



Programa de Doctorado en Ingeniería Mecánica y de Organización Industrial

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS

Universidad de Sevilla

**Análisis económico del sector eléctrico: Impacto de los
modelos de regulación de la distribución y del progreso
tecnológico en el comportamiento de los usuarios.**

TESIS DOCTORAL. CURSO: 2021 - 2022.

APELLIDOS Y NOMBRE: BALLESTEROS GALLARDO, JUAN ANTONIO

DIRECTORES:

Dr. FERNANDO NÚÑEZ HERNÁNDEZ

Dpto. Organización Industrial y Gestión de Empresas I. Universidad de Sevilla.

Dr. ÁNGEL ARCOS VARGAS

Dpto. Organización Industrial y Gestión de Empresas I. Universidad de Sevilla.

TUTOR:

Dr. GABRIEL VILLA CARO

Dpto. Organización Industrial y Gestión de Empresas I. Universidad de Sevilla.

Tesis acogida a la modalidad de compendio de publicaciones.

Según lo previsto en los Artículos. 62, 63 y 64 de la Resolución de la Secretaria General de la Universidad de Sevilla de 17 de febrero de 2020 por la que se procede a la elaboración de la versión consolidada del texto de la Normativa de Estudios de Doctorado de la Universidad de Sevilla.

DEDICATORIA.

Este texto se escribió el día 2 de mayo de 2021, día de la Madre, por lo que mejor día que dedicarle la presente tesis tanto a mi madre Gracia como a mi padre Joaquín. Son ellos dos los que desde pequeño me inculcaron el valor en el esfuerzo, formarme e intentar “hacer las cosas bien”. Ni que decir por supuesto el trabajo y las incontables horas que me han dedicado a mí y mis hermanos en nuestra educación y en ser lo que hoy somos. Es por ello, que son los primeros a los que debo dedicarle esta tesis.

A mis hermanos Joaquín y Gracia María, que han disfrutado también con cada artículo que publicaba. Dedicados ambos a la educación, espero que sigan formando buenos alumnos tal y como lo hacen. A mis dos sobrinas (por el momento), Sole e Irene que espero algún día todos ellos puedan leer este documento.

También dedicárselo a Angie, mi compañera de viaje, que ha sido la que más de cerca ha tenido que soportar las horas que esta tesis ha requerido, el carácter cuando las cosas no iban bien y darme los ánimos suficientes para seguir adelante. Su forma de ser y su inquebrantable lucha en las adversidades han sido el motor y la motivación de este trabajo.

AGRADECIMIENTOS.

Cuando se termina un trabajo de varios años no es fácil explicar con palabras los agradecimientos a aquellas personas que lo han hecho posible y han hecho ese camino más fácil e incluso apasionante.

En primer lugar a mis dos directores de tesis, los Doctores Ángel y Fernando, con los que he compartido muchas horas de trabajo durante estos años y siempre han mostrado una amabilidad intachable y han estado ahí pendientes para resolver cualquier duda que tuviese y apoyarme en todo momento.

A Fernando lo conocí en mi primera clase de economía cuando cursaba mi primer año en Ingeniería. Difícil explicar en un párrafo todo lo que me ha aportado desde entonces. Fue mi director del proyecto Fin de Máster y cuando lo terminé, tuvo mucho que ver cuando me decidí a realizar la tesis. Me hizo ver que una tesis, que para mí era inalcanzable en aquel entonces, fuese más fácil. Más que un director ha sido un compañero del que he aprendido los valores, dedicación, forma de pensar y un largo etc., del que siempre estaré agradecido.

Ángel ha sido clave en la elaboración de esta tesis. Sus conocimientos sobre los temas tratados y aportaciones han hecho posible la publicación de los artículos. Las conversaciones que he tenido la oportunidad de compartir con él son sin lugar a dudas, de un valor inestimable. También sus ánimos por avanzar y “no desesperar” son los que han conseguido que a día de hoy pueda terminarla.

También agradecer al profesor Dr. Carlos Usabiaga su predisposición, amabilidad y el tiempo dedicado por sus aportaciones personales que sin duda han mejorado la calidad y redacción de esta tesis.

Espero que sus futuros alumnos, los consideren también como una referencia y ejemplo a seguir, tanto por sus conocimientos como sus valores personales.

Índice

RESUMEN	1
ABSTRACT	2
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	3
1.1. ANTECEDENTES.....	3
1.1.1. <i>Evolución y situación actual del mercado energético.</i>	3
1.1.2. <i>Suministro eléctrico y sistemas reguladores.</i>	10
1.1.3. <i>Autoconsumo residencial.</i>	12
1.1.4. <i>La descarbonización de la generación eléctrica.</i>	15
1.2. OBJETIVOS.	18
1.2.1. <i>Suministro eléctrico y sistemas reguladores.</i>	18
1.2.2. <i>Autoconsumo residencial.</i>	19
1.2.3. <i>La descarbonización de la generación eléctrica.</i>	21
1.3. DISCUSIÓN.	22
1.5. ARTICULOS PUBLICADOS.....	24
1.6. APORTACIÓN AL CONOCIMIENTO TRANSVERSAL Y A LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS).	25
CAPÍTULO 2. ¿ES POSIBLE UNA MEJOR CALIDAD A UN COSTE MENOR PARA EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA? UNA APLICACIÓN AL CASO EN EUROPA.	27
2.1. INTRODUCCIÓN.	27
2.2. ANTECEDENTES DE INVESTIGACIONES ANTERIORES SOBRE MODELOS REGULADORES Y CALIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO.....	28
2.3. LOS DATOS.	30
2.4. EL MODELO SOBRE LA CALIDAD DE SUMINISTRO. ESTIMACIÓN Y RESULTADOS.	34
2.5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	42
CAPÍTULO 3. MODELO DE DISEÑO ÓPTIMO PARA UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO FOTOVOLTAICO RESIDENCIAL. UNA APLICACIÓN AL CASO ESPAÑOL.	45
3.1. INTRODUCCIÓN.	45
3.2. METODOLOGÍA Y DATOS.....	52
3.2.1. <i>Modelo para el autoconsumo doméstico mediante paneles fotovoltaicos.</i>	52
3.2.2. <i>Información de entrada del modelo.</i>	60
3.3 RESULTADOS TÉCNICOS Y FINANCIEROS DEL MODELO DE AUTOCONSUMO.	69
3.3.1. <i>Paneles fotovoltaicos domésticos sin almacenamiento.</i>	70
3.3.2. <i>Paneles fotovoltaicos domésticos con almacenamiento.</i>	74
3.4 DISCUSIÓN.	80
3.5 CONCLUSIONES.	81

CAPÍTULO 4. IMPACTO DEL CIERRE DE LAS CENTRALES DE CARBÓN EN LA PENÍNSULA IBÉRICA..... 83

- 4.1. INTRODUCCIÓN..... 83
4.2. METODOLOGÍA Y RESULTADOS. 83

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES GENERALES Y POSIBLES LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN..... 87

BIBLIOGRAFÍA..... 91

ANEXO. COMPENDIO DE PUBLICACIONES..... 101

ANEXO 1.....103

Arcos-Vargas, Ángel; Ballesteros-Gallardo, Juan Antonio; Núñez-Hernández, Fernando. “¿Es posible una mejor calidad a un coste menor para el sistema de distribución eléctrica? Una aplicación al caso de Europa“. *DYNA Ingeniería e Industria*, 2016, vol. 91, no 6, p. 619-624. DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/7956>.

ANEXO 2.....111

Ballesteros-Gallardo, Juan Antonio; Arcos-Vargas, Ángel; Núñez, Fernando. "Optimal Design Model for a Residential PV Storage System an Application to the Spanish Case" *Sustainability*, 2021, vol. 13, no. 2, p. 575-600. DOI: <https://doi.org/10.3390/su13020575>.

ANEXO 3.....141

Arcos-Vargas, Ángel; Ballesteros-Gallardo, Juan Antonio; Núñez-Hernández, Fernando. “Impact and costs of the closure of the coal-fired power plants in the Iberian Peninsula“. *DYNA Ingeniería e Industria*, 2021, vol. 96, no.6 p. 564-567. <https://doi.org/10.6036/10228>.

ANEXO 4.....147

Ballesteros-Gallardo, Juan Antonio, Núñez Fernando. “Efectos a corto plazo del cierre de las centrales térmicas de carbón en el mercado eléctrico español”. *DYNA Energía y Sostenibilidad*, 2021, vol. 10., p.11-22. <https://doi.org/10.6036/ES10113>.

“La felicidad está en la aspiración, no en la consecución”.
(Jerzy Kukuczka)

RESUMEN.

Las políticas actuales de los países europeos en materia energética tienen como objetivo el desarrollo industrial y energético de forma sostenible. Para ello se promueven principalmente el uso de recursos renovables frente a los fósiles y el aumento de la electrificación como fuente de energía para uso industrial y doméstico. No obstante, es de interés estudiar y analizar el impacto que supondrían dichas medidas en la situación actual del sector desde un punto de vista económico.

La presente tesis se centra en tres pilares fundamentales de la sostenibilidad energética: la relación de la calidad del servicio de la distribución de la energía eléctrica según el marco regulador, el autoconsumo eléctrico a nivel doméstico mediante el uso de energía solar y descarbonización de la producción eléctrica en España. Las conclusiones obtenidas en la presente tesis son de interés tanto para reguladores, usuarios y empresas del sector.

Para ello se aportan tres artículos publicados en revistas científicas que se enumeran a continuación.

En primer lugar se analiza los efectos y la eficiencia del marco regulador y la retribución en la calidad del servicio eléctrico en Arcos *et al.* (2016) titulado “*¿Es posible una mejor calidad a un coste menor para el sistema de distribución eléctrica?*”.

Posteriormente se presenta un modelo en Ballesteros *et al.* (2021) para optimizar económicamente una instalación compuesta por placas fotovoltaicas con y sin baterías destinadas al autoconsumo eléctrico de uso residencial.

Finalmente se cuantifica en Ballesteros y Núñez (2021) el impacto que tendría el cierre de las centrales térmicas de carbón de España en el precio de la energía comercializada en el mercado eléctrico, así como en los excedentes económicos del conjunto de entidades ofertantes y demandantes de energía.

ABSTRACT.

The current energy policies of European countries are aimed at industrial and energy development in a sustainable way. For that, the use of renewable resources is mainly promoted compared to the fossils ones and also the increase of the electrification rate for industrial and domestic use. However, it is of interest to study and analyse the impact that these policies would have on the current situation of the sector from an economic point of view.

This thesis is focused on three fundamental pillars of energy sustainability: the relationship between the transport quality of the electrical energy and the regulatory framework, the electrical self-consumption for residential use with a photovoltaic facility and the decarbonization of the electrical production in Spain. The conclusions obtained in this thesis are of interest to regulators, users and companies in the sector.

For this, three articles published in scientific journals are provided, which are listed below.

The effects and efficiency of the regulatory framework and remuneration on the quality of the electricity service are analysed in Arcos *et al.* (2016) entitled “Is it possible a better quality at a lower cost for the electrical distribution system?”.

Ballesteros *et al.* (2021) presents an economical model for the optimization of a photovoltaic residential facility with and without batteries for electrical self-consumption.

Finally, Ballesteros and Núñez (2021) quantifies the impact that the closure of coal-fired power plants in Spain would have on the price of energy sold in the electricity market, as well as on the economic surpluses of those entities offering and demanding energy.

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.

1.1. ANTECEDENTES.

1.1.1. Evolución y situación actual del mercado energético.

El consumo de recursos energéticos es un elemento clave para el desarrollo y bienestar de la sociedad. Durante el último siglo, el consumo de recursos fósiles (carbón, petróleo y sus derivados) ha permitido la evolución del transporte y de la industria, lo que ha dado lugar a una economía más globalizada e interconectada a nivel mundial y a la aceleración del desarrollo científico y tecnológico. La integración del uso del carbón en el sistema ferroviario durante el siglo XIX y principios del XX supuso una revolución en la conexión social y económica en muchas zonas del mundo (como América, India o Europa). Posteriormente, el desarrollo del petróleo y de sus derivados permitió el auge del transporte por carretera, naval y aeronáutico, aumentando aún más los vínculos sociales y económicos entre los diferentes países y produciendo un mayor desarrollo industrial. En la Figura 1.1 puede verse la relación positiva que existe entre el índice de desarrollo humano (IDH)¹ y el consumo energético de los países. La figura muestra que el desarrollo de una sociedad y el consumo energético son dos elementos que han estado estrechamente ligados en las últimas décadas (Brecha, 2019), de ahí que las políticas energéticas de muchos países estén orientadas a asegurar el acceso de toda la población a los recursos energéticos.

¹ El IDH es un índice desarrollado por la Naciones Unidas para clasificar el desarrollo de un país en función de su esperanza de vida, la educación y los ingresos per cápita.

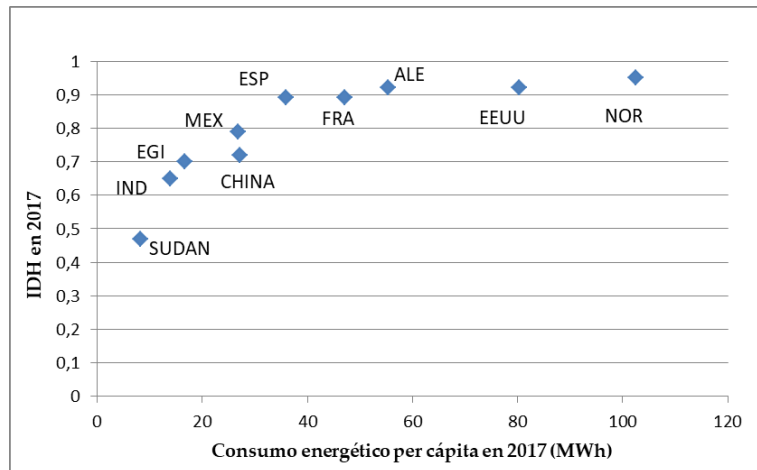


Figura 1.1. IDH respecto a consumo energético. Fuente: Banco Mundial, 2020; Programa de Naciones Unidas, 2020.

El aumento de la población a nivel mundial y de las capacidades industriales ha conllevado un fuerte aumento del consumo de energía en las últimas décadas. El consumo de recursos fósiles (carbón, gas natural y fuel) se ha duplicado prácticamente desde 1990 hasta la actualidad, teniendo actualmente un gran peso en la generación de energía a nivel mundial. Actualmente, cerca del 85% de la energía global generada proviene de fuentes no renovables, a pesar de que las energías procedentes de fuentes renovables (solar, hidráulica y viento) están experimentando un gran crecimiento en los últimos años, tal y como puede verse en la Figura 1.2.

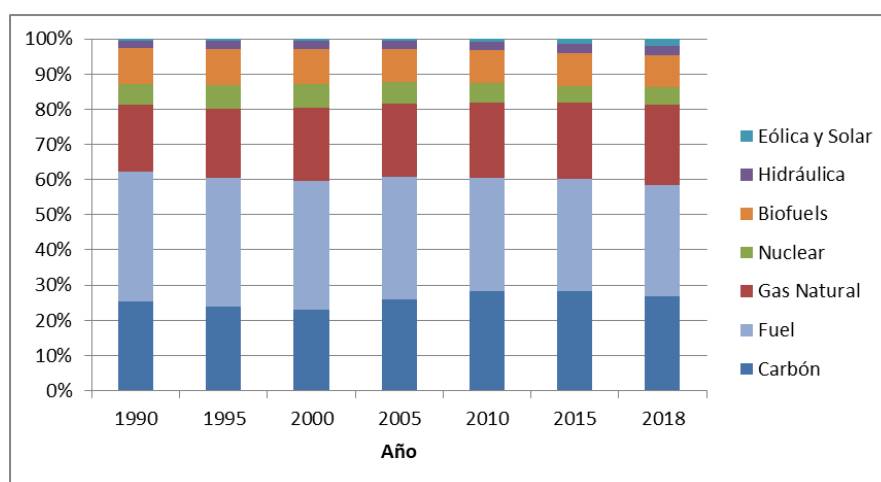


Figura 1.2. Porcentaje de producción energética mundial según tipo de combustible. Fuente: International Energy Agency (IEA).

La Figura 1.3 muestra la evolución de la proporción de cada tecnología renovable sobre el total de las mismas. En 2018 el biofuel representan el 68% de la producción energética mundial, seguido de la energía hidráulica con un 20%. En cambio, la generación de energía eólica y solar ha pasado de ser prácticamente inexistente antes del año 2000, donde la suma de ambas representaba apenas el 2% de la energía renovable generada a nivel mundial, a representar hoy en día casi el 15% sobre el total de energía renovable y el 2.5% del total de energía producida a nivel mundial.

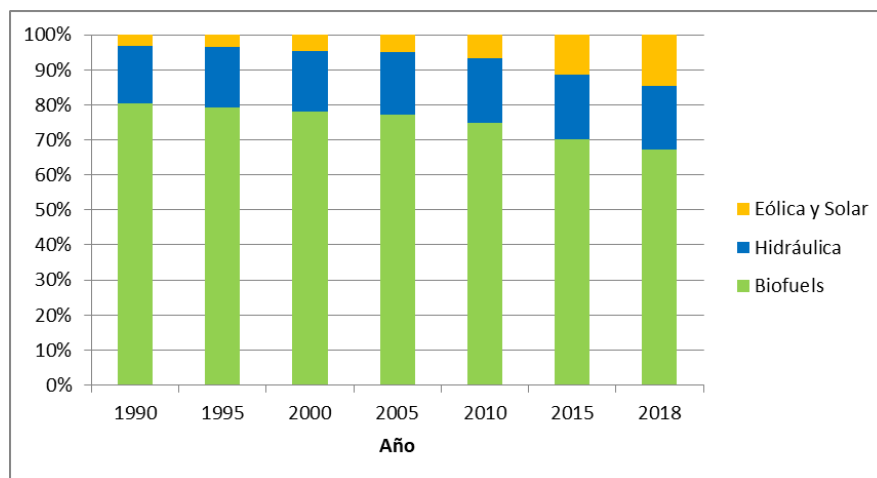


Figura 1.3. Porcentaje de producción de energía renovable según origen.
Fuente: IEA.

No obstante, el modelo energético actual a nivel mundial basado en los recursos fósiles es insostenible, debido a que la cantidad de recursos disponibles y que su acceso son limitados, lo que puede provocar limitaciones al crecimiento económico y al bienestar social en el medio plazo. A este hecho, hay que unir la creciente preocupación de la sociedad por el impacto que tiene su consumo en el medio ambiente. Así, el consumo de este tipo de fuentes contaminantes ha conllevado el aumento de la polución y de los gases de efecto invernadero con notables consecuencias en el clima, la salud y el medioambiente (Crippa *et al.*, 2019). En la Figura 1.4 se observa que las emisiones de CO₂ han pasado de ser 20 000 Mt en el año 1990 a casi 34 000 en el año 2018, un 70% más.

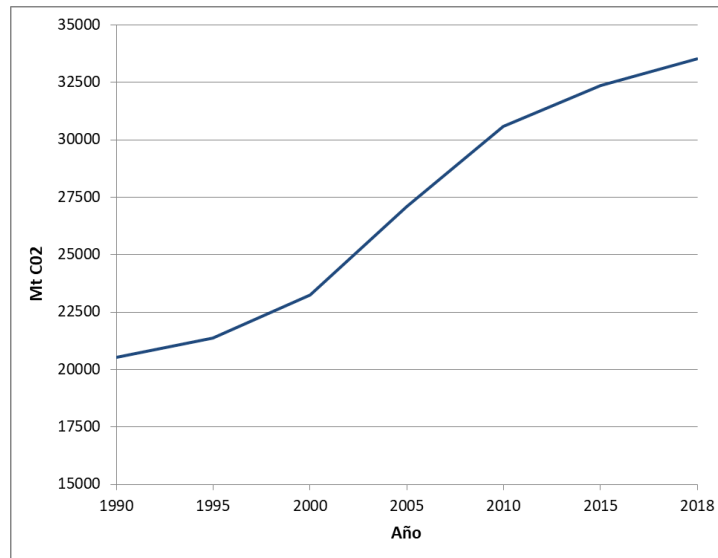


Figura 1.4. Emisiones mundiales de CO₂. Fuente: IEA.

Como se aprecia en la Figura 1.5, se calcula que la temperatura global del planeta ha aumentado 1 °C desde comienzos del siglo XX hasta la actualidad debido a las actividades antropogénicas, y se estima que si estas actividades siguiesen al ritmo actual el aumento podría llegar a ser de 1,5 °C para el año 2040 y de 4 a 6 °C para el año 2100 (Nullis, 2018).

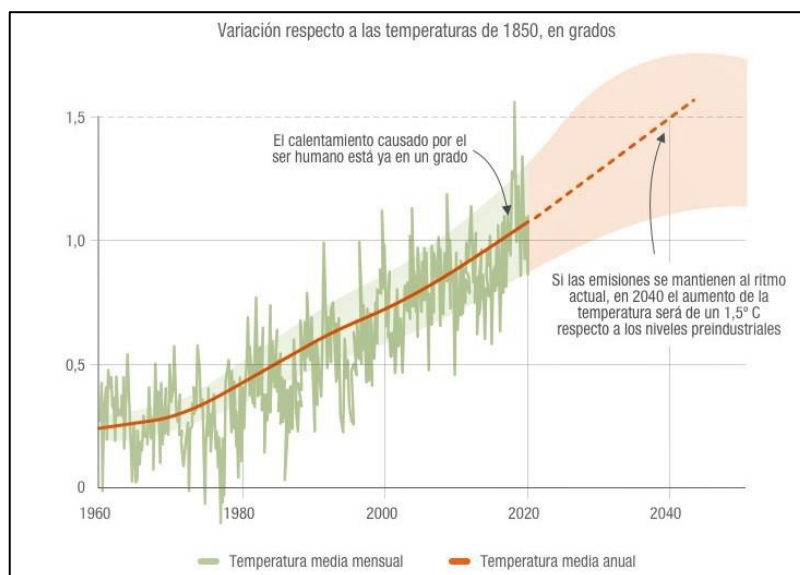


Figura 1.5. Variación de la temperatura global. Fuente: Nullis, 2018.

Las crecientes investigaciones sobre la relación entre el consumo de recursos fósiles, el cambio climático y la calidad del aire han permitido mayor

concienciación y rechazo sobre el modelo energético basado en este tipo de recursos. Por otro lado, desde la década de los años 90, han ido surgiendo diferentes leyes regulatorias y compromisos políticos a nivel global para limitar su uso y girar hacia un modelo energético más sostenible. En 1992, la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático establecía una mayor concienciación sobre la emisión de gases de efecto invernadero, de forma que dichas emisiones no comprometieran el ecosistema global, el desarrollo económico y la producción de alimentos (Naciones Unidas, 1992). Este acuerdo fue ratificado por la mayoría de los países europeos, Estados Unidos, Canadá y Australia. Otros países como Rusia la aceptaron parcialmente, mientras que China no lo ratificó. En el año 1997, 84 países (entre ellos los más desarrollados) acuerdan mediante el Protocolo de Kioto (Naciones Unidas, 2012) las cantidades que cada país debe emitir en el periodo 2008-2012 para reducir las emisiones globales de efecto invernadero en un 5,2%. Posteriormente, en el Acuerdo de París celebrado en 2015, la mayoría de los países (con la notable excepción de Estados Unidos) se comprometen a adoptar las medidas necesarias para que el aumento de la temperatura global sea inferior a los 2 °C por encima de los niveles pre-industriales (Naciones Unidas, 2015). Entre las diferentes medidas pactadas, los países firmantes acuerdan el desarrollo de políticas que fomenten las energías renovables, así como la transición hacia modelos energéticos más eficientes y sostenibles.

Para conseguir estos objetivos, es de especial relevancia el sistema de distribución eléctrica en cada uno de los países. En la Figura 1.6 se observa que el 20% aproximadamente del consumo energético mundial se destina a consumo eléctrico, y se ha establecido que este ratio debe crecer hasta un 50% del consumo energético total para el año 2050, para alcanzar los objetivos medioambientales. Países como China, Estados Unidos o India tienen que triplicar prácticamente el ratio actual de energía eléctrica consumida para 2050, mientras que en el caso de la Unión Europea (UE) debe pasar de un 22% actual a un 41% en el año 2050.

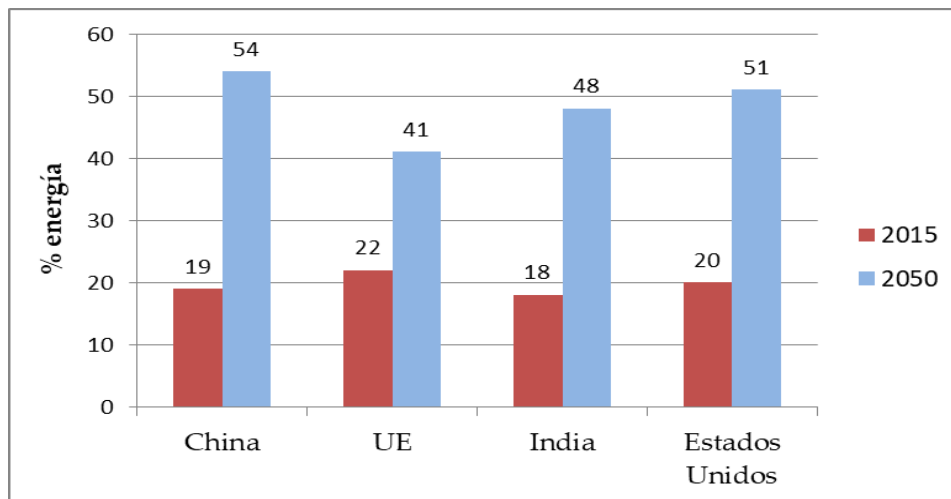


Figura 1.6. Porcentaje de energía para uso eléctrico. Fuente: *International Renewable Energy Agency (IRENA), 2018.*

Aumentar la electrificación junto a la generación a partir de recursos renovables implica una mejora de la eficiencia energética, reducir el impacto medioambiental, tener una gestión energética menos dependiente del exterior y lograr una mayor disminución de costes. El modelo actual de producción eléctrica basado en un número relativamente pequeño de centrales térmicas alejadas de los centros consumidores debe cambiar a un modelo con un número mucho mayor de productores de energías renovables que operan de forma más cercana al usuario final.

Las redes de distribución eléctricas tendrán un papel fundamental dentro de este contexto, puesto que deben garantizar la integración de las plantas de energía renovables en el sistema energético a la vez que se desconectan las plantas de producción térmica. Un sistema más interconectado obliga a desarrollar y flexibilizar las redes de distribución y suministro eléctrico, permitiendo la integración de las nuevas plantas de producción de energías renovables y operar en un mercado energético más complejo, donde las fuentes principales de energía dependerán de factores medioambientales (horas de sol, viento, etc).

En lo referente a las energías renovables, se acuerda promover las medidas que fomenten su explotación y desarrollo tecnológico. En lo referente al consumo doméstico, las energías renovables representaban el 36% en el año 2015,

marcándose como objetivo el 77% para el año 2050 –Figura 1.7–. Asimismo, el consumo doméstico de energía acaparaba el 31% de la energía eléctrica total producida a nivel mundial (IEA,2020a) y es responsable del 28% del total de emisiones de gases de efecto invernadero (IEA,2020b).

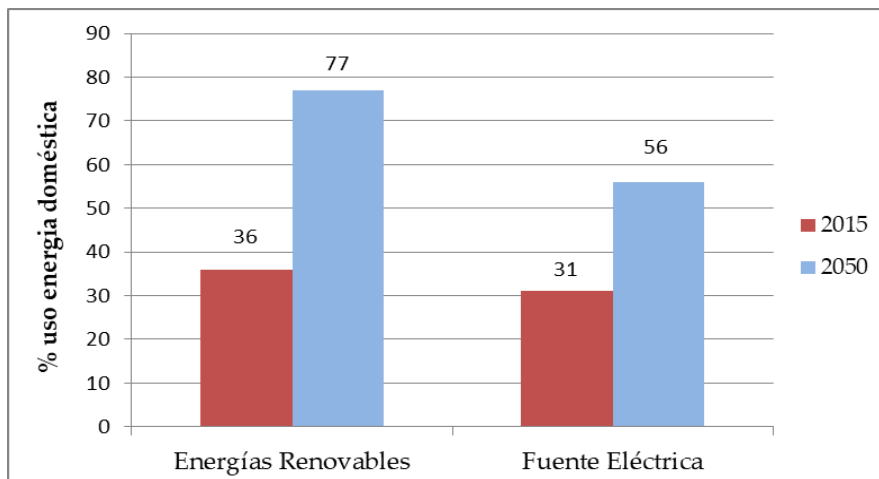


Figura 1.7. Fuentes de energía para uso doméstico y objetivos para el año 2050. Fuente: IRENA, 2018.

La Directiva UE 2018/20015 permite al consumidor final producir y gestionar, total o parcialmente, su demanda energética a partir de fuentes renovables, a la vez que le permite almacenar o vender el excedente de energía (Parlamento Europeo, 2018). Por tanto, el usuario final se convierte además de consumidor en productor (*prosumer*), ocupando un papel central en el modelo energético de cara a conseguir los objetivos marcados para el año 2050. El autoconsumo de energía renovable por parte del usuario final se presenta como una opción medioambientalmente sostenible y eficiente. Permite aumentar el ahorro del consumidor, a la vez que disminuye la energía eléctrica a producir en las centrales eléctricas (y, por tanto, los recursos necesarios) y las pérdidas energéticas durante las fases de transporte y distribución.

Las redes eléctricas tendrán que soportar también flujos de energía bidireccionales de miles de usuarios conectados a la red, gestionando intermitencias en el suministro mayores que las actuales. La digitalización y monitorización del consumo y producción a nivel de usuario se plantea pues como un elemento

imprescindible para automatizar y garantizar el suministro eléctrico, evitando vertidos a la red de los que el operador del sistema no tuviese constancia.

1.1.2. Suministro eléctrico y sistemas reguladores.

En la actualidad un 20% de la energía consumida a nivel mundial es de origen eléctrico, siendo dicho porcentaje en la UE del 22% (IRENA, 2018), y se espera que el consumo eléctrico siga creciendo en los próximos años, como consecuencia del aumento de población mundial (un 25% más para el año 2050) y que gran parte de la misma vivirá en las ciudades (aproximadamente un 70%). En este contexto, se estima que el consumo eléctrico residencial aumente un 34% para el año 2040 desde los niveles actuales (IEA, 2020) y representará el 25% del consumo eléctrico total. La Figura 1.8 muestra una comparación de la previsión del consumo eléctrico hasta el año 2040 para el escenario en que no se incluyen las medidas de sostenibilidad (escenario actual) y el para escenario que incluye dichas medidas (escenario sostenible). Puede verse que, en el escenario sostenible, el consumo eléctrico en el año 2040 llegará a ser de 3 800 TWh, observándose un aumento significativo en el sector del transporte y en el residencial.

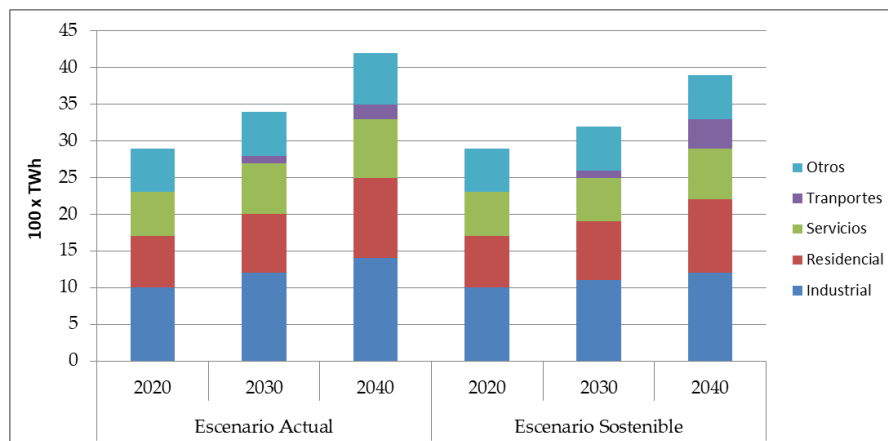


Figura 1.8. Estimación de consumo eléctrico. Fuente: IEA, 2020.

La distribución de la energía eléctrica se realiza dentro de un marco regulador en cada país que establece las normativas técnicas, financieras y de mercado para la producción y distribución de energía eléctrica. Dentro de la UE, la Directiva 2019/944/UE, que modifica la directiva 2012/27/UE, dicta las normas comunes para

la distribución de la electricidad, y en base a ella, los países miembros establecen sus propios marcos reguladores (Parlamento Europeo, 2019). Así, por ejemplo, en España, el Real Decreto 1/2019, de 11 de enero, establece la retribución de las actividades de la distribución de energía eléctrica y operación del sistema (Ministerio para la Transición Ecológica, 2019).

Los marcos reguladores de cada país establecen un sistema de retribuciones, incentivos y penalizaciones a las empresas distribuidoras para garantizar la calidad del suministro eléctrico. De esta forma podemos encontrar sistemas regulatorios (Sappington, 2005) que garantizan una rentabilidad mínima sobre los costes propios en los que se incurren (modelos “cost plus” o “rate of return”), o sistemas incentivados en base a la eficiencia del proceso de distribución (modelos “price cap”, “revenue cap” o “yardstick”). La Figura 1.9 muestra que las inversiones realizadas por los países de la Unión Europea durante el año 2019 en los sistemas de transmisión y distribución superaron los 55 200 millones de euros, una cifra importante que requiere ser optimizada.

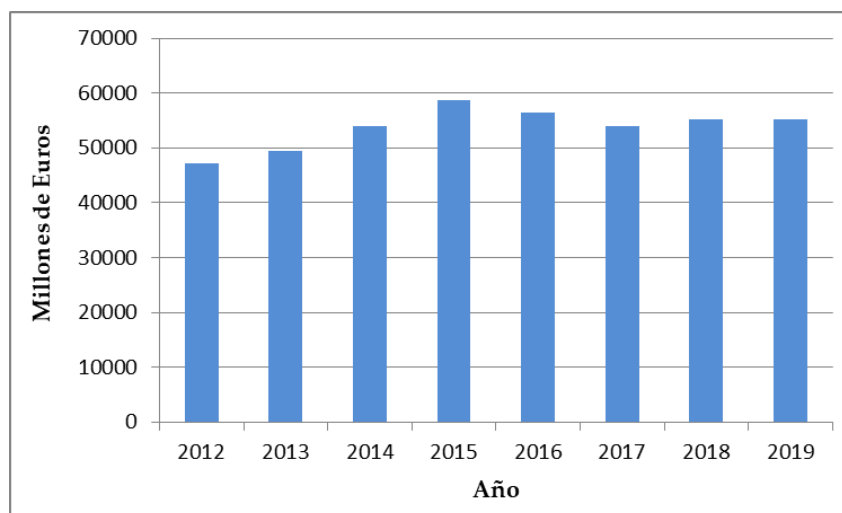


Figura 1.9. Inversión en redes y servicio eléctrico por la UE. Fuente: IEA, 2020.

Por otro lado, se tienen los aspectos técnicos y las obligaciones sociales que deben prestar las empresas encargadas del suministro eléctrico. Para medir la bondad de

la calidad del servicio que prestan, normalmente se emplean índices basados en el número total de interrupciones y la duración de las mismas.

Uno de los objetivos de los marcos reguladores es mejorar los índices de calidad del sistema de distribución con un menor coste económico. El compromiso entre el gasto económico realizado por los gobiernos y la calidad del servicio conseguida se presenta como el principal desafío para las instituciones reguladoras. Así, es clave para las instituciones reguladoras cuantificar el efecto que tienen las inversiones y retribuciones en la calidad del suministro eléctrico.

1.1.3. Autoconsumo residencial.

El consumo eléctrico residencial se refiere a la energía eléctrica consumida por la sociedad para uso doméstico. La Figura 1.10 muestra la evolución del consumo mundial de energía eléctrica desde el año 1990 al 2018 en diferentes sectores de la sociedad. El incremento de la población global, el desarrollo tecnológico y un mayor acceso a la electricidad por parte de la población mundial está provocando que la cantidad de energía global para uso doméstico esté aumentando durante los últimos años. De esta forma, ha pasado a duplicarse su valor en los últimos 20 años, siendo su consumo actual de 6 000 TWh aproximadamente, representando un 25% del consumo mundial total.

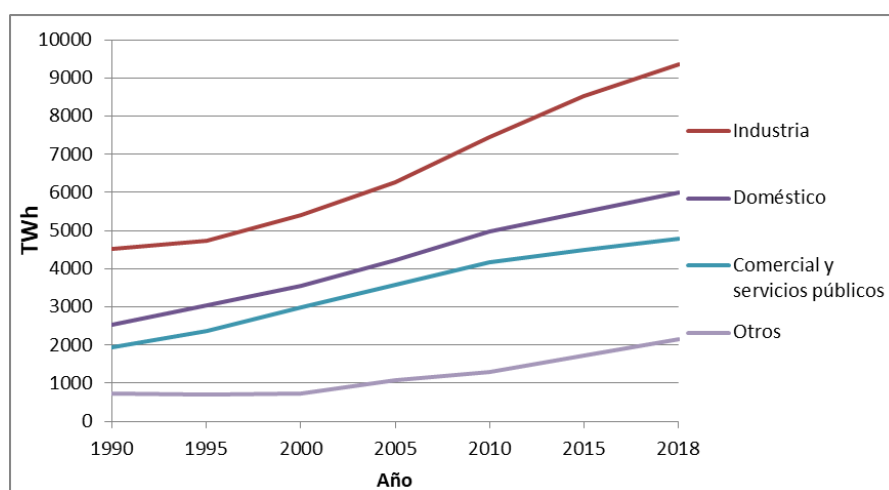


Figura 1.10. Consumo mundial de energía eléctrica. Fuente: IEA, 2020.

El consumo residencial juega también un papel importante en el cambio climático, emitiendo a la atmósfera 10 000 Mt de CO₂ durante el año 2018, aproximadamente el 6% del total de las emisiones de CO₂ a nivel mundial, siendo por tanto un consumo clave para la reducción de gases de efecto invernadero de aquí al año 2050, donde deberá ser de 2 400 Mt de CO₂ (IRENA, 2018). En esta situación, el autoconsumo a partir de instalaciones de energía solar se presenta como una solución viable para satisfacer la demanda doméstica por varios motivos. Primero, porque la energía solar total recibida en la superficie terrestre puede satisfacer total o parcialmente la demanda anual de una vivienda con un consumo medio anual de 3 500 kWh, sin considerar limitaciones de espacio ni de almacenamiento –véase el mapa de irradiación solar recibida en superficie de la Figura 1.11–. En segundo lugar, por el desarrollo alcanzado por la tecnología de producción de energía fotovoltaica, cuyo coste y eficiencia han mejorado considerablemente en los últimos años, lo que la hace una fuente muy rentable para la generación de energía. La evolución del coste nivelado de la energía fotovoltaica (LCOE) ha ido disminuyendo considerablemente en los últimos años, pasando de los 0,25 €/kWh en 2010 a los 0,07 €/kWh actuales, como se observa en la Figura 1.12. Estos dos factores han provocado que la energía solar fotovoltaica producida a nivel mundial sea actualmente veinte veces mayor que hace una década, situándose en más de 500 TWh en el año 2018 –Figura 1.13–.

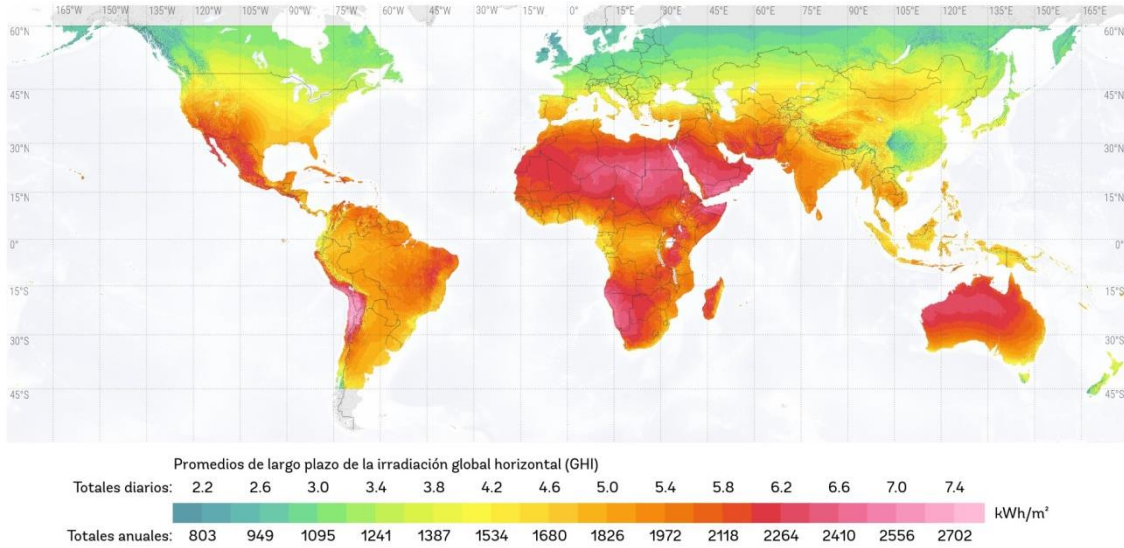


Figura 1.11. Mapa mundial de irradiación global horizontal. Fuente: The World Bank, 2019.

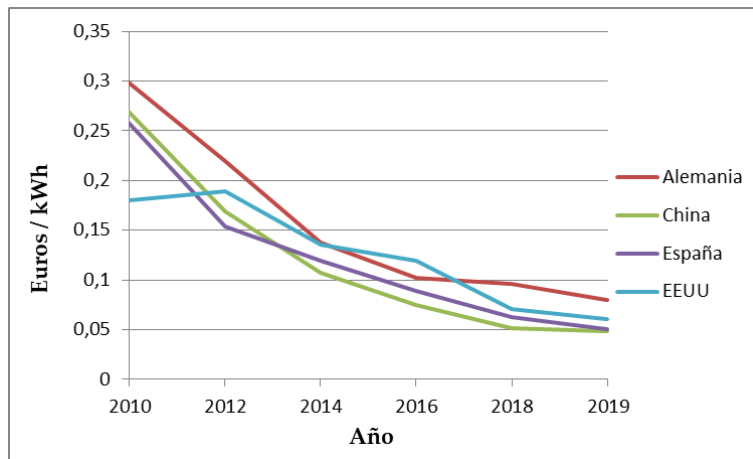


Figura 1.12. Evolución LCOE de los paneles fotovoltaicos. Fuente: IRENA, 2018.

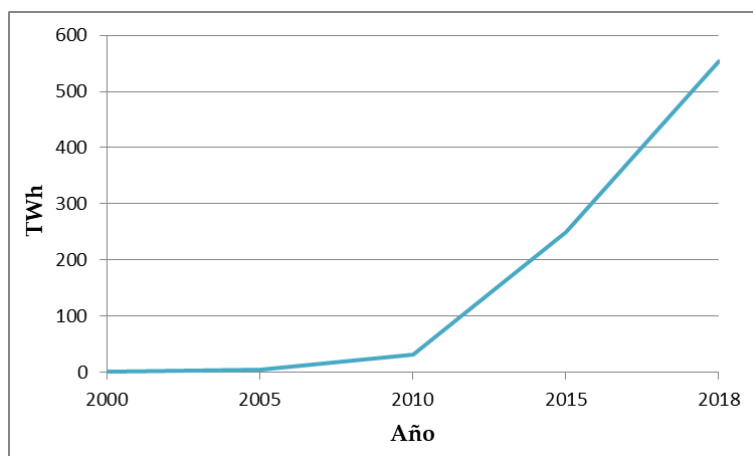


Figura 1.13. Evolución de la producción mundial de energía fotovoltaica. Fuente: IRENA, 2020.

Por otro lado, se estima que la superficie de paneles fotovoltaicos necesaria para satisfacer el consumo eléctrico en España debe ser de 21 km², teniendo actualmente una superficie de tejados aproximada de 32 km² (Instituto de la Energía Solar, 2017). Así pues, en el caso español, la limitación de espacio no es un factor limitante a priori para el desarrollo de instalaciones fotovoltaicas para uso doméstico.

Al desarrollo tecnológico que han experimentado los paneles fotovoltaicos hay que unirle también la evolución de las baterías de almacenamiento de energía eléctrica para el consumo eléctrico, con precios que no superan los 100 €/kWh, lo que las hace un elemento muy atractivo para su instalación conjunta con los paneles fotovoltaicos. Con su integración se consigue optimizar y adecuar el consumo de la energía producida por los paneles fotovoltaicos a la demanda del hogar.

Por tanto, el autoconsumo de energía solar para uso doméstico con sistema de almacenamiento se presenta hoy como una gran oportunidad para los consumidores, los gobiernos y la protección del medioambiente. Los usuarios podrán disminuir el gasto de la factura eléctrica y también podrán vender al mercado los excedentes de energía producida (Ministerio para la Transición Ecológica, 2019). Por su parte, los gobiernos tendrán que realizar menores inversiones en mantenimiento de redes y favorecer a la vez el cumplimiento de las directivas europeas que establecen que un ratio del 32% sobre el total de consumo energético final provenga de fuentes renovables (Parlamento Europeo, 2019).

1.1.4. La descarbonización de la generación eléctrica.

Existen números factores que afectan a la viabilidad las actuales centrales de carbón en España. Así, existe el desafío de las políticas actuales de desvincular el crecimiento económico y energético de las emisiones de gases de efecto invernadero (Navarro *et al.*, 2021) fomentado por el Pacto Verde Europeo en el que los países europeos se comprometen a reducir las emisiones de gases de efecto

invernadero un 55% en conjunto, entre todos los países firmantes, respecto al año 1990 (Comisión Europea, 2019). En España, estos objetivos se articulan mediante el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC, 2019) para el período 2021 a 2030, donde se estipula que el ratio de las energías renovables en el mix de generación pase del 53% al 74% en el año 2030 y las emisiones de CO₂ en la generación de energía eléctrica se reduzcan 36 MtCO₂-eq en el periodo 2020-2030, lo cual representa el 37% del total de emisiones a reducir. En la Tabla 1.1 se recoge la evolución de las emisiones de CO₂ por sectores y los objetivos marcados por el PNIEC para la próxima década.

Tabla 1.1. Evolución de las emisiones (miles de toneladas CO₂ equivalentes) *Fuente: PNIEC, 2019.*

Años	1990	2005	2015	2020*	2025*	2030*
Transporte	59.199	102.310	83.197	87.058	77.651	59.875
Generación de energía eléctrica	65.864	112.623	74.051	56.622	26.497	20.603
Sector industrial (combustión)	45.099	68.598	40.462	37.736	33.293	30.462
Sector industrial (emisiones de procesos)	28.559	31.992	21.036	21.147	20.656	20.017
Sectores residencial, comercial e institucional	17.571	31.124	28.135	28.464	23.764	18.397
Ganadería	21.885	25.726	22.854	23.247	21.216	19.184
Cultivos	12.275	10.868	11.679	11.382	11.089	10.797
Residuos	9.825	13.389	14.375	13.657	11.932	9.718
Industria del refino	10.878	13.078	11.560	12.330	11.969	11.190
Otras industrias energéticas	2.161	1.020	782	825	760	760
Otros sectores	9.082	11.729	11.991	12.552	11.805	11.120
Emisiones fugitivas	3.837	3.386	4.455	4.789	4.604	4.362
Uso de productos	1.358	1.762	1.146	1.236	1.288	1.320
Gases fluorados	64	11.465	10.086	8.267	6.152	4.037
Total	287.656	439.070	335.809	319.312	262.675	221.844

*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del Escenario Objetivo del PNIEC.

Esta reducción de emisiones se debe a la disminución de la generación eléctrica de las centrales térmicas de carbón en beneficio de la producción a partir de las energías renovables. En la Tabla 1.2 puede verse la evolución del mix energético de la producción eléctrica durante los últimos años y las estimaciones dadas por el PNIEC para los años 2025 y 2030. En el año 2015, la generación eléctrica de las centrales térmicas de carbón supuso casi el 10% de la generación total anual. Desde entonces la cantidad de energía de las mismas se ha ido reduciendo considerablemente hasta llegar al 6% actual, como consecuencia del cierre paulatino de numerosas centrales en los últimos años. En el año 2011 existían 21

centrales de carbón activas en España, de las cuales 15 de ellas permanecían aún activas en diciembre de 2018. Actualmente existen abiertas 6 centrales de carbón en España, dos en Asturias (Aboño y Soto de Ribera), dos en Andalucía (Los Barrios y Litoral), una en Galicia (As Pontes) y una en Baleares (Es Murterar), todas ellas con fecha de cierre previsto antes de 2022 o solicitud de cierre en trámite (Greenpeace, 2020). De esta forma, se puede llegar al escenario que indica el PNIEC-2019 para el año 2030, en la que no exista generación eléctrica de centrales térmicas de carbón.

Tabla 1.2. Evolución de la generación eléctrica por tecnologías. *Fuente: PNIEC, 2019.*

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020*	2025*	2030*
Eólica (terrestre y marítima)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
Total	107.173	111.829	133.802	160.837

*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del Escenario Objetivo del PNIEC.

Por otro lado, el precio de los derechos de emisión de los gases de efecto invernadero ha pasado de aproximadamente 5 €/tCO₂ en el año 2013, a 25 €/tCO₂ en el año 2020 (Comisión Nacional del Mercado y la Competencia CNMC, 2020), lo que las hace cada vez menos competitivas respecto a otras tecnologías como las renovables que están viendo reducidos sus costes de producción. Además, hay que considerar que este incremento en el precio de las emisiones de CO₂ repercute al alza en el precio de la energía eléctrica comercializada por las centrales térmicas de carbón. En la actualidad, se estima que el precio de los derechos de emisión aumenta el precio de la electricidad comercializada en 1,75 €/MWh (CNMC, 2020).

De acuerdo al PNIEC-2019, resulta necesario sustituir las actuales centrales de carbón en España por centrales de fuentes de energía renovables, tanto desde un punto de vista económico (abaratando los costes de producción eléctrica) como medioambiental (reduciendo las emisiones contaminantes), a la vez que permite que la producción eléctrica se realice de forma sostenible.

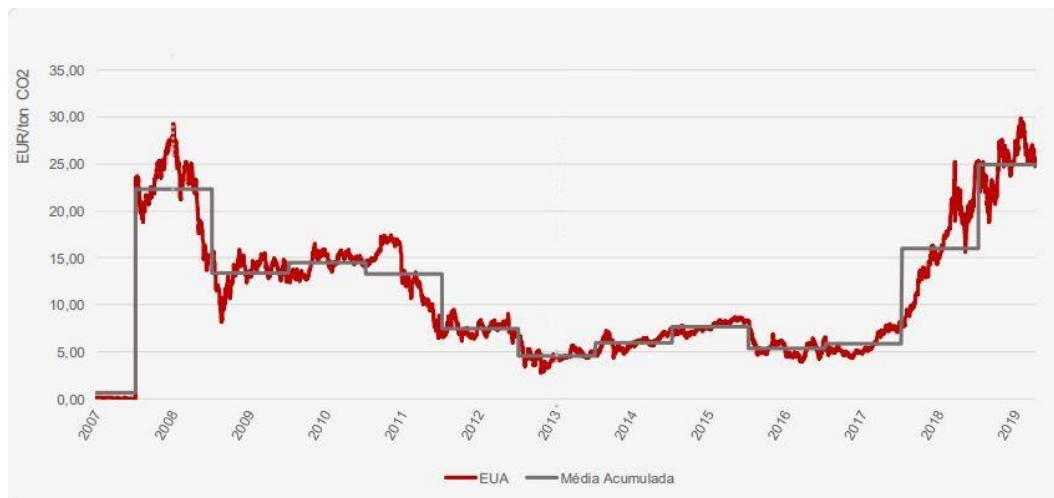


Figura 1.14. Evolución del precio de las emisiones de CO₂. Fuente: CNMC, 2020.

1.2. OBJETIVOS.

La presente tesis se centra en la gestión y optimización del sistema eléctrico, desde un punto de vista de eficiencia y sostenibilidad, en consonancia con los acuerdos y políticas actuales. Por un lado, se realiza un análisis económico de los sistemas de regulación europeos y del efecto de la retribución en la calidad del servicio de distribución, se determina también la viabilidad económica de los sistemas de producción de energía fotovoltaica para uso doméstico tras el gran desarrollo tecnológico experimentado en los últimos años y por último se cuantifica el efecto que tiene el cierre de las centrales térmicas de carbón en el precio de la energía eléctrica.

1.2.1. Suministro eléctrico y sistemas reguladores.

Tanto el precio como la calidad del suministro eléctrico tienen un gran peso en la competitividad y desarrollo de las sociedades actuales, tanto para los usuarios

domésticos como para las compañías cuya actividad está fuertemente ligada al consumo eléctrico. En Europa, existen diferentes sistemas reguladores en cada país (Yardstick, Revenue cap, etc.), todos muestran un impacto importante en la calidad del servicio y en la retribución de las compañías dedicadas a la distribución.

En nuestra primera investigación, intentamos responder a si es posible tener una mejor calidad del suministro eléctrico a un menor coste, entendiendo como calidad del suministro eléctrico la menor duración de las interrupciones totales a los clientes. Para ello, realizamos un análisis econométrico basado en datos de panel que permite medir, en el contexto europeo, el efecto que tiene la retribución, los incentivos a la calidad y el sistema regulador en la calidad del servicio del sistema eléctrico. De esta forma, el análisis nos permite obtener los siguientes resultados:

- 1) Determinar un modelo econométrico entre la calidad del suministro eléctrico y la retribución, los incentivos y el modelo regulador.
- 2) Cuantificar el efecto que tiene cada una de las variables en la calidad del suministro.
- 3) Identificar qué países realizan la distribución eléctrica de forma más eficiente de acuerdo a los recursos empleados.

Obtener estos datos resulta de gran utilidad, tanto para los sistemas reguladores como para las compañías de distribución, puesto que permite identificar el efecto de la retribución sobre la calidad del sistema, identificando además los escenarios nacionales más eficientes.

1.2.2. Autoconsumo residencial.

La Directiva Europea 944/2019 (Parlamento Europeo, 2019) y en España el R.D. 244/2019 (Ministerio para la transición Ecológica, 2019) promueven el uso de las fuentes de energías renovables y de almacenamiento para autoconsumo residencial, en las que los excedentes de energía producidos pueden ser vendidos

al mercado eléctrico. A esta situación legislativa se une el desarrollo tecnológico que han experimentado los sistemas de producción de energía fotovoltaica y de almacenamiento de energía eléctrica en los últimos años, tanto en su coste de adquisición como en su eficiencia.

En este contexto, las instalaciones fotovoltaicas con sistemas de almacenamiento de energía para uso doméstico se presentan al usuario como una alternativa al consumo eléctrico tradicional cubierto por las compañías distribuidoras. La segunda parte de esta disertación tiene por objetivo realizar un modelo económico de una instalación fotovoltaica de uso doméstico con y sin almacenamiento de energía. El modelo pretende ayudar al usuario final a decidir los parámetros técnicos de la instalación en función de su consumo anual. De esta forma, los objetivos de la investigación serían:

- 1) Establecer un modelo económico general para una instalación fotovoltaica doméstica, cuyos datos de entrada sean la localización, los costes del equipamiento técnico y los datos del mercado eléctrico (precio de la energía en cada tramo horario).
- 2) Indicar la mejor configuración de potencia del panel y la capacidad de la batería para maximizar los parámetros económicos del proyecto de instalación (Valor Actual Neto, Tasa Interna de Retorno y Retorno de la Inversión).
- 3) Realizar un análisis del efecto del precio del panel, del precio de la batería y de la demanda del usuario en la configuración óptima proporcionada por el modelo.

Entendemos que un modelo que proporcione esta información puede ser de gran utilidad para los consumidores, los reguladores y las compañías dedicadas a la fabricación de instalaciones, ya que es posible cuantificar el efecto de cada una de las variables técnicas y económicas consideradas en la rentabilidad del proyecto de instalación.

1.2.3. La descarbonización de la generación eléctrica.

La actual legislación promueve la generación eléctrica a partir de fuentes renovables (PNIEC, 2019), viéndose afectadas principalmente las centrales térmicas de carbón, que verán reducida la cantidad de energía eléctrica producida durante los próximos años, hasta ser nula en el año 2030. Esto supone el cierre paulatino de las centrales térmicas de carbón y, de la misma forma, éstas dejarán de ofertar energía en el mercado eléctrico diario. Por tanto, y desde un punto de vista de la generación eléctrica, eliminar las centrales de carbón del mercado eléctrico supone modificar las curvas horarias de oferta de energía, implicando una variación en el punto de equilibrio con la demanda horaria, modificándose pues, tanto el precio como la cantidad de energía comercializada en cada tramo horario.

La tercera y última parte de esta tesis desarrolla un modelo de estática comparativa (bajo el supuesto *ceteris paribus*) que parte del actual escenario energético y que trata de cuantificar la variación en el precio horario y cantidad de energía horaria del mercado diario si las centrales térmicas de carbón quedasen inactivas. Una vez determinada estas variaciones, se aborda también el cambio que se produce en los excedentes económicos tanto de los productores de energía como de los demandantes, con la finalidad de obtener conclusiones de utilidad para los agentes reguladores del mercado eléctrico y para la sociedad en su conjunto.

El análisis de estática comparativa propuesto se basa en los datos horarios de las ofertas y de las demandas de energía publicados por el OMIE (Operador del Mercado Ibérico de la Energía) y realizados por cada uno de los participantes en el mercado eléctrico diario a lo largo de todo el año 2018. Realizamos una cuantificación de efecto máximo o de corto plazo, ya que no estamos teniendo en cuenta que, a medida que las centrales térmicas de carbón queden inactivas, se produciría en el mercado un aumento de la generación procedente de energías

renovables, lo cual contrarrestaría en mayor o menor medida la subida del precio de equilibrio originada por el cierre de las centrales de carbón.

Destacar que una de las principales ventajas del estudio realizado es la utilización de datos reales del mercado mayorista para obtener las curvas de oferta y demanda horarias de energía eléctrica.

1.3. DISCUSIÓN.

La presente tesis resulta de especial interés para los usuarios de energía eléctrica, los reguladores, los gobiernos y la industria en general, ya que aborda temas de actualidad en el campo de la generación, la transmisión y el consumo de energía eléctrica. Los temas que se han tratado en la presente tesis (calidad del suministro eléctrico, autoconsumo residencial e impacto en el mercado de la energía del cierre de las centrales térmicas de carbón) han sido evaluados desde un punto de vista económico, desarrollando modelos que permiten cuantificar u optimizar el sistema analizado.

En el primer capítulo, que trata sobre la relación existente entre los sistemas reguladores y la calidad en la distribución de la energía eléctrica, se explora si existen marcos reguladores de la distribución eléctrica que sean más eficientes que otros desde el punto de vista económico y de la calidad del servicio ofrecido a los clientes. En este capítulo se aconseja aumentar los incentivos a las compañías de distribución en lugar de aumentar su retribución base. Por tanto, a nivel europeo, se debería intentar la transición de los modelos reguladores basados en la retribución base a los modelos basados en incentivos, ya que estos últimos presentan mejores ratios de eficiencia entre la calidad del servicio eléctrico y el gasto económico realizado. También debemos apuntar que, para aquellos sistemas con calidades de los servicios media o baja, el efecto del incremento en los incentivos en la calidad es mayor que para aquellos sistemas regulados con índices de calidad más elevados.

El segundo capítulo, que trata sobre el autoconsumo fotovoltaico residencial, es de especial interés para los usuarios residenciales. El modelo para la optimización del sistema de autoconsumo permitirá al usuario decidir qué instalación se adapta mejor a sus necesidades económicas y energéticas, permitiéndole disminuir el gasto anual en consumo eléctrico y dándole mayor independencia frente a las compañías de distribución eléctrica. Fomentar este tipo de consumo no solo implica una mejora económica en el usuario, sino también concienciar a la población del uso de energías renovables y hacerle participe directamente de las mismas. En cuanto a las instalaciones de auto-consumo eléctrico, se debería fomentar su desarrollo e instalación debido a la viabilidad económica de las mismas, facilitando el desarrollo de las infraestructuras necesarias que permitan la conexión de consumo y vertido a los usuarios y generando un marco regulador estable que permita al consumidor optimizar su proyecto de instalación. Se produce también una externalidad positiva para el resto de usuarios finales, ya que la optimización del gasto del regulador en la distribución eléctrica redundará en una mejor calidad del servicio a un coste menor.

En cuanto a la producción de energía eléctrica, se aborda el efecto a corto plazo que tiene en el mercado eléctrico el cierre de las centrales de carbón que actualmente quedan operativas. Este tema resulta también de gran actualidad, ya que las diferentes leyes regulativas están encaminadas a prescindir de la energía procedente de las centrales térmicas de carbón y a sustituirla por las fuentes renovables para cumplir con los pactos a nivel europeo de reducción de los gases de efecto invernadero para el año 2030. Así, el cierre de las centrales térmicas de carbón es pieza clave para la descarbonización de la generación eléctrica. Además, desde un punto de vista económico, los costes variables de las centrales de carbón se han visto incrementados debido al aumento del precio de la emisión de gases de efecto invernadero, a lo que se une el hecho de que los precios más asequibles del gas natural restan competitividad a la generación con carbón en el actual mercado energético.

El cierre de las centrales térmicas de carbón implica que las curvas horarias de oferta del mercado diario se vean contraídas produciéndose una variación positiva en el precio de la energía y una variación negativas en la cantidad de energía comercializados; la medición de dichas variaciones son el objetivo del segundo capítulo de esta Tesis doctoral. Aunque nuestro estudio no considera la existencia de un efecto sustitución, parece razonable que el cierre de las centrales de térmicas de carbón deba hacerse de forma coordinada con el aumento de la potencia instalada en energías renovables. Puesto que el precio de la oferta proveniente de energías renovables es menor que el de las centrales térmicas, se evitaría el aumento del precio de la energía al tiempo que se conseguiría reducir el nivel de emisiones de CO₂.

Finalmente, para el medioambiente, y en base al marco legislativo actual, es de especial importancia la optimización económica y la mejora de la eficiencia de los sistemas de distribución eléctrica, del autoconsumo residencial y de la generación eléctrica para, de esta forma, conseguir los objetivos marcados para el futuro. Un sistema de generación eléctrica alineado con un marco regulador que lo haga más eficiente permitirá un menor consumo de recursos, a la vez que requerirá menor inversión en mantenimiento y desarrollo de infraestructuras. Asimismo, la generación eléctrica y el autoconsumo a partir de energías renovables permite disminuir los gases de efecto invernadero y los efectos del consumo energético en el medio ambiente, a la vez que disminuyen los gastos de producción, transporte y distribución eléctrica.

1.5. ARTICULOS PUBLICADOS.

Para la presentación de la presente tesis se han publicado los siguientes artículos:

Artículo 1.- Arcos-Vargas, Ángel; Ballesteros-Gallardo, Juan Antonio; Núñez-Hernández, Fernando. “¿Es posible una mejor calidad a un coste menor para el sistema de distribución eléctrica? Una aplicación al caso de Europa”. *DYNA*

Ingeniería e Industria, 2016, vol. 91, no 6, p. 619-624. DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/7956>.

Artículo 2.- Ballesteros-Gallardo, Juan Antonio; Arcos-Vargas, Ángel; Núñez, Fernando. "Optimal Design Model for a Residential PV Storage System an Application to the Spanish Case". *Sustainability*, 2021, vol. 13, no. 2, p. 575-600. DOI: <https://doi.org/10.3390/su13020575>.

Artículo 3.- Arcos-Vargas, Ángel, Núñez, Fernando, Ballesteros-Gallardo, Juan Antonio. Economic impact of the closure of the Spanish coal plants. *DYNA Ingeniería e Industria*, 2021, vol. 96, no.6, p. 564-567. <https://doi.org/10.6036/10228>.

1.6. APORTACIÓN AL CONOCIMIENTO TRANSVERSAL Y A LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS).

La Agenda de 2030 para el desarrollo sostenible (Naciones Unidas, 2015) establece un plan para poner fin a la pobreza, preservar el planeta y mejorar el desarrollo y la prosperidad de las personas en todo el mundo. Dicho plan se basa en 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) que permiten armonizar el crecimiento económico, la inclusión social y la protección del medio ambiente. Asimismo, los líderes mundiales se comprometieron a movilizar las financiaciones necesarias y a reforzar las instituciones con el fin de lograr los ODS para en el año 2030.

En España, el Real Decreto 822/2021 de 19 de Octubre (BOE, 2021), establece que la formación académica debe estar fundamentada en valores que permitan construir una sociedad más equitativa, social y económicamente alineada con los ODS. Los artículos que componen la presente tesis aportan al conocimiento de la sociedad una serie de valores que están alineados con dicho Real Decreto. En este sentido, la Tabla 1.3 muestra los 17 ODS y la contribución de cada artículo a los mismos. El valor 1 indica una contribución leve, el 2 moderado, y el 3 una contribución directa

Tabla 1.3. Contribución de los artículos a los ODS.

Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS)	Artículo 1	Artículo 2	Artículo 3	TOTAL
1. Fin de la pobreza.	1	1	1	3
2. Hambre cero.				
3. Salud y bienestar.	1	1	1	3
4. Educación de calidad.				
5. Igualdad de género.				
6. Agua limpia y saneamiento.				
7. Energía asequible y no contaminante.	1	3	3	7
8. Trabajo decente y crecimiento económico.	2	2	2	6
9. Industria, innovación e infraestructura.	1	2	1	4
10. Reducción de la desigualdad	1	2	1	4
11. Ciudades y comunidades sostenibles.	2	3	2	7
12. Producción y consumo responsable.	2	3	2	7
13. Acción por el clima.	2	3	3	8
14. Vida submarina.				
15. Vida de ecosistemas terrestres.				
16. Paz, justicia e instituciones solidarias				
17. Alianzas para lograr los objetivos.				
TOTAL	13	20	16	49

CAPÍTULO 2. ¿ES POSIBLE UNA MEJOR CALIDAD A UN COSTE MENOR PARA EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA? UNA APLICACIÓN AL CASO EN EUROPA.

2.1. INTRODUCCIÓN.

El efecto que tiene el precio y la calidad de servicio eléctrica en la competitividad y el crecimiento de una economía, es un tema clásico de análisis y discusión. El sector eléctrico, dadas sus características, siempre ha estado fuertemente regulado en general, y la distribución, al tratarse de un monopolio natural, en particular. La regulación de la distribución eléctrica afecta tanto a la construcción, explotación, retribución y niveles de calidad de servicio, que las empresas distribuidoras le deben suministrar a cada tipo de clientes.

El efecto de una disminución de los precios, tiene un impacto en los costes de producción siendo especialmente relevantes en aquellos sectores intensivos en electricidad, mientras que el efecto de una mejora de la calidad, requiere de análisis más sofisticados, basados en el valor, y no tanto en los costes del servicio. Varias investigaciones han evaluado, para el caso español, el valor de esta no "calidad", entre 1 y 2 €/kWh, lo que podría servir como valor de contraste para determinar el valor de calidad del servicio eléctrico, que maximiza el bienestar global. En este artículo no se va a determinar este valor, ya que el alcance del mismo es la distribución europea, con países de realidades y estructuras industriales distintas.

El objeto de este artículo es analizar el efecto que tiene el modelo de regulación de la distribución en la calidad de servicio, es decir, responder a la pregunta de si es posible, dada una retribución a la distribución eléctrica, mejorar la calidad de servicio, mediante un cambio en el sistema de regulación, o la pregunta dual, de si es posible reducir la retribución de la distribución, sin que esto suponga una disminución de la calidad de servicio. También se analiza la efectividad de los incentivos frente a la retribución base.

¿Es posible una mejor calidad a un coste menor para el sistema de distribución eléctrica? Una aplicación al caso en Europa.

Para el desarrollo del modelo, se han utilizado datos de la distribución eléctrica de países europeos en el período 2004-2008. Aunque la información tratada, procede de fuentes públicas de cada país, la captura, elaboración, homogeneización y tratamiento de los datos, resulta una tarea tediosa, que no siempre es posible de finalizar debido a la heterogeneidad en la forma de presentarlos; por esta razón, no se han podido tomar en la muestra todos los países europeos y, al haber cambiado en algunos la forma de presentar los resultados, la actualización del período supondría la definición de las variables “ex novo”.

El artículo, que trata de ser divulgativo, no desarrollando en exceso los razonamientos econométricos, que pudieran aburrir al lector, se estructura en cinco secciones. Tras esta introducción, se revisan las principales referencias que se han encontrado en la literatura sobre el impacto que los sistemas reguladores tienen en la calidad del suministro. En la sección 3, se exponen los datos utilizados para, a continuación en la sección 4, presentar los modelos econométricos utilizados, así como los resultados obtenidos. Para terminar, en la sección 5 se exponen las principales conclusiones obtenidas y se plantean algunas recomendaciones a las distintas Agencias Reguladoras.

2.2. ANTECEDENTES DE INVESTIGACIONES ANTERIORES SOBRE MODELOS REGULADORES Y CALIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO.

En este apartado se presenta una breve revisión de trabajos que analizan la calidad del suministro eléctrico y los sistemas reguladores. En el caso Español, el trabajo (Rivier, 2003) plantea que la regulación eléctrica debe diseñarse de forma que las compañías presten un servicio de suministro eléctrico con una calidad mínima acorde con sus niveles de remuneración. En Italia, existen también estudios referidos a la calidad del suministro eléctrico; (Fumagalli y Lo Schiavo, 2009) indica que existen cuatro objetivos principales para los marcos reguladores: informar y mostrar al consumidor una comparativa entre las diferentes compañías del sector, establecer y garantizar unos niveles mínimos de suministro eléctrico a los clientes, fomentar y favorecer iniciativas y proyectos para mejorar la calidad

¿Es posible una mejor calidad a un coste menor para el sistema de distribución eléctrica? Una aplicación al caso en Europa.

del suministro y, por último, determinar un sistema donde la calidad y los precios sean determinados por la relación directa entre los clientes y las empresas reguladas.

El estudio de los efectos de la regulación por incentivos en la calidad del suministro y la introducción de la calidad como mecanismo de benchmarking han sido aspectos muy estudiados en este campo. Desde que la regulación incentivada fuese introducida por primera vez en la reestructuración de la industria de telecomunicaciones británica, se ha ido incorporando paulatinamente al campo de la regulación eléctrica, existiendo numerosos estudios que analizan sus relaciones y efectos. En Estados Unidos, por ejemplo, (Ter-Martirosyan, 2003) observa que la duración media de las interrupciones eléctricas debe estar acompañadas de medidas de benchmarking para obtener una mejora en la calidad desde el punto de vista del número y del tiempo de las interrupciones. En este sentido, el sistema *Yardstick* (Tangeras, 2009) consigue unos buenos resultados referidos a la eficiencia del sistema y a la calidad del servicio eléctrico, motivado principalmente por la elaboración detallada de los indicadores de calidad y del reembolso de parte los gastos realizados por las compañías. Por otro lado, el modelo *Price Cap* y los incentivos también ha sido motivo de estudio (Weisman, 2005), mostrándose que este modelo no sería totalmente efectivo junto con un sistema de incentivos para la mejora de la calidad del sistema eléctrico, consecuencia extensible también a un marco regulador basado en penalizaciones

En principio parecen que las soluciones a adoptar para la regulación de la calidad de una forma efectiva no son simples (Sappington, 2005), ya que éstas dependen de diferentes factores, como las relaciones internacionales entre países, las preferencias de los clientes y la información que se tiene de los propios reguladores eléctricos. Analizando un sistema regulador incentivado como el de Reino Unido, (Jamash y Pollit, 2003) concluye que las leyes reguladoras incentivadas promueven reducir los costes de las empresas, adecuar los precios y mantener la calidad del servicio.

¿Es posible una mejor calidad a un coste menor para el sistema de distribución eléctrica? Una aplicación al caso en Europa.

Finalmente, se han realizado diversos estudios que indican que la introducción de la calidad del suministro en los modelos de benchmarking produce mejores resultados que si se prescinde de ella. En este sentido, (Giannakis et al., 2005) y (Growitsch *et al.*, 2009) muestran que la introducción de la calidad del servicio en modelos de eficiencia produce mejores resultados que los basados exclusivamente en costes. (Giannakis et al., 2005) analiza el caso del Reino Unido mediante la técnica de envolvente de datos DEA y (Growitsch *et al.*, 2009) analiza la eficiencia del suministro eléctrico en Europa mediante un modelo estocástico de frontera.

2.3. LOS DATOS.

Las variables utilizadas en este estudio son la calidad del servicio eléctrico, los incentivos y la retribución base que se aplica en cada marco regulador. Los datos para cada una de las variables se corresponden con el período 2004-2008 y se refieren a un total de nueve países europeos (Austria, España, Finlandia, Francia, Italia, Noruega, República Checa, Reino Unido y Suecia); conforman por tanto un panel de cinco años con nueve países². De esta forma, se pueden realizar estimaciones controlando tanto la variación intra-grupo como entre-grupo de las variables utilizadas.

La variable que se utiliza en el estudio para calcular el nivel de eficiencia de cada país es la calidad del servicio eléctrico. En la industria eléctrica, existen cinco formas de determinar el nivel de calidad del suministro eléctrico: el número de interrupciones, el tiempo medio de interrupción por cliente, los niveles de tensión, la calidad de la onda del suministro y la calidad de atención al cliente. Las variables de número y tiempo, pueden ser calculadas en referencia al número de clientes o a la potencia instalada. En el presente artículo se utilizará el tiempo de interrupción medio (SAIDI) expresado en minutos por cliente y año, que es la

² Toda la información procede de fuentes públicas proporcionadas por las Agencias Reguladoras de cada país: Austria, E-control; Finlandia, Energy Market Authority (EMV) y Energiatollisuus; Francia, Regulatory Commission of Energy (CRE); Italia, Regulatory Authority for Electricity Gas and Water; Noruega, Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE); República Checa, Office for the Protection of Competition (UOHS); España, Comisión Nacional de la Energía (CNE) y Ministerio de Industria, Energía y Turismo; Suecia, Svensk Energi; y Reino Unido, Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem).

¿Es posible una mejor calidad a un coste menor para el sistema de distribución eléctrica? Una aplicación al caso en Europa.

variable de calidad más extendida en la distribución eléctrica, y cuya definición se puede encontrar en (CEER, 2012). La Figura 2.1 muestra el valor de esta variable para cada país y en cada año, además del valor medio anual para cada uno de ellos. Se observa que los países del norte de Europa poseen mayor variabilidad en los datos además de un mayor valor medio de las interrupciones motivado principalmente por sus condiciones meteorológicas más adversas.

Como variables explicativas de la calidad del servicio se utilizan la retribución base y los incentivos que perciben las compañías de cada país. También se analiza el efecto de la inversión en la calidad del suministro eléctrico. En las Figuras 2.2, 2.3 y 2.4 se muestran los valores anuales de cada una de las variables así como el valor medio de cada uno de los países del estudio.

Se observa que los niveles más altos de inversión se alcanzan en aquellos países que sufren una mayor duración media de las interrupciones. La retribución base sigue una tendencia similar a la inversión, siendo Noruega, Finlandia y Suecia los países que mayores retribuciones perciben. Una excepción a este hecho, la representan España y República Checa que poseen ingresos bajos en comparación con aquellos países que presentan valores de las interrupciones medias similares. Respecto a los incentivos, cabe destacar el caso de Noruega, con valores excepcionalmente altos, y el de Suecia, que ha sufrido penalizaciones con frecuencia.

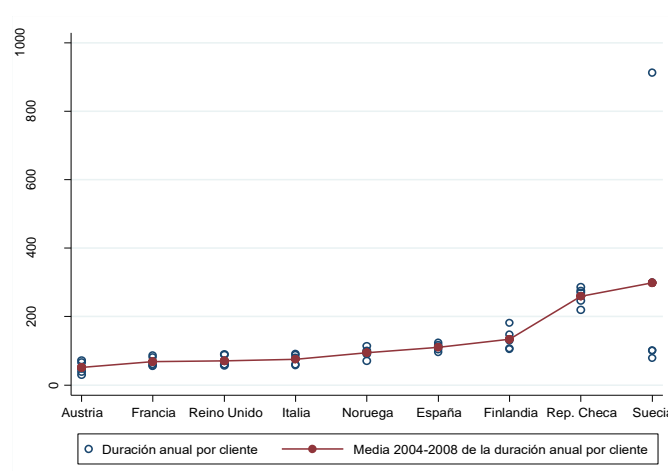


Figura 2.1. Minutos de interrupción por cliente (SAIDI). 2004-2008.

¿Es posible una mejor calidad a un coste menor para el sistema de distribución eléctrica? Una aplicación al caso en Europa.

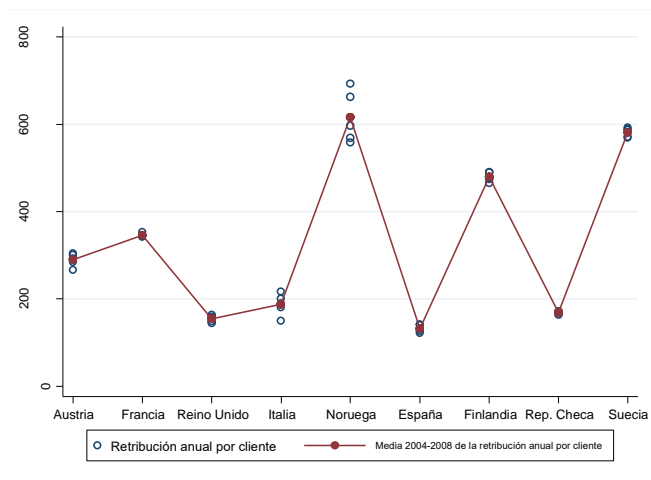


Figura 2.2. Retribución base por cliente. 2004-2008.

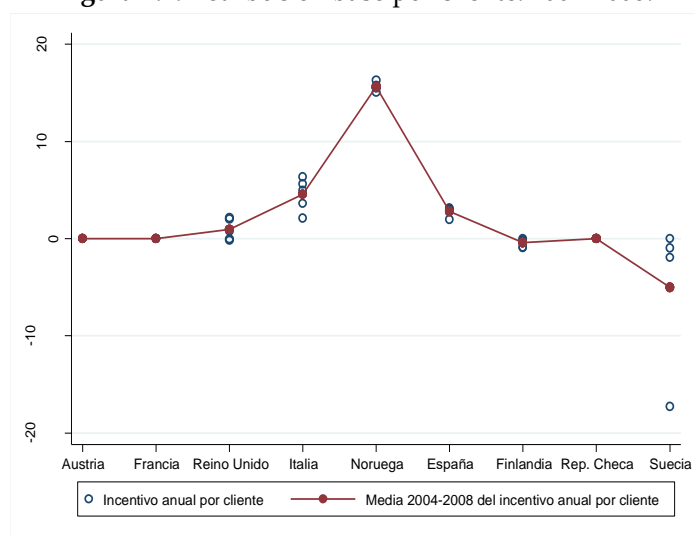


Figura 2.3. Incentivos por cliente. 2004-2008.

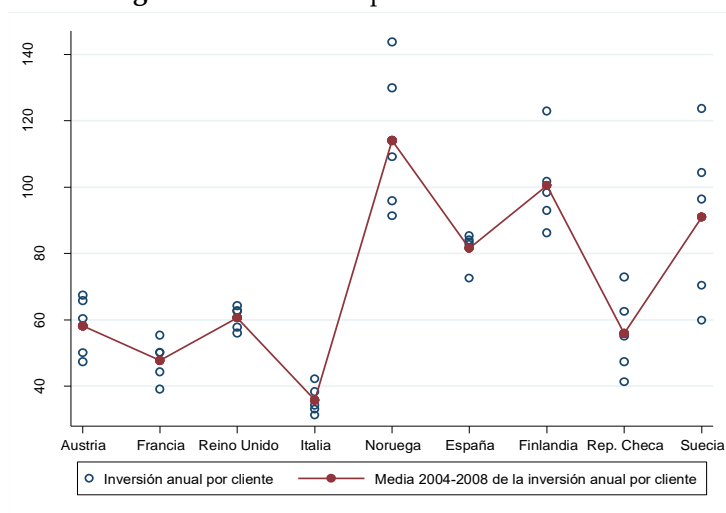


Figura 2.4. Inversión por cliente. 2004-2008.

¿Es posible una mejor calidad a un coste menor para el sistema de distribución eléctrica? Una aplicación al caso en Europa.

Tabla 2.1. Modelos Reguladores.

Modelo		Características	Objetivo
Modelos basados en costes	Cost plus	Se basa en los costes notificados por cada empresa, incluyendo los costes de red, de medición y de servicio al cliente.	Asegurar la sostenibilidad de cada empresa, permitiendo la recuperación de todos sus costes.
	Rate of return	El valor actual de los activos de la empresa determina la retribución asignada. Cubre los costes de explotación y de capital y una rentabilidad sobre el capital. El modelo establece los objetivos de eficiencia a medio y largo plazo.	Promover la eficiencia del sistema. Atraer inversiones en capital.
Modelos basados en incentivos	Price Cap	Separa la dependencia de las ganancias respecto de los costes mediante el establecimiento de un precio máximo.	Incorporar estándares de calidad y rendimiento que compensan/penalizan a las empresas si los logran/incumplen.
	Revenue Cap	Permite a la compañía fijar cualquier nivel de precios, siempre y cuando sus ingresos totales no superen un límite establecido.	Proporcionar incentivos para maximizar las ganancias mediante la reducción de costes. Proporcionar estabilidad en los ingresos. Promover inversiones en la red.
	Yardstick	Se utiliza un modelo teórico de referencia para promover la convergencia de costes entre las empresas del sector. El modelo de referencia representa una hipotética red eficiente.	Eliminar las ineficiencias del pasado, mediante el contraste del desarrollo de la industria con un modelo teórico óptimo.

Con la información obtenida de las diferentes agencias reguladoras, se puede asimilar cada uno de los países a uno de los modelos reguladores que se detallan en la Tabla 2.1. De esta forma, Francia se puede incluir dentro del modelo *Cost Plus*; España, Reino Unido, Noruega y República Checa se asemejan al modelo *Revenue Cap*; Finlandia al modelo *Rate of Return*; Suecia con el modelo *Yarstick*; Italia al modelo *Price Cap*; y por último, Austria se aproxima a un modelo *Cost Plus* en los dos primeros años (años 2004 y 2005) y a un modelo *Price Cap* en el resto del período.

¿Es posible una mejor calidad a un coste menor para el sistema de distribución eléctrica? Una aplicación al caso en Europa.

2.4. EL MODELO SOBRE LA CALIDAD DE SUMINISTRO. ESTIMACIÓN Y RESULTADOS.

Utilizando los datos presentados en el apartado anterior, se exponen una serie de estimaciones de datos de panel con el fin de establecer la relación existente entre la calidad del suministro eléctrico y los niveles de retribución e incentivos a la calidad. En principio, cabría esperar que a mayores niveles de retribución o de incentivos se obtuvieran mejores índices de calidad. Asimismo, este análisis permite establecer qué país realiza el suministro eléctrico con un uso más eficiente de sus recursos, y, por consiguiente, qué marco regulador es el más eficiente.

El panel de datos es una técnica econométrica que presenta como principal ventaja el hecho de que permite controlar la heterogeneidad no observada asociada a cada una de las unidades que componen el panel (en este caso los países). Un panel de datos ofrece información sobre $i=1, \dots, N$ unidades muestrales durante $t=1, \dots, T$ periodos; el modelo lineal sería el siguiente:

$$y_{it} = x_{it}\beta_k + z_i\delta + u_i + \varepsilon_{it} \quad i = 1, \dots, N; t = 1, \dots, T \quad (2.1)$$

donde x_{it} es un vector ($1 \times k$) de variables explicativas que varían en el tiempo y de una unidad (o individuo) a otra, z_i es un vector ($1 \times k$) de variables que varían de un individuo a otro pero no en el tiempo, β_k y δ son vectores ($1 \times k$) de coeficientes, u_i es el efecto a nivel individual y ε_{it} es el término de error idiosincrásico de la ecuación. Asumimos que u_i y ε_{it} no están correlacionados.

Las variables monetarias como la retribución y los incentivos han sido expresadas en términos reales considerando el índice de precios de consumo armonizado de cada país. Por otro lado, se han representado las variables reales en cantidades anuales por cliente puesto que la variable a explicar, la calidad del servicio, se expresa también en dichas unidades.

Las estimaciones realizadas emplean logaritmos para la variable dependiente y para la retribución base, por lo que el coeficiente que mide la relación entre ambas variables se puede interpretar como una elasticidad. Para la variable incentivos no es posible realizar esta transformación logarítmica al presentar algunos valores

¿Es posible una mejor calidad a un coste menor para el sistema de distribución eléctrica? Una aplicación al caso en Europa.

negativos. Asimismo, tras realizar algunas comprobaciones, se ha evitado introducir en el panel la variable inversión por cliente, ya que parece tener un efecto retardado sobre la retribución y la duración de las interrupciones –aunque al final de esta sección, se propone la estimación de un panel dinámico que incluye dicha variable–. Finalmente, se ha definido una variable *dummy* para los años 2005 y 2007 en Suecia con el fin de controlar las inusuales condiciones meteorológicas que se produjeron en dicho país durante esos dos años.

Los modelos que se proponen para explicar el efecto de las diferentes variables explicativas en la calidad del suministro eléctrico de cada país son los siguientes:

$$\text{Log}(\text{dur})_{it} = \alpha + \beta_0 \text{Sw}_{it} + \beta_1 \log(\text{rb}/\text{cli})_{it} + \beta_2 (\text{inc}/\text{cli})_{it} + \beta_3 (\text{inc}/\text{cli})_{it}^2 + u_i + \varepsilon_{it} \quad (2.2)$$

$$\begin{aligned} \text{Log}(\text{dur})_{it} = & \alpha + \beta_0 \text{Sw}_{it} + \beta_1 \log(\text{rb}/\text{cli})_{it} + \beta_{11} [\log(\text{rb}/\text{cli})_{it} \cdot \text{HQ}_i] + \dots \\ & + \beta_2 \text{abs}(\text{inc}/\text{cli})_{it} + \beta_{21} [\text{abs}(\text{inc}/\text{cli})_{it} \cdot \text{HQ}_i] + u_i + \varepsilon_{it} \end{aligned} \quad (2.3)$$

$$\begin{aligned} \text{Log}(\text{dur})_{it} = & \alpha + \beta_0 \text{Sw}_{it} + \beta_1 \log(\text{rb}/\text{cli})_{it} + \sum_{j=1}^4 \beta_{1j} [\log(\text{rb}/\text{cli})_{ij} \cdot S_j] + \dots \\ & + \beta_2 (\text{inc}/\text{cli})_{it} + \beta_3 (\text{inc}/\text{cli})_{it}^2 + u_i + \varepsilon_{it} \end{aligned} \quad (2.4)$$

$$\begin{aligned} \text{Log}(\text{dur})_{it} = & \alpha + \beta_0 \text{Sw}_{it} + \beta_1 \log(\text{rb}/\text{cli})_{it} + \beta_2 \text{abs}(\text{inc}/\text{cli})_{it} + \dots \\ & + \sum_{j=1}^4 \beta_{2j} [\log(\text{inc}/\text{cli})_{ij} \cdot S_j] + u_i + \varepsilon_{it} \end{aligned} \quad (2.5)$$

donde:

i: países.

t: períodos (años).

dur_{it} : interrupciones imprevistas (minutos perdidos por año y cliente).

rb_{it} : retribución base (millones de euros).

inc_{it} : incentivos (nulos, positivos o negativos) (millones de euros).

cli_{it} : número de clientes (millones).

S_j : variables *dummy* de sistemas regulatorios.

Sw_{it} : variable *dummy* para Suecia, en 2005 y 2007.

HQ: variable *dummy* de países con alta calidad: Austria, Francia, Reino Unido e Italia.

u_i : efecto individual.

ε_{it} : término de error idiosincrático.

El primer modelo, correspondiente a la ecuación (2.2), constituye el modelo base. En dicho modelo la calidad se relaciona exclusivamente con la retribución base y los incentivos por cliente. El segundo modelo (modelo nivel de calidad) se

¿Es posible una mejor calidad a un coste menor para el sistema de distribución eléctrica? Una aplicación al caso en Europa.

corresponde con la ecuación (2.3), e incorpora al modelo anterior, mediante la introducción de una variable dummy, la distinción entre países con niveles altos de calidad del servicio y países con niveles bajos. Por su parte, los modelos 2.3 y 2.4, representados por las ecuaciones (2.4) y (2.5) respectivamente, tratan de obtener información acerca del nivel de eficiencia de cada sistema regulador. En concreto, el modelo 2.3 (modelo retribución-sistema) relaciona la retribución base con el sistema regulador haciendo interactuar a ambas variables, mientras que el modelo 2.4 (modelo incentivo-sistema) hace lo propio con los incentivos y el sistema regulador.

La Tabla 2.2 muestra los valores de las estimaciones para cada modelo. Los coeficientes de bondad del ajuste R^2 ajustado y R^2 intra-grupos toman valores comprendidos entre 0,74 y 0,91, mientras que el R^2 entre-grupos alcanza su valor mayor, 0,46, en el segundo modelo. Estos resultados sugieren que el modelo explica mejor las variaciones dentro de cada país que las diferencias promedio entre países.

¿Es posible una mejor calidad a un coste menor para el sistema de distribución eléctrica? Una aplicación al caso en Europa.

Tabla 2.2. Modelos explicativos de las interrupciones no planificadas (minutos perdidos por año y cliente). 2004-2008. Estimación por efectos fijos.

<u>Regresores</u>	<u>2.1</u>	<u>2.2</u>	<u>2.3</u>	<u>2.4</u>
Ln(rb / cli)	0.1	0.01	0.07	0.1
Ln(rb / cli)*HQ		0.93 0.39		
Ln(rb / cli)*Cost plus			1.54 0.22	
Ln(rb / cli)*Rate of return			4.82 0.16	
Ln(rb / cli)*Price cap			1.64 0.19	
Ln(rb / cli)*Yardstick			-3.02 0.57	
Inc / cli	0.03 0.5		0.0 1.00	
(Inc / cli) ²	-0.003 0.12		-0.004** 0.02	
abs(inc / cli)		-0.08*** 0.00		-0.08*** 0.00
abs(inc / cli)*HQ		0.09 0.25		
abs(inc / cli)*Rate of return				0.60*** 0.00
abs(inc / cli)*Price cap				0.11 0.18
abs(inc / cli)*Revenue cap				0.12 0.24
Reino Unido	-1.4*** 0.00	-6.12 0.26	-1.42*** 0.00	-1.42*** 0.00
España	-1.12*** 0.00	-0.97*** 0.00	-1.15*** 0.00	-1.18*** 0.00
Austria	-1.19*** 0.00	-6.16 0.3	-9.98 0.14	-1.13*** 0.00
Italia	-1.22*** 0.00	-5.98 0.27	-9.58 0.14	-1.26*** 0.00
Francia	-0.71* 0.1	-5.74 0.35	-9.34 0.18	-0.63* 0.1
Finlandia	0.26 0.68	0.87 0.15	-29.01 0.17	0.15 0.83
Suecia	0.10 0.89	0.84 0.21	19.93 0.56	0.29 0.72
Noruega	0.384 0.74	2.13*** 0.00	1.864 0.28	-0.185 0.92
Constante	10.09*** 0.00	12.96*** 0.00	12.63*** 0.00	10.66*** 0.00
Dummy para Suecia	2.44*** 0.00	2.56*** 0.00	2.44*** 0.00	2.63*** 0.00
Número de observaciones	45	45	45	45
Número de grupos	9	9	9	9
R ² ajustado	0.88	0.87	0.91	0.89
R ² modelo intra-grupos	0.74	0.74	0.82	0.78
R ² modelo entre-grupos	0.008	0.46	0.09	0.004
R ² modelo conjunto	0.1	0.24	0.05	0.12
Prob > F (significatividad conjunta)	0.00	0.00	0.00	0.00
Prob > F (F para u _i =0)	0.00	0.00	0.00	0.00
Prob>chi2 (Hausman: fe vs. re)		0.04	0.01	0.9
corr(u _i , X)	-0.58	-0.98	-0.99	-0.49
sigma_u	0.72	3.56	13	0.67

Respecto a las variables del modelo se obtienen los siguientes resultados. En primer lugar, se observa una relación negativa y significativa entre la retribución

base por cliente y la duración de las interrupciones en todos los modelos. En promedio, el coeficiente estimado es cercano a 1, lo cual indicaría que incrementos porcentuales en la retribución por cliente producirían disminuciones porcentuales del mismo orden en la duración de las interrupciones, aumentando por tanto la calidad del servicio.

En cuanto a la variable de incentivos, los modelos (2.1) y (2.3) introducen dicha variable en forma cuadrática para permitir una relación no lineal con la calidad del suministro. La variable resulta significativa y con signo negativo en el término cuadrático, lo que indica que las interrupciones tienden a disminuir tanto si las empresas reciben incentivos positivos como negativos (penalizaciones). Partiendo de estos modelos, para calcular el impacto que tendría un incremento de la dotación de incentivos en la calidad de servicio, hay que derivar la función estimada de duración respecto a la variable de incentivos.

Para analizar el efecto que tendría un incremento de los incentivos en la calidad de servicio, si se considera en el modelo 1, que el incentivo por cliente fuera de 3 euros, un incremento de 1 euro en la variable (+33,3 %), produciría una disminución en la duración de las interrupciones de un -1,8 %. Este dato permite comparar el efecto de la retribución base con el de los incentivos. Supongamos el ejemplo de un país que tiene 30 millones de clientes y una retribución base anual de 3.000 millones de euros. Una elasticidad entre la duración y la retribución de -1 indicaría, en términos agregados, que un incremento de la retribución de un 1 % (es decir, 30 millones de euros) provocaría una disminución de las interrupciones de un 1 %, o lo que es lo mismo, cada millón utilizado provocaría una mejora de 0,033 puntos porcentuales en la duración. Por otro lado, una semi-elasticidad de -1,8 % entre la duración y los incentivos, implicaría que un incremento en los incentivos de un euro por cliente (30 millones de euros en nuestro caso) provocaría una mejora de un 1,8 % en la calidad (es decir, por cada millón utilizado en incentivos mejoraría la calidad del servicio en 0,06 puntos porcentuales). Por tanto, se puede deducir que los incentivos son más eficaces que

la retribución base para mejorar la calidad del servicio, lo que parece tener sentido si se considera que la mejora de la calidad es una de los principales objetivos de las políticas de incentivos.

Se puede profundizar más en el análisis si se permite que las variables cuantitativas (retribución e incentivos) interactúen con dos tipos de variables *dummies*, las que permiten diferenciar entre países con un nivel alto o bajo de la calidad del servicio eléctrico (modelo 2.2), y las que controlan por el marco regulador de cada país (modelos 2.3 y 2.4). En cada modelo, el coeficiente de la variable analizada ('retribución' o 'incentivo') sin interactuar es el que corresponde a la interacción entre dicha variable y la categoría de referencia (no incluida en la ecuación estimada). Para el resto de categorías (sí incluidas en la ecuación estimada), el coeficiente de la variable analizada interactuando con una categoría en particular viene dado por la suma del coeficiente de referencia anterior y el coeficiente estimado de la interacción de la variable y dicha categoría. En el modelo 2.2, las covariables 'retribución' e 'incentivos' se relacionan con la variable *dummy* que controla a los países dependiendo de su nivel de calidad del servicio eléctrico. El primer grupo de países está compuesto por aquellos que tienen una duración media de las interrupciones inferior a 75 minutos por cliente y año (Austria, Reino Unido, Francia e Italia), mientras que el segundo lo componen aquellos países con peores niveles de calidad, donde la duración media es cercana o superior a 100 minutos por cliente y año (España, Noruega, Finlandia, Suecia y República Checa). Tomando como referencia a aquellos países con baja calidad en el suministro eléctrico, se puede afirmar que mayores ingresos e incentivos pueden ser medidas más eficaces en los países que tienen baja calidad que en los que presentan un mejor servicio. De esta forma, en los países con baja calidad se obtienen coeficientes de $-1,4$ y $-0,08$ para la retribución e incentivos respectivamente, mientras que para los países de mejor calidad los coeficientes resultan ser no significativos, lo cual puede ser indicativo de que en estos países

¿Es posible una mejor calidad a un coste menor para el sistema de distribución eléctrica? Una aplicación al caso en Europa.

de elevada calidad resulta más complicado obtener mejoras adicionales –existen rendimientos decrecientes en la calidad–.

En el modelo 2.3, la retribución se relaciona con la variable *dummy* que controla los sistemas reguladores, permitiendo observar si existe algún cambio significativo en el coeficiente de la retribución al considerar un sistema u otro. En el sistema de referencia, *Revenue Cap*, este coeficiente tiene un valor de $-1,38$, mientras que en el resto de casos, los coeficientes estimados no son significativos de forma individual, aunque la prueba de significativa conjunta indica rechazar la hipótesis nula de que los coeficientes sean todos nulos. Así pues, se puede concluir que una remuneración mayor parece ser más efectiva en el modelo *Revenue Cap* que en otros marcos reguladores. Por último, en el modelo 2.4, la variable incentivos interactúa con la *dummy* de sistema regulador. El sistema *Yardstick*, utilizado como categoría de referencia en la estimación, tiene un coeficiente significativo de $-0,08$, que indica efectividad de los incentivos bajo dicho marco regulador. Para los demás sistemas con incentivos, este coeficiente no parece alterarse significativamente, a excepción del sistema de *Rate of Return* en el que mayores incentivos no parecen producir los efectos esperados en la calidad del servicio –este último sistema es utilizado exclusivamente por Finlandia, cuyo sistema de incentivos ha generado sanciones monetarias a lo largo del período analizado–.

El Reino Unido, Italia, Austria y España son los países con un menor efecto fijo estimado, lo cual quiere decir que características no observables de estos países hacen que en promedio muestren mayores niveles de calidad que los predichos por el modelo general. En estos países relativamente más eficientes, los modelos de regulación que existen son el *Revenue Cap* y el *Price Cap*.

Para finalizar el análisis, se ha estimado un panel de datos dinámico que pretende identificar la existencia de dependencia temporal en la variable dependiente

¿Es posible una mejor calidad a un coste menor para el sistema de distribución eléctrica? Una aplicación al caso en Europa.

(duración de la interrupción) y, al mismo tiempo, analizar el efecto de la inversión por cliente –Tabla 2.3–³.

Tabla 2.3. Panel de datos dinámico de las interrupciones imprevistas (minutos perdidos por año y cliente). 2004-2008.

Ln (duración de la interrupción)(-1)	-0.218** 0.05
Ln (retribución / cliente)	-1.059* 0.07
Ln (inversión / cliente)(-2)	-0.528*** 0.004
Incentivos por cliente	0.00 0.99
Incentivos por cliente^2	-0.002 0.28
Número de observaciones	18
Número de grupos	9
Número de instrumentos	9
Prob > Chi2 (significatividad conjunta)	0
Prob > Chi2 (test de Sargan de sobreidentificación de restricciones)	0.65
Prob > Chi2 (test de Hansen de sobreidentificación de restricciones)	0.71
Prob > z (test Arellano-Bond de autocorrelación en los errores)	0.64
Instrumentos estándar para la ecuación diferenciada: primeras diferencias de las covariables.	
Instrumentos tipo GMM para la ecuación diferenciada: retardos de ln(duración de la interrupción), orden > 1.	
Coeficiente y p-valor; * p<.1; ** p<.05; *** p<.01	

Tras realizar varias pruebas, se ha optado por incluir en la estimación un retardo de la variable dependiente y dos retardos de la variable inversión por cliente. El panel se ha estimado con un total de 18 observaciones, por lo que los resultados obtenidos deben ser considerados como una primera aproximación. El coeficiente de la variable dependiente retardada un año tiene un valor negativo de $-0,21$, lo cual indica que el sector tiende a mejorar la calidad año tras año. La elasticidad entre la duración de las interrupciones y la retribución presenta un valor nuevamente cercano a -1 , con un nivel de confianza del 90 %. En cuanto a la inversión, se observa que tiene una influencia negativa en la duración del servicio con un desfase temporal de dos años; en este caso la elasticidad es de $-0,5$. Por último, cabe destacar que los coeficientes de las variables de incentivos no son significativos en las estimaciones dinámicas realizadas.

³ El panel de datos utilizado no es excesivamente extenso, pero con los 5 años disponibles es posible instrumentalizar el modelo para estimar su consistencia dinámica.

2.5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

A la vista de los resultados anteriores, se pueden obtener las siguientes conclusiones:

1. La retribución y la calidad de servicio, como cabría esperar, son variables fuertemente relacionadas de forma inversa, presentando una elasticidad “tiempo de interrupción – retribución”, observándose valores cercanos a -1 en todos los modelos propuestos y muy significativos. Es decir, un aumento del 1 % en los valores de la retribución, provocan un disminución de un 1 % en el tiempo de interrupción de suministro a los clientes.
2. Si se segmenta la muestra en dos grupos, atendiendo a su nivel de calidad, se observa que el efecto del aumento de la retribución no es significativo para los países que disfrutan de un mayor nivel de calidad. Esta evidencia, resulta razonable, ya que para estos países, el esfuerzo asociado al aumento de calidad es más que proporcional.
3. La forma más eficiente de mejorar la calidad son los incentivos. El efecto sobre los niveles de calidad, asociado a un incremento de una unidad monetaria de los incentivos, es del doble que aplicando la misma cantidad de recursos sobre la retribución base.
4. Reino Unido, Italia, Austria y España, presentan de forma significativa, un nivel de calidad superior, al que podría esperarse de sus niveles de retribución.
5. Si bien, a partir de los resultados econométricos no se pueden afirmar nada sobre la eficiencia de los sistemas de retribución, se observa que los países más eficientes presentan modelos basados en incentivos (*Price Cap* y *Revenue Cap*).
6. Por último, se puede afirmar que la calidad de servicio, viene determinada por la inversión realizada dos periodos antes. Este período de dos años, es el plazo de ejecución de las obras en la red.

¿Es posible una mejor calidad a un coste menor para el sistema de distribución eléctrica? Una aplicación al caso en Europa.

A la vista de los resultados, y con asumiendo que los resultados obtenidos son estructurales del sector, se pueden proponer las siguientes recomendaciones a las Agencias Reguladoras:

- El efecto positivo de la retribución sobre la calidad de servicio, sólo tiene un efecto positivo en los países con calidad de servicio baja y media.
- El efecto de los incentivos sobre la calidad de servicio es muy superior al de la retribución base. Sustituir recursos de la retribución base a favor de los incentivos, representaría una mejora de la calidad de servicio, sin necesidad de aumentar los recursos destinados a la actividad.
- Los modelos basados en incentivos, resultan más eficientes que los asados en costes. La regulación de la distribución de los países, deberían migrar a este tipo de modelos.

CAPÍTULO 3. MODELO DE DISEÑO ÓPTIMO PARA UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO FOTOVOLTÁICO RESIDENCIAL. UNA APLICACIÓN AL CASO ESPAÑOL.

3.1. INTRODUCCIÓN.

Muchos países de la Unión Europea (UE) han implementado diferentes políticas para mejorar y desarrollar sistemas de energía solar (en lugar de fósiles) después de la entrada en vigor de la Directiva Europea 944/2019 (Parlamento Europeo, 2019). El objetivo de este marco legislativo es lograr una generación de energía más limpia y disminuir el impacto de las emisiones en el medio ambiente. En España, el Real Decreto 244/2019 (Ministerio de Transición Ecológica, 2019) estableció la reestructuración técnica y los requisitos administrativos para la autogeneración y consumo de energía. En particular, este decreto permite a los hogares inyectar el excedente de energía en el mercado eléctrico, siendo la empresa con la que el usuario ha contratado el suministro eléctrico, la responsable de compensar en la factura de la luz los ingresos generados por la venta de energía. Al mismo tiempo, se ha simplificado todo el proceso administrativo; así, en la actualidad, un vendedor solo tiene que presentar ante la Administración Pública española una declaración formal (avalada por un ingeniero) que indique que se cumplen los requisitos técnicos y administrativos para la venta de energía. El desarrollo de estas políticas crea, por tanto, un marco adecuado para apoyar la inversión en instalaciones fotovoltaicas domésticas.

El objetivo de esta investigación es proporcionar un modelo económico y operativo para una instalación fotovoltaica doméstica, con o sin sistema de almacenamiento de energía por batería (*BESS*), con el objetivo de optimizar la potencia de los paneles fotovoltaicos y la capacidad de la batería. Con los únicos datos de entrada de la demanda de los hogares y su propia ubicación, el modelo propuesto proporciona la mejor configuración de los mismos (paneles y batería) de acuerdo con ciertos indicadores financieros; este resultado es especialmente útil para instaladores, usuarios y reguladores de sistemas.

Los cambios regulatorios durante los últimos años, en muchos países, junto con la mejora continua en el coste y la eficiencia de los paneles fotovoltaicos (FV), han tendido a impulsar las energías verdes. Según Arcos (Arcos, 2019), la normativa actual de energía fotovoltaica promueve la flexibilidad del mercado eléctrico a través del autoconsumo y almacenamiento de la energía producida por los propietarios de viviendas. (Dusonchet y Telaretti, 2010) presentaron un análisis económico de una instalación fotovoltaica sin batería en los países occidentales de la UE en el año 2009. Señalaron que la mayoría de los países (14 de 17) han introducido políticas para apoyar las instalaciones fotovoltaicas domésticas, pero identificaron que el ahorro en tarifas no cubrió los gastos de la instalación en cinco de ellos (Holanda, Luxemburgo, Finlandia, Irlanda y Suecia). (Campoccia *et al.*, 2014) concluyó que aquellos países con medición neta de la energía y autoconsumo activo en 2013 (Italia y Grecia) tienen los índices de rentabilidad más altos para las instalaciones fotovoltaicas, lo que sugiere que la generación fotovoltaica nacional necesita el apoyo del gobierno a través de esquemas regulatorios favorables para el autoconsumo. En el caso de España, (Del Río y Mir, 2012) recomendaron en 2012 una optimización de las tarifas de eléctricas para los auto-consumidores fotovoltaicos domésticos y la simplificación del proceso administrativo como principales cambios para hacer atractivas las instalaciones fotovoltaicas residenciales. A la misma conclusión llegaron en 2016 Bayod-Rújula *et al.* (Bayod *et al.*, 2017), destacando el efecto negativo de impuesto solar establecido en el Real Decreto 900/2015 para auto-consumidores de energía fotovoltaica ya que estos pagan también por el uso y mantenimiento de la red eléctrica, aunque la utilizan menos que un consumidor normal.

Los siguientes artículos toman, en esencia, una perspectiva financiera —aunque los enfoques adoptados son muy diversos— (Del Coso *et al.*, 2010) y (Chen, 2011) plantearon la cuestión de si los costes de la instalación fotovoltaica serán cubiertos por los ahorros en el consumo eléctrico y la venta de energía excedente al mercado

eléctrico. (Zhu *et al.*, 2013) presentó en 2013 un análisis de optimización para baterías híbridas, no conectado a paneles fotovoltaicos, basado en el retorno total de la inversión (*ROI*), con la conclusión de que las baterías para uso residencial mejora el *ROI* hasta en un 60%. El costo nivelado de la energía (*LCOE*) fue revisado por (Zhang, 2014) en el año 2014 para el mercado eléctrico europeo. Observaron que el *LCOE* para las instalaciones fotovoltaicas disminuye como consecuencia de la evolución tecnológica y que las tarifas que potenciaron el despliegue fotovoltaico se redujeron o incluso se eliminaron. La eficiencia de estas instalaciones fotovoltaicas está aumentando con el tiempo, siendo los precios de la energía obtenidas por ellas similares al precio de la electricidad suministrada por la red. Por su parte, (Ghiassi *et al.*, 2015) estudió en el año 2015 el presupuesto óptimo para parques solares (no instalaciones residenciales) con batería, concluyendo que el panel fotovoltaico supone el 96-99% de la inversión inicial y el resto se debe realizar en baterías. En nuestra opinión, la propuesta de (Lorenzi y Santos, 2016) aportó un enfoque novedoso. Así, comparan dos estrategias diferentes para optimizar el autoconsumo en sistemas fotovoltaicos en Portugal: mediante almacenamiento de energía y mediante respuesta activa a la demanda eléctrica. Según ellos, la alternativa más ventajosa será aquella que minimice el gasto diario en electricidad (no adoptan por tanto, nuestra perspectiva de flujo de caja anual). Además, para afrontar las horas punta, su modelo de almacenamiento impone un comportamiento diferente en los días laborables y los fines de semana que no son necesarios para nuestro modelo; así, asumen que, durante los días laborables, la mayor parte del tiempo está constituida por horas punta, por lo que el excedente de energía fotovoltaica se ve obligada a inyectarse en la batería.

La paridad de red de los paneles fotovoltaicos también se ha analizado ampliamente en la literatura. (Mondol y Hillebrand, 2014) realizaron una revisión de la paridad de red en el año 2012, concluyendo que los países del Sur de Europa (España, Italia, Portugal y Grecia) eran los más adecuados para alcanzar la

paridad de red como consecuencia del mayor nivel de energía solar recibida. En el caso de España, estimaron que la paridad de red se alcanzaría en las áreas sur y norte en 2014 y 2017, respectivamente, bajo los supuestos de una tasa de aumento del precio de la electricidad del 3% y una tasa de disminución de los costes del 4% para las instalaciones fotovoltaicas. En 2018, (Chiachio *et al.*, 2018) determinó el rendimiento (en términos de disponibilidad del suministro eléctrico) de una instalación fotovoltaica de 4,32 kWp ubicada en Catania, conectada a una batería de 13,2 kWh y con un consumo residencial de 4 500 kWh anuales. La instalación proporcionó energía suficiente durante el 98% del tiempo con un coste de anual en la factura eléctrica de 17 € y unos ingresos de 157 €. Aunque el hogar era casi autónomo, con solo el 2% del consumo de la red, el coste de la instalación no se cubriría hasta pasados los 20 años; Además, la instalación fotovoltaica logró un beneficio medioambiental real que debería ser potenciado por las políticas gubernamentales. Por su parte, (Chiachio *et al.*, 2019) realizó una comparación económica entre dos instalaciones de paneles fotovoltaicos de 2,8 kWp con una batería de 6,4 kWh ubicadas en el sur o en el norte de Italia para un consumo de 3 700kWh. La investigación utilizó una serie histórica de variables ambientales durante el período de 2008 a 2017. El resultado obtenido revela que la instalación de la zona sur cubrió toda la demanda del hogar, mientras que la instalación ubicada en la zona norte la cubría parcialmente; sin embargo, la conexión a la red en el sur seguía siendo necesaria para evitar una falta del servicio eléctrico no deseados (como en días de baja radiación). (Shin y Geem, 2019) propuso en el año 2019 un modelo para sistemas fotovoltaicos residenciales sin batería en Corea del Sur. A diferencia de nuestro estudio, su modelo se basa en un algoritmo matemático diseñado para minimizar las facturas de electricidad y los costos de las instalaciones. (Zhu *et al.*, 2014b) diseñó un algoritmo para optimizar una instalación residencial con paneles fotovoltaicos y batería basado en un presupuesto inicial. En esta última investigación, el algoritmo predice la generación fotovoltaica y el consumo energético al inicio del día, mientras que en

nuestro estudio utilizamos un software específico para la generación de energía fotovoltaica y los datos diarios de los contadores inteligentes de los usuarios. Existen algunos estudios que analizan el despliegue de la energía fotovoltaica en España (desde una perspectiva financiera). Así, (Talavera *et al.*, 2016) estudió la influencia de las políticas españolas desde 1998 a 2014 en el LCOE de los paneles fotovoltaicos residenciales, destacando que existe un elevado número de políticas publicadas en la última década (más de 12) que han creado un marco desfavorable para los inversores.

Hoy en España, con tecnología más madura y políticas más adecuadas, se considera que la medición neta es una forma excelente de mejorar la rentabilidad y sostenibilidad de los paneles fotovoltaicos. (Colmenar *et al.*, 2012) estudiaron la rentabilidad de los paneles fotovoltaicos domésticos con o sin batería en el año 2012 en España. Concluyeron que las instalaciones sin batería eran más rentables que las que tenían baterías, pero el uso de las baterías contribuyó a la estabilidad de la red inyectando excedentes de energía en las franjas diarias de mayor demanda. Estimaron el perfil de generación según el Sistema Fotovoltaico de Información Geográfica (PVGIS) y la demanda como un promedio horario a partir de los datos gubernamentales registrados en el período de 1981 a 1998; sin embargo, no se centraron en la mejor combinación de la potencia pico del panel fotovoltaico y la capacidad de la batería, ni tampoco en la ventaja del uso de la batería. Por su parte, (Bernal y Dufo, 2006) analizaron la viabilidad económica de una instalación fotovoltaica residencial ubicada en Zaragoza (España) en el año 2016 pero sin centrarse en la optimización del panel fotovoltaico y la capacidad de la batería para uso doméstico; consideraron diferentes escenarios para el precio de la energía, el coste de desarrollo y de la producción anual de energía en base a valores teóricos de generación fotovoltaica y demanda energética. El proyecto propuesto fue rentable pero existían algunas barreras de entrada para los inversores, debido al largo tiempo de recuperación (no menos de 9 años), la alta

dependencia de las tarifas reguladas y el precio de venta de la energía (0,41 €/kWh); por ejemplo, señalaron que una ligera reducción de las tarifas reguladas podría impedir que se cubra la inversión.

En 2017, (López *et al.*, 2017) destacaron que la regulación española dificulta la instalación fotovoltaica para autoconsumo ya que el retorno de la inversión es bajo (<2,2%). Además, los incentivos creados para la conexión a la red son ineficientes, considerando que las ayudas en las tarifas podría promover el despliegue fotovoltaico. Hay que tener en cuenta que estos autores no consideran el almacenamiento de energía en su estudio ni intentan identificar una configuración óptima de la instalación fotovoltaica (con almacenamiento) para un consumidor típico; además, consideran algunos cargos en la factura del usuario que actualmente no están vigentes en España. Más recientemente, en 2019, (Rosales *et al.*, 2019) propuso una combinación de primas en la tarifa eléctrica combinadas con un mecanismo de medición neta para compensar el consumo de los usuarios fotovoltaicos españoles unida a la remuneración por el excedente de energía producido. También recomendaron el uso de la batería para maximizar el consumo de energía fotovoltaica y, en consecuencia, conseguir un beneficio adicional de la instalación. Finalmente, (Sarasa *et al.*, 2019) aplicó la simulación Monte Carlo (con datos del año 2019) para estimar el LCOE en España para tres instalaciones fotovoltaicas de diferentes tamaños (5 kW, 50 kW y 500 kW de potencia nominal). En el caso de una instalación residencial de 5 kW, la paridad de red se logra cuando el coste del módulo es 0,4 € / kWp, con una tasa interna de retorno del 10% para producciones de 1 200 kWh / kWp y superiores.

El objetivo de este artículo es proporcionar un modelo general que, para un perfil de usuario específico y la ubicación de una instalación fotovoltaica, proporcione la configuración óptima de la capacidad de la batería y la potencia pico del panel fotovoltaico de acuerdo con los indicadores financieros del valor actual neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR) y retorno de inversión (IR). Dado que los

indicadores financieros dependen de los costes de la batería y del panel fotovoltaico, y que estos costes están cayendo en los últimos años, se realiza también un análisis para medir el efecto esta tendencia sobre estos indicadores financieros. En nuestra opinión, este trabajo presenta al menos dos aportaciones principales y novedosas: por un lado, las fuentes de datos y por otro, la flexibilidad del modelo de generación, de venta y del autoconsumo de energía. En este sentido, la producción de energía fotovoltaica se ha obtenido del PVGIS (un software especializado estimar la producción de energía fotovoltaica en función de la localización), mientras que la demanda de energía doméstica proviene de los datos horarios de los contadores inteligentes del usuario. Nótese que nuestros datos de demanda no son el resultado de un proceso de simulación, como suele ser el caso en la literatura en este campo; por esta razón, los resultados obtenidos de nuestro análisis son más precisos que los basados en algoritmos o simulaciones de algunas de las variables. En cuanto a la flexibilidad del modelo, destacar que a diferencia de los estudios basados en simulación matemática, que son la mayoría en este campo (ver, por ejemplo, Ghiassi *et al.*, Zhu *et al.*, Colmenar *et al.*, Bernal y Dufo y Sarasa *et al.*), nuestro modelo financiero puede extenderse fácilmente a otras ubicaciones o precios.

Finalmente, el modelo de autoconsumo presentado en este trabajo podría ser interesante para reguladores, usuarios, emprendedores e investigaciones académicas. Es una oportunidad de negocio para el regulador del sistema, ya que mejora el mantenimiento y el desarrollo de la red, a la vez que disminuye las pérdidas en las redes de transmisión, como consecuencia del autoconsumo energético y del excedente de energía inyectado al mercado. Por su parte, los usuarios y los emprendedores pueden conocer los ingresos económicos y la rentabilidad de las instalaciones fotovoltaicas previamente, considerando la ubicación de la instalación y los precios de mercado. Además, este estudio

promueve el uso de energía renovable, con el consiguiente beneficio para el medio ambiente.

El resto de este documento está organizado de la siguiente manera. La Sección 3.2 describe el modelo, los conceptos básicos de una instalación fotovoltaica con la batería y la descripción de los datos. La sección 3.3 presenta los resultados y la evaluación financiera. La sección 3.4 contiene la discusión y, finalmente la sección 3.5, la conclusión.

3.2. METODOLOGÍA Y DATOS.

3.2.1. Modelo para el autoconsumo doméstico mediante paneles fotovoltaicos.

El modelo propuesto en este estudio está diseñado para el consumo eléctrico de un hogar que cuenta con una instalación de paneles fotovoltaicos conectados a la red eléctrica y que puede tener o no un sistema de almacenamiento de energía (BESS) –se analizan ambos escenarios. No se considera la desconexión de la red, ya que el impacto económico de una avería en la instalación del usuario residencial sería mucho mayor que los posibles beneficios que puedan generarse. Además, estar conectado a la red permite obtener ingresos adicionales al inyectar el excedente de producción eléctrica en la misma [25]. Considerando una instalación con un sistema de almacenamiento de energía, la Figura 3.1 muestra esquemáticamente las partes principales de la instalación doméstica analizada y los flujos de energía entre las diferentes partes.

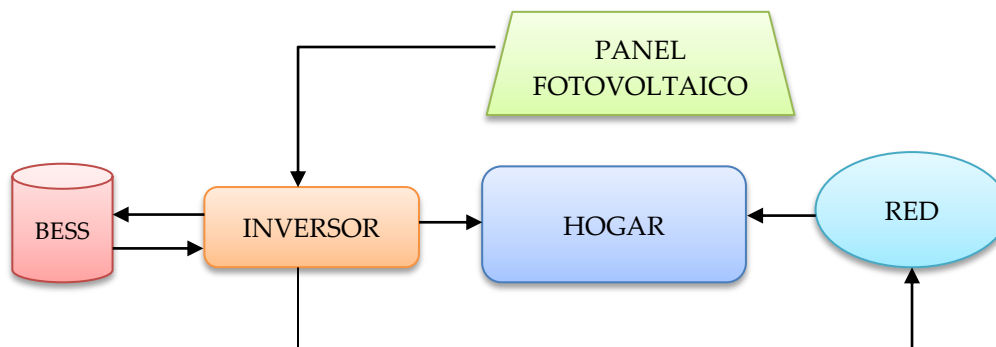


Figura 3.1. Esquema de la instalación y flujos de energía. Fuente elaboración propia.

La primera configuración analizada consiste en una instalación compuesta por paneles fotovoltaicos conectados a la red y sin sistema de almacenamiento de energía; hay que considerar que, en este escenario, la batería debe ser eliminada de la Figura 3.1. En esta configuración, los ahorros provienen de la energía consumida de los paneles fotovoltaicos (evitando, por tanto, el consumo de la red) más los ingresos obtenidos por el excedente de energía vendido al mercado. Cuando la demanda residencial es mayor que la producción energética de los paneles fotovoltaicos, el déficit de energía se debe consumir de la red para cubrir por completo la demanda interna. La rentabilidad de esta instalación depende principalmente de la energía producida por los paneles fotovoltaicos (generando ahorros o ingresos para el usuario) y el coste de la instalación, factores dependientes de la potencia pico de los paneles. Este modelo es similar al propuesto por (Arcos *et al.*, 2018a), aunque este último estudio no considera la posibilidad de vender el excedente de energía al mercado.

La segunda configuración es un poco más sofisticada que la primera y, hasta hace poco, no estaba permitida en algunos países europeos, incluido en España. La diferencia con el primer escenario es la existencia de una batería que está conectado a la instalación fotovoltaica. En esta situación, la energía fotovoltaica producida tiene tres destinos posibles, que son en este orden: la demanda doméstica, la batería (si la generación fotovoltaica supera la demanda residencial durante las horas de menor demanda, caso II en la Tabla 3.1) y la red (si la generación supera la demanda y la batería está completamente cargada o parcialmente cargada y es una hora pico, caso I en la Tabla 3.1). La demanda doméstica se satisface en primer lugar con la producción de los paneles fotovoltaicos, en segundo lugar con la energía de la batería y finalmente, si es necesario, con la red (como en el caso III, Tabla 3.1). La batería es un elemento clave en el modelo porque permite almacenar el excedente de energía para su posterior consumo (por ejemplo, en horas nocturnas). La batería se carga con el exceso de energía producida por los paneles fotovoltaicos durante las horas de

menor actividad, y se descarga cuando la producción fotovoltaica no puede cubrir la demanda residencial, hecho que ocurre principalmente durante la noche.

Tabla 3.1. Modelo operativo de la instalación.

Escenarios		Operaciones
Generación fotovoltaica > Consumo doméstico.	Batería totalmente cargada.	(I) Consumo fotovoltaico + Venta al mercado.
	Batería parcialmente cargada.	
		Hora valle.
Generación fotovoltaica < Consumo doméstico.		(III) Consumo fotovoltaico + consume de la batería (cargada o parcialmente cargada) + Consumo de red (si es necesario).
Generación fotovoltaica = Consumo doméstico.		(IV) Consumo fotovoltaico.

El modelo operativo ofrece dos beneficios principales: el ahorro por la energía consumida del panel fotovoltaico y de la batería (evitando así el consumo de energía de la red) y los ingresos por la energía vendida al mercado de acuerdo con las regulaciones del mercado eléctrico.

Dado el modelo operativo descrito en la Tabla 3.1, la principal pregunta económica que aborda este documento es: "Dada la demanda anual de un usuario, ¿cuál es la configuración entre la potencia de los paneles y la capacidad de la batería que optimiza la inversión?". Para ello, se calculan tres indicadores financieros para diferentes configuraciones de paneles y baterías: el valor actual neto (VPN), el retorno de la inversión (IR) y la tasa interna de retorno (TIR). El funcionamiento del sistema fotovoltaico con almacenamiento se describe en las ecuaciones (3.1) - (3.5).

La ecuación (3.1) establece que el nivel de carga (E_{BL}) de la batería en cada hora, es el nivel de carga de la batería al comienzo de la hora anterior (E_{BL}^{-1}), más un porcentaje de la energía fotovoltaica entregada por los paneles a la batería (E_{CH}),

menos la salida de energía de la batería utilizada para consumo (E_C^B). El parámetro η representa la eficiencia de la batería en el proceso de carga y descarga, según el cual no toda la energía recibida desde el panel (E_{CH}) se puede almacenar en la batería y no toda la energía que entrega es consumida por el hogar. La energía almacenada no puede exceder la capacidad límite de la batería (P_B).

$$E_{BL} \equiv E_{BL}^{-1} + \sqrt{\eta} \times E_{CH} - E_C^B / \sqrt{\eta} \quad E_{BL} \leq P_B ; \eta \leq 1 \quad (3.1)$$

Las ecuaciones (3.2.1) y (3.2.2) modelan la generación de energía horaria de los paneles fotovoltaicos, así como su destino. La generación de energía fotovoltaica (E_{PV}) se puede modelar como la generación de energía fotovoltaica esperada cada hora (e_G) —datos del PVGIS (Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica)—, más una perturbación aleatoria (u_G) que sigue una distribución normal $N(0, \sigma_u^2)$, y permite controlar ciertos eventos inesperados como nubosidad, una falla inesperada de la instalación fotovoltaica, errores de medición, etc. Esta energía fotovoltaica puede ser utilizada directamente para autoconsumo (E_C^{PV}) o para ser vendida al mercado (E_S) cuando es hora pico o la batería está totalmente cargada (Ecuación (3.2.1)). Cuando la batería está parcialmente cargada y es hora valle, parte de la energía fotovoltaica (E_{PV}) también se utiliza para cargar la batería (E_{CH}) —Ecuación (3.2.2).

$$E_{PV}(P_{PV}^+) = e_G + u_G \equiv E_C^{PV} + E_S \quad E_{BL} = P_B \text{ or } E_{BL} < P_B \text{ \& peak hour} \quad (3.2.1)$$

$$E_{PV}(P_{PV}^+) = e_G + u_G \equiv E_C^{PV} + E_{CH} + E_S \quad E_{BL} < P_B \text{ \& off - peak hour} \quad (3.2.2)$$

Las ecuaciones (3.3.1) y (3.3.2) muestran que la energía consumida por hora de la instalación (E_F) es la suma de la energía suministrada directamente desde los paneles fotovoltaicos (E_C^{PV}) y la energía suministrada por la batería (E_C^B), cuando la producción de energía fotovoltaica (E_{PV}) es menor que la energía demandada por el hogar (E_D) —Ecuación (3.3.1). Si la producción de energía fotovoltaica (E_{PV}) es mayor que la energía demandada (E_D), los energía de los paneles fotovoltaicos pueden soportar totalmente la demanda (Ecuación (3.3.2)).

$$E_F(P_{PV}^+, P_B^+) = E_C^{PV}(P_{PV}^+) + E_C^B(P_B^+) \quad E_{PV} < E_D \text{ \& } E_{BL} > 0 \quad (3.3.1)$$

$$E_F(P_{PV}^+, P_B^+) = E_C^{PV}(P_{PV}^+) \quad E_{PV} > E_D \quad (3.3.2)$$

La energía excedente por hora producida por los paneles fotovoltaicos (E_{EX} , Ecuación (3.4)) se define como la diferencia entre la generación de energía fotovoltaica (E_{PV}) y la energía utilizada directamente por el hogar desde los paneles (E_C^{PV}). Este excedente de energía (E_{EX}) está destinado a venderse en el mercado (E_S) o para cargar la batería (E_{CH}).

$$E_{EX} = E_{PV} - E_C^{PV} = E_S + E_{CH} \quad E_{PV} > E_C^{PV} (= E_D) \quad (3.4)$$

Las ecuaciones (3.5.1) y (3.5.2) describen la energía horaria consumida por el hogar (E_D). La energía real demandada por el hogar (E_D) es la suma de la demanda esperada (e_D) más una perturbación aleatoria ($v_d \sim N(0, \sigma^2_u)$) de media cero. Cuando la energía suministrada directamente por los paneles fotovoltaicos (E_C^{PV}) y la energía suministrada por la batería (E_C^B) es igual a la energía demandada (Ecuación 3.5.1), no es necesario comprar energía en el mercado, y por tanto, el hogar solo se alimenta de la instalación. En el caso de la energía suministrada por la instalación, (E_F) no sea capaz de cubrir completamente la demanda de los hogares (Ecuación (3.5.2)), es necesario comprar energía en el mercado (E_P).

$$E_D(P_{PV}^+, P_{PB}^+) = e_D + v_d \equiv E_F(P_{PV}^+, P_{PB}^+) \quad E_C^{PV} + E_C^B \geq E_D \quad (3.5.1)$$

$$E_D(P_{PV}, P_B) = e_D + v_d \equiv E_F(P_{PV}^+, P_{PB}^+) + E_P(P_{PV}^-, P_{PB}^-) \quad E_C^{PV} + E_C^B < E_D \quad (3.5.2)$$

El modelo financiero se formula en las ecuaciones (3.6) - (3.12). La ecuación (3.6) calcula los ingresos anuales recibidos (IC) en el año t por la venta de energía (E_S) a precio de mercado (PE). La ecuación (3.7) define el ahorro anual (S_t) proveniente de la energía consumida pero no comprada en el mercado; es decir, la energía consumida de la instalación (E_F), valorada a precio de mercado (PE) más la tarifa de acceso (AT).

$$IC_t = E_S(P_{PV}^+) \times PE \quad (3.6)$$

$$S_t = E_F(P_{PV}^+, P_B^+) \times (PE + AT) \quad (3.7)$$

Finalmente, el flujo de efectivo en el año t (CF_t) se define en la Ecuación (3.8) como los ingresos por ventas (IC_t) más los ahorros por autoconsumo (S_t) menos el costo de adquisición de nuevos dispositivos en el año t (I_t), si lo hubiera.

$$CF_t = IC_t + S_t - I_t \quad (3.8)$$

Observar que las ventas (E_S) y el autoconsumo de la instalación (E_F) se incrementan con la instalación de paneles fotovoltaicos más potentes (P_{PV}) y baterías de mayor capacidad (P_B), cayendo a la vez el consumo desde la red (E_P). Cuanto mayores sean estos dos variables (P_{PV} and P_B), mayores serán los ahorros, los ingresos y, en consecuencia, los flujos de caja de la instalación.

El modelo para la instalación sin batería se puede adaptar fácilmente a partir del modelo expuesto eliminando de las ecuaciones su efecto; es decir, la capacidad de la batería (P_B), su nivel de carga (E_{BL}), la energía utilizada para cargarla (E_{CH}) y el consumo realizado desde esta (E_C^B), se vuelven nulos. Además, se elimina la ecuación (3.1) y se unifican también las ecuaciones (3.2.1) y (3.2.2) eliminando la energía de carga (E_{CH}) y sus respectivas condiciones.

Una vez que generamos los flujos de caja para cada configuración posible (instalación con o sin batería), el VAN del proyecto y el retorno de la inversión (RI) se definen matemáticamente mediante las siguientes ecuaciones:

$$VAN = -I_0 + \frac{CF_1}{(1+k)} + \frac{CF_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+k)^n} = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t} \quad (3.9)$$

$$RI = \frac{VAN}{I_0} \quad (3.10)$$

donde n es el número de años del proyecto, CF_t es el flujo de efectivo del año t , k es la tasa de descuento e I_0 representa el coste de la instalación al comienzo del proyecto (inversión inicial), es decir, los paneles y los costes de adquisición de la batería.

Por su parte, el índice TIR viene dado por la tasa de descuento k en la que el VAN es igual a 0, teniendo la siguiente ecuación:

$$-I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (3.11)$$

Finalmente, la inversión requerida se define como sigue:

$$I_t = C_{PV} + C_B = P_{PV} \times C_{uPV} + P_B \times C_{uB} \quad (3.12)$$

donde C_{PV} y C_B son el coste de los paneles y la batería respectivamente. Se obtienen multiplicando la potencia del panel fotovoltaico (P_{PV}) y la capacidad de la batería (P_B) por sus respectivos costos unitarios (C_{uPV} and C_{uB}) –el coste de la batería sería cero para la instalación sin almacenamiento.

Con el anterior análisis, definimos el problema de optimización como sigue:

Dadas las siguientes condiciones:

- 1) Una generación horaria de energía fotovoltaica E_{PV} .
- 2) Un perfil de consumo horario, E_D .
- 3) El precio de la energía (PE) y una tarifa de acceso (AT).
- 4) La eficiencia total de la batería(η).
- 5) El intervalo de horas pico y valle en el precio de la energía.

Encontrar: La potencia del panel fotovoltaico (P_{PV}) y la capacidad de la batería (P_B) para diferentes escenarios de inversiones (I_t) y demanda doméstica anual (D).

Maximizar: Los indicadores financieros (optimizados de forma separada):

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t} \quad (3.9)$$

$$RI = \frac{VAN}{I_0} \quad (3.10)$$

$$VAN(k = TIR) = 0 \Rightarrow -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (3.11)$$

donde:

$$CF_t = IC_t + S_t - I_t \quad (3.8)$$

$$IC_t = E_S \times PE \quad (3.6)$$

$$S_t = E_F \times (PE + AT) \quad (3.7)$$

$$I_t = C_{PV} + C_B = P_{PV} \times C_{uPV} + P_B \times C_{uB} \quad (3.12)$$

Sujeto a:

1) Restricción del nivel de carga de la batería:

$$E_{BL} = E_{BL}^{-1} + \sqrt{\eta} \times E_{CH} - E_C^B / \sqrt{\eta} \quad E_{BL} \leq P_B ; \eta \leq 1 \quad (3.1)$$

2) Restricción en el flujo de energía fotovoltaica generada:

$$E_{PV} = e_G + u_G \equiv E_C^{PV} + E_S \quad E_{BL} = P_B \text{ or } E_{BL} < P_B \ \& \ \text{peak hour} \quad (3.2.1)$$

$$E_{PV} = e_G + u_G \equiv E_C^{PV} + E_{CH} + E_S \quad E_{BL} < P_B \ \& \ \text{off - peak hour} \quad (3.2.2)$$

3) Restricción en el autoconsumo:

$$E_F = E_C^{PV} + E_C^B \quad E_{PV} < E_D \ \& \ E_{BL} > 0 \quad (3.3.1)$$

$$E_F = E_C^{PV} \quad E_{PV} > E_D \quad (3.3.2)$$

4) Restricción sobre el excedente de energía:

$$E_{EX} = E_{PV} - E_C^{PV} = E_S + E_{CH} \quad E_{PV} > E_C^{PV} \ (= E_D) \quad (3.4)$$

5) Restricción sobre el consume horario:

$$E_D = E_F \quad E_C^{PV} + E_C^B \geq E_D \quad (3.5.1)$$

$$E_D = E_F + E_P \quad E_C^{PV} + E_C^B < E_D \quad (3.5.2)$$

Obsérvese que el modelo y la metodología presentados en este documento se pueden implementar fácilmente en otros mercados, ya que los costes, ingresos y ahorros del proyecto se basan en variables horarias reales del mercado eléctrico.

3.2.2 Información de entrada del modelo.

Esta sección describe los datos utilizados en el modelo. Analizamos cuatro fuentes de datos diferentes: perfiles de demanda, precios y tarifas de la energía, tecnología de las instalaciones y ubicación y producción de energía.

3.2.2.1. Perfil de demanda.

El consumo horario del hogar (E_D) es una de las principales variables consideradas en el análisis ya que es el elemento clave para la optimización de la potencia fotovoltaica y la capacidad de la batería. El consumo estándar de un hogar residencial durante un día depende del mes del año considerado, que a su vez está influenciado por variables externas como las condiciones climáticas o las temporadas de vacaciones. Como ejemplo representativo, la Figura 3.2 muestra el consumo horario de los hogares desde la red (E_P) obtenido del OMIE (Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad) el día 15 de cuatro meses diferentes: marzo, junio, septiembre y diciembre. Esta variable se obtiene de los contadores inteligentes instalados en los hogares domésticos (Zhu *et al.* (a), Arcos *et al.* (b).

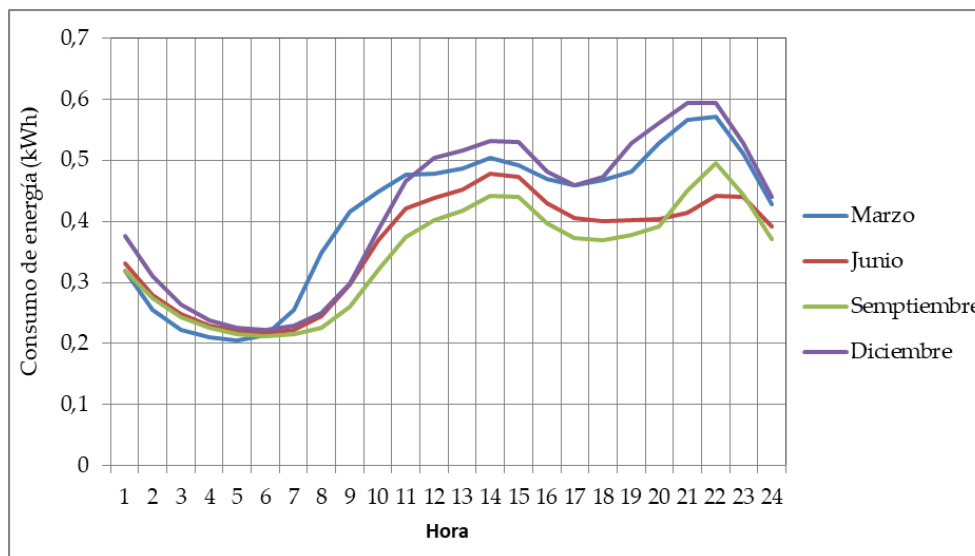


Figura 3.2. Consumo horario desde la red (E_P) a lo largo de un día. Fuente: OMIE.

El consumo de la red (E_P) cae durante las horas nocturnas desde 0,4 kWh a 0,2 kWh, con patrones similares para cada mes. Esto se debe a que pocos dispositivos están conectados a la red durante la noche, aparte de los que deben estar siempre

conectados (como refrigeradores). Posteriormente, la demanda aumenta desde las 7:00 horas alcanzando un máximo local a las 14:00 horas, variando el consumo en esta última hora desde 0,45 (en septiembre) a 0,55 kWh (en diciembre). Este crecimiento se debe a que las personas conectan dispositivos a la red (por ejemplo, aire acondicionado, horno eléctrico, vitrocerámica, etc.). A partir de las 14:00 horas, las curvas muestran diferentes patrones, ya que las condiciones laborales y climáticas son diferentes de un mes a otro. Tras un ligero descenso entre las 14:00 y las 18:00 horas, el consumo vuelve a aumentar hasta las 22:00 horas alcanzando, a esa hora, el pico de consumo diario, situándose en el rango de 0,45 (septiembre) y 0,6 kWh (diciembre).

La estacionalidad del consumo de energía de la red (E_p) se representa en la Figura 3.3, que muestra la cantidad total de energía demandada en cada mes. Como se puede observar, los meses de verano e invierno presentan las tasas más altas debido a los dispositivos utilizados para mitigar los efectos de las condiciones climáticas. El rango del consumo mensual total se sitúa entre 253 kWh en mayo y 339 kWh en enero.

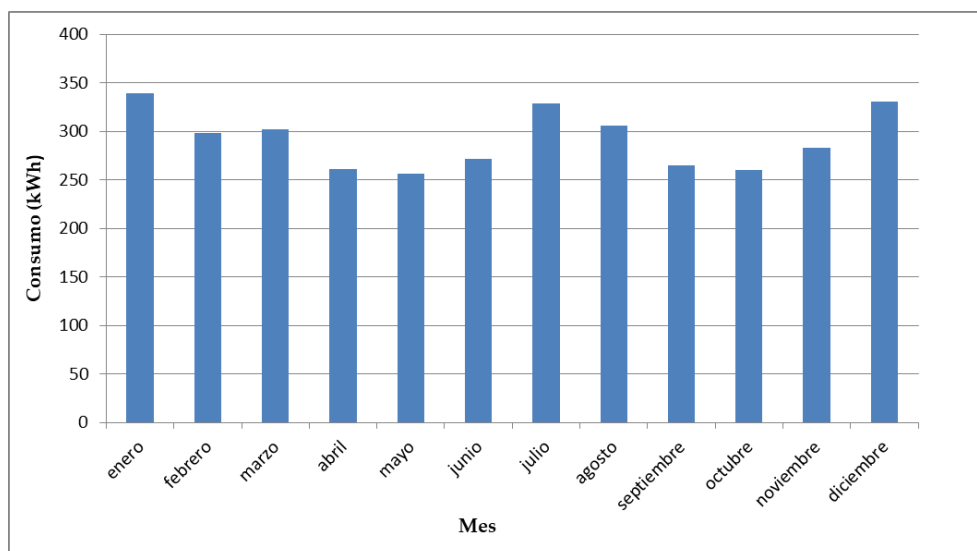


Figura 3.3. Energía mensual consumida. Fuente: OMIE.

3.2.2.2. Precio y tarifas de la energía.

El precio de mercado de la energía (PE) es una variable horaria que puede obtenerse de la base de datos OMIE. OMIE es el operador eléctrico designado para

la gestión de los mercados eléctricos de la Península Ibérica. Opera 24 horas al día, 7 días a la semana y gestiona las transacciones de los vendedores y compradores que operan en el mercado eléctrico. Hay más de 1000 agentes en total y con más de 15 millones de transacciones al año. A través de todas las ofertas de venta y adquisición de energía, OMIE construye las curvas de oferta y demanda agregadas e implementa el proceso de casamiento, comenzando con las ofertas más baratas hasta satisfacer la demanda horaria, obteniendo como resultado el precio y la cantidad de energía en cada tramo horario (Carbonero, 2018). La Figura 3.4 muestra que el punto de cruce de ambas curvas agregadas determina el precio de mercado (*PE*) y la cantidad de energía para el período de programación. Hay que tener en cuenta que los precios diarios son importantes en nuestro modelo porque permiten determinar el coste de la factura pagada al mercado.

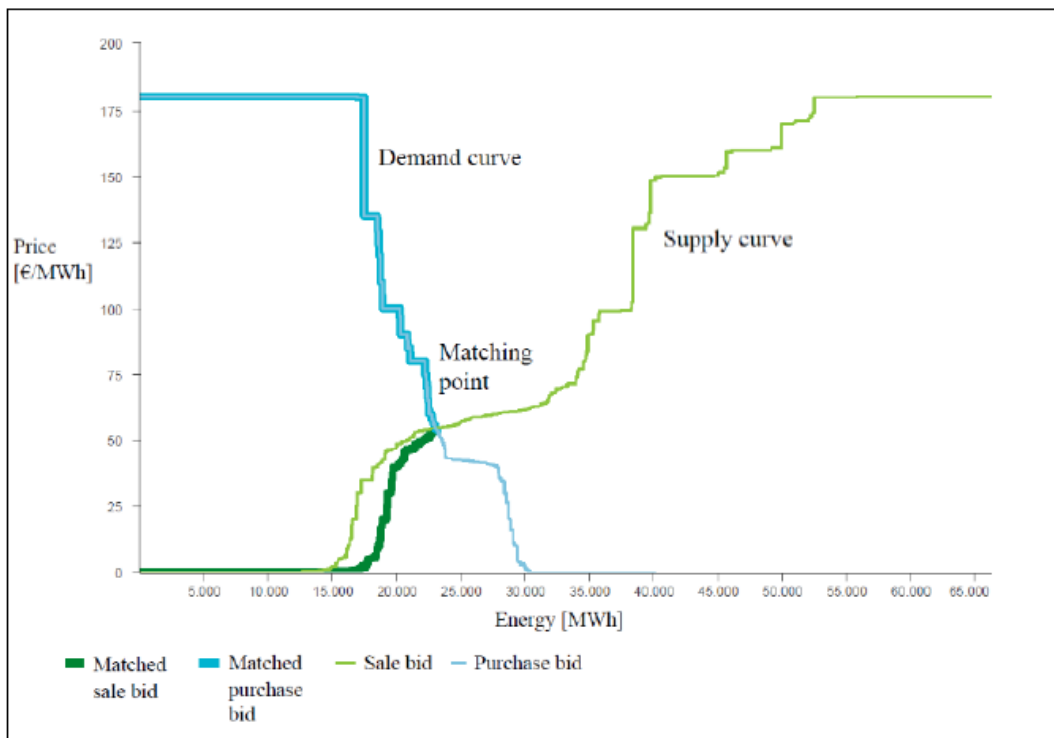


Figura 3.4. Curva de demanda y ofertas para el 28 febrero de 2019. Source: OMIE.

El precio de mercado diario se fija cada hora, en función de la energía total demandada por los consumidores y del tipo y cantidad de ofertas de energía ofrecidas por los proveedores (energías verdes o no renovables). Como ejemplo, la

Figura 3.5 contiene los precios promedio por hora (PE) del mes marzo, junio, septiembre y diciembre.

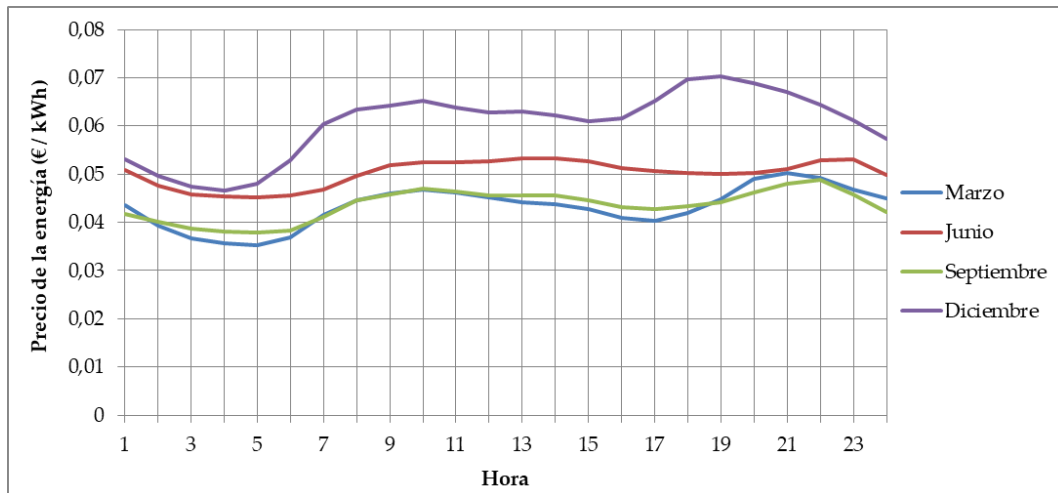


Figura 3.5. Precio horario medio de la energía durante un mes. Fuente: OMIE.

Nótese que la forma de las curvas es similar a la del consumo doméstico diario (E_p) de la sección anterior (Figura 3.2), con horas pico y no pico similares durante el día. Los meses de invierno y verano tienen los precios más caros, provocados por el pico de demanda energética, siendo sus precios de mercado casi una vez y medio el precio de los meses más baratos (marzo y septiembre). El efecto de la energía demandada sobre el precio de mercado también se observa durante todo el día. En este sentido, aquellas horas con mayor demanda también tienen precios más altos.

Adicionalmente, cuando se consume energía de la red (E_p), es necesario pagar una tarifa de acceso por hora (AT). También existe un precio anual (PP), relacionado con la energía eléctrica contratada por el usuario (CoP). Este modelo asume la tarifa española de discriminación horaria 2.0 HDT para el hogar doméstico, con una potencia contratada de 4,4 kW (CoP). Esta tarifa está regulada por el Gobierno español; su valor depende de las horas pico y valle y de la temporada del año. La Tabla 3.2 resume los valores de las tarifas utilizadas en este estudio.

Tabla 3.2. Tarifas fijas y variables para el acceso a la red. Fuente: elaboración propia.

Item		Valor
Demanda anual del hogar (D)(kWh)		3 500
Potencia contratada (CoP) (kW)		4,4
Precio anual de la potencia contratada (PP) (€/kW)		38,04
Tarifa de acceso (AT) (€/kWh)	Invierno Hora pico (12:00–22:00)	0,062012
	Invierno Hora valle (22:00–12:00)	0,002215
	Verano Hora pico(13:00–23:00)	0,062012
	Verano Hora valle (23:00–13:00)	0,002215

El Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) por el consumo energético en España es del 21,0% y es de aplicación a la factura energética completa. Además, existe un impuesto específico sobre la electricidad del 5,11% sobre la factura del consumo neto y la potencia contratada (Carbonero, 2018).

3.2.2.3. Tecnología de la instalación.

Las instalaciones evaluadas en este estudio están compuestas por varios paneles fotovoltaicos de silicona cristalina (Chen, 2011), un inversor y una batería para almacenar la energía sobrante. La pendiente y el ángulo azimutal se pueden ajustar al lugar donde están instalados, para maximizar la producción de energía. Además, la generación de energía de estos paneles (E_p) depende de su propia potencia pico (P_{PV}). Entonces, una mayor potencia pico deriva en una mayor generación de energía, como se ejemplifica en la Figura 3.6 para los paneles fotovoltaicos ubicados en la ciudad de Sevilla el día 21 de junio. Los paneles con potencias pico más altas proporcionan también mayores cantidades de energía que se pueden utilizar para autoconsumo (E_C^{PV}), almacenamiento en la batería (E_{CH}) o para la venta de electricidad (E_S) –Ecuaciones (3.2.1) y (3.2.2) -, generando así mayor efectivo flujos (CF_t , Ecuación (3.8)). Los costos de adquisición del panel (C_{PV}) son también más costosos, por lo que la instalación debe ajustarse a la demanda horaria del usuario (E_D) para que sea rentable. En esta investigación, el coste unitario de los paneles fotovoltaicos (C_{uPV}) es de 900 € / kWp (Además de estas referencias, se ha contrastado el coste unitario del sistema fotovoltaico con una oferta real realizada por un contratista local en España; la oferta incluye el proyecto de instalación, inversores, módulos fotovoltaicos y otros, Jäger-Waldau,

Keiner *et al.*, Ram *et al.* Un aspecto importante a tener en cuenta es que este coste se refiere al precio total de un sistema fotovoltaico de techo, que incluye las adquisiciones y la construcción de ingeniería), el balance de sistemas, el inversor, los módulos fotovoltaicos y otros. El único coste que no se ha considerado en este total es el costo fijo de instalación (permisos y otras cuestiones legales) ya que en muchos municipios españoles existen subsidios equivalentes que compensan estos costes; nótese también que este supuesto simplifica la programación del modelo.

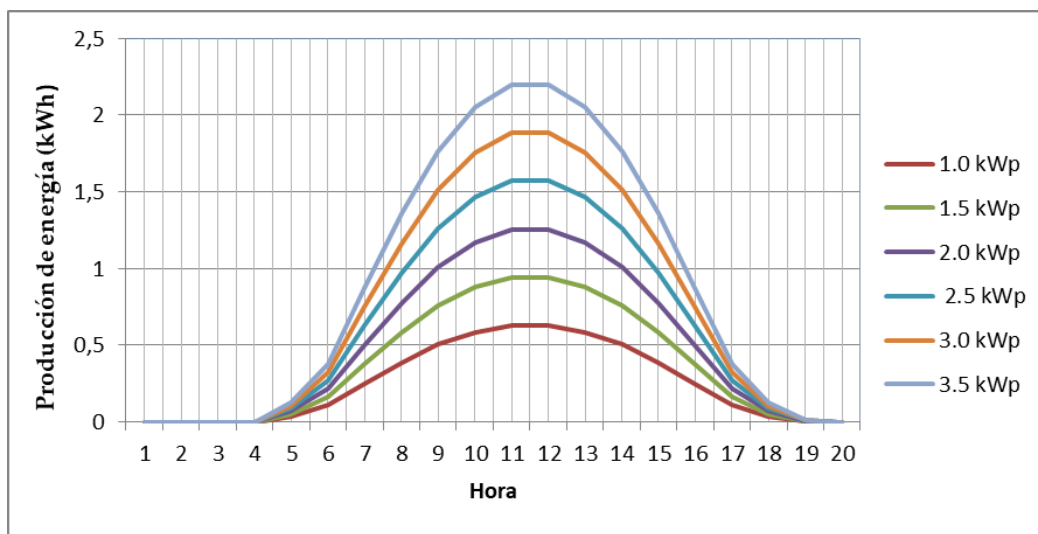


Figura 3.6. Generación de energía (E_p) para diferentes potencias pico de paneles (P_{PV}) en la ciudad de Sevilla para el día 21 Junio. Fuente: Comisión Europea, Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica (PVGIS).

La batería utiliza tecnología de iones de litio (Li-Ion). Se puede encontrar un estudio detallado de las diferentes categorías de tecnologías de almacenamiento de energía, así como su desempeño técnico y perspectivas futuras, en Arcos *et al.* Siguiendo a estos autores, la Tabla 3.3 presenta las principales características de las baterías de Li-Ion, que se obtienen combinando información de diversas fuentes: Gómez *et al.*, Seguí, Bardo, Hernández, Battery University, Jofemar Energy, Vélez, Clean Technica e IRENA (Agencia Internacional de Energías Renovables).

Tabla 3.3. Principales características de las baterías de Li-Ion. Fuente: Gómez *et al.*, Segui, Bardo, Hernández, Battery University, Jofemar Energy, Vélez, Clean Technica e IRENA

Item	Value
Energía Específica (Wh/kg)	130–147
Densidad de energía (Wh/L)	250–730
Potencia específica (W/kg)	250–340
Voltaje nominal (V)	3,6
Ciclos de carga y descarga	5 000
Autodescarga mensual (%)	3,0%
Eficiencia global, η (%)	92,0%
Coste unitario, C_{uB} (€/kWh)	100
Tiempo de vida (años)	12

El rendimiento actual de este tipo de tecnología de almacenamiento se ha mejorado significativamente en los últimos años. En particular, el costo unitario (C_{uB}) se ha reducido de media del 20% anual durante el período del 2010 a 2019 y, dada la intensidad de las investigaciones centrada en este campo, es previsible que continúe la tendencia a la baja. Si la reducción de costes continúa a esta tasa, los costes se reducirían a la mitad en unos 3.5 años (Ecuación (3.12)).

3.2.2.4. Localización y producción de energía.

La energía generada (E_{pV}) depende de la irradiación solar recibida por los paneles fotovoltaicos durante el día y de su propia potencia pico. El Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica (PVGIS) de la Comisión Europea proporciona información sobre la irradiación recibida en un panel fotovoltaico, en función de su propia posición (latitud e inclinación) y considerando también la reflexión de la luz solar, los cambios en el espectro solar y la temperatura. La instalación está ubicada en la ciudad de Sevilla, pero el modelo también se puede implementar en otra ubicación, conociendo la demanda horaria (ver Figura 3.3). Los parámetros de la configuración del panel fotovoltaico (obtenidos de PVGIS) se muestran en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4. Localización y parámetros de los paneles fotovoltaicos. Fuente Comisión Europea, PVGIS.

Item	Valores
Localización (Sevilla) (°):	37,389–5,995 (Sevilla)
Base de datos:	PVGIS-SARAH
Tecnología fotovoltaica:	Silicio cristalino
Potencia instalada (kWp):	1,0
Superficie (m ²):	5,0
Número de paneles	2
Eficiencia del sistema (%):	18
Inclinación (°):	34
Ángulo (°):	2
Producción energética anual (kWh):	1 599,92
Irradiación anual en superficie (kWh/m ²):	2 187,31

La curva de la energía horaria generada (E_{PV}) por un panel fotovoltaico de 1,0 kWp ubicado en la ciudad de Sevilla se muestra en la Figura 3.7, tomando como referencia los primeros días del mes de marzo, junio, septiembre y diciembre.

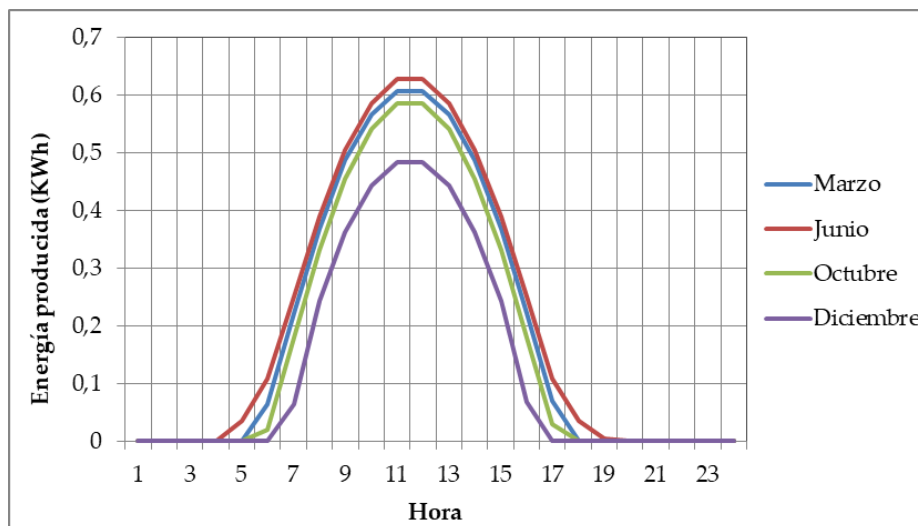


Figura 3.7. Generación de energía horaria (E_{PV}) para un panel 1,0 kWp de potencia ubicado en la ciudad de Sevilla para los días 1 Marzo, Junio, Septiembre y Diciembre. Fuente: Comisión Europea, PVGIS.

Hay que considerar que la producción máxima de energía para un panel fotovoltaico (E_{PV}) ocurre alrededor de las 12:00, independientemente del mes considerado. Además, como la producción depende de la irradiación solar recibida, los meses de verano presentan las tasas de producción más altas, mientras que los meses de invierno presentan las tasas más bajas. Un dato importante a tener en cuenta es que la franja horaria en la que los paneles

producen energía es mayor en los meses de verano (aproximadamente dos horas antes por la mañana y dos horas más tarde por la noche) como consecuencia de la mayor cantidad de horas de sol.

La superposición del perfil de demanda (E_D) y la curva de producción (E_{PV}) durante el día mostrará los intervalos en los que la instalación es capaz de cubrir por completo la demanda eléctrica de los hogares. La Figura 3.8 representa ambas curvas para el 24 de junio de 2018.

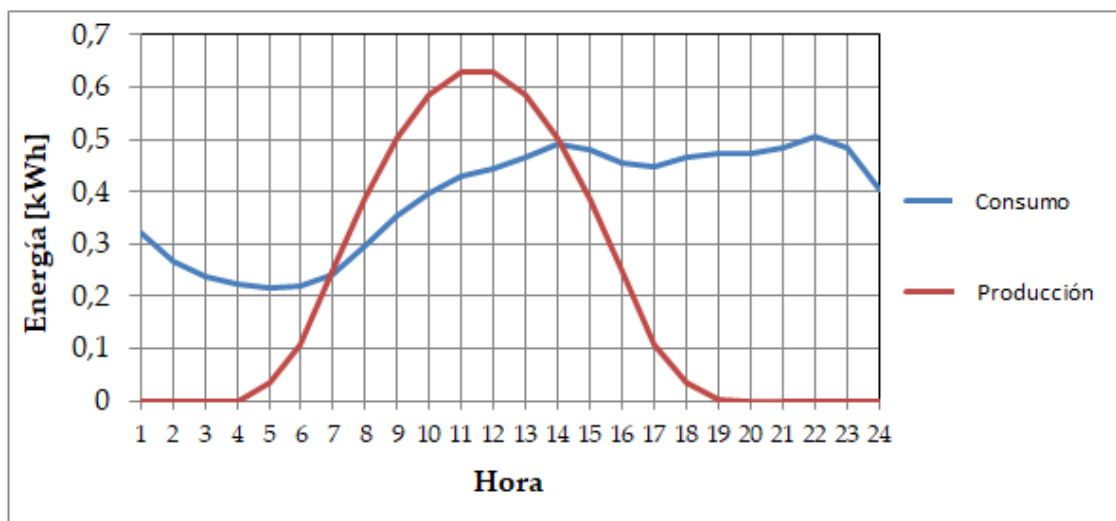


Figura 3.8. Demanda eléctrica del hogar (E_D) and producción fotovoltaica (E_{PV}) para un panel de 1,0 kWp de potencia localizado en la ciudad de Sevilla el día 24 June 2018. Fuente: Comisión Europea, PVGIS.

Para la franja horaria desde las 7:00 a 14:00 horas, la instalación es capaz de cubrir completamente la demanda (E_D) directamente con la producción de los paneles fotovoltaicos (E_{PV}) y, al mismo tiempo, producir energía excedente (E_{EX}), que se puede utilizar para verterla a la red (E_S) o almacenar en la batería (E_{CH}), Ecuación (3.4). A partir de las 14:00 horas, la producción de energía es menor que la demanda y el hogar necesita ser sustentado en primer lugar por la batería (E_C^B) y en segundo lugar, si es necesario, por la red (E_P), Ecuación (3.5). La Figura 3.9 muestra la energía mensual total consumida y producida para un hogar representativo.

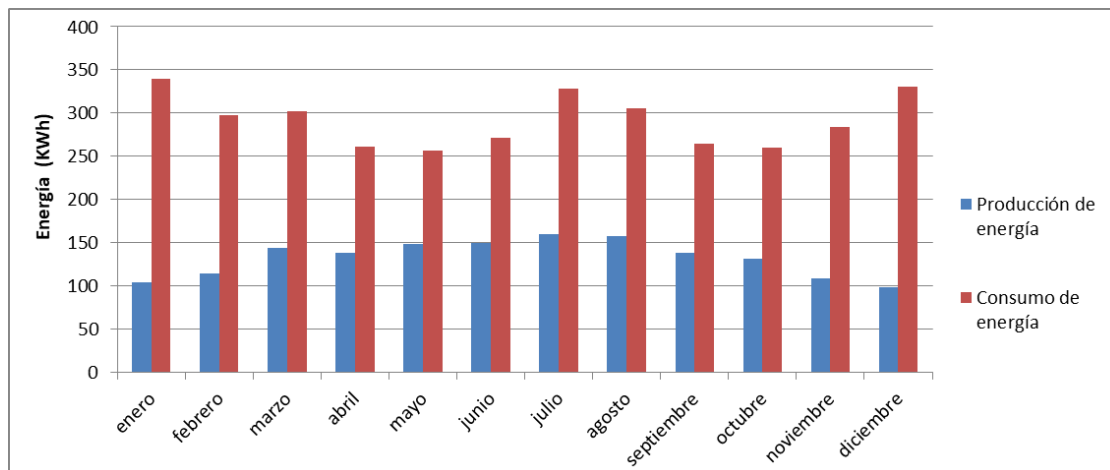


Figura 3.9. Demanda de energía y producción fotovoltaica en Sevilla. Fuente: Comisión Europea, PVGIS.

La energía generada (E_{PV}) cubre alrededor del 30% de la demanda energética anual (E_D) durante los meses de invierno (enero y diciembre), mientras que en los meses de verano puede cubrir por encima del 50%, permitiendo una mayor cantidad para consumo (E_F) y ventas (E_S), y generar mayores ventas (IC) y ahorros (S) —Ecuaciones (3.6) y (3.7).

3.3 RESULTADOS TÉCNICOS Y FINANCIEROS DEL MODELO DE AUTOCONSUMO.

En esta sección, se presentan los resultados técnicos y económicos de la instalación residencial con o sin batería. La duración del proyecto se ha fijado en 25 años, con una tasa de descuento del 6,5% (CNMC, 2018). La vida útil de la batería corresponde a 5 000 ciclos de carga. Si asumimos un ciclo de carga por día, sería necesario reemplazar la batería después del decimotercer año. Sin embargo, hemos decidido reemplazarlo en el año doce para evitar problemas de mal funcionamiento. Considerar también que la inversión producida en ese año afectará negativamente a su correspondiente flujo de efectivo (Ecuación (3.8)). Nuestro análisis nos permite medir el efecto económico de cambios en el consumo interno, en los precios de los paneles y de la batería.

3.3.1. Paneles fotovoltaicos domésticos sin almacenamiento.

La producción de energía de la instalación (E_{PV}) aumenta con la potencia pico del panel fotovoltaico instalado (P_{PV}), haciendo que el hogar sea más autónomo (menos dependiente de la red) y los ahorros (S) e ingresos (IC) más altos. La proporción anual de producción de energía de la instalación (D / E_{PV}) destinada al autoconsumo (E_F) depende de la potencia pico de los paneles, como se muestra en la Figura 3.10 para la demanda doméstica (D) de 3 500 kWh.

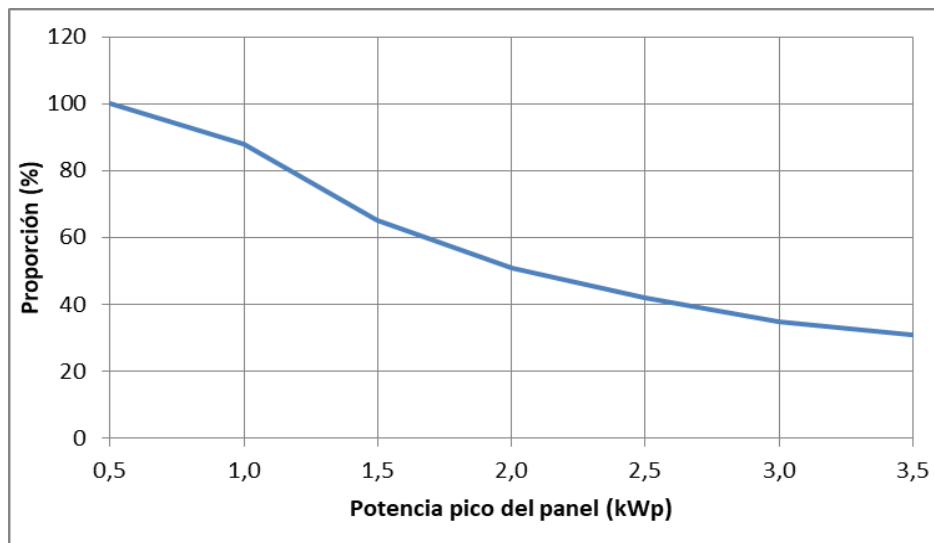


Figura 3.10. Proporción de energía generada frente a la demanda (D / E_{PV}) usada para el autoconsumo (E_F). Fuente: Elaboración propia.

La curva revela que esta proporción cae con forme aumenta la potencia pico del panel, pasando del 100% para un panel de 0,5 kWp al 30% para un panel de 3,5 kWp. Cuando aumenta la potencia pico (P_{PV}), el flujo de efectivo (CF) provenientes de las ventas (IC) y los ahorros (S) también aumenta, pero la pregunta clave es si este aumento del flujo de efectivo compensa el coste de adquisición de unos paneles más caros (C_{PV}) y , por lo tanto, una mayor inversión necesaria (I_0 , Ecuación (3.11)). Los resultados técnicos y económicos se muestran en la Tabla 3.5 para una demanda residencial (D) de 3 500 kWh sin batería; además, los indicadores financieros se pueden observar gráficamente en las Figuras 3.11 (VAN y TIR) y 3.12 (RI).

Tabla 3.5. Parámetros para la instalación fotovoltaica sin batería. (Demanda doméstica anual de 3500 KWh).

P_{PV} (kWp)	I_0 (€)	E_{PV} (kWh)	E_C^{PV} / E_{PV} (%)	IC (€)	S (€)	CF (€)	VAN (€)	TIR (%)	RI
0.5	450	798	100	65	0	65	358	14.4	0.80
1.0	900	1600	88	122	10	132	676	14.0	0.75
1.5	1350	2390	65	138	42	180	808	12.6	0.60
2.0	1800	3180	51	144	80	224	893	11.6	0.50
2.5	2250	3980	42	148	119	267	956	10.9	0.42
3.0	2700	4770	35	151	160	311	1 019	10.4	0.38
3.5	3150	5570	31	153	200	353	1 077	10.1	0.34

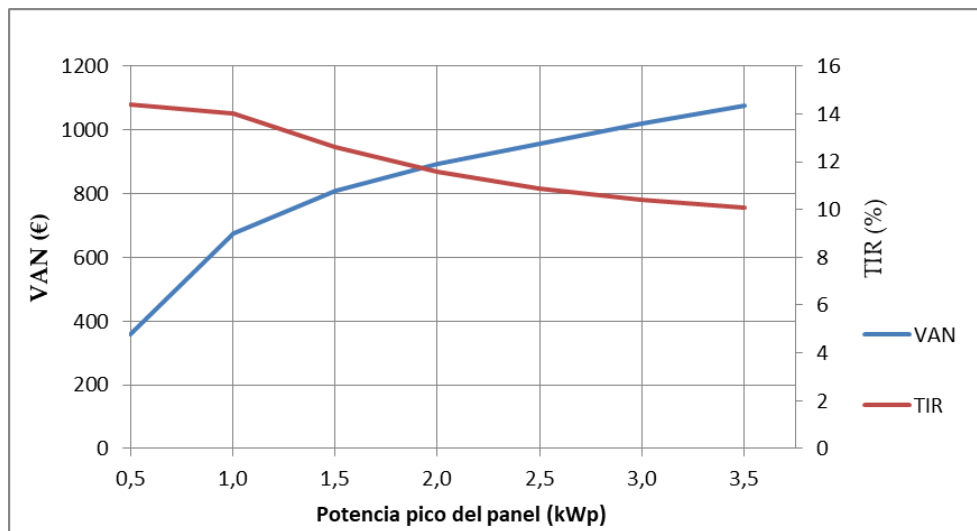


Figura 3.11. Evolución del VAN y del TIR para diferentes potencias pico de paneles (P_{PV}), sin batería. Fuente: Elaboración propia.

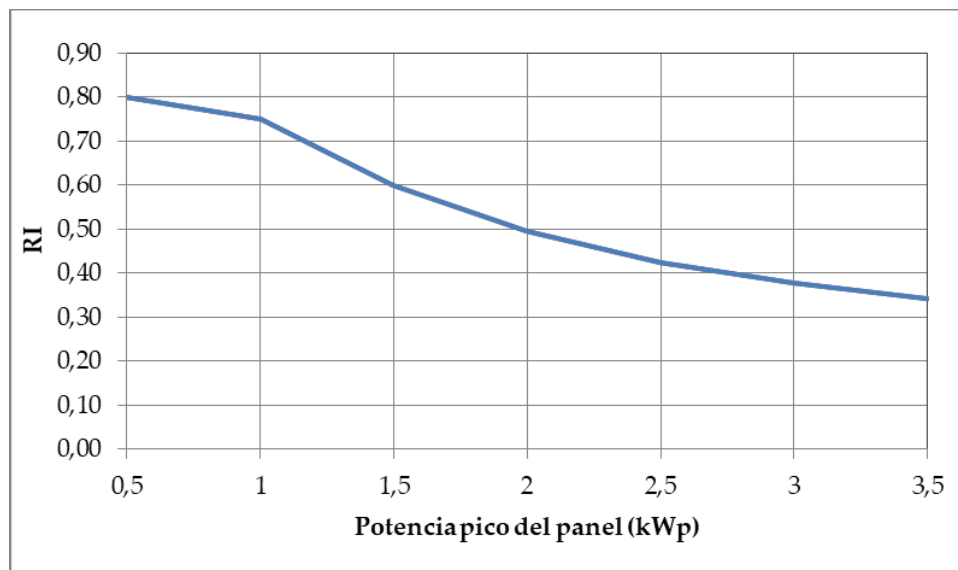


Figura 3.12. Evolución del retorno de la inversión (IR) con la potencia pico de los paneles (P_{PV}), sin batería. Fuente: Elaboración propia.

La instalación con paneles fotovoltaicos de 0,5 kWp (la potencia pico más baja considerada) muestra las mejores relaciones de TIR e IR, alcanzando los valores de 14,4% y 0,8 respectivamente; se observa que para este tamaño de panel, toda la energía fotovoltaica se utiliza para autoconsumo (no existe excedente), generando así los correspondientes ahorros (S). El IR disminuye con la potencia pico (P_{PV}) porque el incremento del VAN es menor que el incremento en la inversión (I_0, I_{12}) asumido para la adquisición de paneles fotovoltaicos con potencias pico superiores, Figura 3.12. De esta manera, observe que la inversión requerida para una instalación de 3,5 kWp es siete veces el coste de una instalación de 0,5 kWp, mientras que el VAN es casi tres veces mayor. Por tanto, el IR disminuye gradualmente de 0,8 a 0,34; Obsérvese también que el VAN crece con la potencia pico (P_{PV}) porque los flujos de efectivo (ahorros más ingresos) crecen más que la inversión inicial cuando aumenta la potencia máxima del panel.

La inversión realizada (I_0, I_{12}) es uno de los elementos clave de la optimización financiera; Por este motivo, se ha realizado un análisis basado en diferentes precios unitarios de paneles fotovoltaicos (C_{uPV}) para conocer el efecto de dicho precio en la valoración económica. La Figura 3.13 muestra los resultados del indicador IR con diferentes precios unitarios del panel fotovoltaico (C_{uPV}) y para cada potencia pico fotovoltaica considerada.

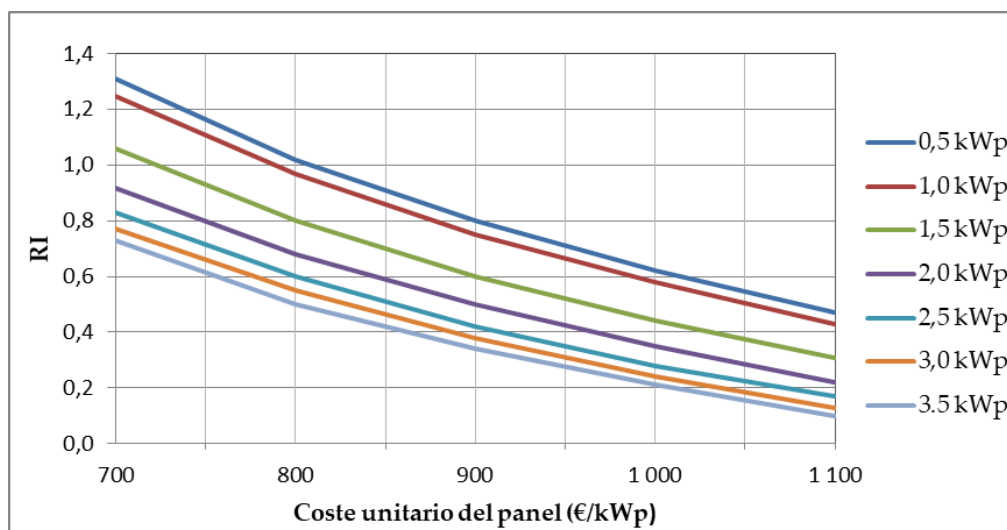


Figura 3.13. Retorno de la inversión para diferentes costes unitarios del panel (C_{uPV}), instalación sin batería. Fuente: elaboración propia.

La Figura 3.13 muestra que, para cualquier coste del panel considerado, el tamaño óptimo de la instalación es para la potencia pico más pequeña (0,5 kWp). Además, como era de esperar, dado un pico de potencia del panel, se puede observar que el indicador financiero mejora al asumir que el coste unitario del panel es menor, estaríamos obteniendo los mismos flujos de caja con una menor inversión. Por ejemplo, existe una relación casi lineal entre el IR y el costo unitario del panel independientemente de la potencia máxima del mismo. Una caída de 100 €/kWp en el precio unitario del panel fotovoltaico (C_{uPV}) provocaría un aumento del índice IR de aproximadamente 0,2.

Finalmente, nos preguntamos si una mayor demanda (D) puede rentabilizar la instalación de una instalación de mayor potencia, ya que esta puede cubrir más energía demandada por el hogar doméstico y por tanto incrementar el ahorro en la factura (S). La Figura 3.14 representa el indicador IR para diferentes potencias pico y niveles de demanda residencial.

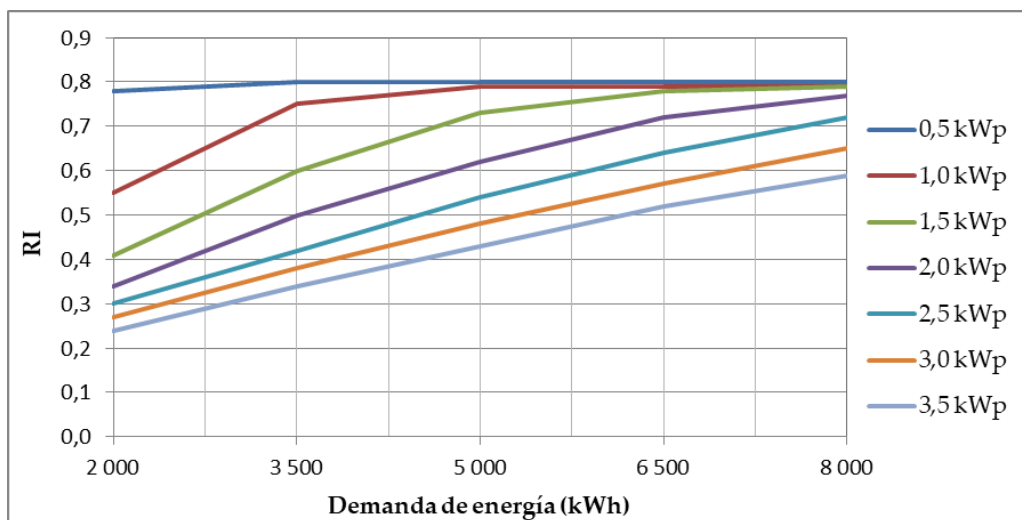


Figura 3.14. Retorno de la inversión (IR) respecto a la demanda doméstica (D). Fuente: elaboración propia.

En esta simulación, la instalación de 0,5 kWp muestra nuevamente la mejor relación IR; sin embargo, se observa que para esta potencia pico, esta relación no cambia con la demanda doméstica, ya que la energía fotovoltaica producida se utiliza para el autoconsumo en todos los niveles de demanda residencial. Para valores de 2,5 kWp o más, las relaciones de IR son líneas casi rectas con una

pendiente de 0,1 por 1 500 kWh de demanda residencial. Teniendo en cuenta que mayores niveles de demanda (D) implican mayor autoconsumo y por tanto mayores ahorros (y menores posibilidades de vender energía al mercado), estas pendientes positivas indicarían que en un escenario de alta demanda, donde la principal fuente de efectivo viene dado por el ahorro, es más rentable que un escenario de baja demanda, donde los ingresos por vender el excedente de energía tienen un mayor peso.

3.3.2. Paneles fotovoltaicos domésticos con almacenamiento.

En este escenario, los paneles fotovoltaicos están conectados a una batería donde parte de la energía producida (y no consumida) es almacenada ($E_{BL} > 0$) durante las horas de menor actividad si la batería está parcialmente cargada, $B_{BL} < P_B$ (Ecuación (3.1)). La ventaja del uso de la batería es que la energía excedente (E_{EX}) no se vierte inmediatamente a la red como en la primera configuración. En este caso, la energía se puede almacenar para aumentar el autoconsumo posterior, haciendo que los ahorros sean mayores que en un escenario sin almacenamiento, o se puede vender al mercado cuando el precio de la energía se encuentra en hora pico. Como vimos en la Sección 3.2, cuando la batería está completamente cargada ($E_{BL} = P_B$), el excedente de energía se vende al mercado independientemente de la hora del día (hora pico o no pico).

En este apartado se simulan instalaciones con baterías de diferentes capacidades (de 0,5 kWh a 3,0 kWh) para un consumo residencial de $D = 3\ 500$ kWh y un coste unitario para el panel de 900 €/kWp. Las ventas (IC) y los ahorros (S) son calculados para determinar los indicadores del VAN, TIR e RI para cada configuración. La Figura 3.15 representa los valores del VAN. Se puede observar una relación positiva casi lineal entre el VAN y la capacidad de la batería (P_B) para cualquier valor dado de potencia pico del panel (P_{PV}). Además, el VAN crece con la potencia de los paneles fotovoltaicos. Ambos parámetros técnicos P_B y P_{PV} , permiten incrementar el ahorro (mayor cantidad de la demanda se cubre con la

proveniente de instalación, E_F) y ventas (mayor cantidad de energía es vendida al mercado, E_S). Sin embargo, se asume que el usuario dispone de recursos económicos limitados para invertir en la instalación por lo que es necesario encontrar la configuración óptima en cuanto a los indicadores de TIR y RI.

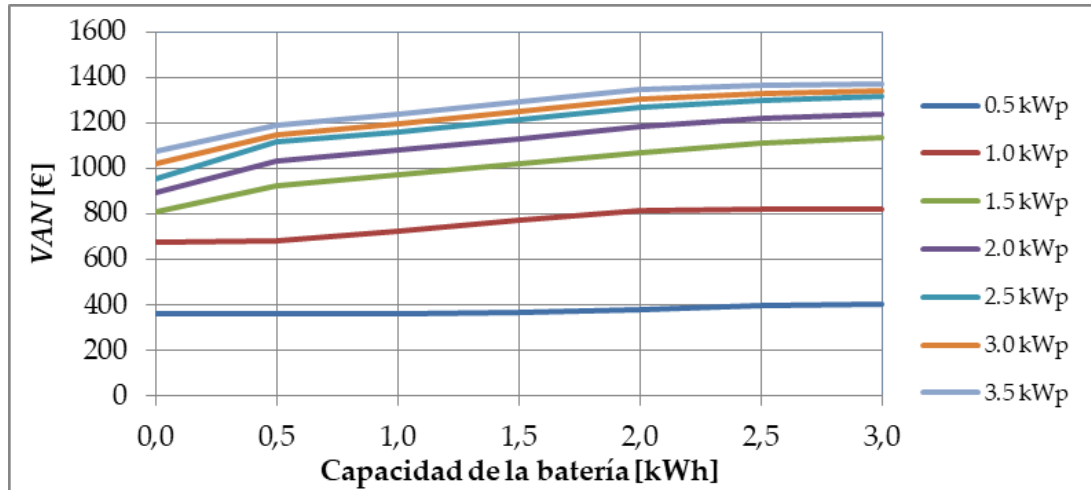


Figura 3.15. VAN para una demanda doméstica (D) de 3500 kWh. Fuente: elaboración propia.

La Figura 3.16 muestra los valores de la TIR con respecto a la potencia pico del panel fotovoltaico (P_{PV}) y la capacidad de la batería (P_B). La TIR tiende a disminuir con la potencia pico del panel fotovoltaico y a aumentar con la capacidad de la batería, aunque esto último ocurre solo hasta cierto nivel de capacidad de la batería que oscila entre 2,0 y 2,5 kWh. La excepción a este comportamiento se observa en el panel de menor potencia pico (0,5 kWp), cuya tasa de TIR tiende a caer con el tamaño de la batería. Cuando el panel es demasiado pequeño no tiene sentido invertir en una batería demasiado grande, dada la capacidad limitada que tiene el panel para generar ahorros y ventas a partir de la energía generada. Podemos concluir que, en términos óptimos, ambos tamaños (panel y batería) tienen que ser consistentes. En este sentido, no se debe combinar un panel muy pequeño con una batería muy grande, ni un panel muy grande con una batería muy pequeña. Por ejemplo, en nuestro caso, la configuración óptima se alcanza para un panel fotovoltaico de 1,0 kWp y un batería de 2,0 kWh, generando una TIR del 14,4%.

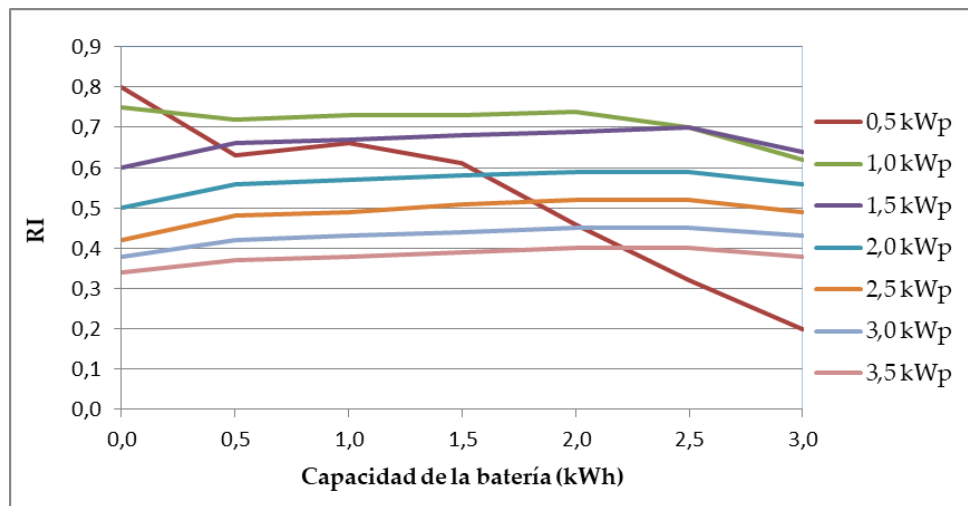


Figura 3.16. RI para una demanda doméstica (D) de 3500 kWh. Fuente: elaboración propia.

El coste unitario de paneles (C_{uPV}) y de la batería (C_{uB}) ha caído durante los últimos años provocando una reducción de la inversión considerada en nuestro estudio (I_0, I_{12}) y, por tanto, un aumento de los indicadores financieros. Por otro lado, una mayor demanda residencial (D) podría requerir mayor capacidad de baterías o de la potencia pico del panel fotovoltaico en la configuración óptima, por lo que la energía consumida directamente desde la instalación (E_F) aumentaría, incrementándose tanto los ahorros como los flujos de caja. Por ello, se realiza un análisis variando los costes unitarios del panel fotovoltaico (C_{uPV}), de la batería (C_{uB}), y la demanda residencial (D) con el fin de encontrar la configuración más adecuada en cada uno de los casos. Para este análisis, tomamos un panel de un 1,0 kWp u un coste unitario para la batería de 100 €/kWh (Esta cantidad proviene de ofertas reales realizadas por contratistas locales, e incluye tanto la batería, como las estructuras, cableado, control y medición sistemas, ...), y una demanda (D) de 3 500 kWh. La Tabla 3.6 muestra los indicadores financieros para la capacidad óptima de batería (P_B) que se utilizará para diferentes precios unitarios de panel (C_{uPV}) desde 700 €/kWp hasta 1 200 € kWp.

Tabla 3.6. Capacidad óptima de la batería e indicadores financieros para diferentes costes unitarios de panel ($P_{PV} = 1,0$ kWp, $D = 3\ 500$ kWh). Fuente: elaboración propia.

Coste unitario del panel (€/kWp)	Criterio del VAN		Criterio de la TIR y RI		
	Capacidad de la batería (kWh)	VAN (€)	Capacidad de la batería (kWh)	TIR (%)	RI
700	2,0	1 012,54	0,5	17,86	1,17
800	2,0	912,53	1,5	15,68	0,92
900	2,0	812,56	2,0	14,03	0,74
1000	2,0	712,63	2,0	12,64	0,59
1100	2,0	612,54	2,0	11,43	0,47
1200	2,0	512,54	2,0	10,38	0,37

Dependiendo del indicador financiero considerado, encontramos que un aumento en el coste unitario del panel (C_{uPV}) afecta la capacidad óptima de la batería (P_B). Según el criterio del VAN, la capacidad óptima de la batería es de 2,0 kWh independientemente del coste unitario del panel (C_{uPV}), mientras que si se utilizan los criterios de TIR o RI la capacidad óptima debe ser menor para un coste unitario del panel más barato. También observamos que a medida que aumenta el coste unitario de los paneles todos los indicadores tienden a disminuir debido a la mayor inversión realizada; hay que tener en cuenta que los flujos de efectivo generados por la instalación no dependen del costo del panel sino de su potencia pico (Ecuaciones (3.6) - (3.8)), que permanece fija en 1,0 kWp para los resultados mostrados en la Tabla 3.6. Cuando el coste unitario del panel cae por debajo del valor de referencia (900 €/kWh), la capacidad óptima de la batería depende del indicador financiero utilizado. Si seguimos el criterio del VAN, la capacidad óptima de la batería es de 2,0 kWh, pero si se utilizan los indicadores del TIR o RI, la capacidad óptima de la batería (P_B) se reduce progresivamente hasta el valor de 0,5 kWh para un coste de panel unitario de 700 €/kWp. En este caso, la reducción de la inversión (debido a un panel más barato y menor capacidad de almacenamiento) es mayor (en valor absoluto) que los flujos de caja.

De la misma forma, el coste unitario de la batería (C_{uB}) afecta a los indicadores financieros ya que la inversión en la instalación varía tanto en el año inicial como en el año de sustitución de la batería (año 12). Es importante señalar que, en la práctica, el coste de la batería se ha reducido durante los últimos años debido a los

Modelo de diseño óptimo para un sistema de almacenamiento fotovoltaico residencial. Una aplicación al caso español.

desarrollos técnicos y de producción de las mismas. La Tabla 3.7 representa la capacidad de la batería óptima para diferentes costes unitarios (C_{uB}) para una demanda (D) de 3 500 kWh y un panel fotovoltaico de 1,0 kWp al precio de coste actual de 900 €/kWp (C_{uPV}).

Tabla 3.7. Capacidad óptima de la batería para diferentes precios de costes unitarios ($P_{PV} = 1,0$ kWp, $D = 3\ 500$ kWh). Fuente: Elaboración propia.

Coste unitario de la batería (€/kWh)	Criterio del VAN		Criterio de la TIR e RI		
	Capacidad de la batería (kWh)	VAN (€)	Capacidad de la batería (kWh)	TIR (%)	RI
50	2,5	991,13	2,5	16,08	0,97
70	2,5	917,65	2,0	15,17	0,87
90	2,5	844,16	2,0	14,41	0,78
100	2,0	812,54	2,0	14,03	0,74
120	2,0	753,75	0,5	13,48	0,69
150	2,0	665,57	0,5	13,69	0,67

La caída del coste unitario de la batería (C_{uB}) supone un aumento de todos los indicadores financieros y la instalación de un batería con mayor capacidad debido a que la inversión requerida es menor. La reducción del coste unitario de la batería mejora además los flujos de caja (CF) mediante el aumento del ahorro (S) de la energía consumida directamente de la batería (E_C^B , ecuación 3.3) y por tanto los aumentan también los índices financieros.

Cuando se utiliza el criterio del VAN, observamos que el precio unitario de la batería (C_{uB}) debe caer a 90 €/kWh para cambiar de la capacidad de la batería de 2,0 kWh (configuración óptima actual) a 2,5 kWh. Este tamaño (2,5 kWh) representa la capacidad óptima de la batería dentro del rango de 50 a 100 €/kWh. Si se toman los criterios de la TIR y RI, se necesita que el precio unitario (C_{uB}) sea de 50 €/kWh para pasar que la capacidad óptima de la batería aumente de 2,0 kWh a 2,5 kWh.

Finalmente, se ha realizado un análisis de la configuración óptima de la potencia pico del panel fotovoltaico (P_{PV}) y la capacidad de la batería (P_B), a sus precios de coste unitario actuales ($C_{uPV} = 900$ €/kWp, $C_{uB} = 100$ €/kWh), para diferentes demandas (D). La Tabla 3.8 muestra si la demanda (D) aumenta, la potencia pico

Modelo de diseño óptimo para un sistema de almacenamiento fotovoltaico residencial. Una aplicación al caso español.

de los paneles (P_{PV}) y la capacidad de la batería (P_B) también deben incrementarse, mejorando así todos los indicadores financieros. En esta situación, el flujo de caja generado por el ahorro (S) y la energía vendida al mercado (E_S) cubre el incremento de la inversión (I) realizada para la adquisición de paneles de mayor potencia y baterías con mayor capacidad.

Tabla 3.8. Configuración óptima para diferentes demandas (D). Fuente: elaboración propia.

Demanda residencial (kWh)	Criterio del VAN			Criterio del TIR y RI			
	Potencia del panel (kWp)	Capacidad de la batería (kWh)	VAN (€)	Potencia del panel (kWp)	Capacidad de la batería (kWh)	TIR (%)	RI
2000	3,5	1,5	867,03	0,5	1,0	13,57	0,69
3500	3,5	2,5	1 362,46	1,0	2,0	14,03	0,74
5000	3,5	3,5	1 852,06	1,5	3,5	13,87	0,84
6500	3,5	5,0	2 228,00	2,0	4,0	14,01	0,85
8000	3,5	5,0	2 509,60	2,5	5,0	14,01	0,86

Nótese que un aumento en la demanda residencial implica un mayor consumo de energía proveniente de la instalación (E_F). Para que esto sea posible, la capacidad batería (P_B) o la potencia pico de los paneles (P_{PV}) debe ser mayor según la ecuación (3.3). Si se utiliza el criterio de VAN, la potencia pico del panel fotovoltaico debe ser la más alta posible (3,5 kWp), ya que existe una relación positiva entre ésta, la producción de energía (E_{PV}) y los flujos de caja a través de los ahorros y las ventas. Al mismo tiempo, el consumo de la red (E_P) también se reduce cuando el panel es de mayor potencia. La capacidad de la batería aumenta gradualmente con la demanda (D) desde 1,5 kWh hasta el valor 5,0 kWh cuando la demanda alcanza los 8 000 kWh.

Según los criterios de la TIR y el RI, la potencia pico del panel (P_{PV}) y la capacidad de la batería (P_B) aumentan gradualmente con la demanda residencial (D), pero en este caso, los valores obtenidos para el panel y la batería son inferiores a los obtenido con el criterio del VAN. Obsérvese también que la TIR se encuentra en el rango de 13,57% a 14,01%, mientras que el RI siempre está por encima de 0,69 sin cambios significativos a partir de una demanda de 5 000 kWh o más, variando entonces entre 0,84 y 0,86. Esto se debe a que el VAN generado con paneles y

baterías más potentes tiene aproximadamente el mismo aumento que su propio coste de adquisición. También cabe destacar que un aumento de 1 500 kWh en la demanda implica un aumento de 0,5 kWp en el tamaño del panel y 1,0 kWh en la capacidad de la batería.

3.4 DISCUSIÓN.

La situación actual de las políticas energéticas en España y la mejora del rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas con la incorporación de baterías de almacenamiento, hacen necesaria la realizar un análisis económico para determinar si este tipo de instalaciones son rentables para el autoconsumo doméstico. Considerando un hogar estándar ubicado en la ciudad de Sevilla, el estudio realizado muestra que la instalación de paneles fotovoltaicos sin batería incorporada obtiene un retorno de inversión máximo (RI) de aproximadamente el 0,8 (siendo el TIR 14,4%), con paneles fotovoltaicos potencia pico (P_{PV}) no superior a 1,0 kWp. La inversión realizada en adquirir paneles con potencias mayores, no se vería compensada por los flujos de caja recibidos de la energía vendida al mercado y los ahorros provenientes del autoconsumo. En el caso de que el coste del panel unitario (C_{uPV}) sea inferior a 900 €/kWp, los paneles de 0,5 kWp obtienen los mejores ratios en el RI y TIR. Observamos también una dependencia lineal del RI con el coste unitario del panel, en particular para el panel de 0,5 kWp, el RI aumentaría de 0,8 a 1,3, si el coste unitario (C_{uPV}) baja de 900 €/kWp a 700 €/kWp. Solo cuando se incrementa la demanda de los usuarios (D) se recomienda el uso de paneles fotovoltaicos más potentes (P_{PV}), ya que los flujos de caja generados por el ahorro y venta son mayores y cubren el incremento de la inversión inicial. De esta manera, una instalación debe aumentar gradualmente la potencia pico de los paneles, al aumentar la demanda residencial.

El uso de baterías es factible porque permite almacenar la energía sobrante producida producidas por los paneles en las horas valle, permitiendo incrementar el ahorro del usuario. El análisis indica que una batería de 2,0 kWh con un panel

fotovoltaico de 1,0 kWp es la configuración óptima para una demanda residencial de 3 500 kWh (D), alcanzando el 0,78 de RI y el 14,43% en el TIR, considerando los costes unitarios actuales para el panel ($C_{uPV} = 900$ €/kWp) y la batería ($C_{uB} = 100$ €/kWh). En el caso de una demanda de 3 500 kWh, también destacar que los flujos de caja obtenidos por el uso de paneles más potentes y baterías de mayor capacidad no compensarían el aumento de la inversión requerida.

Atendiendo a los criterios del RI y TIR, el análisis económico realizado muestra que la capacidad óptima de la batería (P_B) debe disminuirse cuando el coste unitario de los paneles fotovoltaicos de 1,0 kWp (C_{uPV}) también disminuye (*ceteris paribus*). Esto es debido a que el flujo de caja generado por los ahorros y las ventas no compensa la inversión realizada en una batería de mayor capacidad. En el caso de que el coste unitario del panel fotovoltaico de 1,0 kWp descienda un 22% desde el precio actual (de 900 €/kWp a 700 €/kWp), el RI se incrementa casi en un 50%, pasando de 0,8 a 1,17. La caída del coste unitario de la batería (C_{uB}) de 100 €/kWh a 50 €/kWh (-50%) permite un aumento en la capacidad óptima de la batería de 2,0 kWh a 2,5 kWh, aumentando el RI en un 25%. Dados los costes unitarios actuales ($C_{uPV} = 900$ €/kWp and $C_{uB} = 100$ €/kWh), también observamos una dependencia lineal positiva de la potencia pico fotovoltaica y la capacidad de la batería con respecto a la demanda residencial. De esta forma, si la demanda residencial (D) se incrementa en 1 500 kWh, la potencia pico fotovoltaica (P_{PV}) debe incrementarse en 0,5 kWp y la capacidad de la batería (P_B) en 1,0 kWh.

3.5 CONCLUSIONES.

Los avances tecnológicos en los paneles fotovoltaicos y las baterías de almacenamiento durante los últimos años han permitido que los costes de adquisición de los mismos sea cada vez menor. Para una instalación óptima que incluya el panel y la batería, se concluye que la elasticidad del índice TIR con respecto al coste actual del panel es de -1,59; siendo esta elasticidad -2,18 para el indicador RI. Para el precio actual de la batería, la elasticidad de los indicadores

financieros se ha determinado en $-0,28$ para el TIR y $-0,54$ para el IR. En ambos casos, a medida de que los costes disminuyen, la instalación permite paneles fotovoltaicos de mayor potencia y baterías de mayor capacidad.

Finalmente, cabe destacar que este modelo es útil para usuarios, instaladores eléctricos, consultores de ingeniería y también para el Gobiernos, ya que proporciona un modelo (para ser utilizado en cualquier ubicación) que permite determinar la configuración óptima, en términos económicos, de los paneles fotovoltaicos y la capacidad de la batería. Al mismo tiempo, permite conocer el efecto del precio de los paneles fotovoltaicos y de la batería en la rentabilidad de la instalación. Esta herramienta contribuye también a la sostenibilidad del mercado eléctrico y la estabilidad de la red, ya que promueve instalaciones de autoconsumo que permiten producir y transportar menos energía a través de la red.

CAPÍTULO 4. IMPACTO DEL CIERRE DE LAS CENTRALES DE CARBÓN EN LA PENÍNSULA IBÉRICA.

4.1. INTRODUCCIÓN.

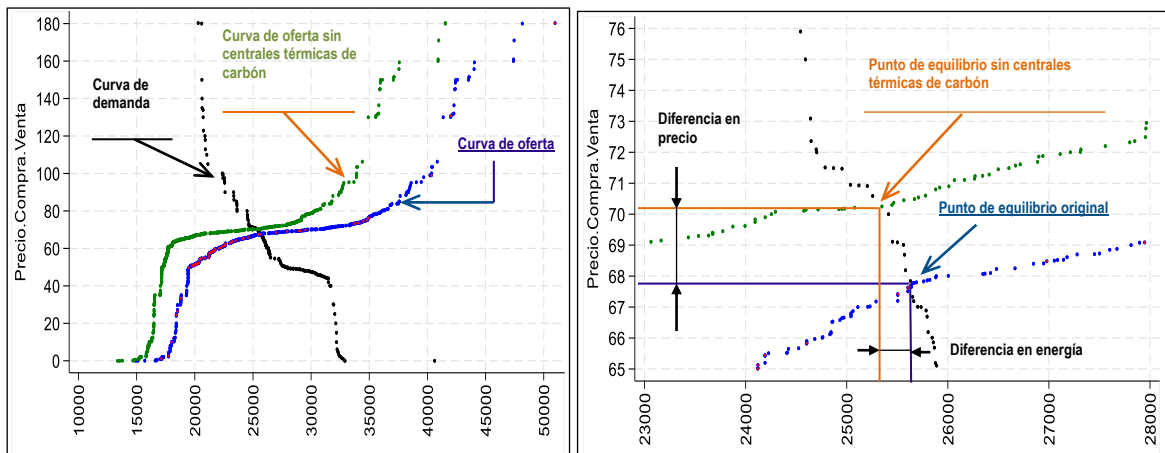
El Acuerdo de París en 2016 (Arcos, 2017) representó un punto de inflexión en la política energética española, dando lugar a la adopción de numerosos compromisos nacionales (contribuciones determinadas a nivel nacional –NDC, por sus siglas en inglés-), parte de las cuales fueron implementados en el PNIEC (2019). Entre otros, se propone el cierre definitivo de las centrales eléctricas de carbón, que durante muchos años han representado la generación de base del sistema eléctrico nacional. Si bien es indudable el impacto medioambiental de esta medida, debido a su importante intensidad en emisiones (0,95 tCO₂/MWh), es evidente que también tendrá un efecto económico derivado. Por un lado, afectará a las zonas de influencia en las que operan dichas centrales; por otro lado, dará lugar a un aumento de los precios de la electricidad en los mercados mayoristas debido a la contracción de la oferta de energía en dicho mercado. La investigación realizada se centra en el análisis del impacto económico que esta medida tendrá en los equilibrios del mercado eléctrico a corto plazo.

Para llevar a cabo la investigación se analizan los equilibrios del mercado eléctrico para todas las horas del año 2018 (último año completo antes de la publicación del PNIEC), año en el que existía en la península ibérica una potencia instalada de 9 562 MW de centrales de carbón, que producían el 14% de la electricidad, y algo más del 50% de las emisiones del sector.

4.2. METODOLOGÍA Y RESULTADOS.

Los datos proporcionados por el OMIE permiten simular el comportamiento del mercado excluyendo estas unidades de la curva de oferta horaria, lo que provoca una contracción de la cantidad ofertada y, consecuentemente, un incremento de los precios. En la Figura 1 se representa el equilibrio del mercado diario correspondiente al día 25/12/2018 a las 21,00 horas, así como el que se hubiera

obtenido de no haber contado con dichas ofertas procedentes de centrales de carbón (curva verde).



(a) Curvas de oferta y de demanda agregadas

(b) Ampliación de la zona de equilibrio.

Figura 4.1. Curva de oferta y demanda agregada del mercado diario del día 25 de diciembre a las 21 horas. Fuente: Ballesteros-Gallardo *et al.* (2021).

Repitiendo este análisis para todas las horas el año se observa un incremento del precio medio de la electricidad de 6,8 €/ MWh (12%), acompañado de una gran dispersión del diferencia de precios horarios (0-119 €), Ballesteros-Gallardo (2021). En la Figura 2 se muestra la evolución del promedio mensual de los precios horarios del mercado comparando la situación real con la calculada suponiendo la no participación de las centrales de carbón; también se representa la variación de los precios en el eje secundaria de la figura.

Se observa que el cierre de estas centrales, además del incremento de precios antes mencionado, generaría un aumento de la disparidad de precios entre los periodos de invierno y primavera. El incremento de precios de la electricidad, de haberse producido, hubiera tenido un efecto negativo en la economía provocando la contracción de la demanda de energía, así como la reducción de la eficiencia global del sistema y de la competitividad del sector industrial. Para cuantificar este efecto se ha simulado las variaciones de los excedentes de los consumidores y de los productores, obteniéndose valores anuales de 1,550 y 314 miles de millones de euros anuales, respectivamente.

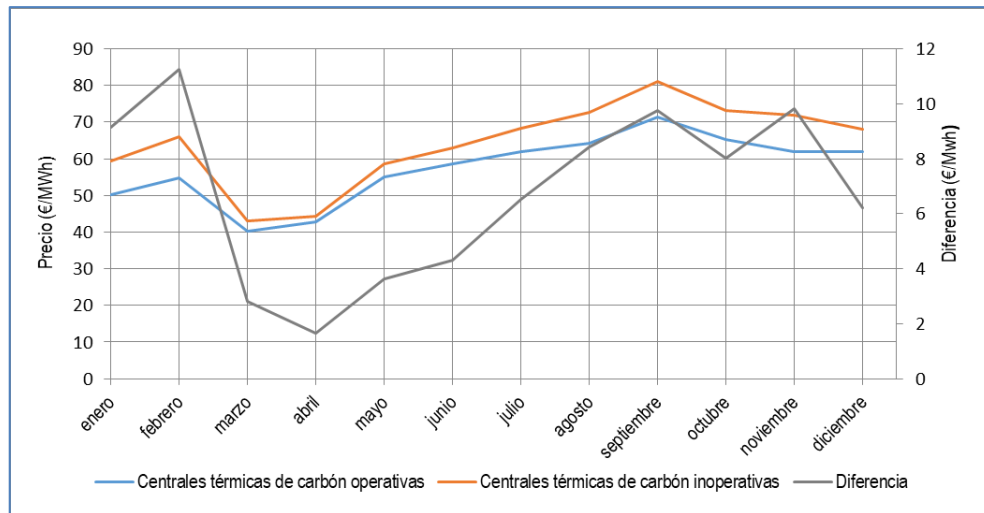


Figura 4.2. Comparativa del precio promedio mensual de la energía. Fuente: Ballesteros-Gallardo *et al.* (2021).

Como se ha mencionado al principio, esta medida contribuiría a los compromisos españoles al Acuerdo de París (NDC) con una reducción 36 millones de tCO₂, lo que equivale a un coste medio de 34 €/tCO₂. Este valor casi duplica al precio de los derechos de emisiones registrados en el Comercio de derechos de emisión (ETS, por sus siglas en inglés) en el año de estudio (15,88 €/ tCO₂).

Con objeto de evitar los efectos perversos derivados del cierre de estas centrales, el PNIEC prevé una sustitución de esta tecnología por un incremento de la capacidad renovable (eólicos y fotovoltaicos), lo cual provocaría un efecto igual al cierre de las centrales de carbón, pero en sentido contrario (Arcos *et al.*, 2020b). El programa de su- bastas de capacidad renovable publicado por el Ministerio por valor de 3 000 MW, se encuentra alineado con este objetivo.

Quedaría pendiente de estudiar los efectos perversos que a nivel local tendría el cierre de las centrales y minas de carbón asociadas, para lo que se deberían plantear acciones dirigidas a su compensación, del mismo modo que se han planteado acciones para compensar el incremento de los precios.

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES GENERALES Y POSIBLES LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN.

La presente tesis doctoral persigue realizar una serie de aportaciones que contribuyan al aumento de la eficiencia global del sector eléctrico. Dicha eficiencia hay que entenderla en términos de calidad del servicio, de mejora económica (logrando la reducción de costes para el usuario final), y de respeto medioambiental, asegurando que el nivel de emisiones del sistema sea adecuado para el nivel de costes que está dispuesta a asumir la sociedad. De esta forma se han identificado tres situaciones –sistema de distribución, autoconsumo eléctrico y generación eléctrica– en las que determinados cambios económicos o normativos podrían ayudar a optimizar los recursos disponibles, mejorando la calidad de servicio y promoviendo la sostenibilidad del sistema.

En el capítulo 2 se analiza la relación en la calidad de la distribución eléctrica y el marco regulador del país, explorando qué sistema regulativo proporciona una mejor calidad de servicio a un coste menor, lo que sin duda impacta en la eficiencia global del sistema. Las principales conclusiones obtenidas son las siguientes:

1. Un aumento del 1% en los valores de la retribución de la distribución eléctrica, provoca una disminución de un 1% en el tiempo de interrupción de suministro a los clientes.
2. La forma más eficiente de mejorar la calidad del servicio de distribución eléctrica son los incentivos. Su efecto es el doble que aplicando la misma cantidad de recursos sobre la retribución base de los distribuidores.
3. Reino Unido, Italia, Austria y España presentan valores de calidad mayores de los que cabría esperar según su nivel de retribución.
4. La calidad de servicio viene determinada por la inversión realizada por las compañías distribuidoras dos periodos antes. Este período de dos años se relaciona con el plazo de ejecución de las obras en la red de distribución.

5. Si bien a partir de los resultados econométricos no se puede afirmar nada sobre la eficiencia de los sistemas de retribución, se observa que los países más eficientes presentan modelos reguladores basados en incentivos (*Price Cap* y *Revenue Cap*).

En el capítulo 3 se presenta un modelo que identifica la configuración óptima de un sistema doméstico de autoconsumo (potencia de los paneles y capacidad de la batería); el óptimo se basa en indicadores económico-financieros. Entre las conclusiones alcanzadas, se pueden destacar:

1. Para una determinada potencia pico de panel, existe una relación lineal positiva entre los parámetros financieros y la capacidad de la batería que se instale, al menos en un rango amplio de la misma.
2. Se observan elasticidades negativas de los diferentes parámetros financieros respecto al precio del panel y de la batería. Para el caso de una instalación en Sevilla, la elasticidad para el precio del panel se ha estimado en $-1,59$ respecto a la Tasa Interna de Retorno y de $-2,18$ respecto al Retorno de la Inversión. En el caso del precio de la batería, estas elasticidades son $-0,28$ y $-0,54$ respectivamente.
3. Con los actuales precios de las instalaciones fotovoltaicas y de almacenamiento, la configuración óptima para una vivienda residencial con un consumo eléctrico anual de 3.500 kWh se compone de una potencia de los paneles de 3,5 kWp y de un almacenamiento en baterías de 2,5 kWh. Por otra parte, se observa que, para suministros de mayor demanda, la configuración óptima se incrementa en 0,66 kWh de almacenamiento y 0,33 kWp de potencia fotovoltaica por cada 1.000 kWh que el usuario aumente su demanda de electricidad.

Para terminar, en el capítulo 4 se analiza el impacto de corto plazo que tendría en los precios del mercado mayorista de electricidad el cierre de las centrales

térmicas de carbón. Para estimar dicho impacto, se eliminan las posiciones de venta de las centrales de carbón en las curvas de oferta horarias de un año completo, curvas proporcionadas por el OMIE. Las conclusiones más relevantes alcanzadas en este análisis son las siguientes:

1. El modelo propuesto muestra que el precio horario medio anual de la energía aumentaría un 12,06%, de 57,3 €/MWh a 64,2 €/MWh.
2. La energía horaria distribuida se reduciría un 2,57%, pasando en promedio de 26.840 MWh a los 26.174 MWh.
3. Los meses de marzo a junio son los que presentan menores diferencias del precio de la energía entre los dos escenarios considerados (con y sin centrales de carbón), oscilando éste entre los 1,5 €/MWh y 4,2 €/MWh. En cambio, los meses de enero y febrero y de agosto a noviembre son los que presentan mayores diferencias en el precio entre los dos escenarios, superando en todos ellos la variación del precio los 8 €/MWh, con la máxima variación en febrero: 11,2 €/MWh.
4. Para la energía mensual total comercializada, la mayor caída se produce igualmente en los meses enero y febrero y entre los meses de agosto a noviembre, superando en todos ellos la variación entre los dos escenarios los -700 MWh, siendo la mayor variación de -1.321 MWh en el mes de septiembre.
5. El promedio anual del diferencial del precio de la energía en ambos escenarios es de 6,8 €/MWh.
6. En cuanto a los excedentes, se concluye que el excedente medio anual de la demanda descendería un 6,61% (178.795 €), mientras que el excedente de los oferentes aumentaría un 2,89% (36.245 €). El excedente económico total, considerando a compradores y vendedores de energía, se reduciría en un 4,5% anual, pasando de 34.710 M€ a 33.165 M€.

Tras la realización de la presente tesis y a la vista de las conclusiones obtenidas, estimamos que sería relevante continuar el trabajo investigador siguiendo las líneas de investigación que se exponen a continuación:

1. Puesto que en el capítulo 1 se ha analizado la calidad del sistema de distribución eléctrica, sería interesante analizar el efecto de la calidad del servicio del transporte eléctrico en relación a las remuneraciones recibidas.
2. Referente al autoconsumo residencial mediante instalaciones fotovoltaicas, se podría analizar el caso donde la batería permita almacenar energía de la red en las horas valle, caso de que se encuentre descargada, para en horas posteriores poder ser utilizada (*trading* residencial).
3. También se podría analizar el caso donde, dependiendo del precio horario de la energía eléctrica consumida o vertida a red, se pueda decidir si verter la energía que se encuentra almacenada en la batería.
4. Para el caso del cierre de centrales que usan recursos no renovables, se podría aplicar el modelo propuesto en el capítulo 4 para cuantificar el efecto del cierre de las centrales de ciclos combinados y nucleares en el mercado eléctrico español.
5. Conocido el punto de equilibrio actual del sistema, se podría cuantificar cuál debería ser la oferta de las tecnologías renovables para compensar el efecto del cierre de las centrales térmicas, de forma que el punto de equilibrio no variase.

BIBLIOGRAFÍA.

Agosti, Luis; Padilla, A. Jorge; Requejo, Alejandro. El mercado de generación eléctrica en España: estructura, funcionamiento y resultados. *Economía industrial*. 2007. vol. 364, p. 21-37. Disponible en: <https://www.mincotur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/364/21.pdf>. Acceso: 29 de marzo de 2020.

Arcos, A. Un nuevo modelo de mercado eléctrico europeo: The citizen is king. *DYNA Ingeniería e Industria*, 2019. Vol. 94, p. 590–591. DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/9367>.

Arcos, A.; Canca, D.; Núñez, F. Impact of battery technological progress on electricity arbitrage: An application to the Iberian market. *Applied Energy*. 2020, 260, 114273. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114273>.

Arcos, Á.; Cansino, J.; Román, R. Economic and environmental analysis of a residential PV system: A profitable contribution to the Paris agreement. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2018. Vol. 94, p. 1024–1035. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.023>.

Arcos, A.; Lugo, D.; Núñez, F. Residential peak management: A storage and control system application taking advantages of smart meters. *Energy Syst.* 2018. 102, 110–121. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.04.016>.

Arcos-Vargas Ángel, Núñez Fernando, Román-Collado Rocio. Short-term effects of PV integration on global welfare and CO2 emissions. An application to the Iberian electricity market. *Energy*. 2020. Vol. 200, p. 117504. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117504>.

Arcos-Vargas, A. After the Paris agreement. *Dyna*. 2017. Vol. 92, no. 1, p. 2-14. DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/8229>.

Arcos-Vargas, Angel; Ballesteros-Gallardo, Juan Antonio; Núñez, Fernando. ¿Es posible una mejor calidad a un coste menor para el sistema de distribución eléctrica? *DYNA Ingeniería e Industria*. 2016. Vol. 91, no 6, p. 619-624. DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/7956>.

Ballesteros-Gallardo, J.A.; Arcos-Vargas, A.; Núñez, F. Optimal Design Model for a Residential PV Storage System an Application to the Spanish Case. *Sustainability*. 2021. Vol. 13, p. 575-600. DOI: <https://doi.org/10.3390/su13020575>.

Ballesteros-Gallardo, J.A.; Núñez, Fernando. Efectos a corto plazo del cierre de las centrales térmicas de carbón en el mercado eléctrico español. *Dyna Energía y Sostenibilidad*. **2021**. Vol. 10, no. 1, p. 11-22. DOI: <https://doi.org/10.6036/ES10113>.

BANCO MUNDIAL. <https://datos.bancomundial.org/>. Acceso: 29 de diciembre de 2020.

Bardo, S. Almacenamiento distribuido en viviendas para alisar la curva de demanda de energía eléctrica. In *Trabajo final de Carrera*; Universitat Politècnica de Catalunya (UPC): Barcelona, España, 2010.

Battery University. Learn about Batteries. Disponible en: <https://batteryuniversity.com/learn/>. Acceso 19 de julio de 2020.

Bayod, A.; Burgio, A.; Leonowicz, Z.; Mennit, D.; Pinnarelli, A.; Sorrentino, N. Recent developments of photovoltaics integrated with battery storage systems and related feed-in tariff policies: A review. *Int. J. Photoenergy*. **2017**. DOI: <http://dx.doi.org/10.1155/2017/8256139>.

Bernal, J.; Dufo, R. Economical and environmental analysis of grid connected photovoltaic systems in Spain. *Renew. Energy*. **2006**. Vol. 31, p. 1107–1128. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2005.06.004>.

Bianco, Vincenzo; Driha, Oana; Sevilla-Jimenez, Martin. Effects of renewables deployment in the Spanish electricity generation sector. *Utility Policy*. **2019**. Vol. 6, p. 72-81.

Brecha, Robert J. Threshold electricity consumption enables multiple sustainable development goals. *Sustainabilit*. **2019**. 11, no 18, p. 5047.

Campoccia, A.; Dusonchet, L.; Telaretti, E.; Zizzo, G. An analysis of feed-in tariffs for solar PV in six representative countries of the European Union. *Sol. Energy*. **2014**. Vol. 107, p. 530–542. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2014.05.047>.

Carbonero, A. Efecto sobre el bienestar económico de un aumento en la potencia instalada fotovoltaica. Una aplicación al sistema eléctrico español. In *Trabajo final de Carrera*; Universidad de Sevilla (US): Sevilla, España, 2018.

Chen, K. Technology improves solar PV competitiveness. *Electrical Light Power*. **2011**. Vol. 89, p. 48.

Chiacchio, F.; D'urso, D.; Aizpurua, J.; Campagno, L. Performance assessment of domestic photovoltaic power plant with a storage system. *IFAC PapersOnLine*. **2018**. Vol. 51, pp. 746–751. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.08.408>.

Chiacchio, F.; Famoso, F.; D'urso, D.; Cdola, L. Performance and economic assessment of a grid-connected photovoltaic power plant with a storage system: A comparison between the North and the South of Italy. *Energies* **2019**. Vol. 12, p. 2356. DOI: <http://dx.doi.org/10.3390/en12122356>.

Clean Technica. Batteries Keep on Getting Cheaper. Disponible en: <https://cleantechnica.com/2017/12/11/batteries-keep-getting-cheaper/> . Acceso 19 de julio de 2020.

Colmenar, A.; Campiñez, S.; Pérez, C.; Castro, M. Profitability analysis of grid-connected photovoltaic facilities for household electricity self-sufficiency. *Energy Policy*. **2012**. Vol. 51, p. 749–764. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.09.023>.

COMISIÓN EUROPEA. Photovoltaic Geographical Information System — Interactive Maps. PVGIS. Disponible en : https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#PVP. Acceso 19 de Julio de 2020).

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA. Disponible en: <https://www.cnmc.es/2018-11-02-la-cnmc-publica-la-metodologia-de-calculo-de-la-tasa-de-retribucion-financiera-de-las>. Acceso 19 de julio de 2020.

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA. Estudio sobre el mercado de los derechos de las emisiones de CO₂, resumen ejecutivo. 2020. Disponible en: https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Energia/Mibel/2020_SE_Estudio_MIBEL_Mercado_CO2_ES.pdf. Acceso 21 de marzo 2021.

Communication from the commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European economic and social committee and the committee of the regions, the European green deals. Comisión Europea. Bruselas, 2019. COM/2019/640 final. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1588580774040&uri=CELEX:52019DC0640>. Acceso 14 de marzo de 2021.

COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATOR (CEER). 5th Benchmarking report on the quality of electricity supply 2011. Bruselas. 2012.

Crippa, Monica, et al. Fossil CO₂ and GHG emissions of all world countries. Luxemburgo: Publication Office of the European Union, 2019.

Del Coso, G.; Del Canizo, C.; Sinke, W.C. The impact of silicon feedstock on the PV module cost. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*. **2010**. 94, p. 345–349. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2009.10.011>.

Del Rio, P.; Mir, P. Support for solar PV deployment in Spain: Some policy lessons. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2012**. Vol. 16, p. 5557–5566. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.05.011>.

Dusonchet, L.; Telaretti, E. Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in Western European Union countries. *Energy Policy*. **2010**. Vol. 38, p. 3297–3308. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.01.053>.

ESPAÑA. Ley 24/2013, de 26 de Diciembre, del Sector Eléctrico. Boletín Oficial del Estado. 2013, núm. 310. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2013-13645>. Acceso 19 de julio de 2020.

ESPAÑA Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030. Boletín Oficial del Estado. 2019. núm. 52.

ESPAÑA. Real Decreto 2019/1997 de 27 de Diciembre de 1997. Boletín Oficial del Estado. 1997, núm. 310. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1997-27817>. Acceso 19 de julio de 2020.

ESPAÑA. Real Decreto 822/2021 de 19 de Octubre de 2021. Boletín Oficial del Estado. 2021, núm. 233. Disponible en: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2021/09/28/822/con>. Acceso: 8 de diciembre de 2021.

Fumagalli E, Lo Schiavo L. Regulating and improving the quality of electricity supply: the case of Italy. *European Review of Energy Markets*. **2009**. Vol. 3, no. 3. p.1-27.

Ghiassi-Farrokhfal, Y.; Kazhamiaka, F.; Rosenberg, C.; Keshav, S. Optimal design of solar PV farms with storage. *IEEE Trans. Sustain. Energ.* **2015**. Vol. 6, p.1586–1593. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/TSTE.2015.2456752>.

Giannakis, D; Jamasb, T; Pollitt, M. Benchmarking and incentive regulation of quality of service: an application to the UK electricity distribution networks. *Energy Policy*. **2005**. Vol. 33, p. 2256-2271. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2004.04.021>.

Gómez, A.; Sudria, A.; Alvarez, E.; Díaz, J.; Pérez, J.; Arcos, A.; Pérez de Vargas, J. *El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del future*; Real Academia de la Ingeniería: Madrid, España, 2017.

GREEN PEACE. Greenpeace celebra el fin de las térmicas de carbón tras 30 años de campaña. 15 de julio de 2020. Disponible en: <https://es.greenpeace.org/es/sala-de-prensa/comunicados/greenpeace-celebra-el-fin-de-las-termicas-de-carbon-tras-30-anos-de-campana/>. Acceso 21 de marzo de 2021.

Growitsch, C.; Jamasb, T; Pollitt, M. Quality of service, efficiency, and scale in network industries: an analysis of European electricity distribution. *Applied Economics*. **2009**. Vol. 41, p. 2555-2570. DOI: <http://dx.doi.org/10.1080/00036840701262872>.

Hernández, A. Análisis económico de un sistema de almacenamiento para la disminución de desvíos de producción en un parque eólico. In *Trabajo final de master*; Escuela Técnica Superior de Ingeniería: Sevilla, España, 2016.

Hinestroza, J. Autoconsumo residencial: Análisis de rentabilidad y tamaño óptimo. In *Trabajo final de Carrera*; Universidad de Sevilla (US): Sevilla, España, 2019.

COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA (CNMC). Informe de supervisión del mercado peninsular mayorista al contador de electricidad.), año 2017. 2019.

INSTITUTO DE LA ENERGIA SOLAR. *Gráficos significativos energía solar fotovoltaica*. Universidad Politécnica. Madrid, España, 2017.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Electricity. **2020**. Disponible en: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/electricity>. Acceso 29 de diciembre de 2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. World energy Outlook 2019. **2020**. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>. Acceso 29 de diciembre de 2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=TPESbySource>. Acceso 29 de diciembre de 2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Tracking building 2020. **2020**. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/tracking-buildings-2020>. Acceso 29 de diciembre de 2020.

IRENA. Accelerating the global energy transformation. *In International Renewable Energy Agency*; Emiratos Árabes Unidos: Abu Dhabi, UAE, 2017.

IRENA. Global Energy Transformation. A Roadmap to 2050. *International Renewable Energy Agency*, Abu Dhabi, 2018.

IRENA. Trends in Renewable Energy. <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series>. Acceso 29 de diciembre de 2020.

Jäger-Waldau, A. *PV Status Report 2019, EUR 29938 EN*; Publications Office of the European Union: Luxemburgo. **2019**. DOI: <https://doi.org/10.2760/326629>.

Jamasb, T.; Pollitt, M. Incentive regulation of electricity distribution networks: lessons of experience from Britain. *Energy Policy*. **2007**. Vol. 35, p.6163-6187. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2007.06.022>.

Jamasb, T.; Pollitt, M. International benchmarking and regulation: an application to European electricity distribution utilities. *Energy Policy*. **2003**. Vol. 31, p.1609-1622. DOI: [http://dx.doi.org/10.1016/S0301-4215\(02\)00226-4](http://dx.doi.org/10.1016/S0301-4215(02)00226-4).

Jofemar Energy. Almacenamiento electroquímico con baterías de flujo. Disponible en internet en: http://www.f2e.es/uploads/doc/20160704075330.f2e_jofemar.pdf Acceso 19 de julio de 2020.

Keiner, D.; Manish, R.; Barbosa, L.; Bogdanov, D.; Breyer, C. Cost optimal self-consumption of PV prosumers with stationary batteries, heat pumps, thermal energy storage and electric vehicles across the world up to 2050. *Energy*. **2019**. 185, pp. 406–423. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2019.04.081>.

Lopez, J.; Steininger, K. Photovoltaic self-consumption regulation in Spain: Profitability analysis and alternative regulation schemes. *Energy Policy*. **2017**. 108, p. 742–754. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.06.019>.

Lorenzi, G.; Santos, C. Comparing demand response and battery storage to optimize self-consumption in PV systems. *Appl. Energy*. **2016**. Vol. 180, p. 524–535. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.07.103>.

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA. *Real Decreto 244/2019*; Madrid, España, 2019.

Mondol, J.; Hillebrand, S. Grid parity analysis of solar photovoltaic systems in Europe. *Int. J. Ambient Energy*. **2014**. Vol. 35, no. 4, pp 200-210. DOI: <http://dx.doi.org/10.1080/01430750.2013.820141>.

NACIONES UNIDAS. Acuerdo de Paris. **2015**. Disponible en: <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/el-acuerdo-de-paris>. Acceso 29 de diciembre de 2020.

NACIONES UNIDAS. Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático. **1992**. Disponible en: <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/convsp.pdf>. Acceso: 29 de diciembre 2020.

NACIONES UNIDAS. Kyoto Protocol. **2012**. Disponible en: http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php. Acceso 29 de diciembre de 2020.

NACIONES UNIDAS. Resolución A/RES/70/1 Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible. **2015**. Disponible en: https://www.un.org/ga/search/view_doc.asp?symbol=A/RES/70/1&Lang=S. Acceso: 8 de diciembre de 2021.

Navarro-Torres, Antonio Matias; Mena-Nieto, Ángel; Bravo-Aranda, Gabriel et al. Carbon footprint of the legalization of activities at the city of Seville. *Dyna*. **2021**. Vol. 96, p.134-139. DOI: <https://doi.org/10.6036/9885>.

Nullis, Clare. El IPCC publica el Informe especial sobre el calentamiento global de 1,5 °C. *Boletín-Organización Meteorológica Mundial*. **2018**. Vol. 67, no.2, p. 4-7.

OMIE, Iberian Electricity Market Operator. Disponible en: <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price>. Acceso 23 de julio de 2020.

PARLAMENTO EUROPEO. *Council of the EU Directive (EU) 2018/20015 on the promotion of the use of energy from renewable sources*. Bruselas, Bélgica, 2018.

PARLAMENTO EUROPEO. *Council of the EU Directive (EU) 2019/944 on Common Rules for the Internal Market for Electricity and Amending Directive 2012/27/EU*; Parlamento Europeo: Bruselas, Bélgica, 2019; Vol. 944.

Pollitt M. The role of efficiency estimates in regulatory price reviews: OFGEM's approach to benchmarking electricity networks. *Utilities Policy*. **2005**. Vol. 13, p.279-288. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jup.2005.01.003>.

PROGRAMA DE NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO. **2020**. Disponible en: <http://hdr.undp.org/en/indicators/137506>. Acceso: 29 de diciembre de 2020.

Ram, M.; Bogdanov, D.; Aghahosseini, A.; Oyewo, S.; Gulagi, A.; Child, M.; Breyer, C.; Caldera, U.; Sadovskaia, K.; Farfan, J.; et al. *Global Energy System Based on 100% Renewable Energy—Power, Heat, Transport and Desalination Sectors*; Study by Lappeenranta University of Technology and Energy Watch Group: Lappeenranta, Finland; Berlin, Germany, 2019.

Rivier, J; Gómez, T. Critical analysis of Spanish power quality regulation design. Methods to Regulate Unbundled Transmission and Distribution Business on Electricity Markets. En: *Market Design Conference* (Stockolmo 16-17 junio de 2003).p 29-38.

Rosales, E.; Simon, M.; Borge, B.; Perez, A.; Colmenar, A. An expert judgement approach to determine measures to remove institutional barriers and economic non-market failures that restrict photovoltaic self-consumption deployment in Spain. *Sol. Energy*.**2019**. Vol. 18, p. 307–323.

Sappington D. Regulating service quality: A survey. *Journal of Regulatory Economics*. **2005**. Vol. 27, p.123-154. DOI: <http://dx.doi.org/10.1007/s11149-004-5341-9>.

Sarasa, C.; Dufo, R.; Bernal, J. Evaluating the effect of financing costs on PV grid parity by applying a probabilistic methodology. *Applied Science*. **2019**. Vol. 9, no. 3, p. 425. DOI: <https://doi.org/10.3390/app9030425>.

Segui, P. Todo sobre baterías y almacenamiento de energía. **2018**. Disponible en: <https://www.barriolapinada.es/baterias-almacenamiento-energia/>. Acceso 19 de julio de 2020.

Shin, H.; Geem, Z.W. Optimal design of a residential photovoltaic renewable system in South Korea. *Applied Science*. **2019**. Vol. 9, p. 1138. DOI: <http://dx.doi.org/10.3390/app9061138>.

Talavera, D.; Muñoz, E.; Ferrer, J.; Nofuentes, G. Evolution of the cost and economic profitability of grid-connected PV investments in Spain: Long-term review according to the different regulatory frameworks approved. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2016**. Vol. 66, p. 233–247. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.012>.

Tångeras T. P. Yardstick competition and quality. *Journal of Economics and Management Strategy*. **2009**. Vol. 18 p. 589-613. DOI: <http://dx.doi.org/10.1111/j.1530-9134.2009.00223.x>.

Ter-Martirosyan A. The effects of incentives regulation on quality of service in electricity markets. *Department of Economics*. George Washington University, 2003.

THE WORLD BANK. **2019**. Disponible en: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/world>. Acceso 29 de diciembre de 2020.

Vélez, S. Estudio de un sistema de almacenamiento de energía eólica por medio de baterías. In *Trabajo final de Carrera*; Universidad Politécnica de Madrid (UPM): Madrid, España, 2012.

Weisman D. Price regulation and quality. *Economics and policy*. **2005**. Vol. 17, p. 165-174. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.infoecopol.2003.11.002>.

Zhang, H.; Van Gerven, T.; Baeyens, J.; Degève, J. Photovoltaics: Reviewing the European feed-in-tariffs and changing PV efficiencies and costs. *Science World J*. **2014**. DOI: <http://dx.doi.org/10.1155/2014/404913>.

Zhang, Z. Smart grid in America and Europe. *Public Util. Fortn.* **2011**. Vol. 14, p. 32–40.

Zhu, D.; Wang, Y.; Chang, N.; Pedram, M. Optimal design and management of a smart residential PV and energy storage system. In *Proceedings of the Design, Automation, Test in Europe Conference and Exhibition (IEEE)*, Dresden, Alemania. 24–28 marzo **2014**; p. 1–6. DOI: <http://dx.doi.org/10.7873/DATE.2014.154>.

Zhu, D.; Wang, Y.; Yue, S.; Xie, Q.; Pedram, M.; Chang, N. Maximizing return on investment of a grid-connected hybrid electrical energy storage system. In *Proceedings of the 18th Asia and South Pacific Design Automation Conference (IEEE)*,

Yokohama, Japón, 22-25 enero 2013; p. 638-643, DOI:
<http://dx.doi.org/10.1109/ASPDAC.2013.6509670>.

ANEXO: COMPENDIO DE PUBLICACIONES.

ANEXO 1

¿Es posible una mejor calidad a un coste menor para el sistema de distribución eléctrica? Una aplicación al caso de Europa.

Arcos-Vargas, Ángel; Ballesteros-Gallardo, Juan Antonio; Núñez-Hernández, Fernando.

DYNA, vol. 91, no.6, p. 619-624, 2016.

DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/7956>.

Indicadores de calidad.

¿Es posible una mejor calidad a un coste menor para el sistema de distribución eléctrica?: Una aplicación al caso en Europa.

Arcos-Vargas, Ángel; Ballesteros-Gallardo, Juan Antonio; Núñez-Hernández, Fernando.

Tipo: Artículo

Revista: DYNA (0012-7361 / 1989-1490)

Año de Publicación: 2016

Volumen: 91

Número: 6

Páginas: 619 - 624

SCIE

Año (SCIE): 2016

Factor de Impacto (SCIE): 0.541

Categoría	Edición	Posición	Cuartil	Tercil	Decil
Ingeniería	SCIE	70/85	Q4	T3	D9

SJR

Año: 2016

Factor de Impacto: 0.170

Categoría	Edición	Posición	Cuartil	Tercil	Decil
Ingeniería	SCIE	239/340	Q3	T3	D8

¿Es posible una mejor calidad a un coste menor para el sistema de distribución eléctrica?

Una aplicación al caso en Europa

■■■■
 Angel Arcos-Vargas, Juan-Antonio Ballesteros-Gallardo y Fernando Núñez-Hernández
 Universidad de Sevilla (España)

DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/7956>

1. INTRODUCCIÓN

El efecto que tiene el precio y la calidad de servicio eléctrica en la competitividad y el crecimiento de una economía, es un tema clásico de análisis y discusión. El sector eléctrico, dadas sus características, siempre ha estado fuertemente regulado en general, y la distribución, al tratarse de un monopolio natural, en particular. La regulación de la distribución eléctrica afecta tanto a la construcción, explotación, retribución y niveles de calidad de servicio, que las empresas distribuidoras le deben suministrar a cada tipo de clientes.

El efecto de una disminución de los precios, tiene un impacto en los costes de producción siendo especialmente relevantes en aquellos sectores intensivos en electricidad, mientras que el efecto de una mejora de la calidad, requiere de análisis más sofisticados, basados en el valor, y no tanto en los costes del servicio. Varias investigaciones han evaluado, para el caso español, el valor de esta no "calidad", entre 1 y 2 €/kWh, lo que podría servir como valor de contraste para determinar el valor de calidad del servicio eléctrico, que maximiza el bienestar global. En este artículo no se va a determinar este valor, ya que el alcance del mismo es la distribución europea, con países de realidades y estructuras industriales distintas.

El objeto de este artículo es analizar el efecto que tiene el modelo de regulación de la distribución en la calidad de servicio, es decir, responder a la pregunta de si es posible, dada una retribución a la distribución eléctrica, mejorar la calidad de servicio, mediante un cambio en el sistema de regulación, o la pregunta dual, de si es posible reducir la retribución de la distribución, sin que esto suponga

una disminución de la calidad de servicio. También se analiza la efectividad de los incentivos frente a la retribución base.

Para el desarrollo del modelo, se han utilizado datos de la distribución eléctrica de países europeos en el período 2004-2008. Aunque la información tratada, procede de fuentes públicas de cada país, la captura, elaboración, homogeneización y tratamiento de los datos, resulta una tarea tediosa, que no siempre es posible de finalizar debido a la heterogeneidad en la forma de presentarlos; por esta razón, no se han podido tomar en la muestra todos los países europeos y, al haber cambiado en algunos la forma de presentar los resultados, la actualización del período supondría la definición de las variables "ex novo".

El artículo, que trata de ser divulgativo, no desarrollando en exceso los razonamientos econométricos, que pudieran aburrir al lector, se estructura en cinco secciones. Tras esta introducción, se revisan las principales referencias que se han encontrado en la literatura sobre el impacto que los sistemas reguladores tienen en la calidad del suministro. En la sección 3, se exponen los datos utilizados para, a continuación en la sección 4, presentar los modelos econométricos utilizados, así como los resultados obtenidos. Para terminar, en la sección 5 se exponen las principales conclusiones obtenidas y se plantean algunas recomendaciones a las distintas Agencias Reguladoras.

2. ANTECEDENTES DE INVESTIGACIONES ANTERIORES SOBRE MODELOS REGULADORES Y CALIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO

En este apartado se presenta una breve revisión de trabajos que analizan la calidad del suministro eléctrico y los sistemas reguladores. En el caso Español, el trabajo [8] plantea que la regulación eléctrica debe diseñarse de forma que las

compañías presten un servicio de suministro eléctrico con una calidad mínima acorde con sus niveles de remuneración. En Italia, existen también estudios referidos a la calidad del suministro eléctrico; en [2] se indica que existen cuatro objetivos principales para los marcos reguladores: informar y mostrar al consumidor una comparativa entre las diferentes compañías del sector, establecer y garantizar unos niveles mínimos de suministro eléctrico a los clientes, fomentar y favorecer iniciativas y proyectos para mejorar la calidad del suministro y, por último, determinar un sistema donde la calidad y los precios sean determinados por la relación directa entre los clientes y las empresas reguladas.

El estudio de los efectos de la regulación por incentivos en la calidad del suministro y la introducción de la calidad como mecanismo de *benchmarking* han sido aspectos muy estudiados en este campo. Desde que la regulación incentivada fuese introducida por primera vez en la reestructuración de la industria de telecomunicaciones británica, se ha ido incorporando paulatinamente al campo de la regulación eléctrica, existiendo numerosos estudios que analizan sus relaciones y efectos. En Estados Unidos, por ejemplo, [11] observa que la duración media de las interrupciones eléctricas deben estar acompañadas de medidas de *benchmarking* para obtener una mejora en la calidad desde el punto de vista del número y del tiempo de las interrupciones. En este sentido, el sistema *Yardstick* [10] consigue unos buenos resultados referidos a la eficiencia del sistema y a la calidad del servicio eléctrico, motivado principalmente por la elaboración detallada de los indicadores de calidad y del reembolso de parte los gastos realizados por las compañías. Por otro lado, el modelo *Price Cap* y los incentivos también ha sido motivo de estudio [12], mostrándose que este modelo no sería totalmente efectivo junto con un sistema de incentivos para la mejora de la calidad del sistema eléctrico, consecuencia extensible también a un marco regulador basado en penalizaciones

En principio parecen que las soluciones a adoptar para la regulación de la calidad de una forma efectiva no son simples [9], ya que éstas dependen de diferentes factores, como las relaciones internacionales

ANEXO 2

Optimal design model for a residential PV storage system. An application to the Spanish case.

Ballesteros-Gallardo, Juan Antonio; Arcos-Vargas, Ángel; Núñez-Hernández, Fernando.

SUSTAINABILITY, vol. 13, no.2, p. 575-600, 2021.

DOI: <https://doi.org/10.3390/su13020575>.

Indicadores de calidad.

Optimal design model for a residential PV storage system an application to the Spanish case.

Ballesteros-Gallardo, Juan Antonio; Arcos-Vargas, Ángel; Núñez-Hernández, Fernando.

Tipo: Artículo

Revista: SUSTAINABILITY (2071-1050)

Año de Publicación: 2021

Volumen: 13

Número: 2

Páginas: 575

Año (SCIE): 2019

JCR.

Año (SSCI): 2020

Factor de Impacto (SSCI): 2.576

Categoría	Edición	Posición	Cuartil	Tercil	Decil
Ciencias Ambientales	SCIE	120/265	Q2	T2	D5
Tecnologías renovables y sostenibles	SCIE	26/41	Q3	T2	D7
Ciencias Ambientales	SSCI	53/123	Q2	T2	D5
Tecnologías renovables y sostenibles	SSCI	6/8	Q3	T3	D8

SJR

Año: 2020

Factor de Impacto: 0.581

Categoría	Posición	Cuartil	Tercil	Decil
Geografía, planificación y desarrollo	182/682	Q2	T1	D3
Ciencias medioambientales	100/319	Q2	T1	D4
Ingeniería y tecnología de la producción energética	78/220	Q2	T2	D4
Gestión, control, y regulación	139/327	Q2	T2	D5
Energía Renovable, sostenibilidad y medioambiente	84/174	Q2	T2	D5

Article

Optimal Design Model for a Residential PV Storage System. An Application to the Spanish Case

Juan Antonio Ballesteros-Gallardo, Angel Arcos-Vargas * and Fernando Núñez

Industrial Engineering and Management Science, University of Seville, 41092 Seville, Spain; jballesteros@us.es (J.A.B.-G.); fnunezh@us.es (F.N.)

* Correspondence: aarcos@us.es; Tel.: +34-9544-85969

Abstract: Self-consumption of photovoltaic energy is being promoted as an effective way for energy consumption in residential households. The European Directive 944/2019 promotes the use of green energy and battery energy storage systems (BESS) for self-consumption and, in Spain, the 244/2019 Royal Decree of the Spanish electrical regulatory framework allows the self-consumption of energy with a photovoltaic (PV) facility for residential use, as well as the injection of the surplus energy into the grid for which compensation will be received. At the same time, new developments in PV and BESS technologies reduce the costs of facilities, a fact that can increase the profitability of self-consumption through PV energy. This study evaluates the profitability of a household PV facility with BESS using a model based on real market prices, hourly data from user smart meters, and their own location; especially, the model gives the best configuration of PV panels power and BESS capacity. The financial indicators taken as reference for the results and conclusions are the Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), and Investment Return (IR). Our method examines also the effect of the BESS and PV panel costs on the profitability of the facility. Unlike other studies, our model is based on actual (not simulated) demand and price data, and it can be easily extended to other locations and market prices.

Citation: Ballesteros-Gallardo, J.A.; Arcos-Vargas, A.; Núñez, F. Optimal design model for a residential PV storage system. An application to the Spanish case. *Sustainability* **2021**, *13*, 575. <https://doi.org/10.3390/su13020575>

Keywords: renewable energy; residential PV facilities; storage systems; self-consumption; financial analysis

Received: 14 November 2020

Accepted: 28 December 2020

Published: 9 January 2021

Publisher's Note: MDPI stays neutral with regard to jurisdictional claims in published maps and institutional affiliations.



Copyright: © 2021 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

1. Introduction

Many countries in the European Union (EU) have implemented different policies in order to improve and develop solar energy systems (instead of fossil ones) after the European Directive 944/2019 [1]. The objective of this legislative framework is to achieve a cleaner energy generation and decrease the impact of emissions on the environment. In Spain, the 244/2019 Royal Decree [2] established the technical and administrative requirements for the self-generation and consumption of energy. In particular, this decree allows households to inject the surplus energy into the electricity market, being the company with which a user has contracted electricity supply from, to offset the income earned by the prosumer on the electricity bill. At the same time, all the administrative process has been simplified; thus, currently, a seller only has to present to the Spanish Public Administration a formal declaration (endorsed by an engineer) indicating that technical and administrative requirements for the sale of energy are met. The developments of these policies create therefore a suitable framework to support the investment in household PV facilities.

The purpose of this research is to provide an economic and operational model for a household PV facility, with or without a battery energy storage system (BESS), that aims to optimise the power of the PV panels and the capacity of the BESS. With the only input of the household demand and its own location, the proposed model provides the best

configuration of them (panels and BESS) according to certain financial indicators; this outcome is especially useful for installers, prosumers and system regulators.

The regulatory changes during recent years, in many countries, have tended to encourage green energies, together with the continuous improvement in cost and efficiency of photovoltaic (PV) panels. According to Arcos [3], the current PV energy regulation promotes the flexibility of the electrical market through the self-consumption and storage of the energy produced by residential householders. Dusonchet and Telaretti [4] presented an economic analysis of a photovoltaic (PV) facility without BESS in western EU countries in the year 2009. They pointed out that most of the countries (14 out of 17) have introduced policies to support PV household facilities, but the saving in tariffs did not cover the expenses of the facility in five of them (Netherlands, Luxembourg, Finland, Ireland and Sweden). Campoccia et al. [5] concluded that the countries with net-metering and active self-consumption in 2013 (Italy and Greece) have the highest profitability indexes for PV facilities, which suggests that domestic PV generation needs Government support through favourable self-consumption regulatory schemes. In the case of Spain, Del Rio and Mir-Artigues [6] recommended in 2012 an optimisation of the feed-in tariffs for the domestic PV self-consumers, and the simplification of the administrative process as main changes to make residential PV facilities attractive. The same conclusion was reached in 2016 by Bayod-Rújula et al. [7], highlighting the negative effect of the solar tax established in the Royal Decree 900/2015 in the PV-BESS deployment, as the self-consumers pay also for the use and maintenance of the power net, although they use it the least.

The following papers take, in essence, a financial perspective—although the approaches adopted are very diverse—Del Coso et al. [8] and Chen [9] raised the question whether the PV facility costs will be covered by the savings in consumption from the supply network and the sale of surplus energy to the electrical market. Zhu et al. [10] presented in 2013 an optimisation analysis for hybrid BESS, not connected to PV panels, based on the total return on investment (ROI), with the conclusion that the BESS for residential use improves the ROI up to 60%. The levelized cost of energy (LCOE) was reviewed by Zhang et al. [11] in the year 2014 for the European electrical market. They observed that the LCOE for PV facilities decreases as a consequence of technological evolution and that the feed-in tariffs to support the PV deployment were reduced or even eliminated. The efficiency is increased in the overall energy process, with facility energy prices being similar to the price of electricity supplied by the network. For their part, Ghiassi et al. [12] studied in the year 2015 the optimal capital budget for solar farms (not residential facilities) with BESS, concluding that the PV panel cost is the 96–99% of the initial investment on solar panels and the rest on batteries. In our opinion, the proposal of Lorenzi and Santos [13] provided a novel approach. Thus, they compare two different strategies to optimise self-consumption in PV systems (in Portugal): storage and demand response. According to them, the most advantageous alternative will be the one that minimizes the daily expenditure for electricity (they do not adopt our annual cash flow perspective). Moreover, to deal with peak hours, its storage model imposes a different behaviour on weekdays and weekends that are not necessary for our model; thus, they assume that, during weekdays, the majority of the time is constituted by peak hours, so the surplus PV energy is forced to be injected in the battery.

The grid parity for PV panels has been widely analysed as well. Mondol and Hillenbrand [14] performed a review of grid parity in the year 2012, concluding that the Southern countries (Spain, Italy, Portugal and Greece) were the most suitable for reaching the grid parity as a consequence of the higher level of solar irradiation. In the case of Spain, they estimated that grid parity would be reached in Southern and Northern areas in 2014 and 2017, respectively, under the assumptions of an electricity price-increase rate of 3% and a cost-decrease rate of 4% for PV facilities. In 2018, Chiacchio et al. [15] determined the performance (in terms of plant and services availability) of a PV facility of 4.32 kWp located at Catania, connected to a 13.2 kWh BESS, and with a residential consumption of 4500 kWh. The facility provided enough energy during 98% of the time with a bill cost of

17€ and an income of 157€. Although the household was nearly autonomous, with only 2% of grid consumption, the cost of the facility was not covered in before 20 years passed; moreover, the PV facility achieved a real environmental benefit that would need to be empowered by government policies. For their part, Chiacchio et al. [16] carried out an economic geographic comparison for a facility of 2.8 kWp PV panels with a 6.4 kWh BESS, covering a domestic consumption of 3700 kWh, and located either in the South or the North of Italy. The research used a historical series of environmental variables for the period 2008 to 2017. The result obtained reveals that the facility in the South area covered the whole demand of the household, whereas the facility located in the North area does not reach that; however, the connection to the network in the South was still necessary to avoid undesired service shortage. Shin et al. [17] proposed in the year 2019 a model for residential PV systems without BESS in South Korea. Unlike our study, their model is based on a genetic algorithm designed to minimize electricity bills and facility costs. Zhu et al. [18] designed an algorithm to optimise a residential facility with PV panels and BESS based on an initial budget. In this last research, the algorithm predicts the PV generation and energy consumption at the beginning of the day, while we use specific software for the PV generation and daily data from user smart meters for the domestic consumption. There are some studies that analyse the deployment of PV energy in Spain (from a financial perspective). Thus, Talavera et al. [19] studied the influence of the Spanish policies from 1998 to 2014 on the LCOE for residential PV panels, highlighting that the high number of policies published in the last decade (more than 12) created an unfavourable framework for investors.

Nowadays in Spain, with more mature technology and more suitable policies, it is considered that net-metering is an excellent way to improve the profitability and sustainability of PV panels. Colmenar et al. [20] studied the profitability of household PV panels with or without BESS in the year 2012 in Spain. They concluded that facilities without BESS were more profitable than the ones with BESS, but the use of BESS contributed to the stability of the grid by injecting surplus energy in the daily slots of higher demand. They estimated the generation profile from Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) and the demand as an hourly average along the months from government data in the period from 1981 to 1998; however, they were not focused on the best combination of PV panel peak power and BESS capacity, either in the advantage of the use of BESS. For its part, Bernal and Dufo [21] analysed the economic viability of a residential PV facility located in Saragossa (Spain) in the year 2016 but without focusing on the optimisation of the PV panel and BESS capacity for domestic use; they considered different scenarios for energy price, cost of development and annual energy production based on theoretical values of PV generation and energy demand. The project was generally profitable but there were some entry barriers for the investors, due to the long payback time (not less than 9 years), the high dependency of regulated and feed-in tariffs and the energy sell price (0.41 €/kWh); for example, they pointed out that a slight reduction of the feed-in tariffs could prevent the investment from being covered.

In 2017, Lopez and Steinenger [22] highlighted that the Spanish regulation hinders the PV facility for self-consumption as the return of investment is low (<2.2%). Moreover, the incentives created for grid connection were inefficient, considering that a dynamic net billing could help to promote the PV deployment. Note that these authors do not consider energy storage in their study nor do they try to identify an optimal configuration of the PV installation (with storage) for a typical consumer; moreover, they consider some charges on the prosumer bill that are not currently in force in Spain. More recently, in 2019, Rosales et al. [23] proposed a combination of feed-in tariff premiums in combination with a net-metering mechanism to compensate the consumption of the Spanish PV self-consumers with remuneration for the surplus energy produced. They also recommended the use of BESS to maximize the consumption of the PV energy and consequently extract an extra benefit from the facility. Finally, Sarasa et al. [24] applied Monte Carlo simulation (with data from the year 2019) to estimate the LCOE in Spain for three PV facilities of

different sizes (5 kW, 50 kW and 500 kW of nominal power). In the case of a residential facility of 5 kW, the grid parity was achieved when the module cost was 0.4 €/kWp, with an internal rate of return-of 10% for productions of 1 200 kWh/kWp and above.

The aim of this paper is to provide a general model that, for a specific user profile and PV facility location, gives the optimal configuration of BESS capacity and PV panel peak power according to the financial indicators Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR) and Return of Investment (IR). Given that the financial indicators depend on the BESS and PV panel costs, and that these costs are falling in recent years, an analysis is carried out to measure the effect of the decreasing trend of these two costs on those financial indicators. In our opinion, this paper presents at least two main contributions: the data sources and the flexibility of the model of energy generation, sales and self-consumption. We use data from the Spanish market: the production of photovoltaic energy has been obtained from PVGIS (a specialized software), while the domestic energy demand comes from the hourly data of the user smart meters. Notice that our demand data is not the result of a simulation process, as is usually the case in the literature in this field; for this reason, the results obtained from our analysis are more accurate than those based on-demand algorithms or simulations. As for the flexibility of the model, it is remarkable that unlike those studies based on mathematical simulation, which are the majority in this field (see, for example, Ghiassi et al. [12]), Zhu et al. [18], Colmenar et al. [21], Bernal and Dufo [22] and Sarasa et al. [23]), our empirical financial model can easily be extended to other locations or pricing schemes.

Finally, the self-consumption model presented in this paper could be interesting for regulators, households, entrepreneurs, and scholars. It is a business opportunity for the system regulator, since it improves the maintenance, developments and losses of the transmission networks, as a consequence of the self-consumption energy and the surplus energy injected into the market. For their part, households and entrepreneurs (prosumers) may know the economic revenues and profitability of the PV facilities, taking into account all the relevant (technical and economic) information, defining the right PV facility and storage capacity. Additionally, this initiative will produce a significant benefit to the environment, as it replaces energy obtained from fossil fuels (at least partially) by one without emissions.

The rest of this paper is organized as follows. Section 2 describes the model, the basic concepts of a PV facility with BESS, and the data description. Section 3 presents the results and financial assessment. Section 4 contains the discussion and, finally, Section 5 the conclusion.

2. Methods and Materials

2.1. A Model for Energy Self-Consumption Using PV Panels

The model used in this paper is designed for a home with a PV panel connected to the grid and which may or may not have an energy storage system—the two scenarios are analysed. Network defection is not considered, as the economic impact of a breakdown in the facility of the residential user would be much greater than the possible benefits from this alternative. In addition, being connected to the grid allows the obtaining of additional incomes by injecting the electricity produced into the grid at times when it surpasses the residential electricity demand [25]. Considering the existence of energy storage, Figure 1 depicts schematically the main parts of the household facility and the energy flows between the different parts. Each residential facility consists of three different components, which are managed by a control system: a battery system (BESS), the PV panels and an inverter module.

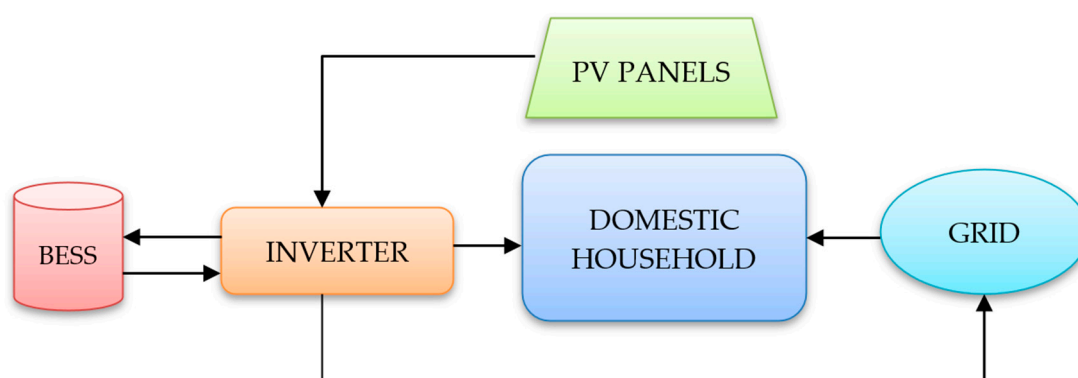


Figure 1. Facility configuration and energy flows. Source: own elaboration.

The first configuration analysed consists of a residential user connected to the grid and PV panels and without BESS—note that, in this scenario, the BESS component has to be removed from Figure 1. In this configuration, the savings come from the energy consumed from the PV panels (avoiding, therefore, the grid consumption) plus the income obtained from the surplus energy sold to the network. When the residential demand is higher than the production of PV panels, grid energy needs to be consumed to fully cover the domestic demand. The profitability of this facility mainly depends on the energy produced by the PV panels (either providing savings or incomes) and the cost of the facility, factors which will be driven by the size of the BESS and PV panels. This model is similar to the one proposed by Arcos et al. [26], although this last study does not consider the possibility of selling surplus energy to the market.

The second configuration is a little more sophisticated than the first one and, until recently, it was not allowed in some European countries, including Spain. The difference with the first scenario is the existence of a BESS which is connected to the PV facility. Then, the PV energy has three possible destinations, in this order: the domestic demand, the battery (if PV generation exceeds residential demand during off-peak hours, case II in Table 1), and the grid (if generation exceeds demand and the battery is either fully charged or partially charged and the hours are peak hours, case I in Table 1). The residential demand is satisfied firstly with the production of the PV panels, secondly with the BESS energy and finally, if necessary, with the grid (as in case III, Table 1). The BESS is a key element in the model because it allows the storage of surplus energy for further consumption (for example, in night hours). The BESS is charged with the excess of power produced by the PV panels during off-peak hours, and it is discharged when the PV production cannot meet the residential demand, a fact that happens mainly during the night.

Table 1. Operating model for the facility. Source: own elaboration.

Scenarios		Operations
PV Generation > Domestic Consumption	BESS fully charged	(I) PV consumption + Sale to market
	BESS partially charged	Peak hour
		Off-peak hour
		* We move to (I) when charging is completed
PV Generation < Domestic Consumption		(III) PV consumption + BESS consumption (charged or partially charged) + Network consumption (if necessary)
PV Generation = Domestic Consumption		(IV) PV consumption

The operating model offers two main benefits: the savings for the energy consumed from the PV panel and the BESS unit (therefore avoiding the grid energy consumption)

and the incomes from the energy sold to the market according to net-metering regulations. Table 1 shows the operating model for the PV generation in the facility.

Given the operating model described in Table 1, the main economic question that this paper addresses is: “Given a user’s annual hourly demand, which is the PV and BESS size configuration that optimises the investment?”. For this purpose, three financial indicators are calculated for different configurations of BESS and PV panels: the net present value (NPV), the investment return (IR) and the internal rate of return (IRR). The operation of the PV system with storage is described in Equations (1)–(5).

Equation (1) models the hourly charge level (E_{BL}) of the BESS at the beginning of each hour, as the battery charge level at the beginning of the previous hour (E_{BL}^{-1}), plus a percentage of the PV energy delivered by the panels to the battery (E_{CH}), minus the energy outflow from the BESS used for consumption (E_C^B). Parameter η represents the round trip efficiency of the BESS, according to which not all the energy received from the panel (E_{CH}) can be stored in the battery and not all the energy outflow is consumed by the household. The energy stored can not exceed the limit capacity of the battery (P_B).

$$E_{BL} \equiv E_{BL}^{-1} + \sqrt{\eta} \times E_{CH} - E_C^B / \sqrt{\eta} \quad E_{BL} \leq P_B; \eta \leq 1 \quad (1)$$

Equations (2.1) and (2.2) model the hourly energy generation of the PV panels, as well as its destination. The PV energy generation (E_{PV}) can be modelled as the expected PV energy generation every hour (e_G)—data from PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System)—plus a random disturbance (u_G) which follows a normal distribution $N(0, \sigma_u^2)$, and allows controlling for certain unexpected events such as unexpected cloudiness, an unexpected failure of the PV installation, measurement errors, etc. This PV energy can be used directly for self-consumption (E_C^{PV}) or to be sold to the market (E_S) when it is a peak hour or the battery is full (Equation (2.1)). When the BESS is partially charged and the hour is off-peak, part of the PV energy (E_{PV}) is also used to charge the battery (E_{CH})—Equation (2.2).

$$E_{PV}(P_{PV}^+) = e_G + u_G \equiv E_C^{PV} + E_S \quad E_{BL} = P_B \text{ or } E_{BL} < P_B \text{ \& peak hour} \quad (2.1)$$

$$E_{PV}(P_{PV}^+) = e_G + u_G \equiv E_C^{PV} + E_{CH} + E_S \quad E_{BL} < P_B \text{ \& off - peak hour} \quad (2.2)$$

Equations (3.1) and (3.2) show that the hourly energy consumed from the facility (E_F) is the sum of the energy supplied directly from the PV panels (E_C^{PV}) and the energy supplied by the BESS (E_C^B), when the production of PV energy (E_{PV}) is lower than the energy demanded by the household (E_D)—Equation (3.1). If the production of PV energy (E_{PV}) is greater than the energy demanded (E_D), the PV panels can support directly the demand (Equation (3.2)).

$$E_F(P_{PV}^+, P_B^+) = E_C^{PV}(P_{PV}^+) + E_C^B(P_B^+) \quad E_{PV} < E_D \text{ \& } E_{BL} > 0 \quad (3.1)$$

$$E_F(P_{PV}^+, P_B^+) = E_C^{PV}(P_{PV}^+) \quad E_{PV} > E_D \quad (3.2)$$

The hourly surplus energy produced by the PV panels (E_{EX} , Equation (4)) is defined as the difference between the PV energy generation (E_{PV}) and the energy used directly by the household from the panels (E_C^{PV}). This surplus energy (E_{EX}) is intended to be sold in the market (E_S) or to charge the BESS (E_{CH}).

$$E_{EX} = E_{PV} - E_C^{PV} = E_S + E_{CH} \quad E_{PV} > E_C^{PV} (= E_D) \quad (4)$$

Equations (5.1) and (5.2) describe the hourly energy consumed by the household (E_D). The real energy demanded by the household (E_D) is the sum of the expected demand (e_D) and the random disturbance ($v_d \sim N(0, \sigma^2_u)$) of zero mean. When the energy supplied directly by the PV panels (E_C^{PV}) and the energy supplied by the BESS (E_C^B) is equal to the energy demanded (Equation 5.1), it is not necessary to buy energy from the market; the household is powered only by the facility. In the case of energy supplied by the facility,

(E_F) is not able to fully cover the household demand (Equation (5.2)), it is necessary to purchase energy in the market (E_P).

$$E_D(P_{PV}^+, P_{PB}^+) = e_D + v_D \equiv E_F(P_{PV}^+, P_{PB}^+) \quad E_C^{PV} + E_C^B \geq E_D \quad (5.1)$$

$$E_D(P_{PV}, P_B) = e_D + v_D \equiv E_F(P_{PV}^+, P_{PB}^+) + E_P(P_{PV}^-, P_{PB}^-) \quad E_C^{PV} + E_C^B < E_D \quad (5.2)$$

The financial model is formulated in Equations (6)–(12). Equation (6) computes the annual income received (IC) in the year t from the energy sale (E_S) at market price (PE). Equation (7) defines the annual savings (S) coming from the energy consumed but not purchased in the market; that is, the energy consumed from the facility (E_F), valued at market price (PE) plus the access tariff (AT).

$$IC_t = E_S(P_{PV}^+) \times PE \quad (6)$$

$$S_t = E_F(P_{PV}^+, P_{PB}^+) \times (PE + AT) \quad (7)$$

Finally, the cash flow in the year t (CF_t) is defined in Equation (8) as the incomes from sales (IC_t) plus the savings from self-consumption (S_t) minus the acquisition cost of new devices in the year t (I_t), if any.

$$CF_t = IC_t + S_t - I_t \quad (8)$$

Observe that sales (E_S) and self-consumption from the facility (E_F) are increased by more powerful PV panels (P_{PV}) and higher BESS capacity (P_B), also the falling network consumption (E_P). The greater these two determinants (P_{PV} and P_B), the greater the savings, the incomes and, consequently, the cash flows from the facility.

The model for the facility without BESS can be easily adapted from this one by removing its influence; that is, the capacity of the BESS (P_B), its charge level (E_{BL}), the energy used to charge it (E_{CH}), and the consumption from it (E_C^B) become null. Additionally, we drop Equation (1) and unify Equations (2.1) and (2.2) by removing E_{CH} and their respective conditions.

Once we generate the cash flows for each possible configuration (facility with or without BESS), the project NPV and the IR indicator are mathematically defined by the following equations:

$$NPV = -I_0 + \frac{CF_1}{(1+k)} + \frac{CF_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+k)^n} = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t} \quad (9)$$

$$IR = \frac{NPV}{I_0} \quad (10)$$

where n is the number of years of the project, CF_t is the cash-flow of the year t , k is the discount rate, and I_0 represents the cost of the facility at the beginning of the project (initial investment), i.e., the panels and BESS acquisition costs.

For its part, the IRR index is given by the discount rate k at which the NPV equals 0, having the following equation:

$$-I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (11)$$

Finally, the investment required is defined as follows:

$$I_t = C_{PV} + C_B = P_{PV} \times C_{uPV} + P_B \times C_{uB} \quad (12)$$

where C_{PV} and C_B are the cost of the panels and BESS respectively. They are obtained by multiplying the power of the PV panel (P_{PV}) and the capacity of the BESS (P_B) by their respective unitary costs (C_{uPV} and C_{uB}) –the BESS cost would be zero for the facility without storage.

With the analysis above, we define the optimisation problem as follows:

Mathematical model

Given:

- 1) An hourly PV energy generation E_{PV} .
- 2) The hourly demand profile, E_D .
- 3) The energy price (PE) and access tariff (AT).
- 4) The round trip efficiency of the BESS (η).
- 5) The daily peak hours and off-peak hours.

Find: PV panel peak power (P_{PV}) and battery capacity (P_B) for different scenarios of investment costs (I_t) and annual residential demand (D).

Maximize: The financial indicators (optimised separately):

$$NPV = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t} \quad (9)$$

$$IR = \frac{NPV}{I_0} \quad (10)$$

$$NPV(k = IRR) = 0 \Rightarrow -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (11)$$

where:

$$CF_t = IC_t + S_t - I_t \quad (8)$$

$$IC_t = E_S \times PE \quad (6)$$

$$S_t = E_F \times (PE + AT) \quad (7)$$

$$I_t = C_{PV} + C_B = P_{PV} \times C_{uPV} + P_B \times C_{uB} \quad (12)$$

Subject to:

- 1) BESS level constraint:

$$E_{BL} = E_{BL}^{-1} + \sqrt{\eta} \times E_{CH} - E_C^B / \sqrt{\eta} \quad E_{BL} \leq P_B ; \eta \leq 1 \quad (1)$$

- 2) PV outflow constraints:

$$E_{PV} = e_G + u_G \equiv E_C^{PV} + E_S \quad E_{BL} = P_B \text{ or } E_{BL} < P_B \text{ \& peak hour} \quad (2.1)$$

$$E_{PV} = e_G + u_G \equiv E_C^{PV} + E_{CH} + E_S \quad E_{BL} < P_B \text{ \& off - peak hour} \quad (2.2)$$

- 3) Self-consumption constraints:

$$E_F = E_C^{PV} + E_C^B \quad E_{PV} < E_D \text{ \& } E_{BL} > 0 \quad (3.1)$$

$$E_F = E_C^{PV} \quad E_{PV} > E_D \quad (3.2)$$

- 4) Surplus energy constraint:

$$E_{EX} = E_{PV} - E_C^{PV} = E_S + E_{CH} \quad E_{PV} > E_C^{PV} (= E_D) \quad (4)$$

- 5) Hourly demand constraints:

$$E_D = E_F \quad E_C^{PV} + E_C^B \geq E_D \quad (5.1)$$

$$E_D = E_F + E_P \quad E_C^{PV} + E_C^B < E_D \quad (5.2)$$

Observe that the model and methodology presented in this paper can be easily implemented in other market frameworks since costs, incomes and savings of the project are based on real market variables (on an hourly basis).

2.2. Model Input Information

This section describes the data used in the model. We analyse four different data sources: demand profiles, energy price and tariffs, facility technology, and location and energy production.

2.2.1. Demand Profile

The hourly consumption of the domestic household (E_D) is one of the main variables considered in the analysis as it is the key element for PV power and BESS capacity optimisation. The standard consumption of a residential household during a day depends on the month of the year considered, which in turn is influenced by external variables such as weather conditions or holiday seasons. As a representative example, Figure 2 shows the hourly household consumption from the grid (E_P) obtained from the OMIE (Iberian

Electricity Market Operator) on the 15th day of four different months: March, June, September and December. This variable is obtained from the smart meters installed in domestic households [27,28].

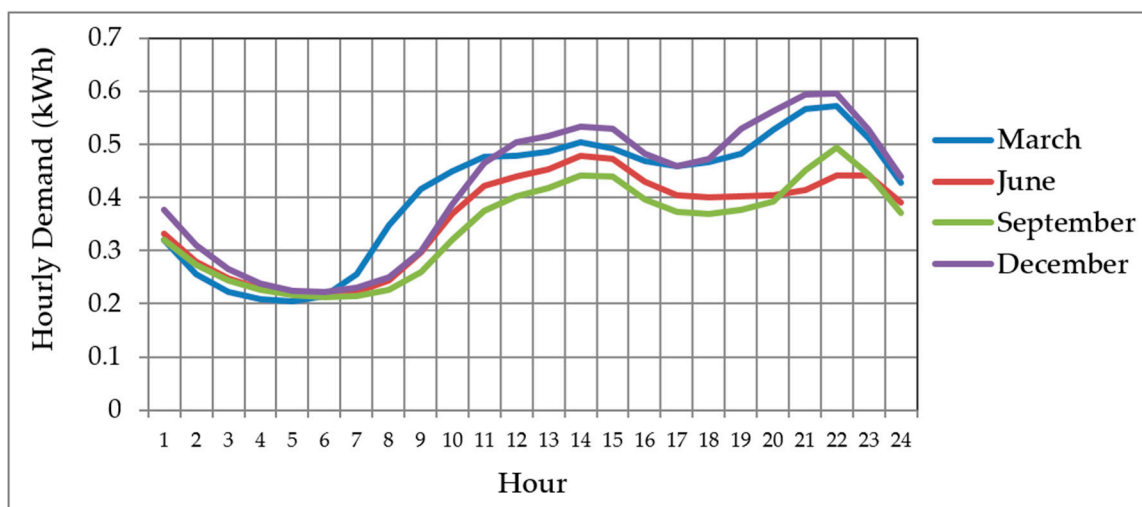


Figure 2. Hourly consumption from the grid (E_p) along a day. Source: OMIE [29].

Consumption from the grid (E_p) falls during the night hours from 0.4 kWh to 0.2 kWh, with similar patterns for each month. This is because few devices are connected to the network during the night, apart from the ones which need to be always connected (such as refrigerators). After that, demand increases from 7:00 a.m. reaching a local maximum at 14:00, ranging the consumption in this last hour from 0.45 (September) to 0.55 kWh (December). This growth is observed because people connect devices to the network (for instance, air conditioning, electric oven, hob, etc.). From 14:00, the curves show different patterns, as the work and weather conditions are different from one month to another. After a slight decrease between 14:00 and 18:00, consumption increases again until 22:00 reaching, at that hour, the peak of daily consumption, being in the range of 0.45 (September) and 0.6 kWh (December).

The seasonality of energy consumption from the grid (E_p) is represented in Figure 3, depicting the total amount of energy demanded in every month. As can be observed, summer and winter months present the higher rates due to the devices used in order to mitigate the effects of the weather conditions. The range of the total monthly consumption is between 253 kWh in May and 339 kWh in January.

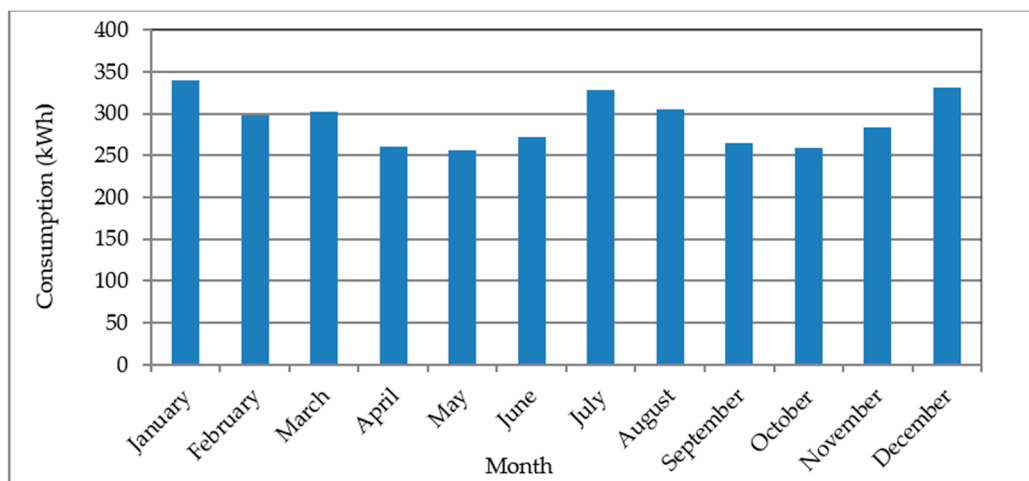


Figure 3. Total monthly energy consumption. Source: OMIE [29].

2.2.2. Energy Price and Tariffs

The market price of the energy (PE) is an hourly variable which can be obtained from the OMIE database [29]. OMIE is the nominated electricity operator for managing the Iberian Peninsula's electricity markets. It operates 24/7 and manages the transactions for the sellers and buyers who trade on the electrical market. There are more than 1000 agents in total and involving over 15 million transactions per year. Through all the bids for selling and acquiring energy, OMIE builds the aggregate supply and demand curves and implements the matching process, starting with the cheapest offers until demand is satisfied in each programming period, and resulting in the end with the price and the amount of energy in the period [30]. Figure 4 shows that the crossing point of both aggregate curves determines the market price (PE) and the quantity of energy for the scheduling period. Note that the day-ahead prices are important in our model because they allow for the determining of the cost of the bill paid to the market.

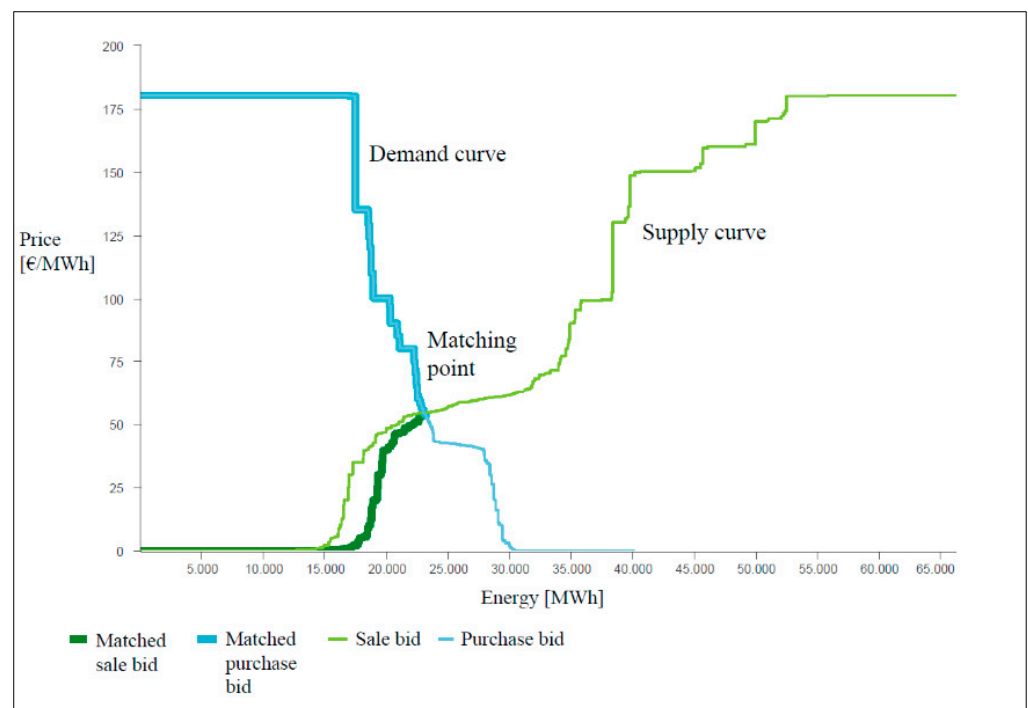


Figure 4. Demand and bid curves on 28 February 2019. Source: OMIE [29].

The day-ahead market price is fixed every hour, depending on the total energy demanded by consumers and the type and quantity of energy bids offered by the suppliers (green or non-renewable energies). As an example, Figure 5 contains the average hourly prices (PE) for March, June, September and December.

Note that the shape of the curves is similar to that of the daily household consumption (E_p) of the previous section (Figure 2), with similar peak and off-peak hours during the day. Winter and summer months have the most expensive prices, caused by the peak in energy demand, their market prices being nearly one and a half times the prices of the cheapest months (March and September). The effect of the energy demanded on the market price is also observed during the entire day. In this sense, those hours with higher demand also have higher prices.

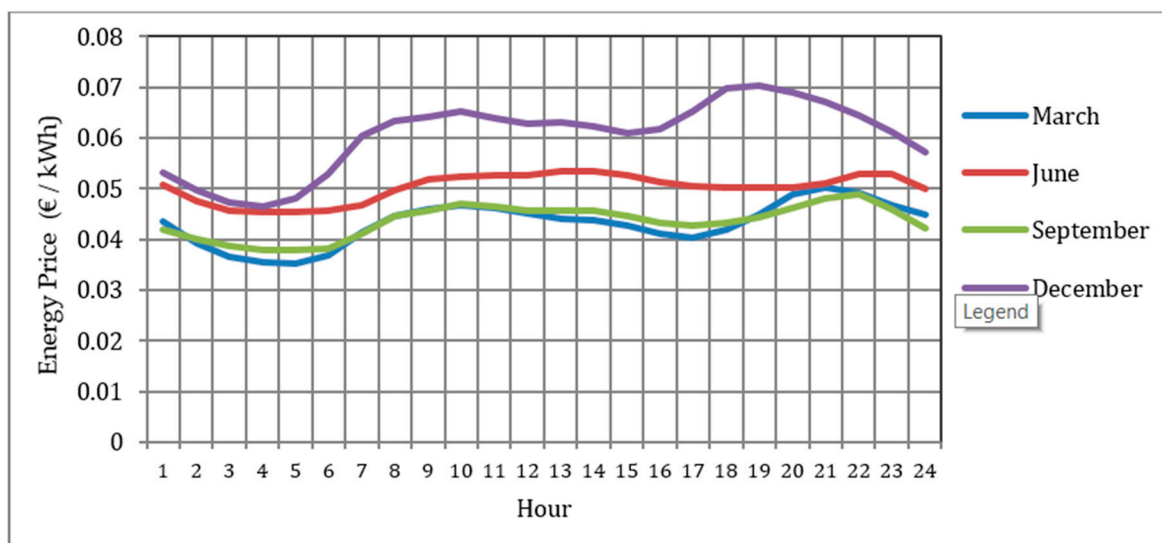


Figure 5. Average hourly market price during a month. Source: OMIE [29].

Additionally, when energy from the grid is consumed (E_p), it is necessary to pay an hourly access tariff (AT). There is also a yearly price (PP), related to electrical power contracted by the user (CoP). This model assumes the 2.0 HDT hourly discrimination Spanish tariff for the domestic household, with a contracted power of 4.4 kW (CoP). This tariff is regulated by the Spanish Government; its value depends on both the peak and off-peak hours and the season of the year. Table 2 summarizes the values of the tariffs used in this research.

Table 2. Fixed and variable tariffs for grid access. Source: own elaboration.

Item			Value
Annual demand of the household (D)(kWh)			3500
Contracted Power (CoP) (kW)			4.4
Yearly price of the contracted power (PP) (€/kW)			38.04
Access tariff (AT) (€/kWh)	Winter	Peak (12:00–22:00)	0.062012
	Winter	Off-peak (22:00–12:00)	0.002215
	Summer	Peak (13:00–23:00)	0.062012
	Summer	Off-peak (23:00–13:00)	0.002215

The Value Added Tax (VAT) for energy consumption in Spain is 21.0% and it is applicable to the complete energy bill. Moreover, there is a specific electricity tax of 5.11% on the net consumption bill and contracted power [30].

2.2.3. Technology of the Facility

The facilities assessed in this research are composed of several PV panels (made from crystalline silicone) [9], an inverter and a BESS to store the surplus energy. The slope and azimuth angle can be adjusted to the location where they are installed, in order to maximize energy production. Additionally, the energy generation of these panels (E_p) depends on their own peak power (P_{PV}). Then, higher peak power derives in higher energy generation, as is exemplified in Figure 6 for PV panels located in Seville City on 21 June. Higher peak powers provide also greater amounts of energy that can be used for self-consumption (E_C^{PV}), BESS storage (E_{CH}), or electricity sale (E_S)—Equations (2.1) and (2.2)—, thus generating greater cash flows (CF_t , Equation (8)). The panel acquisition costs (C_{PV}) are also more expensive, so the facility needs to be adjusted to the hourly user demand (E_D) in order to make it profitable. In this research, the unitary cost for the PV panels (C_{uPV}) is 900 €/kWp (In addition to these references, the unitary cost of the PV system has been

contrasted with a real offer made by a local contractor in Spain; the offer includes EPC, BoS, inverter, PV modules and others) [31–33]. An important aspect to take into account is that this cost refers to the total price of an installed roof PV system, including Engineering Procurement and Construction (EPC), Balance of Systems (BoS), inverter, PV modules and others. The only cost that has not been considered in this total is the fixed installation cost (permitting and other legal issues) since in many Spanish municipalities there are equivalent subsidies that offset these costs—note also that this assumption simplifies the programming of the model.

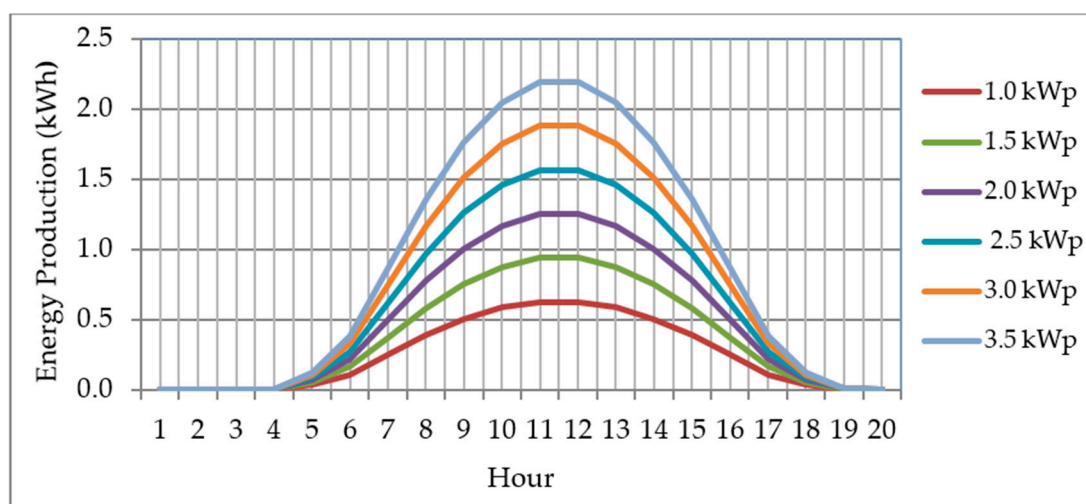


Figure 6. Energy generation (E_{PV}) for different photovoltaic (PV) peak powers (P_{PV}) at Seville City on 21 June. Source: Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [34].

The BESS uses a Li-Ion battery—a detailed study of the different categories of energy storage technologies, as well as their technical performance and future perspectives, can be found in Arcos et al. [35]. Following these authors, Table 3 presents the main characteristics of the Li-Ion batteries, which are obtained by combining information from various sources: Gomez et al. [36], Segui [37], Bardo [38], Hernández [39], Battery University [40], Jofemar Energy [41], Vélez [42], Clean Technica [43] and IRENA (International Renewable Energy Agency) [44].

Table 3. Main features of Li-Ion batteries. Source: [35–44].

Item	Value
Specific energy (Wh/kg)	130–147
Energy density (Wh/L)	250–730
Specific power (W/kg)	250–340
Nominal voltage (V)	3.6
Charge/discharge (cycles)	5000
Monthly self-discharge (%)	3.0%
Round-trip efficiency, η (%)	92.0%
Unitary Cost, C_{uB} (€/kWh)	100
Shelf life (years)	12

The current performance of this type of storage technology has been significantly improved in recent years. In particular, the unitary cost (C_{uB}) has been reduced by an average of 20% per year during the period 2010–2019 and, given the intensity of research focused on this field, it is foreseeable that the downward trend will continue. If the cost reduction continues at this rate, costs would be halved in 3.5 years (Equation (12)).

2.2.4. Location and Energy Production

The energy generated (E_{PV}) depends on the solar irradiation received by the PV panels during the day and on their own peak power. The Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) of the European Commission provides information about the irradiation received on a PV panel, depending on its own position (latitude and inclination) and considering also the sunlight reflection, the changes in the solar spectrum, and the module temperature. The facility is located in Seville City, but the model can also be implemented in another location, knowing the hourly demand (see Figure 3). The parameters of the PV panel configuration (obtained from PVGIS) are shown in Table 4.

Table 4. Location and parameters for the PV panels. Source: PVGIS [34].

Item	Value
Location (Seville) (°):	37.389–5.995 (Seville)
Database used:	PVGIS-SARAH
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed (kWp):	1.0
Surface (m ²)	5.0
Number of panels	2
System efficiency (%):	18
Slope angle (°):	34
Azimuth angle (°):	2
Yearly PV energy production (kWh):	1599.92
Yearly in-plane irradiation (kWh/m ²):	2187.31

The curve of the hourly energy generated (E_{PV}) by a 1.0 kWp PV panel located at Seville City is shown in Figure 7, taking the first day of March, June, September and December as references.

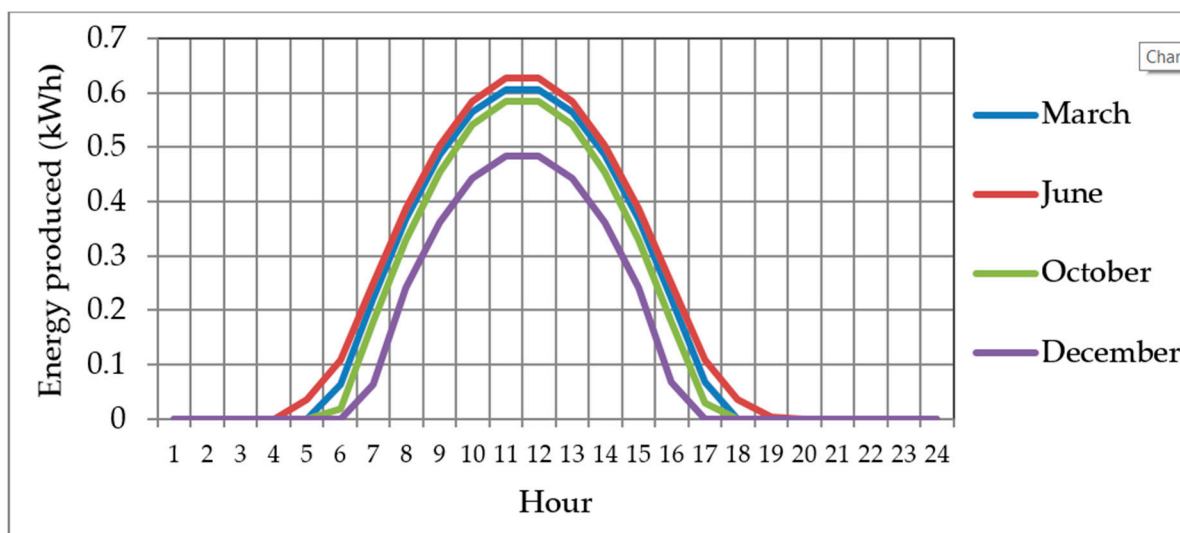


Figure 7. Hourly energy generation (E_{PV}) for a 1.0 kWp PV panel located at Seville City on 1 March, June, September and December. Source: PVGIS [34].

Note that the maximum energy production for a PV panel (E_{PV}) happens around 12:00 regardless of the month considered. Moreover, as the production depends on the solar irradiation received, the summer months present the higher production rates, while the winter months present the lower rates. An important thing to note is that the time slot in which the panels produce energy is longer in summer months (approximately two

hours earlier in the morning and two hours later in the evening) as a consequence of the greater amount of sun hours.

The superposition of the demand profile (E_D) and the production curve (E_{PV}) during the day will show the intervals where the facility is able to fully cover household demand. Figure 8 represents both curves for 24 June 2018.

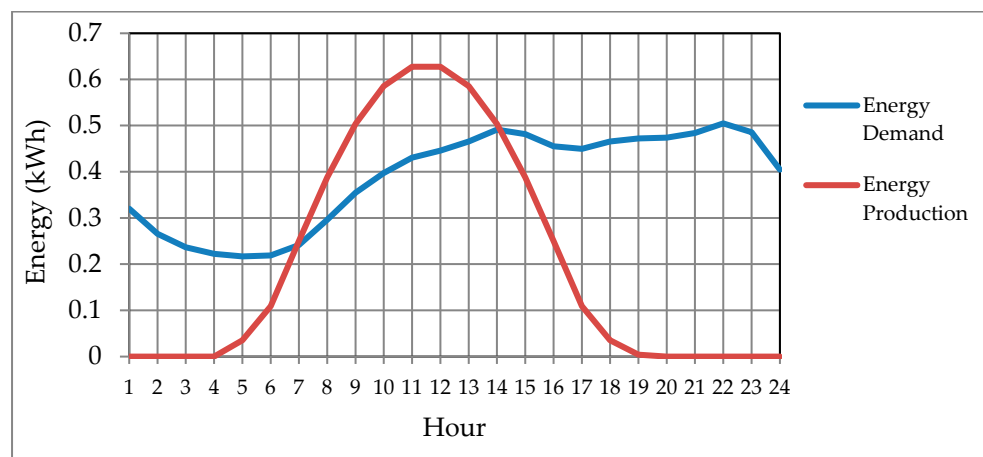


Figure 8. Hourly residential demand (E_D) and production (E_{PV}) for a 1.0 kWp PV panel located at Seville City on 24 June 2018. Source: PVGIS [34].

For the hourly slot from 7:00 to 14:00, the facility is able to fully cover the demand (E_D) directly with the production of the PV panels (E_{PV}) and, at the same time, produces surplus energy (E_{EX}), which can be used to feed into the network (E_S) or stored in the battery (E_{CH}), Equation (4). From 14:00, the energy production is lower than the demand and the household needs to be supported firstly from the battery (E_C^B) and secondly, if necessary, from the network (E_P), Equation (5). Figure 9 shows the total monthly energy consumed and produced for our representative household.

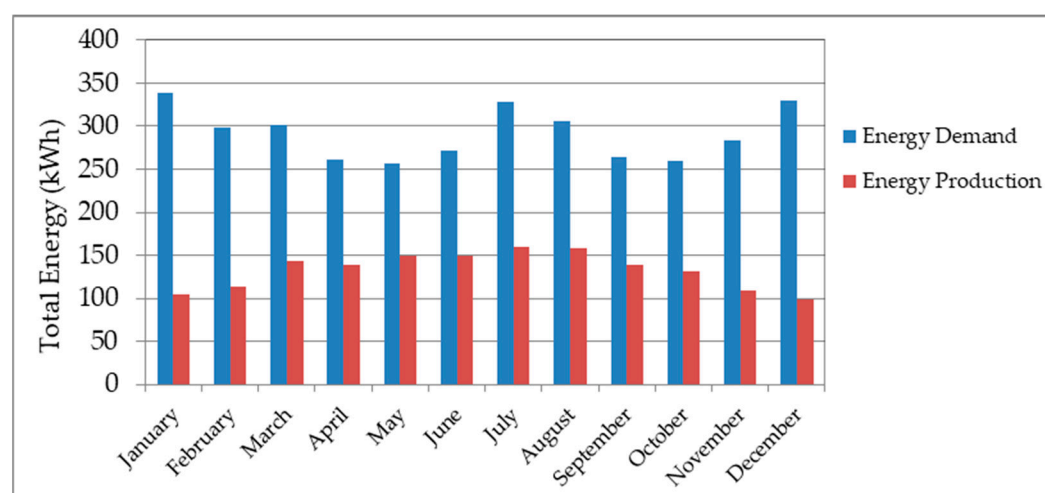


Figure 9. Monthly energy demand and PV production at Seville City. Source: PVGIS [34].

The energy generated (E_{PV}) covers around 30% of the annual energy demand (E_D) during the winter months (January and December), while in the summer months it can cover above 50%, allowing a greater amount for consumption (E_F) and sales (E_S), and generating greater sales (IC) and savings (S)—Equations (6) and (7).

3. Technical and Financial Results of the Self-consumption Model

In this section, technical and financial results are presented for the residential facility with or without BESS. The life of the project has been fixed at 25 years, with a discount rate of 6.5% [45]. The shelf life of the BESS corresponds to 5000 charge cycles. If we assume one charge cycle per day, it would be necessary to replace the BESS after the thirteenth year. However, we have decided to replace it in year twelve in order to avoid battery malfunction problems. Note that the investment produced in that year will negatively affect its corresponding cash flow (Equation (8)). Our analysis allows us to measure the economic effect of changes in domestic consumption and in the prices of the panels and the BES System.

3.1. Household PV Panels Without Storage

The energy production of the facility (E_{PV}) increases with the peak power of the PV panel installed (P_{PV}), making the household more autonomous (less dependent on the network) and the savings (S) and incomes (IC) higher. The annual proportion of facility energy production (D/E_{PV}) which is intended for self-consumption (E_F) depends on the peak power of the panels, as is shown in Figure 10 for domestic demand (D) of 3500 kWh.

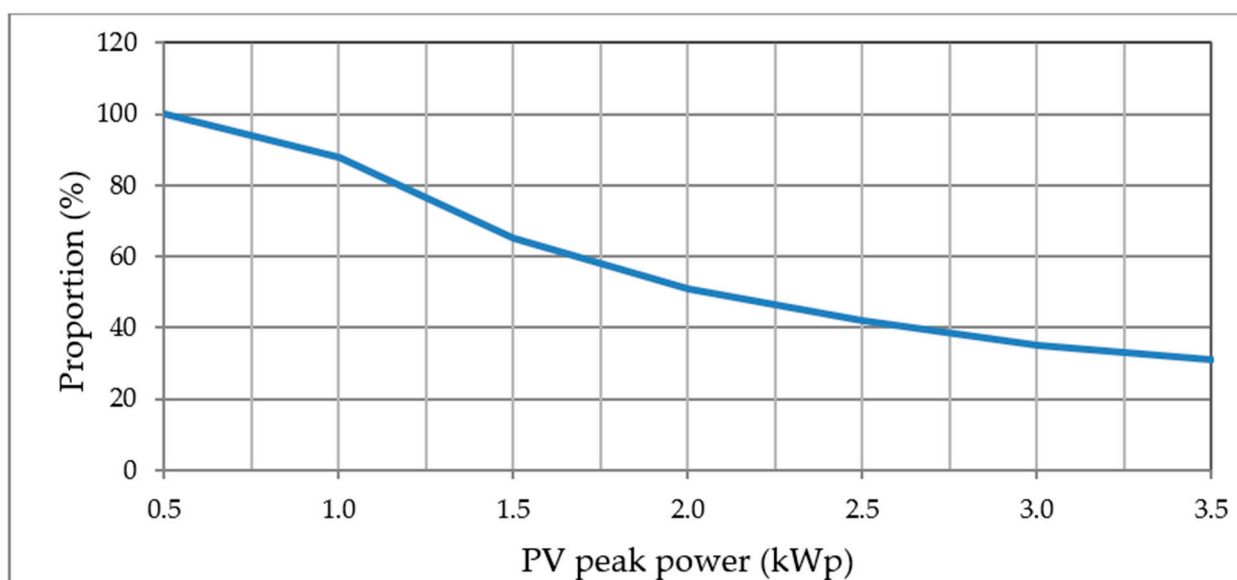


Figure 10. Annual proportion of energy produced (D/E_{PV}) used for self-consumption (E_F). Source: own elaboration.

The curve reveals that this proportion falls with higher panel peak power, going from 100% for a 0.5 kWp panel to 30% for a 3.5 kWp panel. When the peak power (P_{PV}) increases, the cash flow (CF) from sales (IC) and savings (S) increases as well, but the key question is whether this cash flow increase offsets the cost of more expensive panels (C_{PV}) and, therefore, the greater investment needed (I_0 , Equation (11)). Technical and economic outcomes are shown in Table 5 for a residential demand (D) of 3500 kWh without BESS; also, the financial indicators can be graphically inspected in Figure 11 (NPV and IRR) and Figure 12 (IR).

Table 5. Parameters for PV installation without battery energy storage systems (BESS) (Domestic demand 3 00 kWh).

P_{PV} (kWp)	I_0 (€)	E_{PV} (kWh)	E_C^{PV} / E_{PV} (%)	IC (€)	S (€)	CF (€)	NPV (€)	IRR (%)	IR
0.5	450	798	100	65	0	65	358	14.4	0.80
1.0	900	1600	88	122	10	132	676	14.0	0.75
1.5	1350	2390	65	138	42	180	808	12.6	0.60

2.0	1800	3180	51	144	80	224	893	11.6	0.50
2.5	2250	3980	42	148	119	267	956	10.9	0.42
3.0	2700	4770	35	151	160	311	1 019	10.4	0.38
3.5	3150	5570	31	153	200	353	1 077	10.1	0.34

Source: own elaboration.

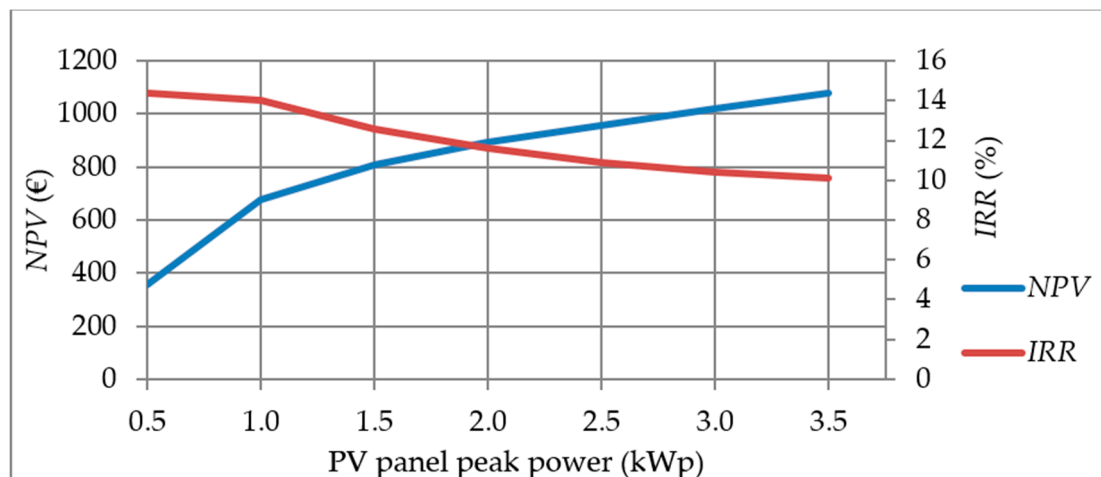


Figure 11. Evolution of Net Present Value (NPV) and Internal Rate of Return (IRR) with the PV panel peak power (P_{PV}), without BESS. Source: own elaboration.

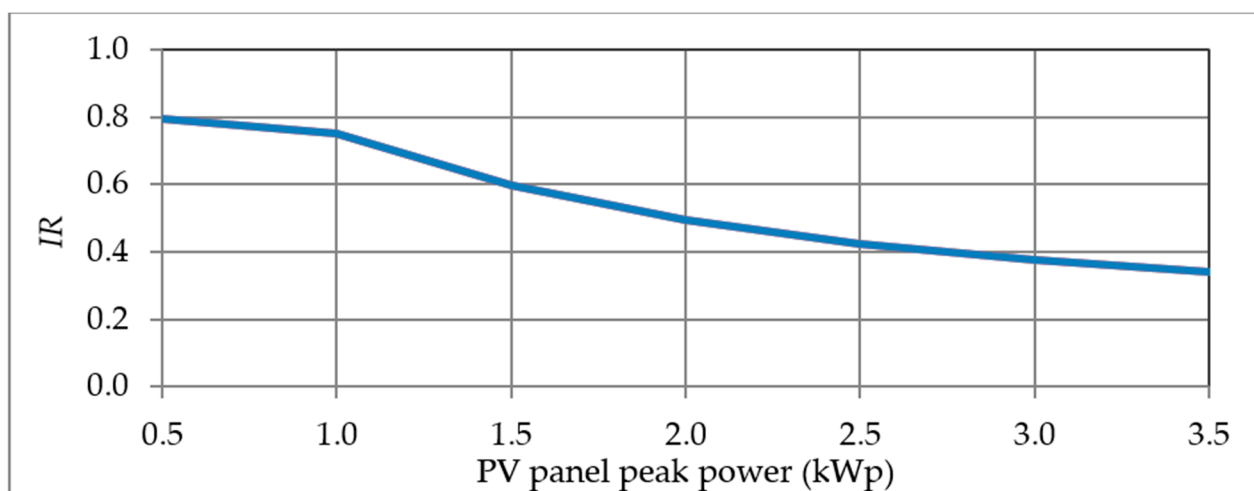


Figure 12. Evolution of Return of Investment (IR) with the PV panel peak power (P_{PV}), without BESS. Source: own elaboration.

The facility with 0.5 kWp PV panels (the lowest peak power considered) shows the best IRR and IR ratios, reaching the values 14.4% and 0.8 respectively—observe that for this panel size, all the PV energy is used for self-consumption (no PV energy is wasted), thus generating the corresponding savings (S). The IR decreases with the peak power (P_{PV}) because the NPV increase is lower than the increase in the investment (I_0, I_{12}) assumed for the acquisition of PV panels with higher peak powers. In this way, notice that the investment required for a 3.5 kWp facility is seven times the cost of a 0.5 kWp one, while the NPV is nearly three times higher. Therefore, the IR decreases gradually from 0.8 to 0.34; note also that the NPV grows with P_{PV} because the discounted cash-flows (savings plus incomes) grow more than the initial investment when the peak power of the panel increases.

The investment performed (I_0, I_{12}) is one of the key elements of the financial optimisation; for this reason, an analysis based on different PV panel unitary prices (C_{uPV}) has

been performed in order to figure out the effect of that price on the economic assessment. Figure 13 shows the results of the IR indicator with different PV panel unitary prices (C_{uPV}) and for each PV peak power considered.

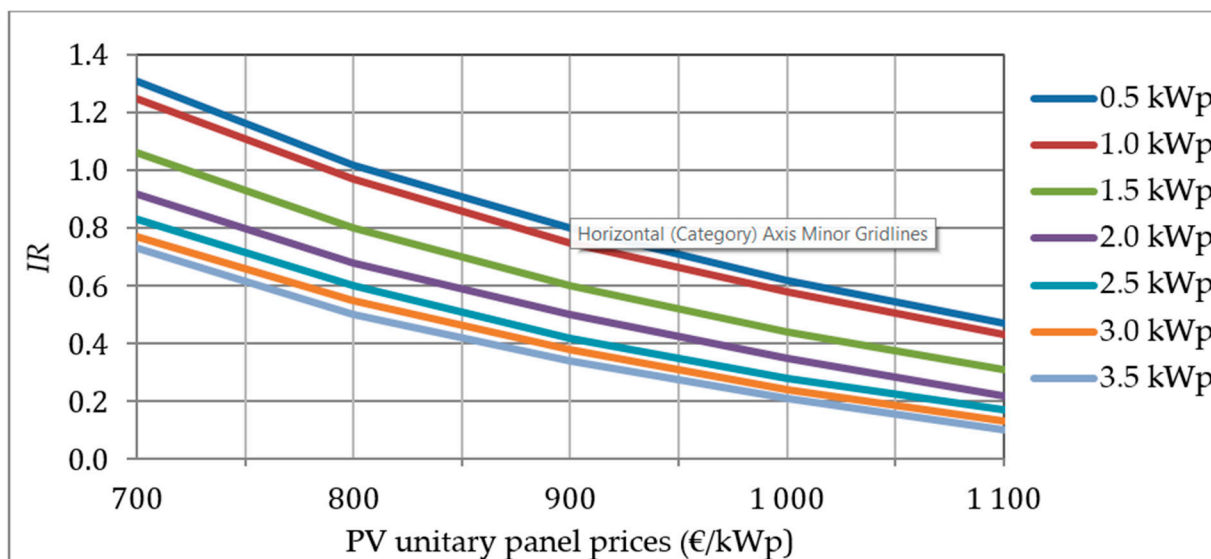


Figure 13. Investment returns (IR) with different unitary panel prices (C_{uPV}). Source: own elaboration.

As observed in Figure 10 for the case of 900 €/kWp panel cost, Figure 13 shows that, for any panel cost considered, the optimal size of the facility is the smallest one (0.5 kWp). Furthermore, as would be expected, given a panel peak power, it can be observed that the financial indicator improves as the unitary cost of the panel is assumed to be lower –we would be obtaining the same cash flows with a lower investment. For instance, there is nearly a linear relation between the IR and the unitary cost of the panel independently of the peak power of it. A fall of 100 €/kWp in the unitary price of the PV panel (C_{uPV}) would cause an increase of the IR index of approximately 0.2.

Finally, we wonder if a higher demand (D) can make profitable the installation of a higher power facility, as this can cover more energy demanded by the domestic household and therefore increase the savings on the bill (S). Figure 14 represents the IR indicator for different PV peak powers and levels of residential power demand.

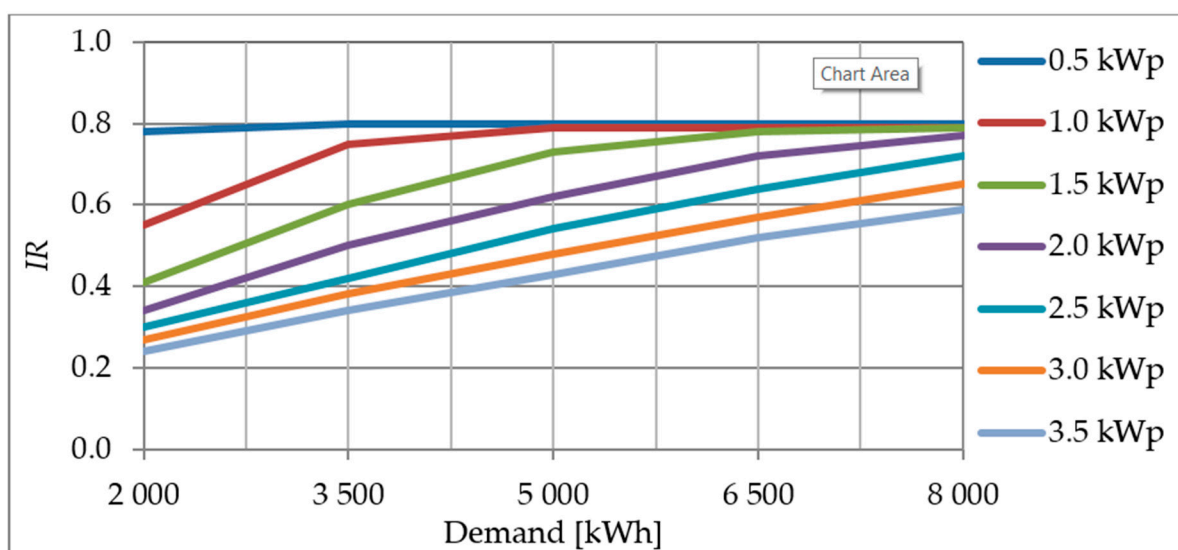


Figure 14. Investment returns (IR) and residential demand (D). Source: own elaboration.

In this simulation, the 0.5 kWp facility again shows the best IR ratio; however, notice that this ratio does not change with the power demand, as the total PV energy produced is used for self-consumption at all residential demand levels. For values of 2.5 kWp or higher, the IR ratios are nearly straight lines with a slope of 0.1 per 1500 kWh of residential demand. Taking into account that higher levels of demand (D) imply greater self-consumption and therefore greater savings (and fewer possibilities of selling energy to the market), these positive slopes would indicate that a scenario of high demand, where the main source of cash-flow is given by savings, is more profitable than a scenario of low demand, where the incomes from selling off the surplus energy have a greater weight.

3.2. Household PV Panels with Storage

In this scenario, the PV panels are connected to a BESS where the part of the energy produced (and not consumed) is stored ($E_{BL} > 0$) during off-peak hours if the battery is partially charged, $B_{BL} < P_B$ (Equation (1)). The advantage of the use of the BESS is that the surplus energy (E_{EX}) is not immediately sold as in the first configuration but can be stored for further self-consumption, making the savings greater than in a non-storage scenario, or sold to the market when the energy tariff is more expensive. As we saw in Section 2.1, when the BESS is fully charged ($E_{BL} = P_B$), the surplus energy is sold to the market regardless of the time of day (peak or off-peak hour).

BESS units with different capacities are simulated in this section (from 0.5 kWh to 3.0 kWh) for a residential consumption of $D = 3500$ kWh and a unitary panel cost of 900 €/kWp. Sales (IC) and savings (S) are discounted to determine the NPV, IRR and IR indicators for each configuration. Figure 15 depicts the NPV values; an almost linear positive relationship can be observed between the NPV and the BESS capacity (P_B) for any given value of PV peak power (P_{PV}). Moreover, the NPV grows with the power of the PV panels. Both technical attributes, P_B and P_{PV} , allow an increase in savings (a greater amount of energy demand is covered with the facility, E_F) and sales (a greater amount of energy is sold to the market, E_S). However, it is assumed that the user has limited economic resources to invest in the facility so that it is necessary to find the optimal configuration concerning the IRR and IR indicators.

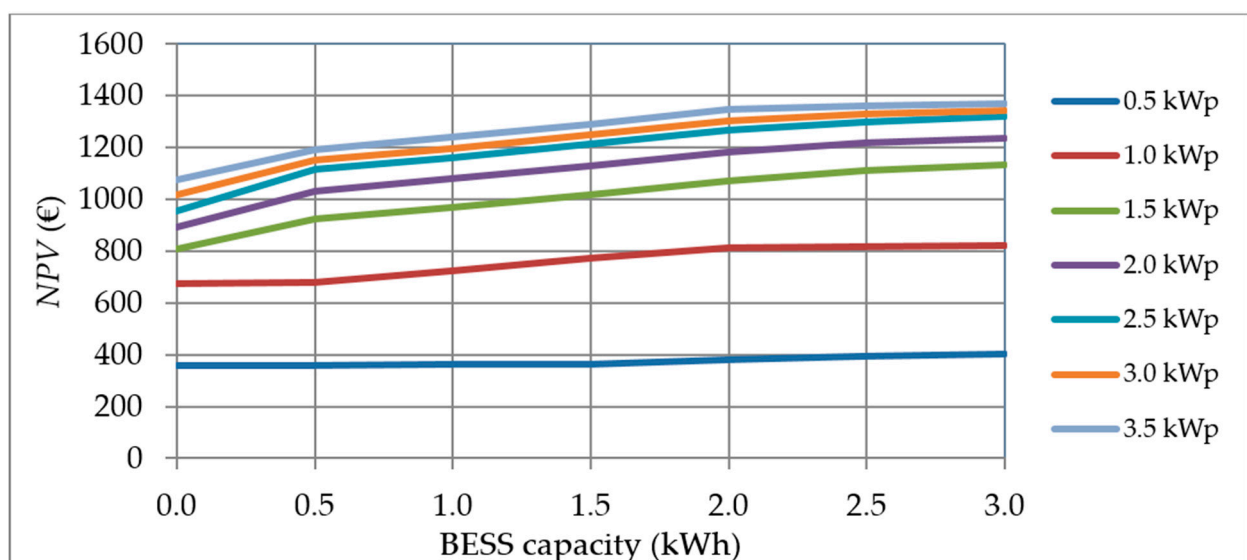


Figure 15. NPV for domestic demand (D) of 3500 kWh. Source: own elaboration.

Figure 16 shows the IRR values regarding the PV panel peak power (P_{PV}) and BESS capacity (P_B). The IRR tends to decrease with the peak power of the PV panel and to increase with the capacity of the battery, although the latter happens only up to a certain

level of BESS capacity that oscillates between 2.0 and 2.5 kWh. The exception to this behaviour is observed in the panel of the lowest peak power (0.5 kWp), whose IRR rate tends to fall with the size of the battery; it seems that when the panel is too small there is no point in investing in a battery which is too large, given the limited capacity of the panel to generate savings and sales. We can conclude that, in optimal terms, both sizes (panel and battery) have to be consistent; we should not combine a very small panel with a very large battery, nor a very large panel with a very small battery. For instance, in our case, the optimal configuration is reached for a 1.0 kWp PV panel and a BESS of 2.0 kWh, which generates an IRR of 14.4%.

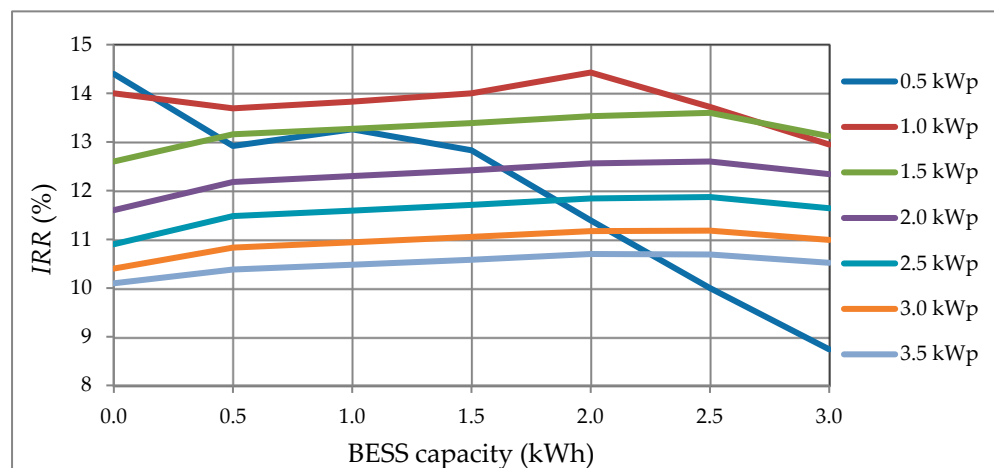


Figure 16. IRR for domestic demand (D) of 3500 kWh. Source: own elaboration.

Figure 17 shows the IR indicator for different configurations of PV panel peak power (P_{PV}) and battery capacity (P_B). For a battery capacity greater than zero, the 1.0 kWp PV panel with a BESS capacity from 0.5 to 2.0 kWh presents the highest IR values, which move in a range between 0.72 and 0.74. The facility with a 1.0 kWp PV panel and a 2.0 kWh capacity is the optimal configuration for a residential demand (D) of 3500 kWh and a unitary panel cost of 900 €/kWp; this is because it obtains the maximum IR (0.74) and IRR (14.4%) indicators and an NPV (812.14€) which is relatively high within 1.0 kWp panels. In any case, for those panels greater than 0.5 kWp, the IR indicator behaves roughly flatly when presented, depending on the battery size (at least up to a size of 2.5 kWh); that is because the greater savings and NPV that a larger battery allows is offset by the greater investment required.

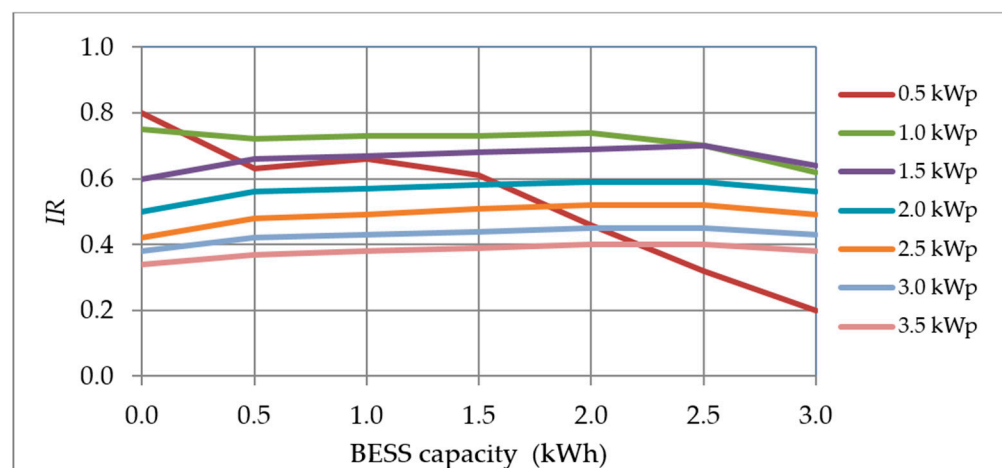


Figure 17. IR for domestic demand (D) of 3500 kWh. Source: own elaboration.

The unitary cost of panels (C_{uPV}) and BESS (C_{uB}) has fallen during recent years causing a reduction in the investment considered in our study (I_0, I_{12}) and, therefore, an increase in the financial indicators. On the other hand, a higher residential demand (D) could require a greater BESS capacity or PV panel peak power in the optimal configuration, so that the energy consumed directly from the facility (E_F) would increase, expanding both savings and cash flows. For this reason, an analysis is performed varying the unitary costs of the PV panel (C_{uPV}) and BESS (C_{uB}), and the residential demand (D) in order to find the most suitable configuration in each of the cases. For this analysis, we take the optimal panel of 1.0 kWp, a battery cost of 100 €/kWh (This quantity comes from real offers made by local contractors, and includes both the battery, as well as the structures, wiring, control and measurement systems, ...), and a demand (D) of 3500 kWh. Table 6 shows the financial indicators for the optimal BESS capacity (P_B) to be used at different panel unitary prices (C_{uPV}) from 700 €/kWp to 1 200 €/kWp.

Table 6. Optimal BESS capacity and financial parameters with different panel costs ($P_{PV} = 1.0$ kWp, $D = 3500$ kWh). Source: own elaboration.

Unitary PV Panel Cost (€/kWp)	NPV Criterion		IRR and IR Criteria		
	BESS Capacity (kWh)	NPV (€)	BESS Capacity (kWh)	IRR (%)	IR
700	2.0	1 012.54	0.5	17.86	1.17
800	2.0	912.53	1.5	15.68	0.92
900	2.0	812.56	2.0	14.03	0.74
1000	2.0	712.63	2.0	12.64	0.59
1100	2.0	612.54	2.0	11.43	0.47
1200	2.0	512.54	2.0	10.38	0.37

We find that an increase in the unitary cost of the panel (C_{uPV}) affects the optimal BESS capacity (P_B) to be installed depending on the financial indicator considered. According to the NPV criterion, the optimal BESS capacity is of 2.0 kWh independently of the unitary cost of the panel (C_{uPV}), while this one needs to be lower for cheaper unitary cost if IR or IRR criteria are used. We also observe that as the unitary cost of panels increases all the indicators tend to decrease due to the higher investment; note that the cash flows generated by the facility do not depend on the cost of the panel but on its peak power (Equations (6)–(8)), which remains fixed at 1.0 kWp in Table 6. When the panel unitary cost falls below the reference value (900 €/kWh), the optimal BESS capacity begins to depend on the financial indicator used. If we follow the NPV criterion, the 2.0 kWh BESS capacity is the optimal one, but if the IRR or IR indicators are used, the optimal BESS capacity (P_B) is progressively reduced till the value of 0.5 kWh for a unitary panel cost of 700 €/kWp. In this case, the reduction in the investment (due to a cheaper panel and lower BESS capacity) is higher (in absolute value) than that of the cash flows; the cash-flow reduction being due to operating with a smaller battery.

In the same way, the unitary BESS cost (C_{uB}) affects the financial indicators as the investment in the facility varies both in the initial year and in the year of replacement of the battery (year 12). It is important to note that, in practice, the cost of the BESS has fallen during the last few years due to technical and production developments. Table 7 represents the optimal BESS capacity for different unitary costs (C_{uB}) for a demand (D) of 3500 kWh and a 1.0 kWp PV panel at the current cost price of 900 €/kWp (C_{uPV}).

Table 7. Optimal BESS capacity for different unitary cost prices ($P_{PV} = 1.0$ kWp, $D = 3500$ kWh). Source: own elaboration.

BESS Unitary Cost (€/kWh)	NPV Criterion		IRR and IR Criteria		
	BESS Capacity (kWh)	NPV (€)	BESS Capacity (kWh)	IRR (%)	IR
50	2.5	991.13	2.5	16.08	0.97
70	2.5	917.65	2.0	15.17	0.87
90	2.5	844.16	2.0	14.41	0.78
100	2.0	812.54	2.0	14.03	0.74
120	2.0	753.75	0.5	13.48	0.69
150	2.0	665.57	0.5	13.69	0.67

The fall in the BESS unitary cost (C_{uB}) involves an increase in all the financial indicators and the installation of a BESS with higher capacity due to the lower investment required. The reduction in the BESS unitary cost price allows the installation of higher BESS capacity, which improves the cash flows (CF) through the increase of the saving (S) of the energy directly consumed from BESS (E_C^B , Equation 3) and therefore reaches higher financial indexes.

When the NPV criterion is used, we observe that the BESS unitary price (C_{uB}) needs to fall to 90 €/kWh to change from the 2.0 kWh BESS capacity (current optimal configuration) to the one of 2.5 kWh—this size (2.5 kWh) represents the optimal BESS capacity within the range of 50 to 100 €/kWh. The IR and IRR criteria need the unitary price (C_{uB}) to be 50 €/kWh to switch from the current optimal BESS capacity (2.0 kWh) to the one of 2.5 kWh.

Finally, an analysis of the optimal configuration of PV panel peak power (P_{PV}) and BESS capacity (P_B), at their current unitary cost prices ($C_{uPV} = 900$ €/kWp, $C_{uB} = 100$ €/kWh), has been carried out for different residential demands (D). Table 8 reveals that as long as the demand (D) increases, the peak power of panels (P_{PV}) and the capacity of the BESS (P_B) need to be increased as well, thus improving all the financial indicators. In this situation, the cash flow generated by the savings (S) and energy sold to the market (E_S) associated with a higher residential demand covers the increase in the investment for the acquisition of higher PV panel power and BESS capacity (I).

Table 8. Optimal facility configuration for different residential demands (D). Source: own elaboration.

Residential Demand (kWh)	PV Power (kWp)	NPV Criterion		PV Power (kWp)	IR and IRR Criteria		
		BESS Capacity (kWh)	NPV (€)		BESS Capacity (kWh)	IR (%)	IRR
2000	3.5	1.5	867.03	0.5	1.0	13.57	0.69
3500	3.5	2.5	1362.46	1.0	2.0	14.03	0.74
5000	3.5	3.5	1 852.06	1.5	3.5	13.87	0.84
6500	3.5	5.0	2 228.00	2.0	4.0	14.01	0.85
8000	3.5	5.0	2 509.60	2.5	5.0	14.01	0.86

Note that an increase in residential demand implies an increase in the consumption of energy from the facility (E_F). For this to be possible, the BESS capacity (P_B) or the peak power of the panels (P_{PV}) needs to be higher according to Equation (3). If the NPV criterion is used, the PV panel peak power needs to be as high as possible (3.5 kWp), as there is a positive relationship with energy production (E_{PV}) and, therefore, with the cash-flows through savings and sales. At the same time, the consumption from the grid (E_P) is also reduced to satisfy residential demand when the panel is larger. The BESS capacity gradually increases with the demand (D) from 1.5 kWh to the highest value of 5.0 kWh when demand reaches 8000 kWh.

According to the IR and IRR criteria, the peak power of the panel (P_{PV}) and the BESS capacity (P_B) increase gradually with residential demand (D), but in this case, the values obtained for panel and BESS sizes are lower than those obtained with the NPV criterion. Note also that the IRR index is in the range (13.57%, 14.01%), while the IR is always above 0.69 with no significant changes from a residential demand of 5000 kWh and above, varying from 0.84 to 0.86. This is because the NPV generated with higher devices has approximately the same increase in its own acquisition cost. It should also be highlighted that an increase of 1500 kWh in demand involves an increase of 0.5 kWp in the panel size and 1.0 kWh in the BESS capacity.

4. Discussion

The current situation of energy policies in Spain and the improved performance achieved by PV facilities combined with BESS units make economic research necessary in order to determine whether they are profitable for domestic self-consumption. Considering a standard residential household located in Seville City, the research conducted reveals that the facility of PV panels without BESS obtains a maximum investment return (IR) of around 0.8 (being the IRR 14.4%) with low peak power PV panels (P_{PV}) (not higher than 1.0 kWp). The acquisition investment of more powerful panels is not compensated by the cash flows received by both the energy sold to the market and the monetary savings from the energy self-consumption. In the case that the unitary panel cost (C_{uPV}) falls below 900 €/kWp, the 0.5 kWp panels also obtain the best IR and IRR for each unitary PV cost price. We observed a linear dependency of the IR with the unitary cost price of the 1.0 kWp panel, and in the case that the unitary cost price (C_{uPV}) falls from 900 €/kWp to 700 €/kWp, the IR increases from 0.8 to 1.3. Only when the user demand (D) is increased, the use of more powerful PV panels (P_{PV}) is recommended, as the cash flows generated are higher and cover the increase in the investment. In this way, a facility can gradually increase the peak power of the panels, as long as the residential demand is increased as well.

The use of BESS is feasible in order to store the surplus energy produced in the off-peak hours by the panels and, therefore, to increase the savings because of the energy consumed from the BESS. The analysis indicates that a 2.0 kWh BESS with a 1.0 kWp PV panel is the optimal configuration for a 3500 kWh residential demand (D), reaching 0.78 of IR and 14.43% of IRR under the current unitary prices of PV panels ($C_{uPV} = 900$ €/kWp) and BESS ($C_{uB} = 100$ €/kWh). In this case, it is also shown that the cash flows obtained by the use of more powerful panels and BESS units do not compensate for the increase in the required investment for the given demand (3500 kWh).

Attending to the IR and IRR criteria, the cost analysis conducted reveals that the optimal BESS capacity (P_B) needs to be decreased when the unitary cost of the 1.0 kWp PV panels (C_{uPV}) decreases as well (*ceteris paribus*) because the cash flow generated by savings and sales do not compensate for the investment in a BESS with higher capacity. In the case that the unitary cost of the 1.0 kWp PV panel falls 22% from the current price (from 900 €/kWp to 700 €/kWp), the IR is increased by approximately 100% since it goes from 0.8 to 1.17. The fall in the unitary cost of the BESS (C_{uB}) from 100 €/kWh to 50 €/kWh (−50%) requires an increase in the optimal BESS capacity from 2.0 kWh to 2.5 kWh, which increases the IR index by about 25%. Given the current unitary costs of the devices ($C_{uPV} = 900$ €/kWp and $C_{uB} = 100$ €/kWh), we also observe a positive linear dependency of the PV peak power and the BESS capacity with respect to the residential demand. In this way, if the residential demand (D) is increased in 1500 kWh, the PV peak power (P_{PV}) needs to be increased in 0.5 kWp and the BESS capacity (P_B) in 1.0 kWh.

5. Conclusions

The model presented in this paper uses data from user smart meters and a defined location of a PV facility in order to find the optimal configuration of the BESS equipment and the PV panels in a domestic environment. With the current unitary cost prices of BESS and PV panels, a facility without a BESS (the first scenario analysed) located in Seville City

(Southern Spain) needs to install a 0.5 kWp PV panel to obtain the best IRR index (14.0%) and return of investments ($IR = 0.8$), having also an NPV of 358 €. On the other hand, the facility with BESS (the second scenario analysed) needs to install a 1.0 kWp PV panel with a 2.0 kWh BESS to reach the optimal configuration, obtaining an IRR of 14.43%, an IR of 0.78, and an NPV of 812.54 €.

The technology improvements in BESS and PV panels during the last few years makes them less and less expensive. For an optimal facility with BESS, the conclusion is that the elasticity of the IRR index to the current PV price is -1.59 ; that elasticity being -2.18 for the IR indicator. In the case of the current BESS price, the battery cost elasticity of the financial indicators has been determined in -0.28 and -0.54 for the IRR and IR indicators respectively. In both cases, as long as the unitary prices fall, the facility allows the installation of higher power PV panels and BESS.

Finally, we should highlight that this model is useful for users (prosumers), electrical installers, engineering consultants and also Governments, since it provides the formula (to be used at any facility location) to determine the optimal configuration (in financial terms) of PV panels and BESS capacity and, at the same time, measure the effect of changes in PV panels and BESS prices on the profitability of the facility. This tool contributes also to the sustainability of the electrical market and the stability of the grid, as less energy is produced and transported through the network.

Author Contributions: J.A.B.-G. was responsible for the introduction (literature review) and the data collection; F.N. was responsible for the method and modeling; A.A.-V. was responsible for the research design, economic discussion and conclusions. All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

Funding: This research received no external funding.

Institutional Review Board Statement: Not applicable.

Informed Consent Statement: Not applicable.

Data Availability Statement: Data sharing is not applicable to this article.

Acknowledgments: The authors would like to thank the former master's degree student Juan Felipe Hinestroza.

Conflicts of Interest: The authors declare no conflict of interests.

Nomenclature

BESS	Battery Energy Storage Systems	E_{CH}	Energy from PV panels used to charge the battery (kWh)
BoS	Balance of Systems	e_D	Energy demand mean (kWh)
EPC	Engineering Procurement and Construction	E_D	Energy demanded by the household (kWh)
EU	European Union	E_{EX}	Surplus energy generated by the PV panels over the household demand (kWh)
HDT	Hourly Discrimination Tariff	E_F	Total energy consumed from facility (kWh)
IRENA	International Renewable Energy Agency	e_G	Energy generation mean (kWh)
LCOE	Levelized Cost Energy	E_P	Energy purchased in the market (kWh)
Li-ion	Lithium-Ion	E_{PV}	Total energy generated by the PV panels (kWh)
OMIE	Iberian Electricity Market Operator	E_S	Energy sold and injected into the market (kWh)
PV	Photovoltaic	I	Investment (€)
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System	IC	Incomes from the energy sale (€)
ROI	Return On Investment	IR	Investment return (%)
VAT	Value Added Tax	R	Internal rate of return

	Variables		
		k	Interest rate (%)
		N	Normal Distribution
		NP	Net present value (€)
		V	
		P_B	Capacity of the battery (kWh)
		PE	Price of energy (€/kWh)
		PP	Price of the contracted power (€/kWh x year)
		P_{PV}	Power of PV panel (kWp)
		S	Saving in the energy consumption (€)
		t	Year of the project (year)
		u_G	Error term of the energy generation (kWh)
		v_D	Error term of the energy demand (kWh)
		η	Round trip efficiency of the battery (%)
		σ_u	Standard deviation of normal distribution
AT	Access tariffs (€/kWh)		
C_B	Cost of the battery (€)		
CF	Cash Flow (€)		
CoP	Contracted power (kW)		
C_{PV}	Cost of the PV panels (€)		
C_{uB}	Unitary cost of the battery (€/kWh)		
C_{uPV}	Unitary cost of the PV panels (€/kWh)		
D	Annual demand of the household (kWh)		
E_{BL}	Energy level of the battery (kWh)		
E_C^B	Energy supplied by the battery (kWh)		
E_C^{PV}	Energy supplied by the PV panels and directly consumed by the household (kWh)		

References

- European Parliament. *Council of the EU Directive (EU) 2019/944 on Common Rules for the Internal Market for Electricity and Amending Directive 2012/27/EU*; European Parliament: Brussels, Belgium, 2019; Volume 944.
- Ministerio de Transición Ecológica. *Royal Decree 244/2019*; Ministerio de Transición Ecológica: Madrid, Spain, 2019.
- Arcos, A. Un nuevo modelo de mercado eléctrico europeo: The citizen is king. *DYNA Ingeniería e Industria* **2019**, *94*, 590–591, doi:10.6036/9367.
- Dusonchet, L.; Telaretti, E. Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in Western European Union countries. *Energy Policy* **2010**, *38*, 3297–3308, doi:10.1016/j.enpol.2010.01.053.
- Campoccia, A.; Dusonchet, L.; Telaretti, E.; Zizzo, G. An analysis of feed-in tariffs for solar PV in six representative countries of the European Union. *Sol. Energy* **2014**, *107*, 530–542, doi:10.1016/j.solener.2014.05.047.
- Del Rio, P.; Mir, P. Support for solar PV deployment in Spain: Some policy lessons. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2012**, *16*, 5557–5566, doi:10.1016/j.rser.2012.05.011.
- Bayod, A.; Burgio, A.; Leonowicz, Z.; Mennit, D.; Pinnarelli, A.; Sorrentino, N. Recent developments of photovoltaics integrated with battery storage systems and related feed-in tariff policies: A review. *Int. J. Photoenergy* **2017**, *2017*, doi:10.1155/2017/8256139.
- Del Coso, G.; Del Canizo, C.; Sinke, W.C. The impact of silicon feedstock on the PV module cost. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells* **2010**, *94*, 345–349, doi:10.1016/j.solmat.2009.10.011.
- Chen, K. Technology improves solar PV competitiveness. *Electr. Light Power* **2011**, *89*, 48.
- Zhu, D.; Wang, Y.; Yue, S.; Xie, Q.; Pedram, M.; Chang, N. Maximizing return on investment of a grid-connected hybrid electrical energy storage system. In Proceedings of the 18th Asia and South Pacific Design Automation Conference (IEEE), Yokohama, Japan, 22–25 January 2013; pp. 638–643, doi:10.1109/ASPAC.2013.6509670.
- Zhang, H.; Van Gerven, T.; Baeyens, J.; Degève, J. Photovoltaics: Reviewing the European feed-in-tariffs and changing PV efficiencies and costs. *Sci. World J.* **2014**, *2014*, doi:10.1155/2014/404913.
- Ghiassi-Farrokhfal, Y.; Kazhamiaka, F.; Rosenberg, C.; Keshav, S. Optimal design of solar PV farms with storage. *IEEE Trans. Sustain. Energy* **2015**, *6*, 1586–1593, doi:10.1109/TSTE.2015.2456752.
- Lorenzi, G.; Santos, C. Comparing demand response and battery storage to optimize self-consumption in PV systems. *Appl. Energy* **2016**, *180*, 524–535, doi:10.1016/j.apenergy.2016.07.103.
- Mondol, J.; Hillebrand, S. Grid parity analysis of solar photovoltaic systems in Europe. *Int. J. Ambient Energy* **2014**, *35*, 4, 200–210, doi:10.1080/01430750.2013.820141.
- Chiacchio, F.; D'urso, D.; Aizpurua, J.; Campagno, L. Performance assessment of domestic photovoltaic power plant with a storage system. *IFAC PapersOnLine* **2018**, *51*, 746–751, doi:10.1016/j.ifacol.2018.08.408.
- Chiacchio, F.; Famoso, F.; D'urso, D.; Cdola, L. Performance and economic assessment of a grid-connected photovoltaic power plant with a storage system: A comparison between the North and the South of Italy. *Energies* **2019**, *12*, 2356, doi:10.3390/en12122356.
- Shin, H.; Geem, Z.W. Optimal design of a residential photovoltaic renewable system in South Korea. *Appl. Sci.* **2019**, *9*, 1138, doi:10.3390/app9061138.
- Zhu, D.; Wang, Y.; Chang, N.; Pedram, M. Optimal design and management of a smart residential PV and energy storage system. In Proceedings of the Design, Automation, Test in Europe Conference and Exhibition (IEEE), Dresden, Germany, 24–28 March 2014; pp. 1–6, doi:10.7873/DATE.2014.154.
- Talavera, D.; Muñoz, E.; Ferrer, J.; Nofuentes, G. Evolution of the cost and economic profitability of grid-connected PV investments in Spain: Long-term review according to the different regulatory frameworks approved. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2016**, *66*, 233–247, doi:10.1016/j.rser.2016.08.012.

20. Colmenar, A.; Campiñez, S.; Pérez, C.; Castro, M. Profitability analysis of grid-connected photovoltaic facilities for household electricity self-sufficiency. *Energy Policy* **2012**, *51*, 749–764, doi:10.1016/j.enpol.2012.09.023.
21. Bernal, J.; Dufo, R. Economical and environmental analysis of grid connected photovoltaic systems in Spain. *Renew. Energy* **2006**, *31*, 1107–1128, doi:10.1016/j.renene.2005.06.004.
22. Lopez, J.; Steinenger, K. Photovoltaic self-consumption regulation in Spain: Profitability analysis and alternative regulation schemes. *Energy Policy* **2017**, *108*, 742–754, doi:10.1016/j.enpol.2017.06.019.
23. Rosales, E.; Simon, M.; Borge, B.; Perez, A.; Colmenar, A. An expert judgement approach to determine measures to remove institutional barriers and economic non-market failures that restrict photovoltaic self-consumption deployment in Spain. *Sol. Energy* **2019**, *180*, 307–323.
24. Sarasa, C.; Dufo, R.; Bernal, J. Evaluating the effect of financing costs on PV grid parity by applying a probabilistic methodology. *Appl. Sci.* **2019**, *9*, 425, doi:10.3390/app9030425.
25. Hinestroza, J. Autoconsumo residencial: Análisis de rentabilidad y tamaño óptimo. In *Trabajo final de Carrera*; Universidad de Sevilla (US): Seville, Spain, 2019.
26. Arcos, Á.; Cansino, J.; Román, R. Economic and environmental analysis of a residential PV system: A profitable contribution to the Paris agreement. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2018**, *94*, 1024–1035, doi:10.1016/j.rser.2018.06.023.
27. Zhang, Z. Smart grid in America and Europe. *Public Util. Fortn.* **2011**, *149*, 32–40.
28. Arcos, A.; Lugo, D.; Núñez, F. Residential peak management: A storage and control system application taking advantages of smart meters. *Energy Syst.* **2018**, *102*, 110–121, doi:10.1016/j.jjepes.2018.04.016.
29. OMIE, Iberian Electricity Market Operator. Available online: <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price> (accessed on 23 July 2020).
30. Carbonero, A. Efecto sobre el bienestar económico de un aumento en la potencia instalada fotovoltaica. Una aplicación al sistema eléctrico español. In *Trabajo final de Carrera*; Universidad de Sevilla (US): Seville, Spain, 2018.
31. Jäger-Waldau, A. *PV Status Report 2019, EUR 29938 EN*; Publications Office of the European Union: Luxembourg, 2019, doi:10.2760/326629.
32. Keiner, D.; Manish, R.; Barbosa, L.; Bogdanov, D.; Breyer, C. Cost optimal self-consumption of PV prosumers with stationary batteries, heat pumps, thermal energy storage and electric vehicles across the world up to 2050. *Sol. Energy* **2019**, *185*, 406–423, doi.org/10.1016/j.solener.2019.04.081.
33. Ram, M.; Bogdanov, D.; Aghahosseini, A.; Oyewo, S.; Gulagi, A.; Child, M.; Breyer, C.; Caldera, U.; Sadovskaia, K.; Farfan, J.; et al. *Global Energy System Based on 100% Renewable Energy—Power, Heat, Transport and Desalination Sectors*; Study by Lappeenranta University of Technology and Energy Watch Group: Lappeenranta, Finland; Berlin, Germany, 2019.
34. European Commission, Joint Research Centre. Photovoltaic Geographical Information System—Interactive Maps. PVGIS. Available online: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#PVP (accessed on 19 July 2020).
35. Arcos, A.; Canca, D.; Núñez, F. Impact of battery technological progress on electricity arbitrage: An application to the Iberian market. *Appl. Energy* **2020**, *260*, 114273, doi:10.1016/j.apenergy.2019.114273.
36. Gómez, A.; Sudria, A.; Alvarez, E.; Díaz, J.; Pérez, J.; Arcos, A.; Pérez de Vargas, J. *El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro*; Real Academia de la Ingeniería: Madrid, Spain, 2017.
37. Segui, P. Todo sobre baterías y almacenamiento de energía. Available online: <https://www.barriolapinada.es/baterias-almacenamiento-energia/> (accessed on 19 July 2020).
38. Bardo, S. Almacenamiento distribuido en viviendas para alisar la curva de demanda de energía eléctrica. In *Trabajo final de Carrera*; Universitat Politècnica de Catalunya (UPC): Barcelona, Spain, 2010.
39. Hernández, A. Análisis económico de un sistema de almacenamiento para la disminución de desvíos de producción en un parque eólico. In *Trabajo final de master*; Escuela Técnica Superior de Ingeniería: Seville, Spain, 2016.
40. Battery University. Learn about Batteries. Available online: <https://batteryuniversity.com/learn/> (accessed on 19 July 2020).
41. Jofemar Energy. Almacenamiento electroquímico con baterías de flujo. Available online: http://www.f2e.es/uploads/doc/20160704075330.f2e_jofemar.pdf (accessed on 19 July 2020).
42. Vélez, S. Estudio de un sistema de almacenamiento de energía eólica por medio de baterías. In *Trabajo final de Carrera*; Universidad Politécnica de Madrid (UPM): Madrid, Spain, 2012.
43. Clean Technica. Batteries Keep on Getting Cheaper. Available online: <https://cleantechnica.com/2017/12/11/batteries-keep-getting-cheaper/> (accessed on 19 July 2020).
44. IRENA. Accelerating the global energy transformation. In *International Renewable Energy Agency*; United Arab Emirates: Abu Dhabi, UAE, 2017.
45. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Available online: <https://www.cnmc.es/2018-11-02-la-cnmc-publica-la-metodologia-de-calculo-de-la-tasa-de-retribucion-financiera-de-las> (accessed on 19 July 2020).

ANEXO 3

Economic impact of the closure of the Spanish coal plants.

Arcos-Vargas, Ángel; Ballesteros-Gallardo, Juan Antonio; Núñez-Hernández, Fernando.

DYNA, vol. 96, no.6, p. 564-567, 2021.

<https://doi.org/10.6036/10228>.

Indicadores de calidad.

Economic impact of the closure of the Spanish coal plants.

Arcos-Vargas, Ángel; Ballesteros-Gallardo, Juan Antonio; Núñez-Hernández, Fernando.

Tipo: Artículo

Revista: DYNA (0012-7361 / 1989-1490)

Año de Publicación: 2016

Volumen: 96

Número: 6

Páginas: 564

SCIE

Año (SCIE): 2021

Factor de Impacto (SCIE): 1.352


Categoría	Edición	Posición	Cuartil	Tercil	Decil
Ingeniería	SCIE	67/90	Q3	T3	D8

SJR

Año: 2021

Factor de Impacto: 0.177

Categoría	Edición	Posición	Cuartil	Tercil	Decil
Ingeniería	SCIE	336/588	Q3	T2	D8

	ECONOMIC IMPACT OF THE CLOSURE OF THE SPANISH COAL PLANTS	ENERGY TECHNOLOGY
TECHNICAL NOTE	Ángel Arcos-Vargas, Fernando Núñez-Hernández y Juan-Antonio Ballesteros-Gallardo	Energy Generation

ECONOMIC IMPACT OF THE CLOSURE OF THE SPANISH COAL PLANTS

IMPACT AND COSTS OF THE CLOSURE OF COAL-FIRED POWER PLANTS IN THE IBERIAN PENINSULA

Ángel Arcos-Vargas, Fernando Núñez-Hernández y Juan-Antonio Ballesteros-Gallardo

Universidad de Sevilla (España)

DOI: <https://dx.doi.org/10.6036/10228>

The Paris Agreement (2016) [1] introduced a turning point in Spanish energy policy. The Agreement integrates several national commitments (Nationally Determined Contributions –NDC–), part of which were later introduced in the PNIEC (2019). Among others commitments, the definitive closure of the coal-fired power plants is proposed, which for many years have represented the generation base of the Spanish energy system. Although the environmental impact of this measure is undoubted, due to its significant effect in emissions (0.95 tCO₂/MWh), it is also certain that this will have an economic effect on the geographic area of influence in which these plants operate, as well as on the electricity prices in the wholesale market due to the contraction of the energy supply curve. The present research is focused on the impact that this measure will have on the electricity market equilibrium in the short term.

To carry out this research, the hourly equilibrium of the day-ahead electricity market is analysed for all hours of year 2018 (the last full year before the publication of the PNIEC report). In that year there was an installed capacity of 9,562 MW of coal-fired plants in Spain, which produced 14% of electricity, and just over 50% of the sector's emissions. The data provided by the OMIE allows us to simulate the behaviour of the day-ahead market excluding these generation units. This non-participation in the market causes a contraction of the energy supplied and, consequently, an increase in the equilibrium prices. **Figure 1** shows the market equilibrium on December 25, 2018, at 9:00 p.m., as well as the equilibrium that would have been obtained if the coal-based offers had not been available (green curve).

ANEXO 4

Efectos a corto plazo del cierre de las centrales térmicas de carbón en
el mercado eléctrico español.

Ballesteros-Gallardo, Juan Antonio; Arcos-Vargas, Ángel; Núñez-Hernández, Fernando.

DYNA energía y sostenibilidad, vol. 10, no.1, p. 11-22, 2021.

<https://doi.org/10.6036/ES10113>.

Indicadores de calidad.

Efectos a corto plazo del cierre de las centrales térmicas de carbón en el mercado eléctrico español.

Ballesteros-Gallardo, Juan Antonio; Arcos-Vargas, Ángel; Núñez-Hernández, Fernando.

Tipo: Artículo

Revista: DYNA energía y sostenibilidad

Año de Publicación: 2021

Volumen: 10

Número: 1

Páginas: 11

La reputación de DYNA Energía y Sostenibilidad está avalada por su inclusión en los siguientes índices y bases de datos de referencia:

1. Fuente Académica Premier (Ebsco Publishing). Base de datos agregadora de contenidos, fuente de referencia líder para bibliotecas electrónicas universitarias o públicas. Accesible en el 90% de las bibliotecas públicas y universidades de EE.UU. y Canadá. Con excelente distribución en Europa del Este y Asia-Pacífico.
2. Google Scholar (Académico): Buscador de Google enfocado en el mundo académico que se especializa en literatura científica-académica.
3. CrossRef: Organización colaborativa que da apoyo a la comunicación académica con el objetivo de mejorar la investigación con el uso de las TICs
4. MIAR: Reúne información clave para la identificación y la evaluación de revistas. Incluyendo más de 28.000 publicaciones, el sistema crea una matriz de correspondencia entre las revistas, identificadas por su ISSN, y las bases de datos, repertorios y catálogos de bibliotecas que las indizan.
5. DULCINEA: Indica los derechos de explotación y permisos para el auto-archivo de revistas científicas españolas.
6. Catálogo 2.0 Latindex: Sistema regional de información en línea para revistas científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal.
7. Microsoft Academic: Buscador de artículos científicos que permite localizar referencias de textos académicos a partir de autores, disciplinas, revistas, entidades o congresos, ofreciendo el enlace al texto completo

8. Índices CSIC: Información y Documentación de la Ciencia en España (ÍnDICES-CSIC) es un recurso bibliográfico multidisciplinar que recopila y difunde principalmente artículos de investigación publicados en revistas científicas españolas.
9. Cabells' Journal Whitelist: Proporciona información completa de contacto y publicación, múltiples métricas de calidad, datos de experiencia de envío e indicadores de revisión por pares para más de 11.000 revistas verificadas en 18 disciplinas académicas.
10. DIMENSIONS, es una base de datos inclusiva. Captura todos los resultados de la investigación, aumentando enormemente sus opciones de análisis. En diciembre de 2019, Dimensiones contenía más de 106 millones de publicaciones, que supone alrededor de un 30% más que las bases de datos comparables.
11. LENS, es una infraestructura global abierta para hacer que el sistema de innovación sea más eficiente y justo, más transparente e inclusivo. En los próximos dos años, esperan albergar más del 95% de la información de patentes del mundo y enlazar con la mayoría de la literatura académica.
12. 1FINDR, esta base de datos proporciona acceso con un solo clic al texto completo de más de 30 millones de artículos de revistas de acceso abierto. 1findr trata de captar todo el alcance de la publicación de revistas académicas de más de 100 países
13. Dialnet: Portal de difusión de la producción científica hispana que contiene 3.400 revistas científicas.

Scilit.net. Scilit es una base de datos completa y gratuita para los científicos que utilizan un nuevo método para cotejar datos e indexar material científico. Nuestros rastreadores extraen diariamente los últimos datos de CrossRef y PubMed. Esto significa que los artículos recién publicados se añaden a Scilit inmediatamente

EFFECTOS A CORTO PLAZO DEL CIERRE DE LAS CENTRALES TÉRMICAS DE CARBÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

SHORT-TERM EFFECTS OF THE CLOSURE OF COAL-FIRED POWER PLANTS ON THE SPANISH ELECTRICITY MARKET

Juan Antonio Ballesteros-Gallardo¹, Fernando Núñez²

¹Ingeniero Industrial. UNIVERSIDAD DE SEVILLA. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Departamento de Organización Industrial y Gestión de Empresas I.

²Doctor en Economía. UNIVERSIDAD DE SEVILLA. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Departamento de Organización Industrial y Gestión de Empresas I. Camino Descubrimientos, s/n, Isla Cartuja, 41092, Sevilla. Tfno: +34 954 48 59 69. fnunezh@us.es

Recibido: 22/Feb/21 – Revisando: 23/Feb/21 -- Aceptado: 6/Abr/21 - DOI: <https://doi.org/10.6036/ES10113>

TO CITE THIS ARTICLE:

BALLESTEROS-GALLARDO, Juan Antonio, NUÑEZ, Fernando. SHORT-TERM EFFECTS OF THE CLOSURE OF COAL-FIRED POWER PLANTS ON THE SPANISH ELECTRICITY MARKET. DYNA Energía y Sostenibilidad, Enero-Diciembre 2021, vol. 10, no. 1, [11 p.]

ABSTRACT:

This article analyses the effect of the closure of the Spanish coal-fired power stations on the price and quantity of energy sold in the daily electricity market. The comparative statics analysis is based on the hourly data of energy offer and demand bids published by the OMIE (Operator of the Iberian Energy Market) and made by the participants in the daily electricity market during the year 2018. Our analysis does not require any simulation of the market supply and demand curves, since they are obtained by aggregation using real data from the wholesale market. The main conclusion of our analysis is that, after the closure of the coal-fired stations, the hourly price of energy would increase 12,06% on average while the average amount of energy would decrease 2,57%.

Keywords: Price of electricity; coal plants; ecological transition; supply and demand surpluses; renewable energy.

RESUMEN:

El presente artículo analiza el efecto del cierre de las centrales térmicas de carbón en España en el precio y la cantidad de energía comercializada en el mercado eléctrico diario. El análisis de estática comparativa propuesto se basa en los datos horarios de las ofertas y de las demandas de energía publicados por el OMIE (Operador del Mercado Ibérico de la Energía) realizados por cada uno de los participantes en el mercado eléctrico diario a lo largo de todo el año 2018. Una de las principales ventajas de este análisis es la utilización de datos reales del mercado mayorista para obtener las curvas de oferta y demanda horaria de energía eléctrica. La principal conclusión del presente análisis es que, tras el cierre de las centrales térmicas de carbón, el precio horario de la energía aumentaría de media un 12,06% mientras que la cantidad media de energía se reduciría en 2,57%.

Palabras claves: Precio de la energía eléctrica; centrales térmicas de carbón; excedentes de oferta y demanda; mercado diario eléctrico español.

1. – INTRODUCCIÓN

En el año 2016, en el marco de la Conferencia sobre Clima de París [1], los países de la Unión Europea acuerdan reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) un 25% respecto a los niveles actuales y también que un 27% de la generación de energía provenga de fuentes renovables para el año 2030. En el caso de España, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2021-2030) [2] establece los objetivos energéticos a conseguir para el año 2030, donde las energías renovables tendrán un papel fundamental, representando el 74% del consumo de energía eléctrica y el 42% del consumo energético final. En diciembre del año 2020, estos objetivos han sido modificados por la Unión Europea mediante el Pacto Verde Europeo [3], estableciéndose que para el año 2030 la reducción de los gases de efecto invernadero debe ser de un 55% respecto al año 1990 y la cuota de renovables en la producción energética debe alcanzar al menos un 32%. Este cambio de modelo energético, unido a una mayor eficiencia energética y a una mayor electrificación del consumo, permitirá disminuir la dependencia energética nacional respecto a los combustibles fósiles, reducir el impacto ambiental de la generación de electricidad y disminuir el gasto nacional en la importación de recursos energéticos. Los presentes acuerdos sirven también para alcanzar el objetivo final de neutralidad climática para el año 2050, donde tanto los gobiernos nacionales como los locales deben aplicar políticas para desacoplar el crecimiento económico de la emisión de los gases de efecto invernadero [4].

Por tanto, el sector eléctrico es un elemento clave para conseguir los objetivos marcados por el PNIEC y la Unión Europea. En concreto, el mercado de generación eléctrica exige de un plan de descarbonización para que las centrales de combustibles fósiles