6,45
IR [%]	3,49	4,44	3,52	4,46	4,51
VAN [€]	251.475 €	346.269 €	254.011 €	348.805 €	353.396 €

El periodo de retorno para la modalidad sin excedentes es de 6,55 años, obteniendo un índice de rentabilidad de 4,44 con la nueva legislación. Si aplicamos el impuesto a la energía autoconsumida del RD 900/2015, el *payback* aumenta hasta los 8,18 años. Acogerse a la modalidad con excedentes para esta instalación mejora ligeramente la rentabilidad, dado el porcentaje bajo de excedentes, obteniendo valores muy similares. El periodo de retorno se ve reducida en 0,05 años para ambas normativas. El balance neto apenas afecta a la rentabilidad del proyecto, ya que el porcentaje de excedentes es de un 1% respecto a la generación

fotovoltaica.

6.4. Instalación de 100 kW

En este apartado se analiza la instalación de 100 kW para el consumo industrial. En la Figura 47, se representan los perfiles mensuales de la demanda, curva amarilla, y la generación fotovoltaica, curva azul. El incremento de potencia de la instalación provoca que la curva de producción supere a la de demanda entre los meses de abril y noviembre. Durante las horas generación máxima, en torno a las 14 h se produce un exceso de generación.

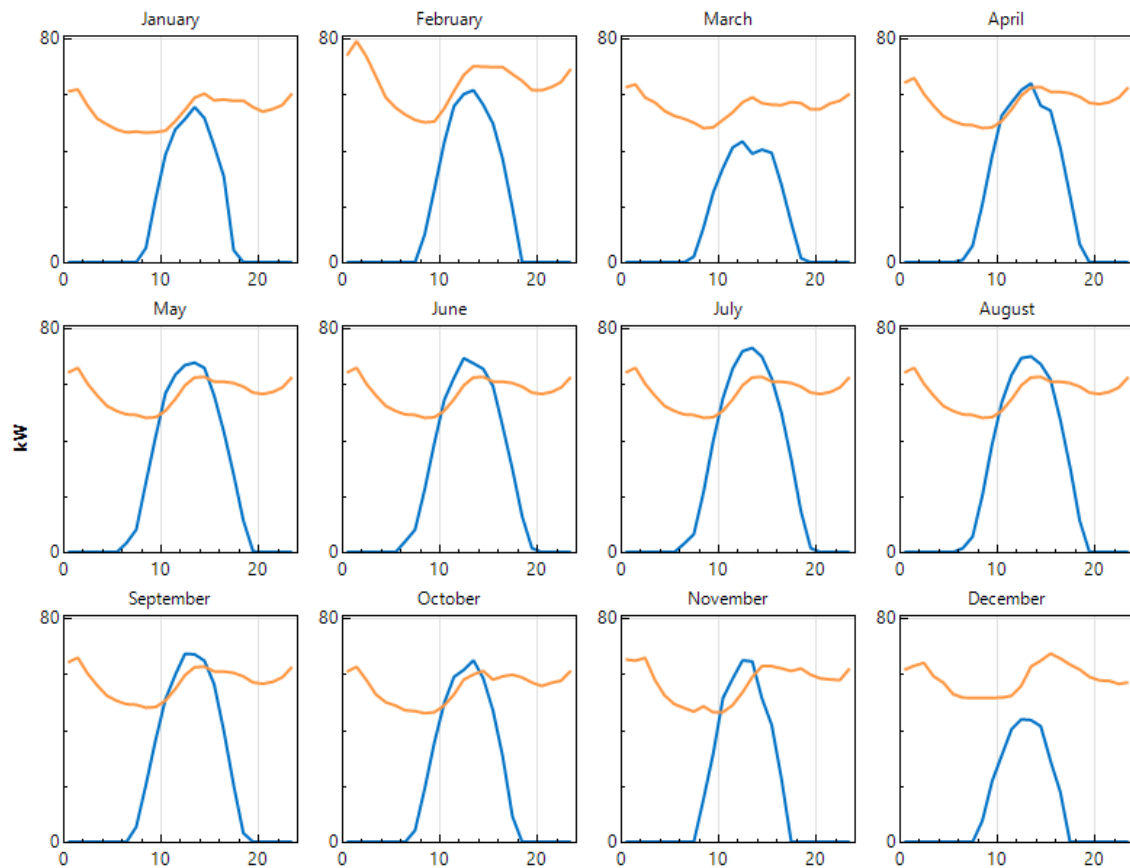


Figura 47. Perfiles mensuales de demanda y generación para 100 kW

En la Tabla 46, se muestran las características técnicas de la instalación en su primer año de funcionamiento. La instalación genera 170.256 kWh, de los cuales se autoconsume un 90%. Se produce un exceso de generación de 17.604 kWh. La demanda eléctrica anual de la industria, 500 MWh, se abastece en un 31% de la instalación fotovoltaica.

Tabla 46. Características técnicas instalación 100 kW

Datos técnicos	
Potencia (kWp)	100
Energía producida (kWh/año)	170.256
Energía autoconsumida (kWh/año)	152.651
Energía vertida a red (kWh/año)	17.604
Cobertura anual de la demanda (%)	31%
Energía autoconsumida (%)	90%

En la Figura 48, se representan graficamente valores mensuales de la demanda industrial, así como la generación fotovoltaica, la energía autoconsumida y la vertida a red. Al ser una demanda mensual aproximadamente constante, la energía autoconsumida está ligada a la energía generada. Por tanto, en los con mayor generación se produce un mayor autoconsumo. En la misma tesitura se encuentra la cantidad de vertidos a red. Al ser la producción energética mayor, los excedentes generados se incrementan.

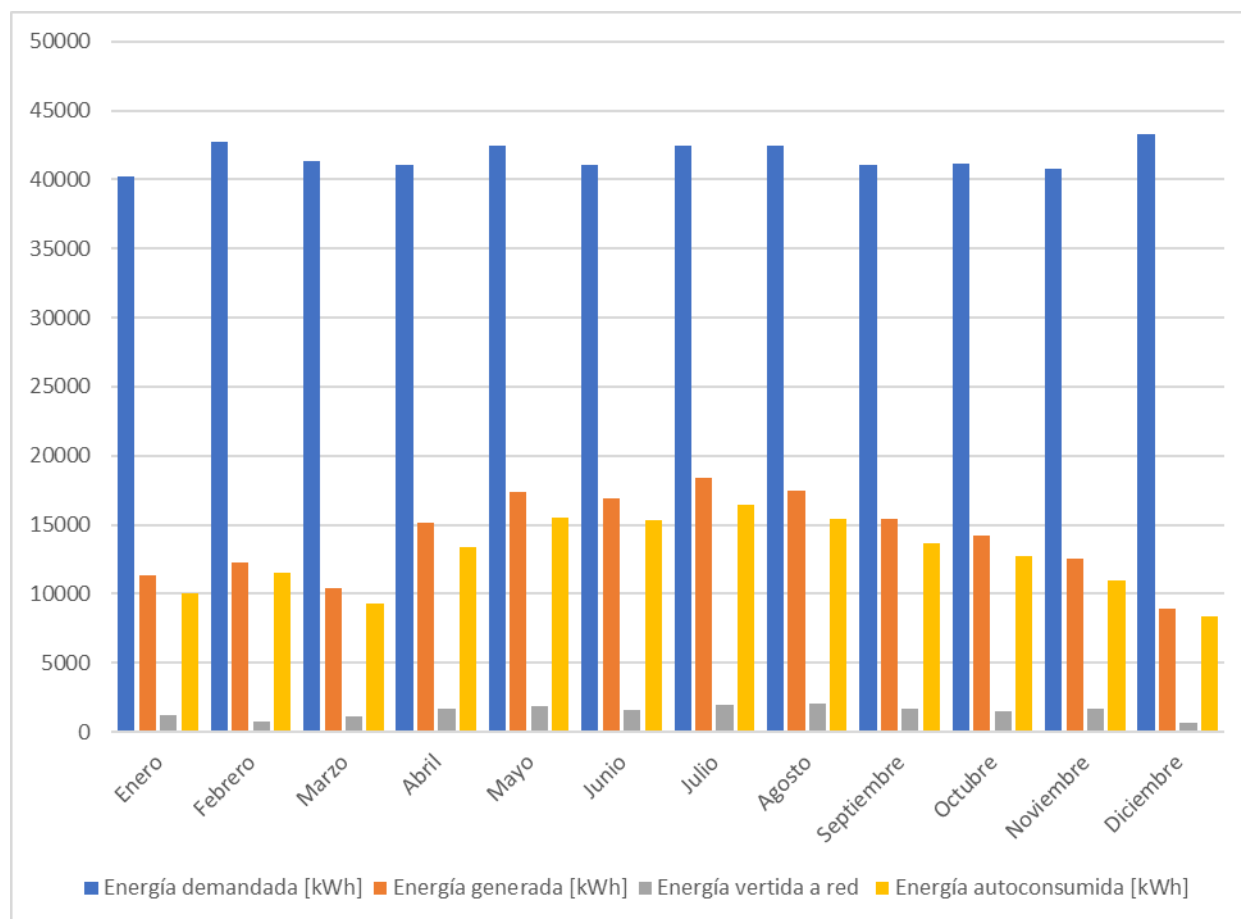


Figura 48. Valores mensuales de energía demandada, generada, vertida a red y autoconsumida para instalación de 100 kW

En la Tabla 47, se muestran los datos mensuales durante el primer año de energía autoconsumida, su consecuente ahorro económico y el hipotético impuesto a este autoconsumo. Se incluyen en la tabla los excedentes mensuales y su potencial beneficio económico, así como el beneficio de aplicar el balance neto.

Tabla 47. Valores mensuales técnicos y económicos instalación 100 kW

MES	Energía autoconsumida [MWh]	Ahorro energía autoconsumida [€]	Impuesto al sol [€]	Excedentes [MWh]	Venta de excedentes [€]	Beneficios balance neto [€]
Enero	10.060	1.156 €	218 €	1234	62 €	142 €
Febrero	11.532	1.325 €	237 €	705	36 €	81 €
Marzo	9.305	1.074 €	211 €	1072	37 €	124 €
Abril	13.416	1.585 €	366 €	1696	70 €	205 €
Mayo	15.507	1.828 €	418 €	1849	97 €	224 €
Junio	15.344	1.808 €	407 €	1594	89 €	192 €
Julio	16.408	1.934 €	441 €	1948	115 €	235 €
Agosto	15.430	1.820 €	421 €	2036	118 €	246 €
Septiembre	13.681	1.618 €	375 €	1705	78 €	206 €
Octubre	12.713	1.502 €	343 €	1498	80 €	181 €
Noviembre	10.928	1.255 €	243 €	1642	94 €	189 €
Diciembre	8.327	956 €	173 €	625	34 €	72 €
TOTAL	152.651	17.860 €	3.853 €	17604	909 €	2.095 €

Se estima un autoconsumo de 152.651 kWh, implicando un ahorro de 17.860 euros en la factura de la luz. Esta cantidad implicaría un gasto en concepto de peaje al autoconsumo de 3.853 euros, reduciendo los potenciales beneficios en un 22%. En relación a los excedentes, esta instalación genera 17.604 kWh anuales. Si se considera su venta a precio pool, se generan 909 euros de ingresos extras anuales. Aplicando el mecanismo de balance neto, los beneficios extras ascienden a los 2.095 euros anuales.

En la Tabla 48, se muestran los indicadores económicos resultado del estudio, realizando una comparativa de la nueva normativa aprobada en el RD 15/2018 con la anterior. La principal diferencia entre ambas normativas es la aplicación de cargos por la energía autoconsumida que afecta a todas las modalidades con el RD 900/2015.

Tabla 48. Datos económicos instalación de 100 kW

	Sin excedentes		Con excedentes		Balance neto
	RD 900/2015	RD 15/2018	RD 900/2015	RD 15/2018	
					-
Ahorro bruto [€/año]	17.860 €	17.860 €	18.760 €	18.760 €	19.955 €
Cargo autoconsumo [€/año]	3.852 €	-	3.852 €	-	-
Ahorro neto [€/año]	12.747 €	16.600 €	13.648 €	17.500 €	18.695 €
Inversión inicial [€]	126.000 €	126.000 €	126.000 €	126.000 €	126.000 €
Periodo de retorno [años]	9,27	7,22	8,69	6,87	6,45
IR [%]	3,05	3,99	3,27	4,21	4,51
VAN [€]	258.819 €	377.312 €	286.521 €	405.013 €	441.745 €

Para la modalidad sin excedentes, el retorno de la inversión, con la aplicación del nuevo RD 15/2018, se calcula en 7,22 años. Si se aplican los cargos por autoconsumo, este se incrementa en dos años consecuencia de la reducción del ahorro anual neto.

Aunque se trate de una instalación con un porcentaje bajo de excedentes respecto a lo generado, al ser una

instalación de relativo gran tamaño, es importante considerar la venta de excedentes. En relación al *payback*, este desciende en más de medio año para ambas legislaciones. En relación al mecanismo de balance neto, siempre beneficioso, mejora el índice de rentabilidad del proyecto en un 13% respecto a la modalidad sin excedentes.

Se observa nuevamente la conveniencia de disponer de la modalidad de autoconsumo con excedentes. Obtener beneficio de los excedentes vertido a red mejora la rentabilidad económica de las instalaciones, al no haber diferencias de cargos para ambas modalidades en cualquiera de las dos normativas,

6.5. Instalación de 160 kW

En este apartado se analiza la instalación de mayor potencia para el sector industrial. La subida de potencia implica aumentar los excesos de generación en las horas centrales del día como ya ocurría en casos anteriores. En este caso, en todos los meses, la curva de generación supera a la demanda en el tramo horario comprendido entre las 10 y 16 h. Entre abril y noviembre el exceso de generación se ve incrementado, y en un tramo horario mayor, consecuencia de días con mayor número de horas de sol.

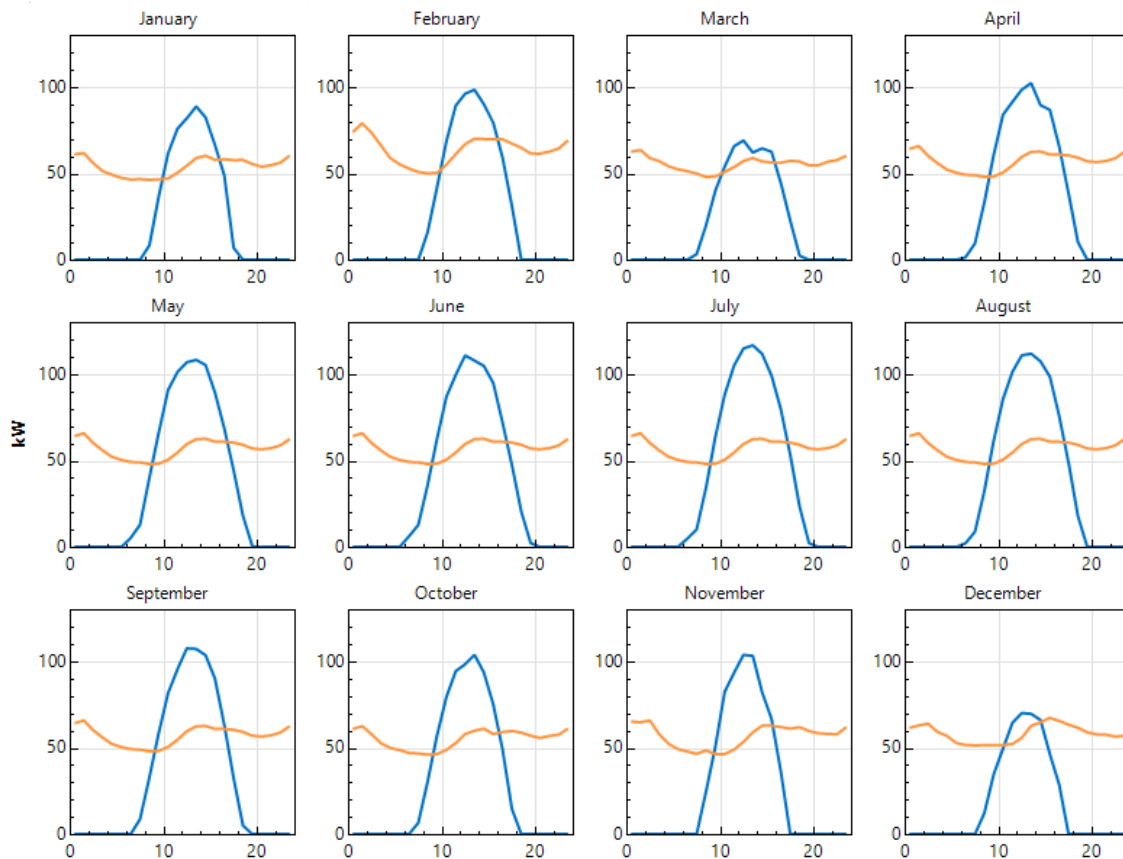


Figura 49. Perfiles mensuales de demanda y generación para 160 kW

En la Tabla 37 se detallan las características técnicas para la mayor de las instalaciones que se estudian en el segmento comercial. La instalación produce 272.409 kWh, de los cuales se autoconsume un 65%. La generación vertida a red es de 94.522 kWh. De la demanda eléctrica anual de la industria, 500 MWh, se autoconsume el 36%.

Tabla 49. Características técnicas instalación 160 kW

Datos técnicos	
Potencia (kWp)	160
Energía producida (kWh/año)	272.409
Energía autoconsumida (kWh/año)	177.886
Energía vertida a red (kWh/año)	94.522
Cobertura anual de la demanda (%)	36%
Energía autoconsumida (%)	65%

En la Figura 50, se representan nuevamente los valores mensuales de la energía demandada, la energía generada junto a la vertida a red y la autoconsumida. Entre mayo y agosto la energía mensual generada se encuentra en el rango comprendido entre 25 y 30 MWh. En estos meses la energía autoconsumida es consecuentemente mayor, así como la cantidad vertida a red.

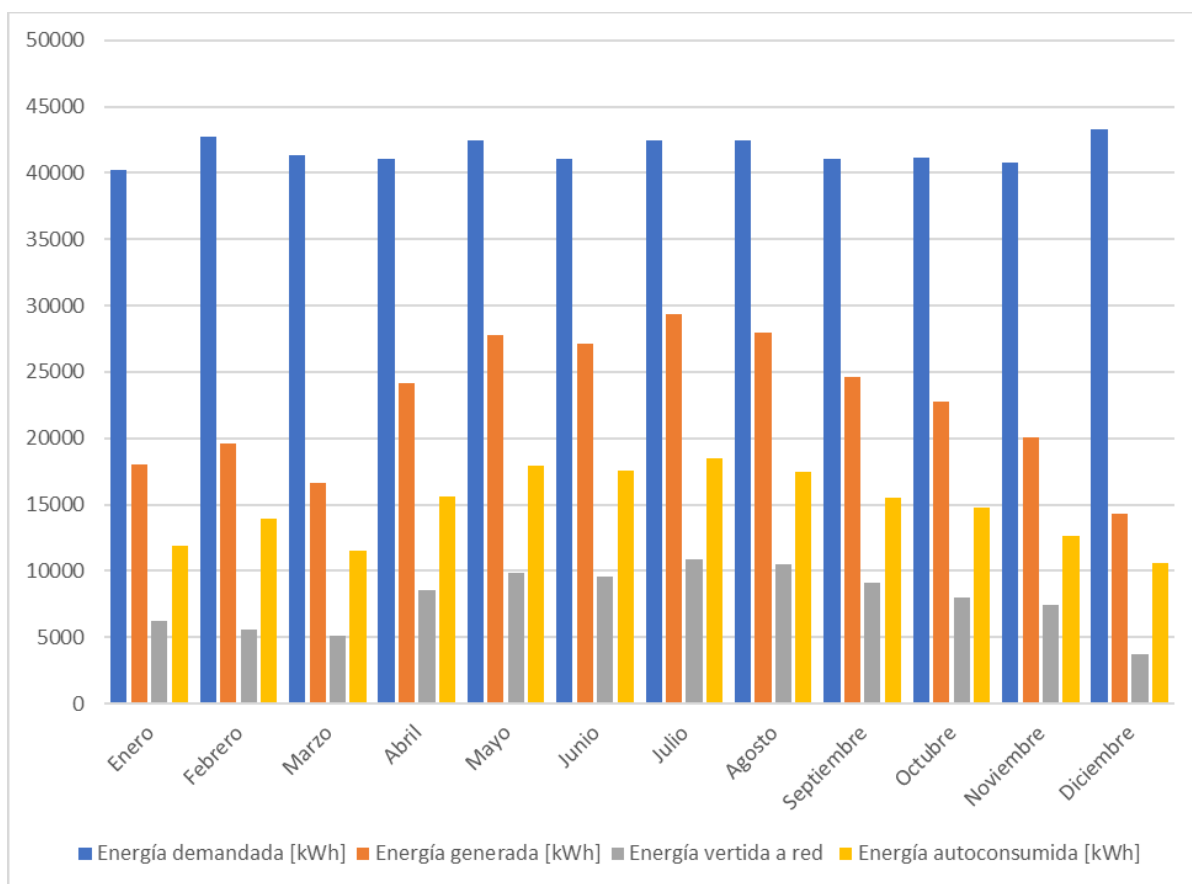


Figura 50. Valores mensuales de energía demandada, generada, vertida a red y autoconsumida para instalación de 160 kW

En la Tabla 50, se aportan los datos por mes y anual durante el primer año de la energía autoconsumida, su consecuente ahorro económico y el hipotético impuesto a este autoconsumo. Además, se detallan mensualmente los vertidos a red, así como su aprovechamiento económico mediante su venta y la modalidad de balance neto.

Tabla 50. Valores mensuales técnicos y económicos instalación 160 kW

MES	Energía autoconsumida [MWh]	Ahorro energía autoconsumida [€]	Impuesto al sol [€]	Excedentes [MWh]	Venta de excedentes [€]	Beneficios balance neto [€]
Enero	11.874	1.364 €	349 €	6.198	307 €	712 €
Febrero	13.971	1.605 €	379 €	5.608	290 €	644 €
Marzo	11.493	1.325 €	337 €	5.109	182 €	591 €
Abril	15.587	1.836 €	586 €	8.593	347 €	1.027 €
Mayo	17.917	2.104 €	669 €	9.853	516 €	1.178 €
Junio	17.566	2.061 €	651 €	9.535	526 €	1.139 €
Julio	18.497	2.172 €	706 €	10.873	641 €	1.299 €
Agosto	17.429	2.049 €	673 €	10.515	607 €	1.256 €
Septiembre	15.547	1.834 €	599 €	9.072	415 €	1.085 €
Octubre	14.745	1.737 €	549 €	7.992	425 €	955 €
Noviembre	12.642	1.452 €	389 €	7.470	428 €	858 €
Diciembre	10.619	1.220 €	277 €	3.703	204 €	425 €
TOTAL	177.886	20.759 €	6.165 €	94.522	4.888 €	11.169 €

Se estima un autoconsumo de 177.886 kWh, implicando un ahorro en la factura de la luz de 20.759 euros. Esta cantidad implicaría un gasto en concepto de peaje al autoconsumo de 6.165 euros. Los cargos por energía autoconsumida suponen una reducción del 30% en el ahorro por la energía autoconsumida. En relación a los excedentes, esta instalación genera 94.522 kWh anuales. Si se considera su venta a precio pool, se generan 4.888 euros de ingresos extras anuales. Aplicando el mecanismo de balance neto, los beneficios extras ascienden a los 11.169 euros anuales.

En la Tabla 51, se muestran los indicadores económicos resultado del estudio, realizando una comparativa para los resultados aplicando el RD 900/2015 y el RD 15/2018. Esta instalación al superar los 100 kW de potencia pico, presenta diferencias en la normativa respecto a todos los casos ya estudiados. La que afecta en mayor medida a los distintos estudios económicos es la imposibilidad de aplicar un futuro mecanismo de balance neto a instalaciones de potencia superior a 100 kW. Además de una mayor tramitación administrativa, como se describe en el apartado 2.4.3. destacando la obligación de inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Tabla 51. Datos económicos instalación de 160 kW

	Sin excedentes		Con excedentes		Balance neto
	RD 900/2015	RD 15/2018	RD 900/2015	RD 15/2018	
					-
Ahorro bruto [€/año]	20.759 €	20.759 €	25.676 €	25.676 €	31.928 €
Cargo autoconsumo [€/año]	6165 €	-	6165 €	-	-
Ahorro neto [€/año]	12.578 €	18.743 €	17.495 €	23.660 €	29.912 €
Inversión inicial [€]	201.600 €	201.600 €	201.600 €	201.600 €	201.600 €
Periodo de retorno [años]	14,51	10,03	10,70	8,06	6,45
IR [%]	1,86	2,80	2,61	3,55	4,51
VAN [€]	173.717 €	363.304 €	324.937 €	514.525 €	706.792 €

Para la modalidad sin excedentes, con la aplicación del peaje a la energía autoconsumida, el *payback* alcanza los 14,51 años. Al eliminarse este impuesto, el *payback* baja a los 10,03 años.

La modalidad con excedentes mejora la rentabilidad, al obtener beneficio de los 94.522 kWh vertidos a red. El

payback alcanza los 10,70 años para el RD 900/2015 y baja desde los 10,03 a los 8,06 años para la legislación vigente. Analizando el mecanismo de balance neto, el índice de rentabilidad alcanza el valor de 4,51 con un periodo de retorno de solo 6,45 años. Aunque como se ha comentado, esta posibilidad no se contempla en la futura normativa.

6.6. Comparativa de resultados

En esta sección se comparan conjuntamente los resultados obtenidos de los diferentes estudios para el sector industrial. Antes de mostrar el conjunto de los resultados económicos del estudio, se aportan los datos técnicos de los distintos sistemas, que ayudan a comprender los resultados posteriores. La demanda industrial está caracterizada por valores aproximadamente constantes durante todo el día. Esto implica un menor porcentaje de excedentes. La generación de excedentes tiene un comportamiento exponencial. Con la instalación de 80 kW se generan 2 MWh anuales de excedentes, los que suponen el 1% de la energía generada. Mientras que, para la instalación de 160 kW, donde la potencia se dobla, la cifra aumenta a 95 MWh anuales, suponiendo el 45% de la energía generada. En contraposición, se obtienen porcentajes de demanda cubierta por la red eléctrica menores, consecuencia de un consumo alto en las horas sin sol. Este valor varía desde el 27% para la instalación de 80 kW hasta el 36% para el sistema de 160 kW.

Tabla 52. Comparativa valores técnicos, sector industrial

Potencia (kWp)	80	100	160
Energía producida (kWh/año)	136.204	170.256	272.409
Energía autoconsumida (kWh/año)	134.239	152.651	177.886
Energía vertida a red (kWh/año)	1.966	17.604	94.522
Cobertura anual de la demanda (%)	27%	31%	36%
Energía autoconsumida (%)	99%	90%	65%

Se analiza en primer lugar los resultados no considerando la venta de excedentes. Al ser instalaciones de considerable potencia y como se ha visto en los estudios para cada instalación, el autoconsumo sin excedentes en el sector industrial no es una modalidad ventajosa. Además, según el RD 900/2015 no se permite esta opción para potencias contratadas superiores a 100kW. Aun así, se muestran los resultados. Este resultado queda marcado por el porcentaje de energía autoconsumida. Al incrementar la potencia de la instalación este valor se reduce exponencialmente. En la Tabla 53, se muestran los resultados siguiendo la normativa vigente, sin cargos por energía autoconsumida.

Tabla 53. Comparativa de resultados económicos sin venta de excedentes RD 15/2018, sector industrial

	80 kW	100 kW	160 kW
Inversión inicial [€]	100.800 €	126.000 €	201.600 €
Periodo de retorno [años]	6,55	7,22	10,03
IR [%]	4,44	3,99	2,80
VAN [€]	346.269 €	377.312 €	363.304 €

Cuanto menor es la potencia de la instalación menor es el periodo de retorno de la inversión y mayor el índice de rentabilidad. Para la instalación de 80 kW, sin la aplicación de cargos, se obtiene un *payback* de 6,55 años, subiendo a 7,22 años para la segunda instalación y hasta 10,03 años para 160 kW de potencia. Se tienen buenos índices de rentabilidad debido a que el aprovechamiento de la energía generada es elevado. Además, los costes unitarios de instalación son menores debido a las economías de escala y la deducción del IVA. Los valores siguen siendo positivos con la hipotética aplicación de cargos por la energía autoconsumida. 8,18, 9,27 y 14,51 años para las tres instalaciones respectivamente, Tabla 54.

Tabla 54. Comparativa de resultados económicos sin venta de excedentes RD 900/2015, sector industrial.

	80 kW	100 kW	160 kW
Inversión inicial [€]	100.800 €	126.000 €	201.600 €
Periodo de retorno [años]	8,18	9,27	14,51
IR [%]	3,49	3,05	1,86
VAN [€]	251.475 €	258.819 €	173.717 €

Se continua con la comparativa de resultados valorando la venta de excedentes eléctricos. Se trata de la modalidad más ventajosa para el sector industrial debido al volumen de excedentes. Se aportan los resultados para una instalación siguiendo la nueva normativa aprobada (RD 15/2018), Tabla 55 y con la aplicación del peaje por la energía autoconsumida, Tabla 56, que gravaba a cualquier instalación de autoconsumo que vendía sus excedentes.

Tabla 55. Comparativa de resultados económicos con venta de excedentes RD 15/2018, sector industrial

	80 kW	100 kW	160 kW
Inversión inicial [€]	100.800 €	126.000 €	201.600 €
Periodo de retorno [años]	6,51	6,87	8,06
IR [%]	4,46	4,21	3,55
VAN [€]	348.805 €	405.013 €	514.525 €

En primer lugar, se disponen de los datos sin considerar cargos por la energía autoconsumida. Para las instalaciones de 80 y 100 kW, donde el porcentaje de excedentes es reducido, la rentabilidad del proyecto se ve apenas afectada, obteniéndose una ligera mejora. Para la instalación de 160 kW, el *payback* se reduce en dos años. La instalación de menor potencia obtiene los mejores valores índices de rentabilidad. En contraposición, la instalación de 160 kW presenta el mayor VAN, debido a los ingresos obtenidos anuales por la venta de excedentes.

Si se aplica el “impuesto al sol”, Tabla 56, las rentabilidades de las instalaciones se ven afectadas muy negativamente, reduciéndose desde un 26% para los 80 kW hasta el 35% para los 160Kw.

Tabla 56. Comparativa de resultados económicos con venta de excedentes RD 900/2015, sector industrial

	80 kW	100 kW	160 kW
Inversión inicial [€]	100.800 €	126.000 €	201.600 €
Periodo de retorno [años]	8,13	8,69	10,70
IR [%]	3,52	3,27	2,61
VAN [€]	254.011 €	286.521 €	324.937 €

En la última comparativa, Tabla 57, se muestran los resultados de la aplicación de un hipotético mecanismo de compensación por los excedentes. Destaca claramente como para todas las instalaciones aumenta la rentabilidad de las inversiones resultado de sacar el mismo aprovechamiento a toda la energía generada. Se obtienen periodos de retorno de 6,45 años para las tres instalaciones. Se obtiene el mismo valor al estar toda la energía valorada por igual, y considerar valores proporcionales a la potencia para la inversión inicial y la producción eléctrica.

Tabla 57. Comparativa de resultados económicos con balance neto, sector industrial

	80 kW	100 kW	160 kW
Inversión inicial [€]	100.800 €	126.000 €	201.600 €
Periodo de retorno [años]	6,45	6,45	6,45
IR [%]	4,51	4,51	4,51
VAN [€]	353.396 €	441.745 €	706.792 €

6.7. Sistema con baterías

Se estudia la viabilidad económica de introducir un sistema de almacenamiento con baterías en la instalación. Se simulan para la instalación de mayor potencia fotovoltaica del sector, 160 kW.

En la Figura 51, se representa el comportamiento mensual de las baterías. La curva amarilla representa la energía generada por la instalación fotovoltaica, mientras que la azul es la curva de la demanda energética de la vivienda. La diferencia positiva entre la generación y la demanda es igual a la energía que se almacena en las baterías, representada por la curva roja. La curva verde representa la descarga de energía del sistema de almacenamiento para abastecer la demanda.

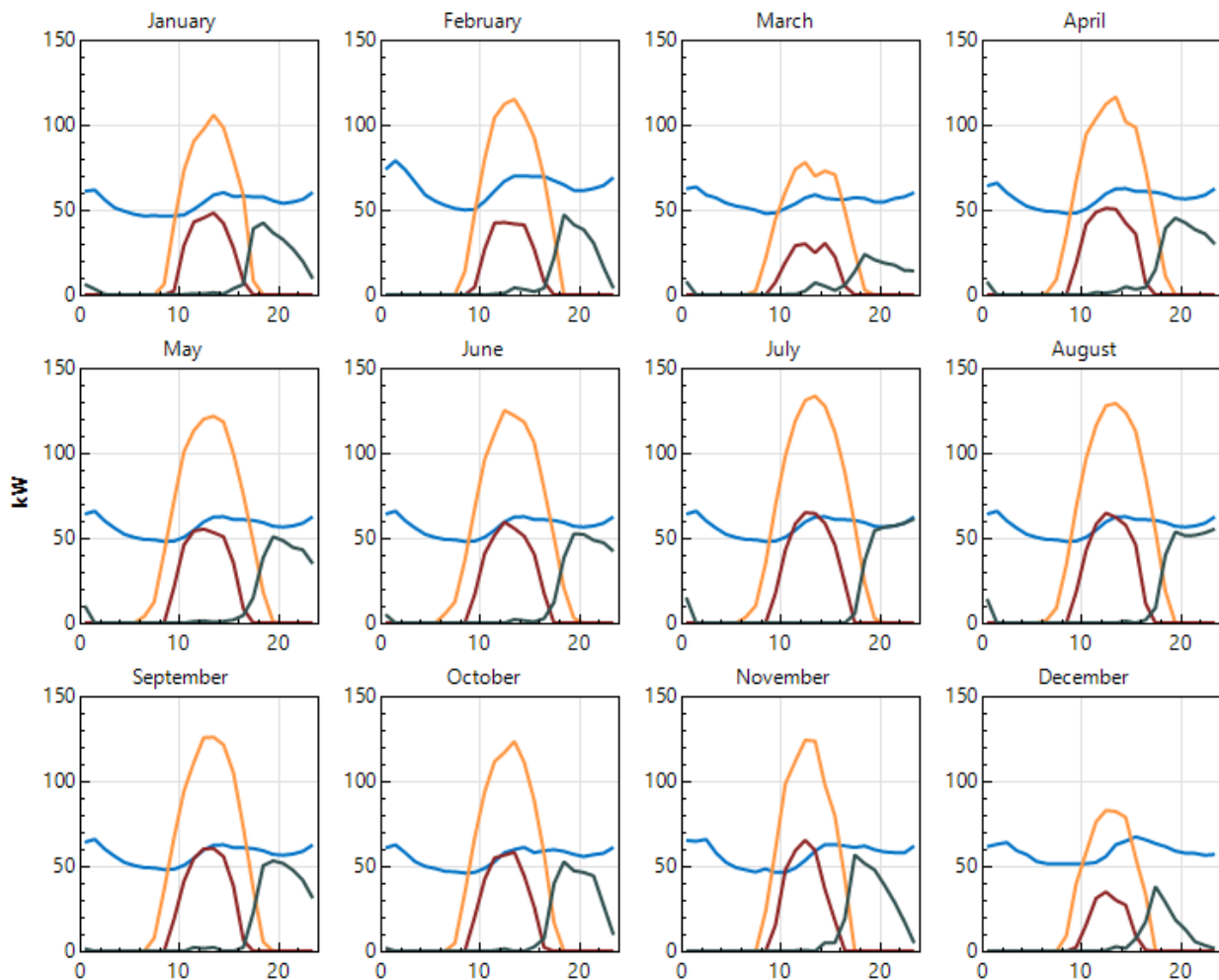


Figura 51. Respaldo mensual red eléctrica al sistema con baterías, sector industrial

En torno a las 8 h comienzan a producirse excesos de producción destinado a la carga de baterías. Este proceso finaliza entre las 17 y 18 h aproximadamente en función del periodo del año. Durante los meses estivales,

debido a un mayor número de horas de sol, el proceso de carga es más duradero. Por tanto, la descarga de las baterías suele producirse en ese tramo horario, abasteciendo parte de la demanda energética de las últimas horas del día. Durante la madrugada tiende a finalizar la descarga de las baterías, necesitando de un mayor respaldo del sistema eléctrico.

En la Figura 52, se representa la energía demandada a la red eléctrica, curva roja. La curva de color azul representa nuevamente la demanda de la vivienda.

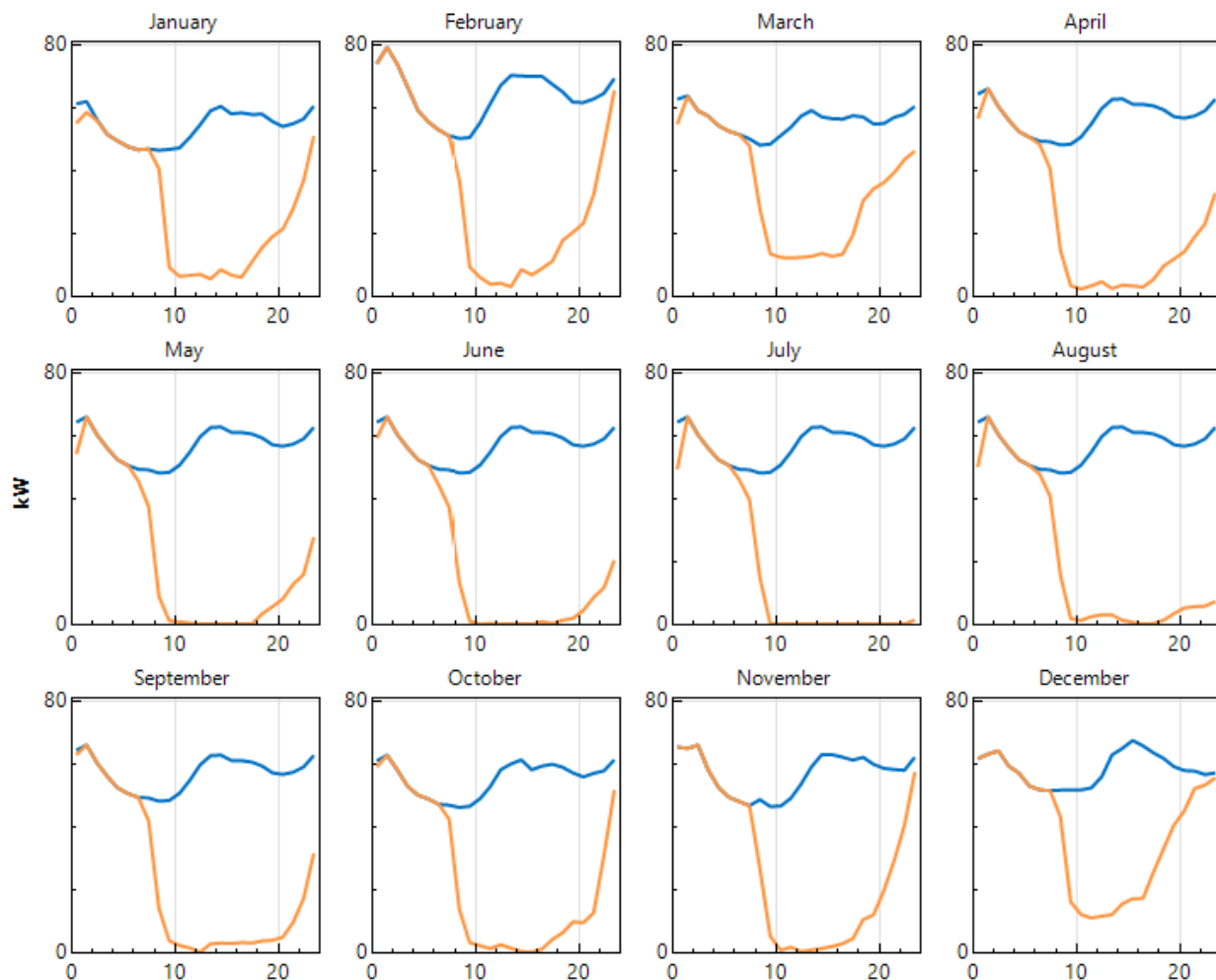


Figura 52. Valores mensuales energía autoconsumida, descarga baterías y demanda red, sector industrial

El respaldo de la red eléctrica se produce mayoritariamente en las horas de madrugada, cuando la producción fotovoltaica es nula y las baterías han sido ya descargadas. Durante las horas centrales del día el sistema fotovoltaico abastece en gran medida la demanda. Entre los meses de abril y noviembre, esta demanda es prácticamente nula debido a disponer de más cantidad del recurso solar. En torno a las 20 h, comienza a crecer el consumo proveniente del sistema eléctrico, una vez las baterías finalizan su proceso de descarga.

Respecto a datos técnicos de la instalación de las baterías, se comparan con el sistema sin baterías. La energía producida es ligeramente menor, en 93 kWh, debido a las pérdidas que introduce en el sistema las baterías. Las baterías realizan una aportación de 841 kWh a la demanda de la vivienda, un 20% de esta. Esto hace que el porcentaje de energía autoconsumida aumente del 50% al 74%. La cobertura anual de la demanda alcanza el 61%, mientras que, sin estas, se alcanza un 41%.

Tabla 58. Comparativa datos técnicos sistema con baterías, caso industrial

Datos técnicos	Sin baterías	Con baterías
Potencia (kWp)	160	160
Energía producida (kWh/año)	272.409	270.560
Energía autoconsumida (kWh/año)	177.886	175.803
Energía baterías (kWh/año)	-	86.636
Energía vertida a red (kWh/año)	94.522	12.030
Cobertura anual de la demanda (%)	36%	52%
Energía autoconsumida (%)	65%	96%
Reemplazo baterías (años)	-	13

En la Figura 53 **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se representan gráficamente, los valores mensuales de la energía autoconsumida, la descarga por la batería y la demanda de red eléctrica. Entre los meses de abril y noviembre, se consigue cubrir gran parte de la demanda mediante el sistema fotovoltaico más las baterías. Entre diciembre y marzo, debido a recibir menos radiación, se necesita de un mayor respaldo de la red eléctrica.

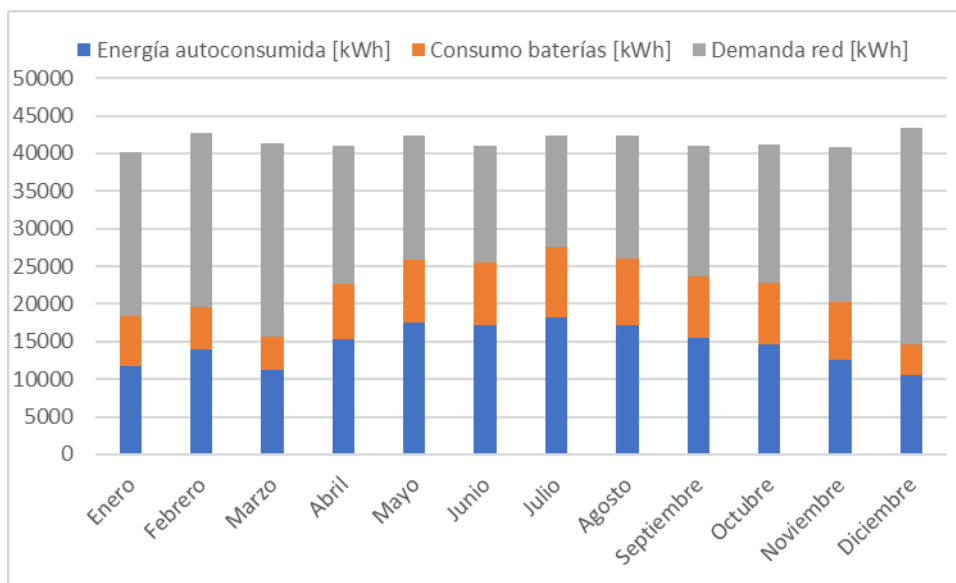


Figura 53. Valores mensuales energía autoconsumida, descarga batería y demanda red, sector industrial

Se presentan en la Tabla 59, los resultados económicos de este estudio. Se muestran junto a los resultados a la instalación sin incluir el sistema de almacenamiento. Consecuencia del aporte energético de las baterías, se consigue un ahorro extra de 2.824 euros anuales durante este primer año. En contraposición, la instalación necesita de una inversión extra por la instalación de las baterías. La inversión extra inicial es de 200.000 euros. Las baterías se reemplazan cuando se encuentran al 50% de su capacidad. Esta ocurre a los 13 años, por lo que se necesita reemplazarla. El coste de reemplazarla se estima en 94.000 euros.

Se observa que el ahorro extra derivado de las baterías no compensa la inversión inicial. El periodo de retorno se incrementa hasta los 24,72 años.

Tabla 59. Comparativa datos económicos sistemas con baterías

	Sin baterías	Con baterías
Ahorro bruto [€/año]	25.676 €	30.996 €
Ahorro neto [€/año]	23.660 €	26.484 €
Inversión inicial [€]	201.600 €	201.600 €
Inversión baterías [€]	-	200.000
	-	94.000
Periodo de retorno [años]	8,06	21,83
IR [%]	3,55	1,19
VAN [€]	514.525 €	99.009

7 RESULTADOS

El objetivo de este apartado es presentar los resultados obtenidos para los distintos segmentos y las diferentes configuraciones estudiadas. En una primera aproximación a la comparación, Tabla 60, se presentan los resultados en relación a la energía autoconsumida y la cobertura de la demanda de las distintas instalaciones. La energía autoconsumida hace referencia al porcentaje de energía que se consume por el usuario directamente sobre la total generada. El valor porcentual de la cobertura de la demanda hace idea del porcentaje ahorrado en la factura energética final respecto al coste variable por la energía consumida. A mayor potencia, mayor ahorro. Sin embargo, no suele ser suficiente para compensar una mayor inversión inicial.

Tabla 60. Comparativa instalaciones energía autoconsumida y cobertura demanda

Segmento	Potencia [kW]	Energía autoconsumida [%]	Cobertura demanda [%]
Residencial	0,7	89%	25%
	1	78%	32%
	2	50%	41%
Comercial	9	89%	39%
	12	77%	45%
	16	63%	49%
Industrial	80	99%	27%
	100	90%	31%
	160	65%	35%

Dichos valores dependen de las curvas de consumo. Para el caso residencial e industrial, al tener un alto porcentaje de consumo en horas sin generación fotovoltaica, los valores de cobertura de la demanda son menores. La demanda comercial se adapta la curva de generación fotovoltaica, por lo que estos valores son superiores, entre un 40-50% para las instalaciones estudiadas. Para los otros dos sectores, este porcentaje queda reducido, presentando valores en torno al 30%.

Los porcentajes de energía autoconsumida dependen de cómo se distribuye el consumo a lo largo del año y los perfiles de demanda. Para el caso industrial se presentan los valores más elevados, debido a un consumo relativamente constante. La variabilidad del perfil de la demanda residencial provoca ser el tipo de consumidor con mayor porcentaje de excedentes.

En el siguiente apartado se presentan los resultados para los distintos consumidores. En este apartado solo se presentan las instalaciones y modalidades permitidas por la normativa. Se excluyen de este análisis la modalidad sin excedentes para el consumo industrial.

En primer lugar, se presentan los resultados atendiendo a la normativa según el RD 900/2015. Posteriormente, se muestran los resultados para el nuevo RD aprobado y una comparativa de ambos.

7.1. Regulación por Real Decreto 900/2015

En este apartado se presentan los resultados del estudio económico para las distintas configuraciones bajo el

RD 900/2015. En la Tabla 61 se presentan los resultados para la modalidad sin excedentes. Se excluye de este estudio, el sector industrial. En la Tabla 62 se presentan los resultados permitiendo la venta de excedentes.

Tabla 61. Comparativa económica de instalaciones para modalidad sin excedentes, RD 900/2015

	Potencia [kW]	Periodo de retorno [años]	IR [%]	VAN [€]
Residencial	0,7	9,48	2,98	2.867
	1	10,73	2,6	3.316
	2	16,99	1,56	2.308
Comercial	9	9,13	3,11	28.437
	12	>25	0,94	- 1.32
	16	>25	0,38	-14.861

Para la modalidad sin excedentes, las instalaciones penalizadas con los cargos a la energía autoconsumida se hacen inviables económicamente. Las instalaciones de potencia superior a 10 kW están penalizadas por estos cargos (instalaciones de 12 y 16 kW). Las instalaciones de menor potencia para cada sector presentan los mejores resultados en términos de rentabilidad. En relación al VAN, para el sector residencial, los mayores beneficios se obtienen para la instalación de 1 kW. El sector residencial presenta la ventaja de no requerir sistemas de potencia elevados, por lo que son suficientes con sistemas de potencia inferior a 10 kW. Sin embargo, sin la aplicación de este peaje, el sector comercial presenta resultados más positivos, debido en gran parte a un coste unitario menor de instalación.

Tabla 62. Comparativa económica de instalaciones para modalidad con excedentes, RD 900/2015

	Potencia [kW]	Periodo de retorno [años]	IR [%]	VAN [€]
Residencial	0,7	14,05	2,08	1.571
	1	14,71	1,96	1.986
	2	17,43	1,57	2.368
Comercial	9	16,34	1,63	8.482
	12	19,28	1,35	6.276
	16	24,05	1,05	1.101
Industrial	80	8,13	3,52	254.011
	100	8,69	3,27	286.521
	160	10,7	2,61	324.937

Acogiéndose a la modalidad con excedentes, todas las instalaciones quedan gravadas por el “impuesto al sol”. Para el sector residencial, esta modalidad penaliza la rentabilidad de todas las instalaciones, puesto que se mantenían exentos de este pago con la modalidad tipo 1.

Dentro del sector comercial, las instalaciones de 12 y 16 kW, reducen sus periodos de retorno, debido a sacar partido económico de la venta de excedentes. La instalación de 9 kW en la modalidad sin excedentes se mantiene como la opción de mayor viabilidad económica de los casos estudiados en el segmento comercial.

El sector que presenta los índices de rentabilidad más positivos es el industrial. Es consecuencia de valores elevados de energía autoconsumida y costes unitarios menores. En el lado opuesto, el sector comercial presenta los resultados más negativos. Los cargos por energía autoconsumida presenta valores superiores por kWh en el peaje de acceso 2.1 DH, de aplicación al sector comercial. Además, el sector comercial presenta los porcentajes de cobertura de la demanda más elevados, por lo que un mayor porcentaje de energía queda gravada.

7.2. Regulación por Real Decreto 15/2018

En este apartado se presentan los resultados aplicando la normativa recientemente aprobada, el RD 15/2018. La principal diferencia respecto al estudio anterior es la eliminación de cargos por energía autoconsumida para la modalidad con excedentes y las instalaciones de más de 10 kW de potencia de la modalidad sin excedentes. En la Tabla 63, se presentan los resultados de la modalidad sin excedentes. Los resultados para la modalidad con excedentes se muestran en la Tabla 64.

Tabla 63. Comparativa económica de instalaciones para modalidad sin excedentes, RD 15/2018

	Potencia [kW]	Periodo de retorno [años]	IR [%]	VAN [€]
Residencial	0,7	9,48	2,98	2.867
	1	10,73	2,6	3.316
	2	16,99	1,56	2.308
Comercial	9	9,13	3,11	28.437
	12	10,72	2,61	28.900
	16	13,32	2,06	25.181

Todas las instalaciones son viables económicamente. La única diferencia respecto a la aplicación del RD 900/2015, Tabla 61, es la eliminación del “impuesto al sol” para las instalaciones de 12 y 16kW. Las instalaciones de menor potencia dentro de cada sector se mantienen como las más viables económicamente, consecuencia de un menor vertido de excedentes. En relación al VAN, las instalaciones de potencia intermedia obtienen los mejores resultados.

La venta de excedentes, ya no penalizada, mejora la rentabilidad de las inversiones. Las instalaciones de menor potencia para cada sector continúan presentando los periodos de retorno de la inversión menores y los índices de rentabilidad superiores. En contraposición, al incrementar la potencia el VAN aumenta, ligado a una mayor inversión inicial.

El sector industrial se presenta como el más ventajoso para el autoconsumo, con periodos de inversión inferiores a 7 años.

Tabla 64. Comparativa económica de instalaciones para modalidad con excedentes, RD 15/2018

	Potencia [kW]	Periodo de retorno [años]	IR [%]	VAN [€]
Residencial	0,7	9,11	3,11	3.059
	1	9,84	2,86	3.856
	2	12,74	2,15	4.772
Comercial	9	8,64	3,30	31.006
	12	9,37	3,02	36.308
	16	10,33	2,71	41.143
Industrial	80	6,51	4,46	348.805
	100	6,87	4,21	405.013
	160	8,06	3,55	514.525

Por último, se presentan los resultados de un posible mecanismo de balance neto, planteado para un desarrollo futuro en la normativa, Tabla 65.

Tabla 65. Comparativa económica de instalaciones para modalidad con balance neto

	Potencia [kW]	Periodo de retorno [años]	IR [%]	VAN [€]
Residencial	0,7	8,69	3,27	3.295
	1	8,89	3,19	4.543
	2	9,90	2,84	7.631
Comercial	9	8.05	3,56	34.508
	12	8.05	3,56	46.011
	16	8.22	3,48	59.501
Industrial	80	6,45	4,51	353.396
	100	6,45	4,51	441.745
	160	-	-	-

Este mecanismo no hace más que mejorar los resultados económicos. Se trata de un mecanismo que beneficia al autoconsumo, ya que valora la energía excedentaria al precio de compra. Se mantiene el sector industrial como el más favorable, con retornos de la inversión de 6,45 años. Le sigue el sector comercial con valores cercanos a 8 años. Por último, el residencial presenta valores cercanos a 9 años.

7.3. Discusión

El estudio demuestra que el autoconsumo es una opción viable económicamente para los distintos tipos de consumidores. El sector industrial ofrece las mejores perspectivas económicas. El estudio permite concluir que la instalación más rentable es la que minimiza la inyección de excedentes en la red. Por tanto, para cada sector la instalación de menor potencia es la que ofrece mayor rentabilidad económica.

Bajo la normativa del RD 900/2015, para instalaciones residenciales la modalidad recomendable es sin excedentes. Vender los excedentes implicaba el pago de los cargos por la energía autoconsumida, reduciendo la rentabilidad de la inversión. Para instalaciones en comercios, con consumos similares al estudiado, la opción óptima es la de una instalación de potencia inferior a 10 kW, evitando el pago del “impuesto al sol” y donde se minimicen los excedentes.

Para potencias elevadas, típicas de instalaciones industriales, la normativa obligaba a acogerse a la modalidad con venta de excedentes. La instalación con rentabilidad óptima aquella que minimiza los excedentes. Aunque el incrementar la potencia y los excedentes, puede permitir obtener mayores valores del VAN, y por tanto mayor beneficio a largo plazo. En cualquier caso, para las distintas instalaciones industriales se obtienen resultados positivos.

En la Tabla 66, se presentan la mejora porcentual del índice de rentabilidad para las distintas instalaciones de autoconsumo. De esta forma, se aprecia como mejora el rendimiento económico de la instalación con la aprobación de la nueva normativa.

Tabla 66. Comparación de índices de rentabilidad RD 900/2015 – RD 15/2018

	Potencia [kW]	Sin venta [%]	Con venta [%]
Residencial	0,7	0%	50%
	1	0%	46%
	2	0%	37%
Comercial	9	0%	102%
	12	178%	124%
	16	442%	158%
Industrial	80	-	27%
	100	-	29%
	160	-	36%

La mayor mejora se presenta para las instalaciones comerciales sin venta de excedentes. Se debe a que, en estas instalaciones, el pago de cargos por energía autoconsumida suponía una disminución porcentual elevada de un ahorro derivado únicamente de la energía autoconsumida. Para las instalaciones sin venta de excedentes menores de 10 kW no se presentan mejoras, más allá de cambios administrativos y técnicos.

La principal diferencia se presenta en la modalidad con excedentes, pues es siempre penalizada por el “impuesto al sol” con el RD 900/2015. Para la instalación residencial de mayor viabilidad económica (0,7 kW) la rentabilidad mejora en un 50%. Para la del sector comercial (38%), esta mejora se estima en un 42% y para la industrial (80 kW) un 27%. Por tanto, el nuevo RD supone una mejora de la rentabilidad económica de entre un 25 y un 50%.

8 CONCLUSIÓN

Bajo la legislación anterior (RD 900/2015), las instalaciones de autoconsumo estaban penalizadas con cargos a la energía autoconsumida a excepción de las de potencia inferior a 10 kW de la modalidad 1. El sector residencial presenta instalaciones típicas de potencia inferior a 10 kW, donde se eximen del pago de este impuesto. En contraposición, no se obtiene ningún beneficio de los excesos de generación. Pese a no ser una legislación favorable en relación al fomento del autoconsumo, bajo esta legislación las instalaciones residenciales pueden ser viables económicamente. Para ello, deben diseñarse minimizando el vertido de excedentes. A medida que se vierte a red una mayor cantidad, estas instalaciones tienden a la no rentabilidad. Un gran potencial de ahorro económico dentro del sector residencial, no planteado en este trabajo, es la gestión de la demanda energética. Esta implica modificar los hábitos de consumo del usuario, desplazando las cargas a las horas de producción fotovoltaica. De tal forma, se consigue un mayor aprovechamiento de la producción, que inicialmente queda penalizado por la diferencia entre las curvas de consumo y generación.

Dentro del sector comercial, para determinados rangos de consumos, como el estudiado en este proyecto, es posible acogerse a esta modalidad. La instalación de un sistema de potencia inferior a 10 kW permite obtener buenos valores de rentabilidad, eximiéndose del pago de cargos. Si se supera esta potencia, las instalaciones en la modalidad sin excedente son inviables debido al alto valor de los cargos por energía autoconsumida presente en este tramo. Además, estos perfiles presentan un alto porcentaje de demanda cubierto por autoconsumo debido a la similitud de las curvas. Por tanto, gran parte del consumo queda penalizado con este gravamen. Considerando la modalidad con excedentes, se obtienen periodos de retorno a la inversión positivos. Aunque estos son superiores a la modalidad sin excedentes. Nuevamente, a mayor porcentaje de excedentes, se reducen los índices de rentabilidad. El sector industrial se asocia a la modalidad con excedentes. Presenta los mejores resultados debido a un alto porcentaje de energía autoconsumida y costes unitarios menores.

Con la aprobación del RD 15/2018 y la eliminación de cualquier cargo por el autoconsumo de energía, el sector más beneficiado es el comercial. Esto es debido al alto cargo por energía autoconsumida. El sector residencial apenas se ve afectado en este sentido, puesto que la mayoría de las instalaciones estaban exentas de este pago. Aun así, se presentan grandes beneficios respecto a la legislación anterior en relación a una simplificación administrativa y técnica, como la eliminación de tener que disponer de un segundo contador. El sector industrial presenta una mejora de la rentabilidad entorno al 30% consecuencia de la supresión de este impuesto.

La aprobación del nuevo RD no es más que una medida necesaria para el desarrollo del autoconsumo en un país con altos niveles recurso solar. La legislación anterior era restrictiva, no fomentando el desarrollo del autoconsumo. Se han eliminado las numerosas trabas técnicas y administrativas que presentaba la normativa, destacando la eliminación de cualquier cargo por autoconsumir mejora la rentabilidad de las instalaciones. También, destaca enormemente la simplificación de la tramitación administrativa de las instalaciones, reduciendo la dificultad y los tiempos para la puesta en funcionamiento de las instalaciones. Otros beneficios destacados que se aprecian en la nueva normativa son:

- Posibilidad de un futuro mecanismo de balance neto. El balance neto es un mecanismo beneficioso para el consumidor, puesto que saca provecho de toda la energía generada. Se trata de una medida para incentivar el autoconsumo. Aunque se ha comprobado que no es necesario este mecanismo para hacer viable las instalaciones. Es una medida muy ventajosa puesto que la energía no está valorada al mismo precio en todas las horas y los excesos de generación pueden coincidir con periodos de consumo valle donde la generación no sea muy útil. Se trata de un mecanismo que debe detallarse en gran medida, pues se trata de una primera mención en la normativa española.
- Eliminación de la limitación de potencia de la instalación a la potencia contratada. Como se ha visto en los resultados, para ciertas modalidades, los beneficios netos durante el total de la vida útil de la

instalación aumentaban con la potencia. De esta forma se puede diseñar el tamaño de la instalación sin esta restricción.

- Se permite el autoconsumo compartido. Esta medida va permitir que el autoconsumo llegue a más consumidores, puesto que gran parte de la población vive en bloque de viviendas. Con esta medida se puede compartir la instalación, reduciendo en costes.

Otro de las conclusiones destacadas de este proyecto, es la inviabilidad actual de la instalación de baterías. Estas se encuentran en un proceso de desarrollo y en constante bajada de precios. En un futuro, con la bajada de precios que se prevé, así como la evolución de los costes de la electricidad, se convertirán en un complemento importante para las instalaciones de autoconsumo.

REFERENCIAS

- [1] BOE-A-2015-10927, *Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo*, vol. 2.
- [2] BOE-A-2018-13593, *Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores*, p. 12.
- [3] J. L. Prola y K. W. Steininger, «Photovoltaic self-consumption regulation in Spain: Profitability analysis,» *Energy Policy*, vol. 108, pp. 742-754, 2017.
- [4] F. M. Camilo, Rui, M. Almeida y V. F. Pires, «Economic assessment of residential PV systems with self-consumption,» *Solar Energy*, vol. 150, pp. 353-362, 2017.
- [5] A. Campoccia, L. Dusonchet, E. Telaretti y G. Zizzo, «An analysis of feed-in tariffs for solar PV in six representative countries of the European Union,» *Solar Energy*, vol. 130, pp. 530-542, 2014.
- [6] N. Darghouth, G. Barbose y W. R.H., «Customer-economics of residential photovoltaic systems (Part 1): the impact of high renewable energy,» *Energy Policy*, nº 67, pp. 290-300, 2014.
- [7] BOE-A-2013-13645, *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*.
- [8] BOE-A-2014-6123, *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*.
- [9] «<http://www.solarmat.es/>,» [En línea].
- [10] UNEF, «2017: el inicio de una nueva era para el sector fotovoltaico,» *Informe anual UNEF 2018*, 2018.
- [11] BNEF, «New Energy Outlook 2018,» 2018.
- [12] IRENA, «Renewable Power Generation Costs in 2017».
- [13] «OMIE, Operador del Mercado Ibérico de Energía.,» [En línea].
- [14] C. Europea, «PVGIS,» [En línea]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.
- [15] NREL, «System Advisor Model,» [En línea]. Available: <https://sam.nrel.gov/>.
- [16] C. Europea, «EUROSTAT,» [En línea]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat>.
- [17] Peters, «National Renewable Energy Laboratory,» *NREL*, 2015.

-
- [18] BOE-A-2011-17891, *Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.*
- [19] BOE-A-2012-15649, *Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.*
- [20] M.-C. F.-R. N. Talavera, «Evolution of the cost and economic profitability of grid-connected PV investments in Spain: long-term review according to the different regulatory frameworks approved.,» *Energy Ren.*, nº 66, pp. 233-248, 2016.
- [21] IEA, «National Survey Report of PV Power Applications in Spain in 2016».
- [22] R. Fu, D. Feldman, R. Margolis, M. Woodhouse y K. Ardani, «U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017,» *NREL*, 2017.

