

Trabajo fin de Master

Master en Organización Industrial y Gestión de Empresas

Autoconsumo residencial: Análisis de rentabilidad y tamaño óptimo.

Autor: Juan Felipe Hinestroza Mosquera

Tutor: Angel Arcos Vargas

**Dep. Organización Industrial y gestión de
empresas I
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla**



Trabajo fin de Master

Master en Organización Industrial y Gestión de Empresas

Autoconsumo residencial: Análisis de rentabilidad y tamaño óptimo.

Autor:

Juan Felipe Hinestroza Mosquera

Tutor:

Angel Arcos Vargas

Departamento de Organización industrial y gestión de empresas I

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019

v

Proyecto fin de máster: Autoconsumo residencial: Análisis de rentabilidad y tamaño óptimo.

Autor: Juan Felipe Hinestroza Mosquera

Tutor: Doctor Ángel arcos Vargas

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2019

El secretario del Tribunal

A mi familia

A mi novia

A mi tutor

A mis amigos

Agradecimientos

Primero quisiera agradecer profundamente a mi supervisor Dr. Angel Arcos Vargas, por la confianza que ha depositado en mi para la realización de este estudio, además por su amplia contribución en mi formación y crecimiento como estudiante y profesional. Mediante la realización de este estudio he logrado mejorar mis conocimientos y habilidades las cuales aplicaré con orgullo y responsabilidad en el desarrollo de mi carrera profesional, todo esto gracias al trabajo realizado con el Dr. Angel.

También quisiera agradecer a los demás profesores del master, que al igual que el Dr. Angel, han contribuido de una manera vital a mi formación en este país, han abierto los límites de mi mente y me han dado la oportunidad de ver las situaciones y el mundo de una forma más sistemática y diferente.

Resumen

Con este estudio se establece un modelo que, bajo unas condiciones concretas de costes, demanda de energía y ubicación geográfica, determina cuál debe ser el tamaño de la instalación fotovoltaico (PV) óptima para usuario incluyendo un sistema de almacenamiento, de modo que la rentabilidad del proyecto sea la máxima, considerando el vertido de energía remanente que no se autoconsume a la red eléctrica y un ahorro constante de energía. La paridad de red depende principalmente del cambio en los precios de la energía eléctrica proporcionada por la red y los costes de las instalaciones PV en los que deban incurrir los usuarios por lo cual es de vital importancia analizar estos dos factores para determinar cómo influyen en la decisión de realizar una instalación de un sistema PV residencial. Debido a que estos factores afectan altamente el rendimiento del proyecto, se realiza también un análisis de sensibilidad en el que se varía el consumo del usuario y los precios de las instalaciones PV.

Para el desarrollo en este estudio se parte de un estudio bibliográfico y estado del arte en donde se entiende el trasfondo de la paridad de red, el LCOE y demás sistemas que envuelven la idea del proyecto. Gracias a esto se fundamentan las bases necesarias para presentar la problemática que persigue resolver el estudio, para luego presentar los modelos y sistemas desarrollados para la consecución de los objetivos, terminando con las conclusiones en las que se determinan las instalaciones óptimas para los usuarios del caso base elegido, además de los análisis de sensibilidad realizados en los que se establecen distintos escenarios de variación de las condiciones preestablecidas con el fin de evaluar los cambios en los resultados del modelo.

Gracias a los avances en las investigaciones y en los desarrollos de nuevas tecnologías, los sistemas PV han tomado una fuerza importante en los últimos años en vista al alcance de la aclamada Paridad de la Red, en donde el coste de la energía generada por los usuarios, se nivela con los costes de la energía proporcionada por la red eléctrica. Si a esta situación se le suma los precios de la energía eléctrica que deben pagar los usuarios con la factura por el consumo de la energía proveniente de la red, se obtienen suficientes motivaciones para instalar sistemas PV residenciales que generen energía para el consumo propio del usuario y para la su correcta implementación, es necesario un modelo que determine cuál debe ser el tamaño de la instalación PV y la capacidad de almacenamiento que mejor se ajusten a los parámetros y características del usuario

Abstract

This study establishes a model that, under specific conditions of costs, energy demand and geographic location, determines what the optimum photovoltaic installation (PV) size should be for the user, including a storage system, so that profitability of the project is the maximum, considering the discharge of remaining energy that is not self-consuming to the electricity grid and a constant energy saving. The network parity depends mainly on the change in the prices of electric power provided by the network and the costs of the PV installations in which users must incur, so it is vital to analyze these two factors to determine how they influence the decision to perform an installation of a residential PV system. Because these factors greatly affect the project's performance, a sensitivity analysis is also performed in which the user's consumption and prices of the PV facilities are varied.

For the development of this study, we start with a bibliographic study and state of the art where the background of the network parity, the LCOE and other systems that involve the idea of the project are understood. Thanks to this, the bases necessary to present the problems that the study seeks to solve are laid out, to then present the models and systems developed for the achievement of the objectives, ending with the conclusions in which the optimal facilities for the users of the case are determined. chosen base, in addition to the sensitivity analyzes carried out.

Thanks to the advances in research and the development of new technologies, PV systems have taken an important force in recent years in view of the reach of the acclaimed Parity of the Network, where the cost of energy generated by users, it is balanced with the costs of the energy provided by the electrical network. If to this situation is added the prices of electric power that users must pay with the bill for the consumption of the energy coming from the network, enough motivations are obtained to install residential PV systems that generate energy for the user's own consumption. and for the correct implementation, a model is necessary to determine what the size of the PV installation should be and the storage capacity that best suits the parameters and characteristics of the user.

Tabla de Contenido

| | |
|--|-----------|
| Agradecimientos..... | vii |
| Resumen..... | viii |
| Abstract..... | ix |
| Tabla de Contenido..... | x |
| Lista de Figuras..... | xiii |
| Lista de Tablas..... | xvi |
| Lista de Abreviaturas..... | xix |
| 1. Introducción..... | 1 |
| 2. Estado del arte..... | 4 |
| 2.1. Paridad de red..... | 5 |
| 2.2. Factores claves que determinan la paridad de red..... | 6 |
| 2.3. LCOE con PV..... | 9 |
| 2.4. PV y contexto europeo y español..... | 11 |
| 2.5. El autoconsumo de energía, compitiendo con la Red de distribución eléctrica..... | 13 |
| 2.6. Real decreto de Autoconsumo..... | 17 |
| 3. Descripción del problema..... | 19 |
| 3.1. Factura Eléctrica..... | 20 |
| 3.1.1. Potencia facturada..... | 20 |
| 3.1.2. Energía Facturada..... | 20 |
| 3.1.3. Impuesto de electricidad..... | 20 |
| 3.1.4. Alquiler de equipos de medida..... | 21 |
| 3.1.5. Impuesto sobre el valor añadido (IVA)..... | 21 |
| 3.2. Precio de la energía..... | 21 |
| 3.3. Tarifas de energía con discriminación temporal..... | 22 |
| 3.4. Radiación solar..... | 23 |
| 4. Caso de estudio sin almacenamiento de energía..... | 26 |
| 4.1. Modelo:..... | 26 |
| 4.2. Diferencia con el Modelo Riviere-Arcos..... | 27 |
| 4.3. Elementos del modelo..... | 28 |
| 4.3.1. Potencia PV instalada..... | 28 |
| 4.3.2. La tarifa de acceso (2DHA)..... | 28 |
| 4.3.3. La tarifa del mercado..... | 28 |

| | | |
|--------|--|----|
| 4.3.4. | Factor de venta fi..... | 29 |
| 4.3.5. | Horizonte temporal..... | 29 |
| 4.4. | Fuentes..... | 29 |
| 4.4.1. | Perfil de demanda | 29 |
| 4.4.2. | Programa para el cálculo de la energía generada por el kWp..... | 29 |
| 4.5. | Cálculo de la energía demandada y producida | 35 |
| 4.5.1. | Demanda de energía y perfiles de consumo:..... | 35 |
| 4.5.2. | Curva de demanda: | 36 |
| 4.5.3. | Energía generada por el sistema PV: | 37 |
| 4.5.4. | Coste de la energía consumida:..... | 40 |
| 4.5.5. | Total de energía “autoconsumida”..... | 40 |
| 4.6. | Cálculo de ingresos | 41 |
| 4.6.1. | Ahorros obtenidos: | 41 |
| 4.6.2. | Energía Restante y vertido a la Red: | 42 |
| 4.7. | Inversiones | 43 |
| 4.8. | Cálculos del Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno y el Índice de Rentabilidad | 44 |
| 5. | Caso de estudio con almacenamiento de energía..... | 47 |
| 5.1. | Modelo:..... | 47 |
| 5.2. | Elementos nuevos del modelo..... | 48 |
| 5.2.1. | La Batería..... | 48 |
| 5.2.2. | Otros elementos del modelo..... | 49 |
| 5.3. | Cálculo de la energía generada y almacenada..... | 49 |
| 5.4. | Total energía autoconsumida | 50 |
| 5.5. | Cálculo de ingresos | 50 |
| 5.6. | Valor actual neto y tasa interna de retorno..... | 51 |
| 6. | Análisis de sensibilidad..... | 55 |
| 6.1. | Análisis de sensibilidad: Modelo sin almacenamiento de energía..... | 55 |
| 6.2. | Análisis de sensibilidad: Modelo con almacenamiento de energía..... | 58 |
| 6.2.1. | Variación del nivel de consumo eléctrico, caso con almacenamiento de energía. | 58 |
| 6.2.2. | Variación del precio de la instalación PV..... | 60 |
| 6.2.3. | Variación del precio de la batería. | 62 |
| 7. | Conclusiones..... | 66 |
| 7.1. | Caso simplificado sin almacenamiento de energía..... | 66 |
| 7.2. | Caso con almacenamiento de energía | 67 |
| 7.3. | Estudio de sensibilidad: Distintos niveles de consumo, con almacenamiento de energía | 67 |

xii Tabla de Contenido

| | | |
|--------|--|----|
| 7.4. | Estudio de sensibilidad: Distintos precios de la potencia PV, con almacenamiento de energía | 68 |
| 7.5. | Estudio de sensibilidad: Distintos precios de batería, con almacenamiento de energía | 68 |
| 8. | Análisis en Colombia: Ciudad de Medellín | 69 |
| 8.1. | Contexto: Sector energético en Colombia | 69 |
| 8.2. | Aplicación del modelo | 69 |
| 8.2.1. | Precio de la Energía | 70 |
| 8.2.2. | Coste de la energía consumida | 71 |
| 8.2.3. | Radiación solar en Colombia | 71 |
| 8.2.4. | Energía generada por el sistema PV | 72 |
| 8.2.5. | Total energía autoconsumida | 73 |
| 8.2.6. | Ahorros anuales en la factura | 73 |
| 8.2.7. | Indicadores económicos | 74 |
| | Bibliografía | 75 |
| | Anexos | 79 |

Lista de Figuras

| | |
|--|----|
| Figura 1 Concepto de Paridad de red. Fuente J. Mundo-Hernández et. al., 2014. (Mundo-Hernández, Alonso, Hernández-Álvarez, & Celis-Carrillo, 2014)..... | 6 |
| Figura 2 Learning Rate de la tecnología PV. Fuente: Christian Breyer and Alexander Gerlach (2012). Global overview on grid parity. | 7 |
| Figura 3 Producción de módulos PV mundial. Fuente: Jäger-Waldau, A., PV Status Report 2018, EUR 29463 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2018, ISBN 978-92-79-97465-6, doi:10.2760/826496, JRC113626 | 8 |
| Figura 4 Desarrollo de los precios de la energía en Europa. Eurostat electricity price statistics (2018) 9 | |
| Figura 5 Acceso global a la electricidad en porcentaje de población local. Fuente: Energy Agency (International Energy Agency, 2006) y United Nations Development program. (Human Development Reports, 2008) | 9 |
| Figura 6 Costo nivelado de la energía PV en Europa, proyección 2010 - 2020. Fuente: Solar photovoltaic competing in the energy sector. EPIA, 201 (Gaëtan, 2011)..... | 10 |
| Figura 7 Paridad de red residencial con sistemas PV en el mundo. Fuente: M. Bazilian et. al. (2013) | 12 |
| Figura 8 Capacidad PV en España, anual y acumulativo. Fuente: M. Karman (2019) | 12 |
| Figura 9 Precios promedio del retail de la energía en USA. A la izquierda: Comercial, a la derecha: Residencial. Fuente: The economics of grid defection, Rocky Mountains Institute 2014 | 14 |
| Figura 10 Proyección del costo del sistema PV comercial. Fuente: The economics of grid defection, Rocky Mountains Institute 2014 | 14 |
| Figura 11 Proyección del costo del sistema PV residencial. Fuente: The economics of grid defection, Rocky Mountains Institute 2014 | 15 |
| Figura 12 Proyecciones del precio de la energía. Fuente: The economics of grid defection, Rocky Mountains Institute 2014 | 15 |
| Figura 13 LCOE vs precio Retail de la energía en USA, proyección. Fuente: The economics of grid defection, Rocky Mountains Institute 2014..... | 16 |
| Figura 14 Diagrama de todo el modelo. Elaboración propia | 19 |
| Figura 15 Precio de la energía en Europa (Incluidos impuestos) 2018 fuente: Eurostat..... | 21 |
| Figura 16 Mercado energético España-Portugal 15/05/2019. Fuente: OMIE..... | 23 |
| Figura 17 Radiación solar de España en relación a la ubicación geográfica. Fuente: JRC European Commission | 24 |

xiv Lista de Figuras

| | |
|--|----|
| Figura 18 Radiación en la ciudad de Sevilla en agosto y enero. Fuente JRC European Comission y propia elaboración | 25 |
| Figura 19 Diagrama de flujo, modelo simplificado sin batería. Elaboración propia | 27 |
| Figura 20 Panel de control PVGIS para PV Estimation. Fuente PVGIS European Comission | 30 |
| Figura 21 Páneles con soporte "Free-standing". Fuente: Greenworldinvestor.com..... | 31 |
| Figura 22 Panel de control PVGIS para Daily Radiation. Fuente PVGIS European Comission | 33 |
| Figura 23 Izquierda: imagen de METEOSAT-7 sobre el Océano Índico, tomada el 2015-08-01 09:00 UTC, derecha: albedo de nube efectivo calculado a partir de la imagen del satélite. Fuente JRC European Comission | 34 |
| Figura 24 Curvas de consumo diaria. Fuente: «BOE» núm. 4, de 4 de enero de 2019, páginas 536 a 713 (178 págs.) y Elaboración Propia | 37 |
| Figura 25 Energía generada por cada una de las potencias instaladas en un día representativo del mes de enero. PVGIS European Comission y Elaboración propia | 38 |
| Figura 26 Evolución del precio de la energía a través del día, en cada mes. Fuente: OMIE y Elaboración propia..... | 40 |
| Figura 27 Curvas de energía autoconsumida consumo de 3500 kWh. Elaboración propia | 41 |
| Figura 28 Curva de ahorro para consumo 3500 kWh. Elaboración propia..... | 42 |
| Figura 29 Superposición de la curva de energía consumida vs la curva de energía generada. Elaboración propia..... | 42 |
| Figura 30 Valor actual neto, propuesta sin batería. Elaboración propia | 44 |
| Figura 31 Tasa Interna de Retorno, propuesta sin batería. Elaboración propia | 44 |
| Figura 32 VAN/Inv. Propuesta sin almacenamiento de energía. Elaboración propia. | 45 |
| Figura 33 Diagrama de flujo, modelo con batería, elaboración propia. * En caso de que la energía generada y la que había almacenada no alcancen a satisfacer la demanda. | 47 |
| Figura 34 Comparativa distintos tipos de baterías. Fuente. (Pérez & Arcos, 2019) | 48 |
| Figura 35 Evolución del precio de las baterías Li Ion. Fuente (Pérez & Arcos, 2019)..... | 49 |
| Figura 36 Valor actual neto para propuesta con almacenamiento de energía Consumo 3500 kWh. Elaboración propia..... | 51 |
| Figura 37 Tasa interna de retorno para propuesta con almacenamiento de energía, consumo 3500 kWh. Elaboración propia | 52 |
| Figura 38 VAN/Inv. para propuesta con almacenamiento de energía, consumo 3500 kWh, batería 1 kWh. Elaboración propia | 52 |

xv Lista de Figuras

| | |
|--|----|
| Figura 39 Esquema general del modelo. Elaboración propia | 66 |
| Figura 40 Distintas instalaciones óptimas para los niveles de consumo, tendencia creciente. Elaboración propia..... | 67 |
| Figura 41 Curvas de Generación energética en Medellín con potencia de 2,5 kWp. Elaboración propia | 72 |

Lista de Tablas

| | |
|--|----|
| Tabla 1 Referencias empleadas en el en el estado del arte | 5 |
| Tabla 2 Diferenciación Horas pico y Valle. Fuente BOE ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital | 23 |
| Tabla 3 Ejemplos de radiación total anual en distintas ciudades de España. Fuente JRC European Comission y propia elaboración..... | 24 |
| Tabla 4 Tarifas de acceso pico y Valle. Fuente: BOE ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital | 28 |
| Tabla 5 Energía mensual generada con potencia de 1 kWp. En la ciudad de Sevilla Fuente: PVGIS European Comission | 31 |
| Tabla 6 Ejemplo de la energía generada en Sevilla durante el día representativo de enero. Fuente: PVGIS European Comission..... | 35 |
| Tabla 7 Energía Total generada por cada potencia instalada en enero. Fuente: PVGIS European Comission y elaboración propia..... | 37 |
| Tabla 8 Radiación total en un día representativo de cada mes. PVGIS European Comission y Elaboración propia..... | 38 |
| Tabla 9 Distribución de la radiación a lo largo de un día completo en enero. PVGIS European Comission y Elaboración propia | 39 |
| Tabla 10 Cantidad anual de energía generada para cada kWp de potencia instalada. PVGIS European Comission y Elaboración propia | 39 |
| Tabla 11 Ahorro e ingresos generados por el usuario por cada kWp instalado. Elaboración propia ... | 43 |
| Tabla 12 Costes de instalación de para cada potencia. Elaboración propia | 43 |
| Tabla 13 Comparativa de demanda y autoconsumo de energía. Elaboración propia. | 45 |
| Tabla 14 Energía autoconsumida para un consumo promedio de 3500 kWh, propuesta almacenamiento de energía. Elaboración propia | 50 |
| Tabla 15 Ahorro propuesta almacenamiento de energía, consumo 3500 kWh, Elaboración propia | 50 |
| Tabla 16 Ingresos obtenidos por vertido a la red, consumo de 3500 kWh. Elaboración propia. | 51 |
| Tabla 17 Porcentaje de energía generada y autoconsumida, consumo de 3500 kWh para distintos niveles de capacidad de la batería. Elaboración propia. | 53 |
| Tabla 18 Tabla de indicadores consumo de 3500 kWh para distintas capacidades de almacenamiento y potencias instaladas. Elaboración propia..... | 54 |

xvii Lista de Tablas

| | |
|---|----|
| Tabla 19 Indicadores económicos para distintos niveles de consumo, caso sin almacenamiento de energía. Elaboración propia. | 56 |
| Tabla 20 Ahorro por cada uno de los niveles de consumo. Elaboración propia | 58 |
| Tabla 21 Ingresos generados por el vertido con distinta capacidad de almacenamiento y distintos niveles de Potencia PV, consumo 3500 kWh Elaboración propia. | 59 |
| Tabla 22 Instalación óptima e indicadores económicos, distintos niveles de consumo. Elaboración propia. | 59 |
| Tabla 23 VAN/Inv. Precio 1,2 €/kWp. Elaboración propia..... | 60 |
| Tabla 24 VAN/Inv. Precio 1,1 €/kWp. Elaboración propia..... | 61 |
| Tabla 25 VAN/Inv. precio 1 €/kWp. Elaboración propia..... | 61 |
| Tabla 26 VAN/Inv. Precio 0,9 €/kWp. Elaboración propia..... | 61 |
| Tabla 27 VAN/Inv. Precio 0,8 €/kWp. Elaboración propia..... | 62 |
| Tabla 28 VAN/Inv. Precio 0,7 €/kWp. Elaboración propia..... | 62 |
| Tabla 29 VAN/Inv. precio de la batería 110 €/kWh. Elaboración propia..... | 63 |
| Tabla 30 VAN/Inv. precio de la batería 100 €/kWh. Elaboración propia..... | 64 |
| Tabla 31 VAN/Inv. precio de la batería 90 €/kWh. Elaboración propia..... | 64 |
| Tabla 32 VAN/Inv. precio de la batería 80 €/kWh. Elaboración propia..... | 64 |
| Tabla 33 VAN/Inv. precio de la batería 50 €/kWh. Elaboración propia..... | 65 |
| Tabla 34 Instalación óptima para consumo de 3500 kWh anuales sin almacenamiento de energía, Elaboración propia, | 66 |
| Tabla 35 Instalación óptima para consumo de 3500 kWh anuales, Elaboración propia, | 67 |
| Tabla 36 Instalación óptima para usuarios con distintos niveles de consumo, Elaboración propia, | 67 |
| Tabla 37 Instalaciones óptimas con distintos precios del sistema PV. Elaboración propia | 68 |
| Tabla 38 Instalaciones óptimas para distintos niveles de precio de batería. Elaboración propia. | 68 |
| Tabla 39 Tarifa energética residencial en Medellín, 2018. Elaboración propia..... | 70 |
| Tabla 40 Precio de la energía consumida en Medellín. Elaboración propia. | 71 |
| Tabla 41 Promedio mensual de la radiación solar en Medellín 2015. Atlas, IDEAM | 72 |
| Tabla 42 Energía anual generada por los distintos sistemas PV en Medellin. Elaboración propia..... | 73 |

xviii Lista de Tablas

| | |
|---|----|
| Tabla 43 Total energía autoconsumida por el usuario en Medellín con distintos niveles de almacenamiento y potencias PV instaladas. Elaboración propia | 73 |
| Tabla 44 Ahorros totales en la factura eléctrica para cada nivel de almacenamiento y cada potencia instalada. Elaboración propia | 73 |
| Tabla 45 Indicadores económicos para el proyecto en Medellín, Colombia. Elaboración propia. | 74 |

Lista de Abreviaturas

| | |
|--------------|---|
| TCAC | Tasa de crecimiento anual compuesto |
| DHA | Discriminación temporal con 2 periodos |
| DHS | Discriminación temporal con 3 periodos |
| JRC | Joint Research Centre |
| LCOE | Levelized cost of Energy (Costo nivelado de la energía) |
| LR | Learning Rate |
| NREL | National Renewable Energy Laboratory |
| OMIE | Operador del Mercado Ibérico de Energía |
| PR | Progress Ratio |
| PV | PV |
| PVGIS | Photovoltaic Geographical Information System |
| S | Capacidad de almacenamiento de la batería |
| STC | Standard Test Conditions |
| UE | Unión Europea |
| USA | Unites States of America |
| WACC | Weighted Average Cost of Capital (Costo medio ponderado de capital) |

1. Introducción

El precio de la factura eléctrica es un coste que deben asumir los consumidores debido a la necesidad de utilizar la energía para el desarrollo de su actividad, pero cada día estos precios aumentan y se hace más difícil para el bolsillo del consumidor mantener el ritmo de aumento de la red eléctrica. El autoconsumo por medio de instalaciones fotovoltaicas es una aproximación que puede ayudar a disminuir el consumo de energía proveniente de la red eléctrica lo que se traduce en una reducción de costes en su factura. Para que esta instalación del sistema PV sea verdaderamente beneficioso para el usuario, se debe determinar el tamaño ideal de capacidad de generación energética que haga que los beneficios y ahorros generados justifiquen la inversión realizada. Con este proyecto se pretende generar un modelo que logre determinar para un usuario con una curva de consumo dada, unos valores de capacidad fotovoltaica (PV) y almacenamiento de energía (S) que hagan que la rentabilidad de su inversión sea óptima y que genere el mejor proyecto posible.

El principal antecedente de este proyecto, es el modelo planteado por Laureleen Riviere y el Dr. Angel Arcos en 2017, en el que se determinaba la instalación óptima para un usuario dados unos perfiles de consumo específicos. La principal diferencia y paso adelante que se realiza en el actual modelo desarrollado aquí, es que se considera un almacenamiento de energía por la incorporación de una batería en el sistema, además gracias al real decreto de autoconsumo ahora es posible verter la energía generada que no se consuma a la red, lo que abre nuevas posibilidades económicas al proyecto.

Encuadre normativo:

En España, las políticas y regulaciones en vista al mejoramiento y reducción de las emisiones y a la preocupación por establecer fuentes de energía renovable, han generado también un panorama prometedor para las instalaciones PV y los usuarios. El real decreto Real Decreto 661/2007 (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2007) estableció un nuevo régimen económico para las instalaciones de producción de energía PV, a las que no se les aplica los valores de tarifa previstos en el mismo decreto, lo que impulsó de manera importante la situación de la industria PV en el país, casi triplicando la capacidad PV instalada en el país para el 2008.

A nivel residencial, para los usuarios, recientemente ha habido cambios importantes en este ámbito: El real Decreto 244/2019 del 5 de abril *“por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.”* (Ministerio para la Transición Ecológica, 2019) proporcionó una muy importante ventaja para los autoconsumidores de energía, a los cuales dio la oportunidad de generar ahorros adicionales mediante el vertido y venta de la energía remanente que no logren consumir. Esta situación mejoró considerablemente el rendimiento económico del proyecto a largo plazo; ahora la energía será o consumida por el usuario o podrá ser “vendida” a la red eléctrica. Este decreto es un detonante que aporta sentido a la realización de este tipo de estudios.

2 Introducción

En diciembre 2015 en París, bajo el Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático¹ se firma el acuerdo de París ² después de 4 años de negociaciones, con vistas a adoptar de forma inmediata acciones para mitigar el impacto del cambio climático, las naciones involucradas se comprometen a participar en las reducciones de los gases de efecto invernadero. Como principal objetivo a largo plazo, este acuerdo pretende evitar que el incremento de la temperatura media global no supere los 2° C sobre los niveles preindustriales, así como también intenta limitar el aumento a 1,5° C. Más allá de esto, una tarea importante que se plantea en el acuerdo es que los niveles de emisiones globales lleguen al máximo, para que inmediatamente se pongan en marcha planes de acción en vistas a la reducción de emisiones a medio y largo plazo y a la absorción de estos gases para la segunda mitad del siglo.

Situaciones como estas contribuyen al impulso de nuevos sistemas y metodologías que permitan satisfacer la creciente demanda energética en el mundo mediante soluciones diferentes a las que involucren una alta emisión de gases de efecto invernadero, principalmente combustibles fósiles. Las energías renovables son una temática que ha estado en un considerable aumento en los últimos años a nivel europeo y mundial, debido a las preocupaciones de los gobiernos que implementan políticas y regulaciones para fomentar la producción y uso de estas energías. Un ejemplo claro es la duplicación del consumo de energía procedente de fuentes renovables en Europa, pasando de un 8,5% de consumo en 2004 a un 17% en 2016. (Eurostat, 2019). Pero el incremento del uso de estas energías renovables debe venir de la mano con un correcto sistema de análisis que proporcione una alternativa verdaderamente atractiva para los usuarios y de este modo lograr un verdadero cambio en el paradigma actual de consumo de energía.

La energía solar PV es una es una de las principales fuentes de energía renovable en el mundo, la tecnología implementada así como su uso por parte de los consumidores, está en un constante desarrollo y aumento. Esto es debido a que estos avances tecnológicos conllevan a una reducción de precios y costes de sus instalaciones, expandiendo el mercado de la energía solar a tal punto que se hace necesario un correcto estudio de la situación que aporte la información necesaria para la correcta implementación de estos sistemas.

¿Cuál debe ser la potencia instalada y capacidad de almacenamiento para un usuario con una curva de demanda de energía determinada, de modo que alcance la mejor rentabilidad económica?

Esta es la pregunta general que se intentará resolver mediante la ejecución de este estudio y la creación del modelo. Con el análisis de la información y el procesamiento de los datos obtenidos, se determinará la instalación de potencia PV y almacenamiento que necesita implementar un usuario de consumo doméstico con una demanda anual establecida.

Con el ánimo de profundizar en el análisis del proyecto de instalación PV a nivel residencial, en este trabajo se establecen los siguientes parámetros de estudio que servirán como condicionantes del modelo: Una curva de demanda que determina la cantidad de energía que consume el usuario analmente; los costes de las instalaciones PV y sistemas de almacenamiento que determinan la inversión necesaria para el proyecto; unos precios de compra-venta de energía que determinarán los flujos de caja; una ubicación geográfica que determinará la radiación y energía producida anualmente. Estos parámetros se modelizarán con el fin de determinar una instalación óptima de sistema PV residencial en la ciudad de Sevilla

¹ <https://unfccc.int/es>

² https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_es

3 Introducción

concretamente, de modo que los indicadores económicos del proyecto de instalación, se maximicen.

Más allá de esto, el trabajo pretende presentar un análisis de sensibilidad en donde se estudien diferentes escenarios del proyecto, considerando varios factores determinantes para la realización del mismo y variándolos para analizar los cambios y diferencias que genera en el modelo: Una variación en la curva de demanda; variación en los costes del sistema PV y de capacidad de almacenamiento. Esto con el fin de determinar el comportamiento y la rentabilidad del proyecto en distintos escenarios establecer si hay cambios significativos en las instalaciones óptimas previamente obtenidas.

2. Estado del arte

En 2017 el proyecto de final de Máster de Laureleen Riviere, supervisado por el Dr. Angel Arcos Vargas (Riviere, 2017) realizó un estudio de viabilidad económica de la instalación de un sistema PV a nivel residencial en varios países de la cuenca del mediterráneo. Las características iniciales que presenta el modelo simplificado, no incluyen el vertido de energía remanente a la red eléctrica, debido a que en el momento que se desarrolló el trabajo, aún no se había aprobado la regulación que lo permitía; tampoco considera un proceso de almacenamiento de energía al estar fuera del contexto de su estudio. Los principales resultados estaban orientados a la identificación de la situación de la paridad de red en España y los demás países, pero una conclusión importante a la que se llegó fue que en España, el uso de sistemas PV para el autoconsumo, sin almacenamiento de energía, es rentable pero de una manera limitada. De este punto parte el trabajo que se va a desarrollar aquí, en donde se incluirán estos dos factores no considerados en ese modelo. El vertido a la red eléctrica y el almacenamiento de energía.

Continuando con esta línea de investigación se presenta el siguiente estado del arte, el cual está dividido principalmente en 3 bloques, paridad de red, LCOE y contexto de los sistemas PV. Como resumen de las referencias empleadas en la realización de esta sección, se presenta la siguiente tabla:

| | Autor | Año | Tema |
|----|--|------|----------------|
| 1 | Allied Market research | 2017 | Paridad de red |
| 2 | Branker, K., Pathak, M. J., & Pearce, J. M. | 2011 | |
| 3 | Breyer, C., & Gerlach, A. | 2013 | |
| 4 | Breyer, C., Birkner, C., Kersten, F., Gerlach, A., Goldschmidt, J. C., Stryi-Hipp, G., & ... & Riede, M. | 2010 | |
| 5 | Eurostat. | 2019 | |
| 6 | Human Development Reports. | 2008 | |
| 7 | International Energy Agency | 2006 | |
| 8 | Jäger-Waldau, A. | 2018 | |
| 9 | Jones-Albertus, R., Feldman, D., Fu, R., Horowitz, K., & Woodhouse, M. | 2016 | |
| 10 | Mashable | 2017 | |
| 11 | Mordor Intelligence. | 2018 | |
| 12 | Mundo-Hernández, J., Alonso, B. d., Hernández- | 2014 | |

5 Estado del arte

| | | | |
|----|--|--------|-----------------------------|
| | Álvarez, J., & Celis-Carrillo, B. d. | | |
| 13 | Munoz, L. H., Huijben, J., Verhees, B., & Verbong, G. | 2014 | |
| 14 | Nemet, G. | 2006 | |
| 15 | Pandey, A. K., Tyagi, V. V., Jeyraj, A., Selvaraj, L., Rahim, N. A., & Tyagi, S. K. | 2016 | |
| 16 | Swanson, R | 2006 | |
| 17 | Tie, S. F., & Tan, C. W. | 2013 | |
| 18 | Biondi, T., & Moretto, M. | 2015 | LCOE |
| 19 | European Technology & Innovation Platform for Photovoltaics. | 2019 | |
| 20 | Gaëtan, M | 2011 | |
| 21 | National Renewable Energy Laboratory. | (s.f.) | |
| 22 | Bazilian, M., Onyeji, I., Liebreich, M., MacGill, I., Chase, J., & Shah, J. | 2013 | Contexto de los sistemas PV |
| 23 | Breyer, C., Gerlach, A., Mueller, J., Behacker, H., & Milner, A. | 2009 | |
| 24 | Girard, A., Gago, E. J., Ordoñez, J., & Muneer, T. | 2016 | |
| 25 | Hoffmann, C., Greiner, M., Bremen, L. v., Knorr, K., Bofinger, S., Speckmann, M., & Rohrig, K. | 2008 | |
| 26 | Kamran, M., Fazal, M. R., Mudassar, M., Ahmed, S. R., Adnan, M., Abid, I., & Shams, H. | 2019 | |
| 27 | Lahmeyer International / Solar-Institut Jülich. | 2001 | |
| 28 | Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. | 2007 | |
| 29 | Poortmans, J., & Sinke, W. | 2008 | |

Tabla 1 Referencias empleadas en el en el estado del arte

2.1. Paridad de red

Distintas fuentes se han usado a través del tiempo para satisfacer las necesidades y demanda de energía por las personas en las comunidades. El sector industrial de generación y distribución de energía en las comunidades es de vital importancia para su desarrollo y crecimiento, la red eléctrica conformada por estos agentes productores, realiza esta actividad que genera un costo para lograr producir esta energía, costo que deben ser cubiertos ya sea por organismos administrativos o por los propios usuarios y consumidores. No obstante, entre las diversas fuentes, hay algunas que están al alcance de agentes externos a la Red Eléctrica (Incluso los mismos usuarios) los cuales son capaces de generar energía también, cuando estas fuentes alternativas pueden generar energía a un costo inferior o igual (costo nivelado de la energía, LCOE) que al de la red eléctrica se genera la paridad de red (grid parity en Inglés) (Branker, Pathak, & Pearce, 2011). Los sistemas de generación eléctricos PV, son un factor de

6 Estado del arte

vital importancia en este aspecto y es necesario investigarlos para poder conocer su influencia en la generación de energía. (Munoz, Huijben, Verhees, & Verbong, 2014) Este capítulo va a proveer un contexto global del factor de Paridad de red, además del efecto e influencia que tienen las instalaciones PV para alcanzar la paridad.

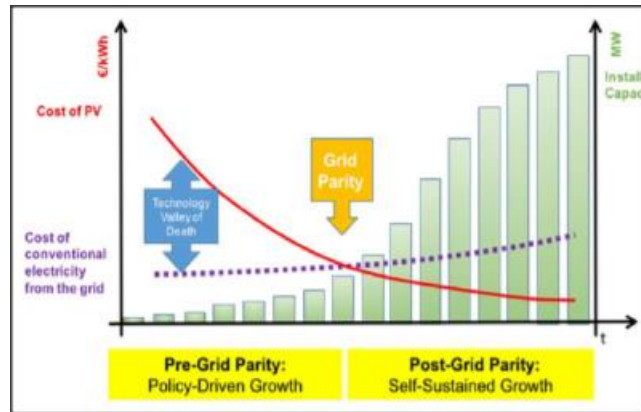


Figura 1 Concepto de Paridad de red. Fuente J. Mundo-Hernández et. al., 2014. (Mundo-Hernández, Alonso, Hernández-Álvarez, & Celis-Carrillo, 2014)

Una explicación más directa y gráfica se puede realizar con la figura 1, la línea morada corresponde al precio de retail de la energía eléctrica proveniente de la red de distribución, mientras que la roja corresponde al costo nivelado de la energía (LCOE). La intersección de ambas en representa la predicción de cuando se alcanzará la paridad de red en esta ciudad. Todo esto sucede mientras se aumenta la capacidad instalada de los sistemas PV.

2.2. Factores claves que determinan la paridad de red.

En el estudio realizado por (Breyer & Gerlach, 2013) se determinan 5 factores principales que actúan como impulsores del logro de la paridad de la red con los sistemas PV.

- **La curva de aprendizaje y el coste de los sistemas PV:** En las últimas décadas se han presentado distintas metodologías y sistemas capaces de generar energía de forma renovable (Tie & Tan, 2013) (Lo que ha permitido el fenómeno de la paridad de red) pero entre todos estos, ninguno de ellos ha presentado más cambios y más avances que los sistemas PV, que aun así, no logra competir en términos de volumen de energía generada con sistemas como el del carbón o el gas, o de incluso energías renovables como la eólica (Jones-Albertus, Feldman, Fu, Horowitz, & Woodhouse, 2016). Pero aun así, los avances tecnológicos en este sistema son bastantes significativos. Una metodología que logra determinar los cambios técnicos en el campo de los sistemas PV es la curva de aprendizaje. La curva de aprendizaje de los sistemas PV esta originada en cómo los fabricantes de estos sistemas se han vuelto más eficientes en la producción a través de los años y este modelo se ha actualizado para incluir no solo aspectos de trabajo directo, si no también costos de fabricación, distribución y en general toda la cadena de valor que envuelve la industria de sistemas PV (Nemet, 2006). Un review bastante completo sobre el desarrollo de las metodologías de la curva de aprendizaje de los sistemas PV está presentado por (Nemet, 2006) y (Swanson, 2006). El incremento en el conocimiento de la tecnología conlleva a una reducción en los precios de productivos y varios autores confirman que para los sistemas PV se tienen unas tasas de aprendizaje del 20%, todo esto producto del incremento de la eficiencia en todo el sistema. La figura 2 muestra la curva de aprendizaje de la industria del sistema PV,

7 Estado del arte

realizada en escala logarítmica, como resultado se puede decir que hay una constante de aprendizaje en la industria de los sistemas PV.

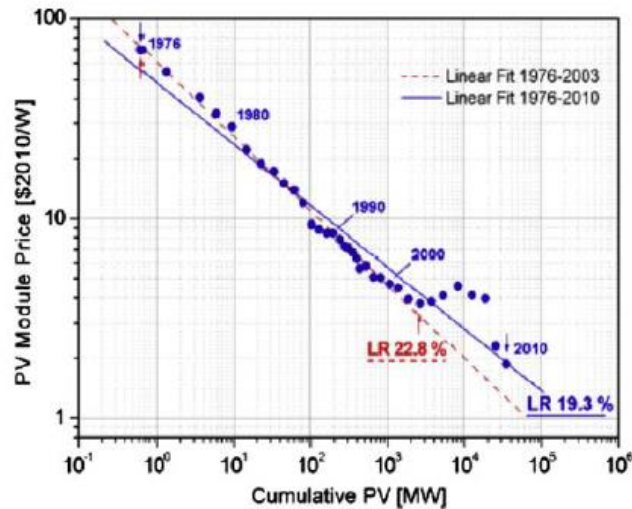


Figura 2 Learning Rate de la tecnología PV. Fuente: Christian Breyer and Alexander Gerlach (2012). Global overview on grid parity.

- **Crecimiento de la industria PV:** El mercado de las instalaciones PV en el 2016 fue valorado en 131,82 billones de dólares, un crecimiento enorme comparado con su valor en 2004 de tan solo 11,2 billones y se espera que alcance valores de casi 400 billones en 2023 a una TCAC de 17,4%. Las instalaciones PV son seguras, confiables, incurren en menos costos operativos y son fáciles de instalar. Además, las preocupaciones con respecto a los cambios climáticos y las fuentes alternativas de energía han llevado a la rápida adopción de la energía solar, que está generando demanda para las instalaciones PV. (Mordor Intelligence, 2018) (Allied Market research, 2017) Gran parte de la energía producida mundialmente (80%) proviene de fuentes no renovables ni sostenibles, debido a su naturaleza de ser recursos consumibles que reducen su disponibilidad día a día, tienen restricciones por las políticas medioambientales de cambio climático, o tienen problemas de seguridad como la energía nuclear. Estas condiciones benefician el crecimiento de industrias como la PV cuyos límites no parecen que puedan ser alcanzados en un futuro cercano (2 décadas) en conjunto con su tasa de crecimiento de 45% (Breyer, y otros, 2010) (Tasa analizada durante 15 años 1995 y 2010). El reporte de estado realizado por el JRC de la comisión Europea de 2018 (Jäger-Waldau, 2018) nos muestra cómo la industria de los sistemas PV ha ido en aumento a través del tiempo, cómo desde el 2005 cuando la producción no alcanzada los 20 Giga Watts se han alcanzado en el 2018 (octubre) una cantidad de más de 100 en un solo año. (Figura 3)

8 Estado del arte

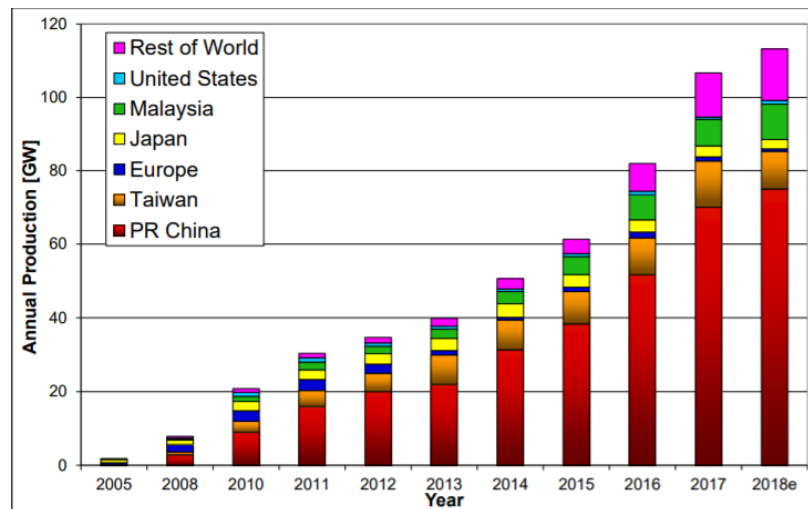


Figura 3 Producción de módulos PV mundial. Fuente: Jäger-Waldau, A., PV Status Report 2018, EUR 29463 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2018, ISBN 978-92-79-97465-6, doi:10.2760/826496, JRC113626

- **Rendimiento de los sistemas PV:** Los principales indicadores a tener en cuenta para este aspecto son el LCOE y naturalmente el mismo performance del sistema instalado es decir la capacidad que tiene el sistema de producir energía (kWh/kWp). Y es que la capacidad de producir energía de estos sistemas ha ido incrementándose drásticamente, a un ritmo similar que su demanda. Hay varias tecnologías que están disponibles en el mercado para los sistemas PV, pero entre todos, los sistemas a base de Silicio (Los utilizados en este estudio) son los que mejor rendimiento presentan, sin embargo, muchas investigaciones se están realizando, incluyendo las pruebas con nuevos materiales para lograr aún mejor rendimiento de los sistemas. (Pandey, y otros, 2016) Todo esto se traduce en un constante avance del LCOE al que se le suma el tiempo de vida de los equipos que también ha alcanzado niveles de incluso 25 años. Un mejor rendimiento y una vida útil más larga de los componentes el rendimiento de los sistemas PV que a su vez disminuirán los costes de la operación y el mantenimiento, por lo tanto, mejorarán el LCOE.
- **Precios de la energía:** La figura 1 nos muestra cómo se puede alcanzar la paridad de red, la intersección del precio de retail de la energía y el LCOE se logra en parte, por el aumento que se presenta gradualmente en los precios de la energía eléctrica para los consumidores. En Europa es una realidad que se está presentando, los precios de la energía cada vez son más altos, a pesar que el ritmo de aumento no sea alarmante: en 2008 el precio de un kWh (sin impuestos) era de alrededor de 0.1149 euros y en los últimos 10 años tuvo su pico en 2014 cuando aumentó hasta 0,1411 euros. Para 2018 el precio promedio europeo del kWh se calculó en 0,1329 euros, sin embargo, los impuestos sí que han tenido un incremento constante, pasando de 27% en 2008 a 37% en 2018. (Eurostat, 2019)

9 Estado del arte

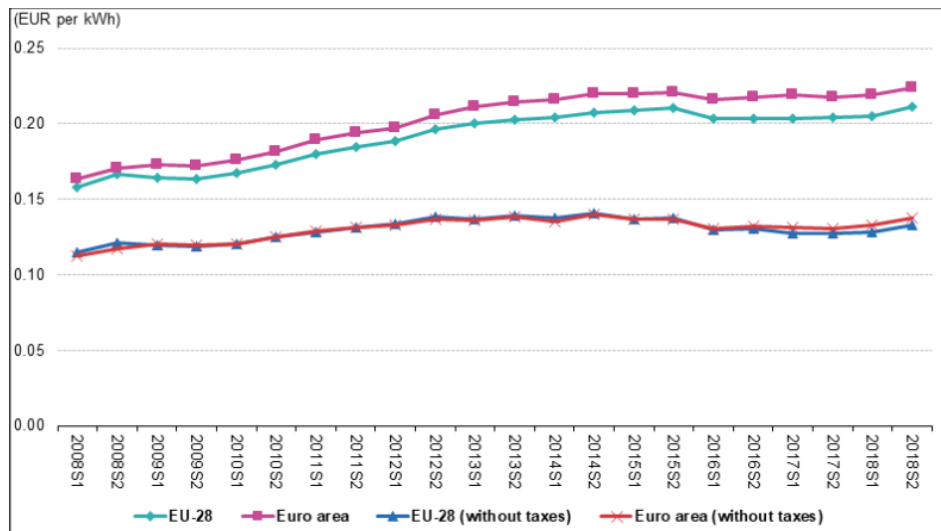


Figura 4 Desarrollo de los precios de la energía en Europa. Eurostat electricity price statistics (2018)

- **Acceso a la electricidad:** Para poder realizar un análisis de la paridad de red, una comunidad debe primero tener acceso a la energía generada por una red eléctrica. Mundialmente hay un gran número de personas que no tienen acceso a una red eléctrica, cerca de 1,2 billones de personas – 16% de la población mundial. Esta situación es un problema que dificulta la calidad de vida de las personas y frena el desarrollo de las comunidades, especialmente las rurales que son las más afectadas (Mashable, 2017). Es estrictamente necesario el acceso a una red eléctrica para que se presente el fenómeno de Paridad de red.

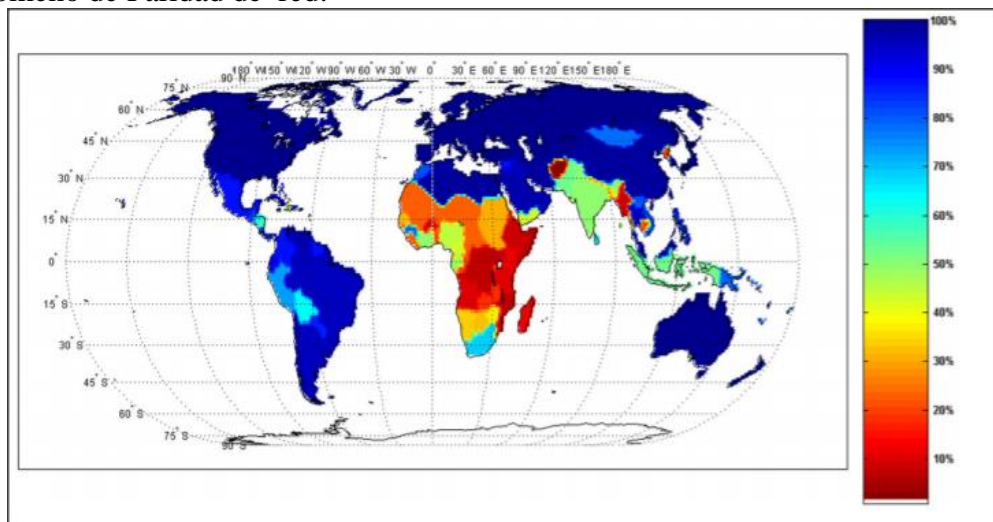


Figura 5 Acceso global a la electricidad en porcentaje de población local. Fuente: Energy Agency (International Energy Agency, 2006) y United Nations Development program. (Human Development Reports, 2008)

2.3. LCOE con PV.

Lograr la paridad de red en Europa es algo que cada día se vuelve más posible debido a los incrementales precios de la electricidad y a los decrecientes precios de las instalaciones generadoras de energía alternativas tales como los sistemas PV. La figura 6 muestra un estudio realizado por La Asociación Europea de Industria PV, en donde el costo nivelado de energía (LCOE) es pronosticado a través de los años. Los costes de los sistemas PV que se han estado reduciendo drásticamente en los últimos años (Los precios de los sistemas PV se han reducido

10 Estado del arte

cerca de un 80% en la última década). La paridad de red se ha alcanzado con los sistemas PV en varios países y mercados comparándolos con el precio retail de la energía. (European Technology & Innovation Platform for Photovoltaics, 2019)

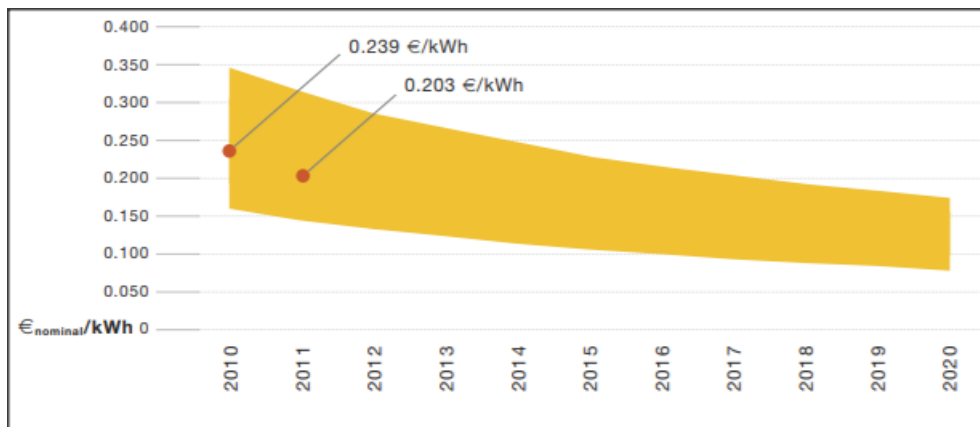


Figura 6 Costo nivelado de la energía PV en Europa, proyección 2010 - 2020. Fuente: Solar photovoltaic competing in the energy sector. EPIA, 201 (Gaëtan, 2011)

Debido a las distintas fuentes de energía y a las distintas formas de costearlas, puede llegar a ser complicado determinar un costo exacto de la energía que globalice las cuentas realizadas, para solucionar esta problemática, el LCOE entra en juego como una medida que permite la comparación de diferentes métodos de generación de energía. Este costo puede ser asignado a cada unidad de energía producida por un sistema generador en su vida útil y será igual al costo total durante su vida útil, cuando estos valores son actualizados al año base. (Biondi & Moretto, 2015)

Los distintos avances que a través de los años se han realizado en la tecnología de instalaciones PV que han posibilitado a su vez el declive en los precios de las instalaciones, este progreso es posible medirlo gracias al learning rate (LR) o el progress ratio (PR), indicadores que han mostrado un gran avance en las últimas décadas (Ver figura 2).

El LCOE siempre incluirá los siguientes parámetros indistintamente de las formas en las que pueda ser expresado:

- Learning rate (LR) o el Progress ratio (PR).
- El coste de la instalación del sistema PV
- Costos anuales de operación y mantenimiento
- La ratio de crecimiento de la industria PV
- Un factor de anualidad
- El total de la energía producida.

Una fórmula para calcular el LCOE bastante completa es la utilizada por Laboratorio nacional de Energía Renovable (NREL por sus siglas en inglés) (National Renewable Energy Laboratory, s.f.):

11 Estado del arte

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Ecuación 1 Fórmula para el LCOE. NREL. Fuente NREL

En donde:

- I_t = gastos de inversión en el año t
- M_t = gastos operativos y de mantenimiento en el año t
- F_t = gastos de combustible en el año t, que es cero para la electricidad PV
- E_t = generación de electricidad en el año t
- r = tasa de descuento
- n = vida financiera del cálculo

Existen distintos estudios y aproximaciones que intentan realizar el cálculo del LCOE, interpretando estos factores de la mejor manera posible: Christian Breyer y Alexander Gerlach (2013); **Error! Marcador no definido.** por ejemplo realizan una ponderación directa del precio de la energía considerando el coste de la instalación, el mantenimiento anual y el WACC, manteniendo constante el precio de la electricidad durante la vida útil del sistema PV. El desarrollo y detalle de los distintos enfoques que se han realizado para el cálculo del LCOE es bastante amplio y complejo y no se presentará en este estudio ya que no hace parte del enfoque planteado.

2.4. PV y contexto europeo y español.

El estudio realizado por Christian Breyer y Alexander Gerlach también muestra una rápida reducción del LCOE de los sistemas PV en Europa, que desencadenará en un declive de los precios de introducción al mercado. Este impulso y crecimiento de los sistemas PV es un factor clave para alcanzar la paridad de red en Europa. Con lo explicado anteriormente se puede establecer que la Paridad de red depende de varios factores y condiciones especiales que pueden variar dependiendo de cada región analizada. (Kamran, y otros, 2019), tiene una interesante aproximación al estado y evolución de la paridad de red, la figura 7 (Bazilian, y otros, 2013) muestra una comparativa de distintos países en el mundo, mostrando su costo de energía, con la radiación solar para poder evaluar el mercado de los sistemas PV con respecto a la Paridad de red. Países como España, Alemania, Italia, Dinamarca, lograron la paridad de la red antes del 2012, en parte por sus altos precios de energía, lo que facilitaba el rendimiento de la energía de los sistemas PV y el crecimiento de este mercado. Turquía, Francia, Japón y Brasil, lograron la paridad ya después de 2015 donde el costo de la energía de retail supera el LCOE. Los demás países que se pueden ver en la figura 7 que están por debajo de las líneas de LCOE tienen costes de la electricidad considerablemente bajos y se encuentran lejos de alcanzar la paridad de la red.

12 Estado del arte

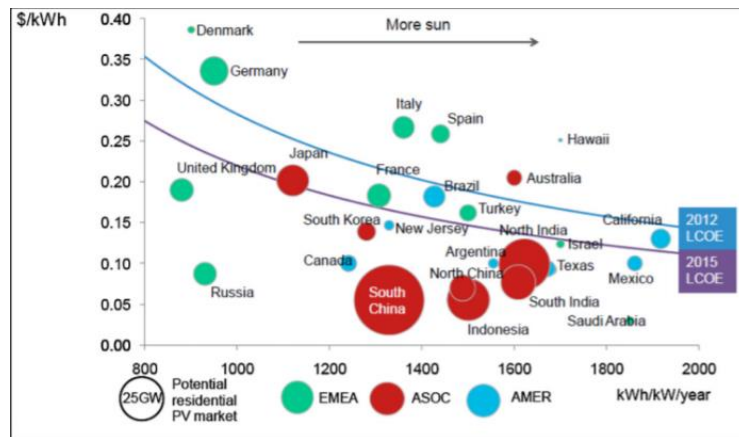


Figura 7 Paridad de red residencial con sistemas PV en el mundo. Fuente: M. Bazilian et. al. (2013)

De la investigación de M. Karman, se hace énfasis en la situación de España: Es la líder a nivel europeo en términos de radiación solar, recibiendo en promedio 1640 kWh/m² anualmente, este tipo de factores hacen que los sistemas PV en España tengan el potencial de responder a las futuras necesidades energéticas y a los retos ambientales. En el 2007, España era poseedor de más del 70% de sistemas PV conectados a la red en Europa (Girard, Gago, Ordoñez, & Muneer, 2016) esto, sumado al Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2007) impulsaron la instalación de sistemas PV en el país (Ver figura 8).

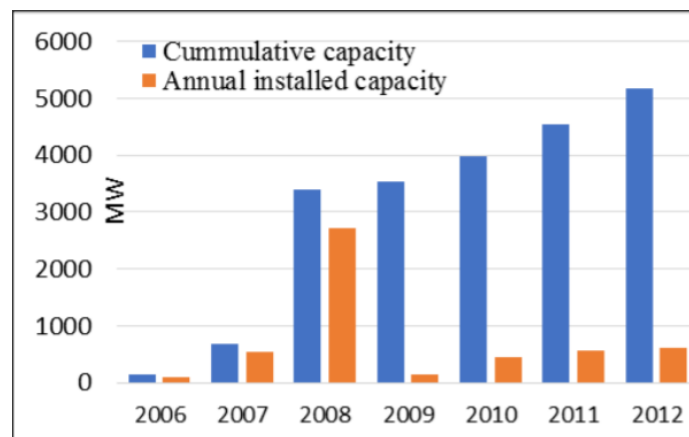


Figura 8 Capacidad PV en España, anual y acumulativo. Fuente: M. Karman (2019)

La radiación solar es entonces, es otro de los aspectos claves a considerar a la hora de analizar la paridad de red. (Poortmans & Sinke, 2008) proponen una aproximación en donde la Paridad de red europea a futuro, depende directamente de la radiación solar, de acuerdo con este modelo, en 2015 solo el sur de Europa alcanzó la paridad de red, en 2020 ya se ha extendido a la parte principal de Europa y en 2030 toda Europa se encuentra bajo paridad de red, incluidos los países escandinavos que reciben muy poca radiación solar.

(Breyer C. , Gerlach, Mueller, Behacker, & Milner, 2009) comenta como el rápido decrecimiento en el LCOE, en particular en regiones altamente soleadas, va a posicionar a los sistemas de generación PV en una posición comercial beneficiosa y a establecerla como una verdadera y rentable opción, inclusive de seguir con este ritmo, alcanzaría una llamada “gas-Parity”, en donde se nivelarían los costes con la energía producida en la industria del gas natural

(NG) donde el LCOE está aumentando. En lugares donde el LCOE de los sistemas PV iguale al de los sistemas con NG, se va a lograr un mercado para los sistemas PV amplio y sostenible. Incluso comentan que la intensificación de los avances científico-tecnológicos de los sistemas PV unido con las investigaciones de las relaciones que puedan tener con otras fuentes de energía renovables, podría desencadenar híbridos como PV-Wind (Hoffmann, y otros, 2008) (Sistemas PV y eólicos) o PV-Hydro (Lahmeyer International / Solar-Institut Jülich, 2001) (En combinación con sistemas hídricos).

Para finalizar, uno de los principales problemas que presenta la paridad de red con los sistemas PV es el uso que se le da a la energía generada: debido a que la producción de energía se realiza solamente en las horas de día, cuando hay sol, está en muchos modelos, debe ser consumida en estos mismo horarios por el usuario, a esta problemática se le plantean soluciones como verterla a la red, que en realidad no logra ser lo suficientemente atractiva ya que la idea es aumentar el consumo de energía generada. Por otro lado, están los sistemas de almacenamiento, para que la energía generada que no logre ser consumida en el momento, se almacene y se consuma cuando sea necesario, esto permite un incremento considerable en el aprovechamiento de la energía.

2.5. El autoconsumo de energía, compitiendo con la Red de distribución eléctrica

El estudio realizado por el Rocky Mountain Institute de Basalt, Colorado en los Estados Unidos de América en febrero de 2014 (Rocky Mountain Institute, 2014), muestra un estudio sobre la Paridad de red en el territorio nacional y como puede llegar a alcanzarse. El estudio fue realizado en 5 regiones de USA: Louisville, Westchester, San Antonio, Los Ángeles y Honolulu. Gracias a esto es posible extrapolar los resultados a todo el país, por ser regiones bastantes representativas.

El estudio muestra como el rápido crecimiento en tecnología de los sistemas de generación de energía descentralizados (Incluyendo PV) en conjunto con la reducción de los costes de instalación y mantenimiento, pueden en un futuro hacer que la dependencia de los usuarios a las redes eléctricas tradicionales llegue a ser “opcional”. Esto combinándolo con una gran producción en masa de baterías funcionales y eficientes que son integradas al sistema para completar un modelo de generación, almacenamiento y consumo de energía completo. El análisis realizado muestra cuando los usuarios en USA pueden lograr la paridad de red, desencadenada además, por un constante aumento de los precios de la energía desde la red.

Se centra en modelar 4 posibles escenarios para el análisis. Se realizó un caso base y 3 más para un análisis de sensibilidad con distintas suposiciones:

1. *Un sistema PV con almacenamiento de energía, con costes y proyección promedio, capaz de suplir el 100% de la demanda de energía del edificio, en combinación con el uso ocasional de energía diésel.*

Se modeló un sistema para perfiles de consumo tanto comercial (Un hotel de ~43,000 pies cuadrados y 4 plantas) como residencial (casa familiar de 2,500 pies cuadrados). Los sistemas de PV y batería integrados, son capaces de proveer ambos casos con el 100% de la energía demandada durante el año. Es necesario también proyectar el sistema en el tiempo y el costo de la energía retail en USA a través de los años para su proyección se realizó con una ponderación considerando los picos y los valles de los precios de la energía en los últimos años.

14 Estado del arte

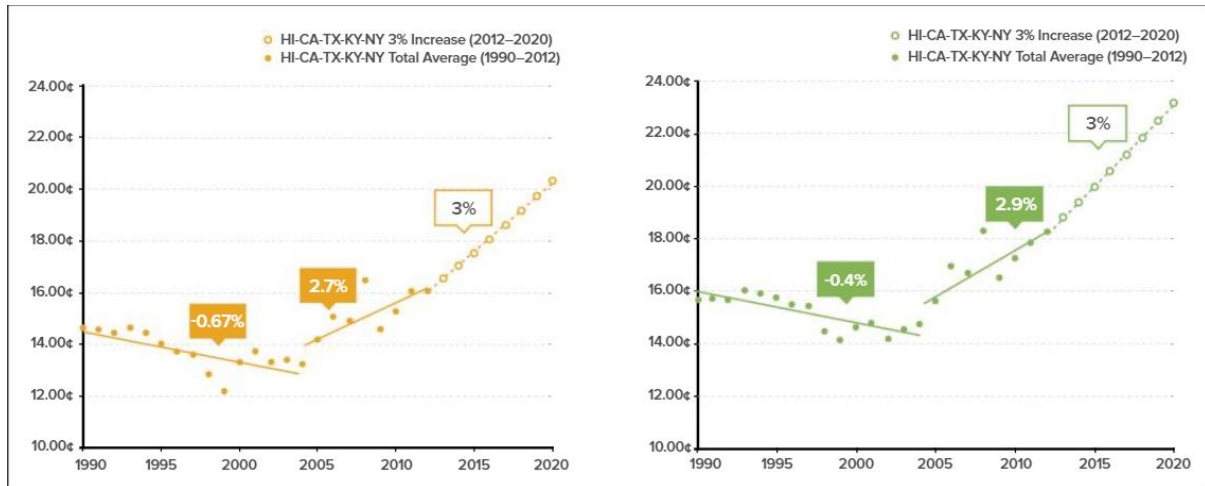


Figura 9 Precios promedio del retail de la energía en USA. A la izquierda: Comercial, a la derecha: Residencial. Fuente: *The economics of grid defection*, Rocky Mountains Institute 2014

La proyección del coste del sistema PV se realizó en base a un review de literatura con 4 fuentes distintas, NREL, Bloomberg New Energy Finance, Environmental Protection Agency y Black & Veatch (Figura 10).

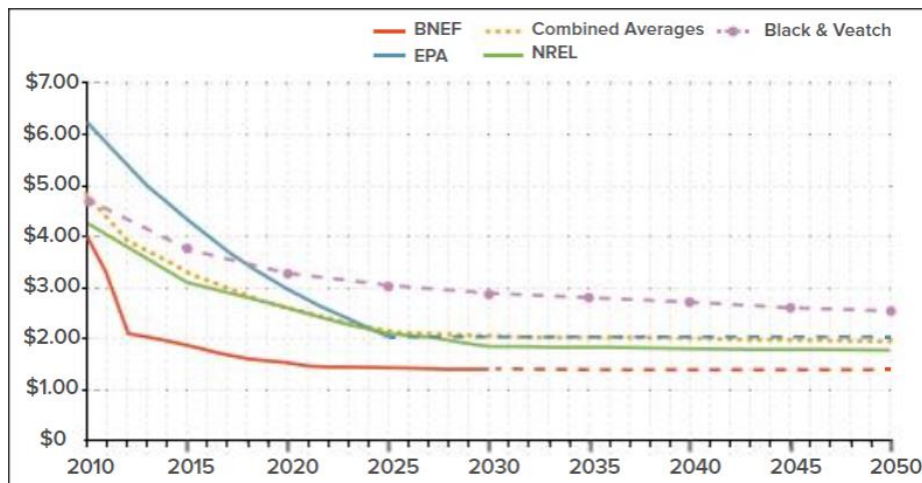


Figura 10 Proyección del costo del sistema PV comercial. Fuente: *The economics of grid defection*, Rocky Mountains Institute 2014

15 Estado del arte

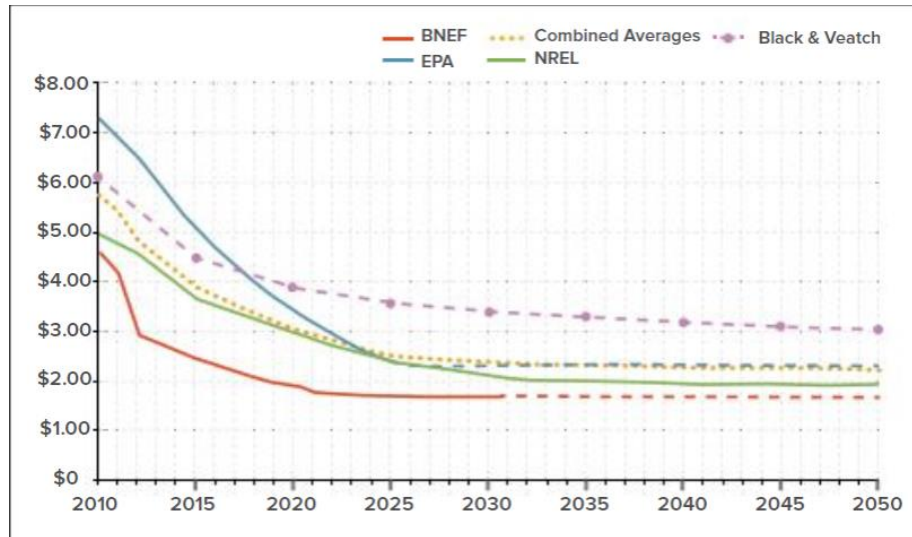


Figura 11 Proyección del costo del sistema PV residencial. Fuente: *The economics of grid defection*, Rocky Mountains Institute 2014

Por otro lado, se analizaron los costos de las baterías como sistema de almacenamiento en el modelo, para el cual se usan baterías de ion de litio, debido a que de estas hay la mayor cantidad de información acerca del precio en el tiempo y en un futuro. Las fuentes con las que se realizó la proyección^{3 4 5} muestran una constante reducción de los precios de las baterías en el tiempo. Por último el costo del capital puede tener un impacto importante en los costes de los usuarios, para estudiar esto en el modelo se usa un sistema desarrollado por NREL.⁶ Así, los sistemas PV y las baterías tendrán acceso a unas fuentes de capital más baratas.

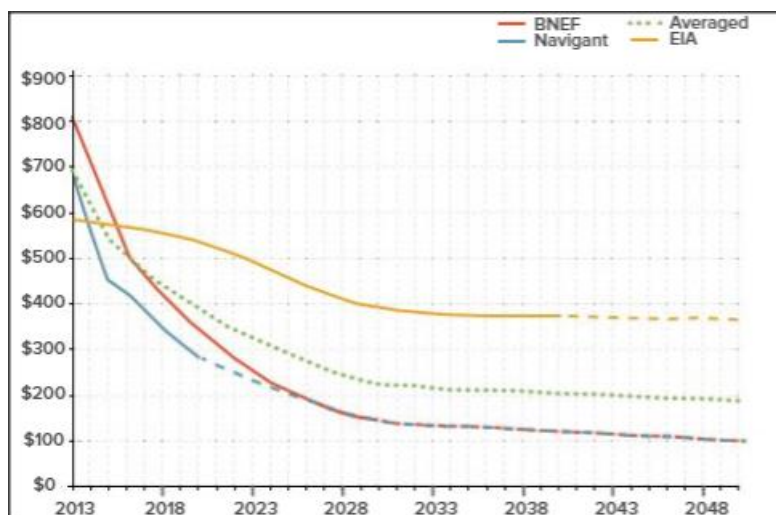


Figura 12 Proyecciones del precio de la energía. Fuente: *The economics of grid defection*, Rocky Mountains Institute 2014

³ Chase, Nicholas "Annual Energy Outlook 2014: transportation modelling updates and preliminary result" U.S. Energy Information Administration 2013.

⁴ Sun, Shu "Lithium-ion battery cost forecast" Bloomberg New Energy Finance. Julio 3, 2013

⁵ "The lithium Ion Inflection Point: Advanced Batteries and the Coming Boom in the Global Li-ion Market" Navigant Research. November 5, 2013 webinar

⁶ Ardani, Kristen, et al. Non-Hardware ("Soft") Cost-Reduction Roadmap for residential and small commercial solar photovoltaics, 2013-2020. National Renewable Energy Lab. Agosto 2013

1. En este segundo escenario **hay un crecimiento acelerado de la tecnología** que conlleva a un pronunciado descenso de los costos de la capacidad instalada de los sistemas PV junto con unas proyecciones más aceleradas de los precios de las baterías.
2. EL siguiente escenario consiste en la mejora de la demanda por parte de los usuarios, impulsada por una completa implementación de la energía eficiente. Las habilidades de manejo de la demanda de energía les permiten a los consumidores mejorar sus perfiles de consumo en respuesta a la disponibilidad del recurso, esto conlleva a la reducción del tamaño necesario del sistema.
3. El escenario final consiste en la combinación de los dos anteriores, en donde un costo reducido de la tecnología de los sistemas PV debido a los avances en la tecnología, se suma un perfil de consumo más eficiente y flexible.

El estudio fue realizado en 5 regiones de USA: Louisville, Westchester, San Antonio, Los Ángeles y Honolulu. Gracias a esto es posible extrapolar los resultados a todo el país, por ser regiones bastantes representativas.

Los resultados obtenidos muestran interesantes conclusiones:

- Los sistemas de generación de energía PV combinadas con un método de almacenamiento lograran la paridad energética para varias zonas de USA antes del 2030 e incluso para 2020 para millones de usuarios tanto comerciales como residenciales (Para estos últimos llegara unos 5-10 años después). Esto debido al impulso que están generando factores como el incremento de los precios de la energía eléctrica de retail, el incremento en la eficiencia y rendimiento de los sistemas PV convencionales.

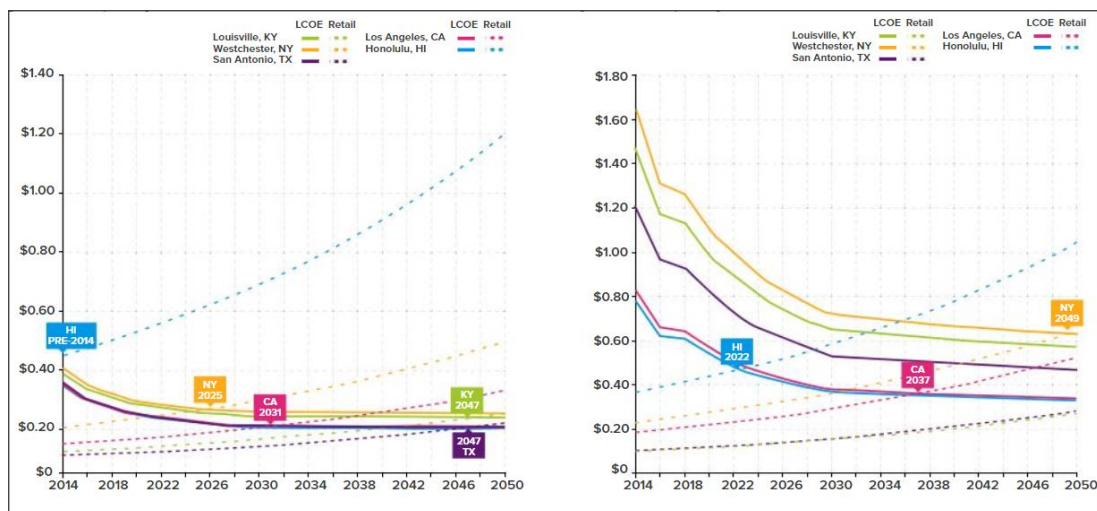


Figura 13 LCOE vs precio Retail de la energía en USA, proyección. Fuente: *The economics of grid defection*, Rocky Mountains Institute 2014

- Esta situación dará la opción a usuarios tanto comerciales como residenciales de obtener millones de dólares en utilidades, que les permite tener la opción de “desconectarse” de la red eléctrica. Esto haría que el tradicional sistema de distribución y energía cambie en USA, e incluso, las ya implementaciones de sistemas PV y la reducción de las ventas de kWh van a tener un gran impacto en las redes eléctricas incluso antes de alcanzar la paridad de red.

17 Estado del arte

- La integración de los sistemas PV con una capacidad de almacenamiento en el paradigma de la red de distribución y consumo energético, brindará a los usuarios nuevas oportunidades para crear y aumentar el valor de la misma red eléctrica, mediante situaciones como la habilidad de compartir los excesos de energía generada o almacenada con la red distribuidora u otros usuarios.

2.6. Real decreto de Autoconsumo.

El 5 de abril de 2019 se aprueba por parte del ministerio para la transición ecológica aprueba el real decreto 244/2019 (Ministerio para la Transición Ecológica, 2019) establece los parámetros de funcionamiento administrativos y técnicos del autoconsumo en España. Este real decreto hace que el autoconsumo en España sea más viable y expanda el sistema eléctrico actual, permitiendo la entrada y participación directa de los clientes y la ciudadanía además de la entrada de nuevos actores.

Es importante destacar también que este decreto arroja las modalidades de instalaciones correspondientes a las realizadas en hogares e industrias con conexión a la red eléctrica, no se consideran autoconsumo PV a menos de que cumplan esta condición, tampoco si el objetivo principal de la instalación es vender energía. La idea que persigue el conceto es el consumo de energía eléctrica generada propiamente por el usuario y que de esta manera ahorre en la factura eléctrica.

Es importante resaltar también los tipos de autoconsumo que existen y que intervienen en el desarrollo del decreto:

- **El Autoconsumo sin Excedentes:** En donde las instalaciones PV residenciales e industriales no verterán energía en la red eléctrica, por lo cual requieren un “equipo antivertido” que evite y garantice que la energía no llegue a la red eléctrica.
- **El autoconsumo con Excedentes:** Aquí las instalaciones PV sí verterán energía a la red. A su vez se subdivide en 2 modalidades. 1) Con compensación donde la comercializadora eléctrica compensará en la factura de cobro la energía vertida (Esta es la más relevante para nuestro estudio. 2) Por otro lado existe una modalidad en donde este vertido no está sujeto a compensaciones, en principio son instalaciones de más de 100 kW (En referencia a la potencia del inversor, no de la instalación PV), que serán volcados a la red pero en régimen de ventas.

Entre las múltiples medidas que implementa para regular la producción y consumo de energía PV por parte de los mismos usuarios, se encuentra el autoconsumo colectivo, que fomenta las instalaciones en grupo para varios propietarios residenciales o en polígonos industriales, reduciendo trámites administrativos. El decreto ha simplificado los trámites administrativos hasta el punto de solo ser necesario notificar a la comunidad autónoma de la instalación de la planta de producción energética, estas administraciones autónomas se encargarán de notificar al registro estatal posteriormente; así mismo el distribuidor será el que modifique el contrato de acceso de los consumidores con autoconsumo el cual solo deberá consentir este paso.

Pero tal vez el punto más interesante que se puede tratar y que afecta directamente el desarrollo de este proyecto, es el hecho de que establece un mecanismo simplificado para la compensación de energía que los usuarios generen pero no consuman, todo esto es posible aplicarlo siempre y cuando sean instalaciones inferiores a 100 kW de potencia y se produzca energía con fuentes renovables (En nuestro caso, sistemas PV).

18 Estado del arte

Esta simplificación del proceso hace que los autoconsumidores obtengan compensaciones por sus excedentes de energía de una forma más rápida y sencilla, antes de esto, para que un usuario pudiese “Vender” la energía restante a la red eléctrica, debía darse de alta jurídicamente como una entidad productora de energía, por medio de trámites complejos y largos, con declaraciones fiscales y demás procedimientos legales que garantizarán la correcta ejecución de todo el proceso. Ahora con este proceso, la misma comercializadora de energía se encarga de la compensación de los usuarios a través de la factura mensual.

3. Descripción del problema

EL principal problema que se pretende ayudar a resolver con este estudio es la dificultad para la elección de una correcta instalación fotovoltaica que cuente con almacenamiento de energía y que maximice los beneficios para el usuario. La factura eléctrica es costosa y cada día con el aumento del consumo energético y los cambios en el mercado, el usuario debe pagar más dinero, por lo cual es necesario tener una fuente extra de energía que permita reducir el consumo de la red eléctrica y ahorrar en su factura.

El estado del arte nos ayuda a entender cómo se puede alcanzar un equilibrio entre el consumo de energía, la producción de energía hecha por los usuarios y la compra de energía a la red eléctrica. Este equilibrio se puede lograr mediante la correcta instalación de un sistema generador de energía para cada usuario. La energía solar es una fuente limpia y renovable que ha sido ampliamente estudiada a través de los años, este será el tipo de energía que se analizará para este estudio cuyo principal objetivo es generar un modelo que permita determinar la instalación óptima que debe implementar un usuario con una demanda de energía determinada. Los resultados de esto mostrarán cómo afecta económicamente a los usuarios el consumir energía propiamente generada, mientras se reduce la compra de energía de la red eléctrica. El modelo que se usará corresponde a la típica instalación de un generador de energía PV para consumo doméstico, además de esto, se considerará el vertido parcial de la energía generada a la red, la instalación PV no reemplazará la energía consumida por la red, además se incluirá una batería para el almacenamiento de la energía.

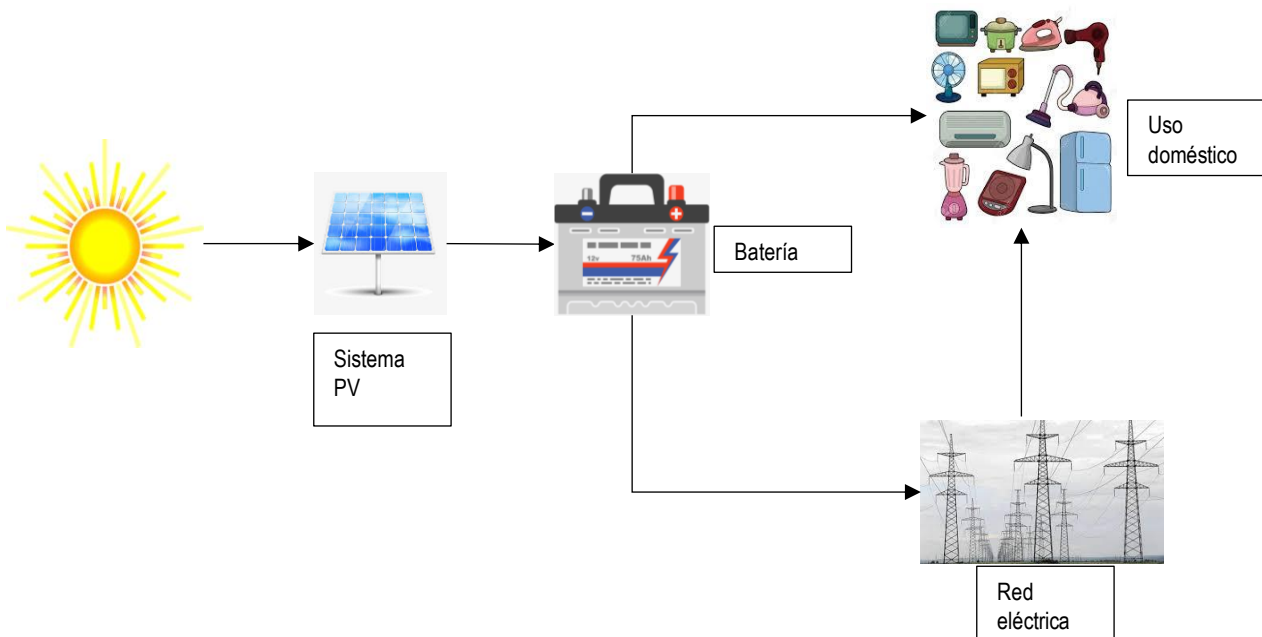


Figura 14 Diagrama de todo el modelo. Elaboración propia

20 Descripción del problema

Para análisis de sensibilidad se estudiarán distintos escenarios en donde se variarán las potencias instaladas y precios de las instalaciones. Además, debido a que se realizará el análisis con el consumo doméstico, también se analizarán distintos niveles de demanda de energía doméstica, todo esto con el fin de estudiar el mejor escenario para el usuario. El caso de estudio será desarrollado con la simulación del sistema PV instalado en España, más concretamente en Sevilla.

3.1. Factura Eléctrica

Como hemos estado comentando, el principal motor para este estudio es el dinero que paga el usuario en la factura eléctrica y cómo puede hacer para ahorrar lo máximo posible con una instalación fotovoltaica. Para entender mejor esto, se muestran a continuación los elementos que componen esta factura eléctrica sobre el consumo de energía del usuario proveniente de la red:

3.1.1. Potencia facturada

Este componente de la factura se obtiene al multiplicar la potencia contratada (kW) por el precio del término de potencia de la tarifa contratada (€/kW día). La potencia contratada limita el número de dispositivos eléctricos que se pueden utilizar simultáneamente conectados a la red eléctrica de una vivienda sin que se active el interruptor de control de potencia. Esta es una facturación fija que hay que pagar siempre y depende directamente del total de potencia que se haya contratado por el usuario. Independientemente del consumo que realice el usuario en el día a día, debe pagar este importe en su factura, a pesar de que el consumo sea nulo.

Cada cliente podrá optar por instalar una potencia contratada a gusto y los precios variarán también dependiendo de la compañía que ofrezca el servicio y del tipo de contrato, considerando por ejemplo los periodos de tiempo de facturación.

3.1.2. Energía Facturada

Este es el costo directo que debe pagar el usuario por la energía que ha consumido durante el periodo de facturación y ha sido medida por el contador en cada periodo tarifario, que es multiplicada por el precio término de la tarifa contratada. Cada consumidor hace un uso distinto de la energía dentro del mismo rango de tiempo por lo cual este componente de la factura es distinto y único para cada uno.

El personal autorizado, realiza una lectura en el contador eléctrico de los kWh que periódicamente el usuario ha consumido, se obtiene simplemente restando el valor de la lectura anterior al de la nueva. Este valor se multiplica por el término de energía, que será explicado más adelante, está compuesto por la tarifa de acceso y el precio del mercado de compra y venta de energía.

3.1.3. Impuesto de electricidad

Este es uno de los impuestos especiales de fabricación determinado por el ministerio de Industria, similar a los aplicados a otros productos como la gasolina o el tabaco. Es dependiente

21 Descripción del problema

del consumo y la potencia y corresponde a un 5.113%⁷ de su valor. Es curioso notar que a pesar de ser un impuesto por fabricación, se graba directamente a su consumo, debe pagarlo todo usuario que haya contratado un suministro eléctrico independientemente del consumo eléctrico. Este impuesto se aplica principalmente para garantizar el consumo responsable de recursos limitados.

3.1.4. Alquiler de equipos de medida

Este es un elemento especial, el cual se le carga a los usuarios que no cuenten con un equipo de medida propio en sus residencias, el cual podrá alquilarlo a la empresa distribuidora de energía con quien contrate y pagará mensualmente un importe por el mismo.

3.1.5. Impuesto sobre el valor añadido (IVA)

Luego de calculados todos los valores anteriores se grabará el IVA sobre la electricidad, que en España asciende al 21%. Es de destacar que este valor es uno de los más altos de las grandes economías europeas, lo que impulsa aún más las motivaciones de este estudio.

Hay otros conceptos más allá de estos como la energía reactiva, descuentos y demás que no son muy comunes y sus detalles no hacen parte del objeto de este estudio. Lo que sí hay que destacar es que para factores como la potencia facturada, el usuario no puede hacer mucho ya que es un coste fijo, pero en los otros, principalmente el consumo, sí que puede intervenir con modelos como instalaciones de generación propia de energía y al afectar el consumo afectará directamente los valores de los impuestos generados.

3.2. Precio de la energía.

El precio de la energía cumplirá un papel muy importante en este estudio de él dependerá de lo que se pueda ahorrar el usuario por consumir la energía “autoproducida” así como también el ingreso que generará al verter energía a la red eléctrica.

El precio de la energía en Europa depende de un amplio rango de condiciones de oferta y demanda que incluyen la situación geopolítica, la combinación energética nacional, la diversificación de las importaciones, los costos de red, los costos de protección ambiental, las condiciones climáticas severas o los niveles de impuestos especiales. (Eurostat, 2018)

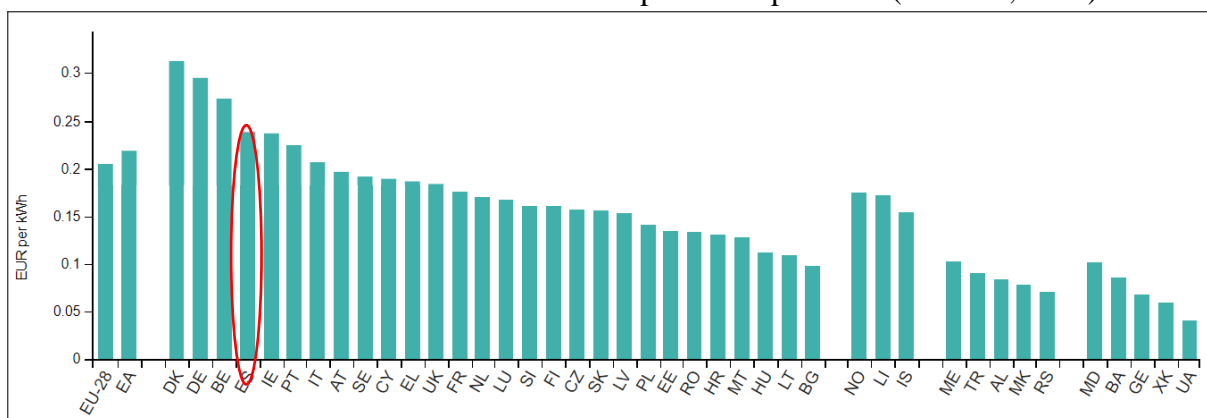


Figura 15 Precio de la energía en Europa (Incluidos impuestos) 2018 fuente: Eurostat

⁷ https://www.boe.es/legislacion/codigos/codigo.php?id=063_Impuestos_especiales&modo=1

22 Descripción del problema

España, dentro de un marco europeo, se ve afectado por un incremento continuo en los precios de la energía, que se ha estado presentando en los últimos años, en el 2017 el promedio de precio de la energía consumida para uso doméstico era de 20,4 céntimos por kWh, lo cual representa un incremento del 23% sobre el precio de 16,6 céntimos por kWh, en este ámbito, Grecia surge como el país con el aumento más drástico en los últimos años, con un 76% seguido por Lituania con un 58% y luego Portugal (50%). España tiene un incremento del 47% en los últimos años, que, aunque no es el mayor de todos, es un incremento bastante considerable. (STROMVERGLEICH, 2018)

El aumento en el precio de la electricidad es una causal directa de la constante búsqueda de soluciones para mitigar el impacto en el bolsillo del consumidor, de manera que puedan reducirse los costos de consumir tan preciado recurso.

3.3. Tarifas de energía con discriminación temporal

El precio de la energía que pagan los usuarios en España está compuesto principalmente de 2 factores variables 1) el precio de la energía en el mercado 2) la tarifa de acceso que cobra la red eléctrica, tarifa de acceso Todo esto a parte de los impuestos y costes fijos de la instalación). Ambos factores varían durante todo el día generándose picos en donde la energía es más costosa y valles en donde la energía es más barata.

El OMIE (Operador Del Mercado Ibérico De Energía Polo Español S A, 2019) nos proporciona información precisa del precio de la energía del mercado hora a hora (ver figura 16). Los precios de la energía en el mercado son fijados diariamente a las 12:00 horas y se establece los precios que se tendrán en las 24 horas del día siguiente, este es el sistema que se maneja en Europa en lo que se denomina como Mercado Diario. Esta determinación hora a hora se realiza siguiendo el modelo adoptado por la UE en cumplimiento del reglamento 2015/1222 de la Comisión de 24 de julio de 2015⁸, en el que se realiza un cruce de la oferta y la demanda, para ello, se utiliza el algoritmo aprobado para todos los mercados europeos (EUPHEMIA)⁹ que actualmente es de aplicación en España.

Las ofertas de compra y venta que se presentan al mercado diario por agentes compradores y vendedores que se encuentran en España y Portugal, son aceptadas atendiendo a su orden de mérito económico y en función de la capacidad de interconexión disponible entre las zonas de precio. El precio de la electricidad se mantendrá estable en una hora determinada si la capacidad de la interconexión entre dos zonas es suficiente para permitir el flujo de electricidad resultante de la negociación. En caso contrario el algoritmo dará un precio diferente para cada zona.

⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32015R1222>

⁹ <https://www.n-side.com/pcr-euphemia-algorithm-european-power-exchanges-price-coupling-electricity-market/>

23 Descripción del problema

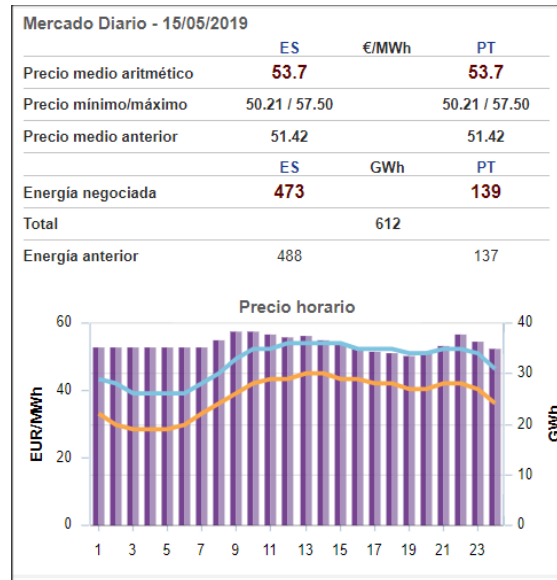


Figura 16 Mercado energético España-Portugal 15/05/2019. Fuente: OMIE

Por otro lado, el segundo factor a considerar son las tarifas de acceso que cobran las empresas de electricidad. Gracias a los contadores inteligentes es posible determinar los perfiles de consumo de los usuarios, los cuales sirven para crear tarifas de acceso con discriminación horaria. Analizaremos 2 principalmente:

- 2.0 DHA:** Considera 2 tiempos separados en donde varía el precio. Durante las horas pico, que corresponden en su mayoría a las horas del día, la electricidad es más costosa que en horas valle. La tabla 2 muestra las diferentes horas pico y valle para esta tarifa.
- 2.0 DHS:** Esta tarifa establece 3 periodos diferenciales de tiempo en lugar de 2. Durante las horas pico, la electricidad tiene un precio similar a la de la tarifa 2.0 DHA, lo mismo para las horas valle, pero adicionalmente hay una hora valle en la que la energía es aún más barata.

| | Horas Pico | Horas valle | Super horas valle |
|---------|---|---|-------------------|
| 2.0 DHA | 12am-10pm en invierno 1pm-11pm en verano | 10pm-12am en invierno 11pm-1pm en verano | |
| 2.0 DHS | 1pm-11pm | 11pm-1am y 7am-11am | 1 am-7am |

Tabla 2 Diferenciación Horas pico y Valle. Fuente BOE ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital

3.4. Radiación solar

La radiación solar es uno de los parámetros más cruciales para considerar en un sistema PV, de la radiación dependerá directamente la cantidad de energía que puede ser producida por el sistema, la cantidad de energía producida por una instalación PV puede variar considerablemente dependiendo de la radiación solar que haya en la zona en un momento dado. En la región del norte de España (ver figura 17) la radiación es bastante baja durante el año por la latitud y el clima nublado, esto generaría que la producción energética se reduzca.

24 Descripción del problema

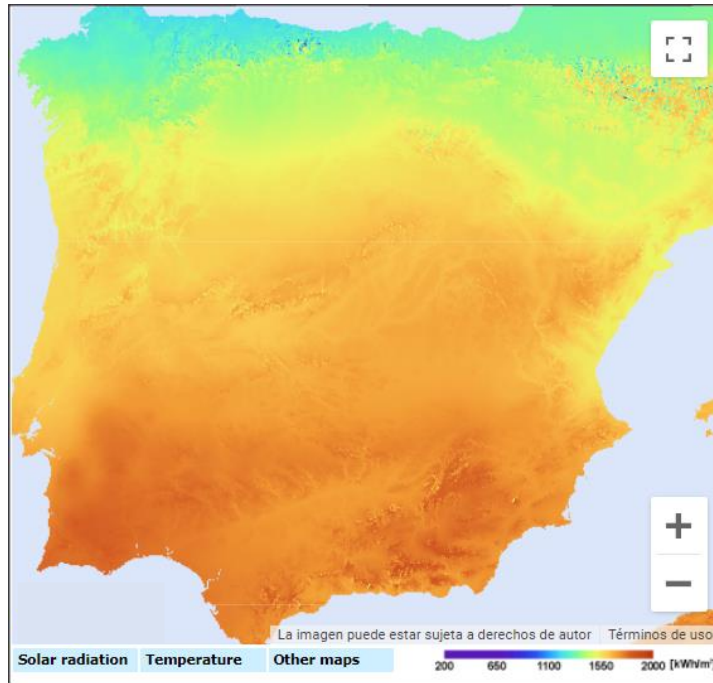


Figura 17 Radiación solar de España en relación a la ubicación geográfica. Fuente: JRC European Commission

JRC European commission cuenta con una herramienta (ver apartado 4.4.2) que nos permitirá obtener datos de la radiación solar en ciudades específicas del mundo. En la figura 17 podemos ver que la radiación es mucho mayor en el sur y cerca al mar Mediterraneo que en comparación con el norte. Esta información es presentada en unidades de kWh/m², lo cual representa la cantidad de energía que puede ser generada por un emtro cuadrado de un sistema fotovoltaico convencional, algunos ejemplos de esto están en la tabla 3:

| | Radiación (kWh/m ²) |
|------------|---------------------------------|
| Sevilla | 2190 |
| Mérida | 2120 |
| Madrid | 2080 |
| Valladolid | 1940 |
| Santander | 1480 |

Tabla 3 Ejemplos de radiación total anual en distintas ciudades de España. Fuente JRC European Commission y propia elaboración

Es importante destacar que la radiación no da el dato exactamente de la energía que va a producir cualquier sistema PV, hay que tener en cuenta que hay pérdidas en el sistema, la energía que se produce es considerablemente inferior. Un factor tan importante como es la orientación de los paneles para mejorar la producción de energía, hay que encontrar un ángulo óptimo con el fin de mejorar el desempeño del sistema PV, entre más baja la latitud, menor debe ser el ángulo con respecto a la tierra. Igual de importante es considerar la época del año, debido a la rotación de la tierra, la inclinación óptima puede variar de una temporada a otra. El instrumento de JRC ya cuenta con todas estas consideraciones integradas automáticamente, para este estudio se posicionó en 33°.

La información de la radiación obtenida por este software es bastante completa e importante de analizar para este trabajo. La figura 18 muestra unas curvas de radiación durante un día para la ciudad de Sevilla, España, la comparativa está hecha para 2 meses distintos del año, enero y

25 Descripción del problema

agosto. La radiación como se puede esperar, es mucho más fuerte en agosto del mes de verano que en invierno.

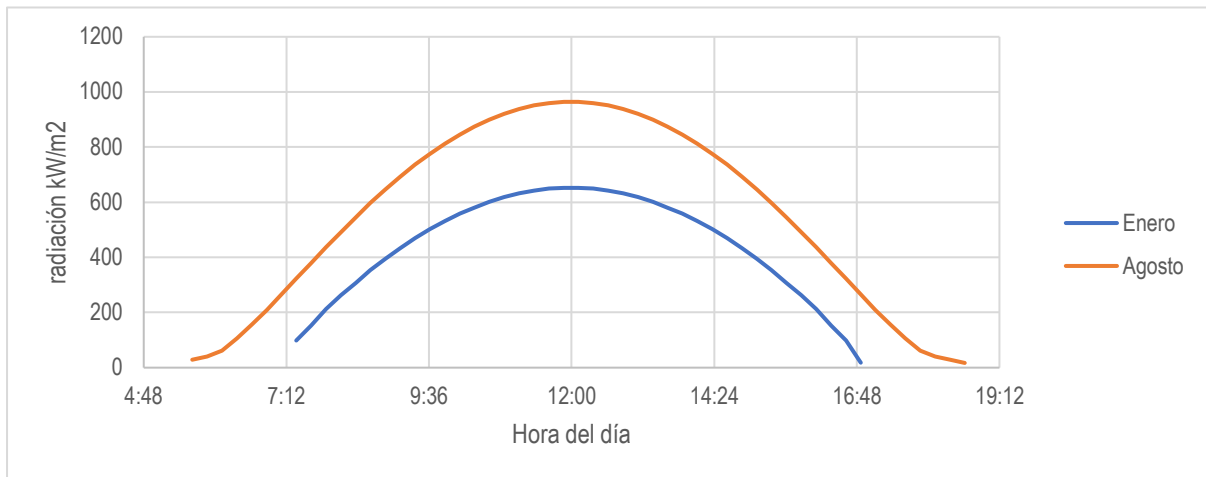


Figura 18 Radiación en la ciudad de Sevilla en agosto y enero. Fuente JRC European Comission y propia elaboración

Este es uno de los principales problemas al hacer una instalación PV, la poca uniformidad de la radiación anual, por consiguiente, la producción energética. Así mismo varía en España la demanda de energía, en los meses de verano, que hace más calor, los usuarios consumen más energía debido al uso de A/C y ventiladores.

4. Caso de estudio sin almacenamiento de energía

Este es un caso de estudio simplificado que se usará como punto de partida y comparación para luego adicionar el sistema de almacenamiento al modelo, es de destacar que mucha de la información y factores que se desarrollan en este capítulo, serán aplicados igualmente en el modelo con almacenamiento de energía. La idea con esta metodología es partir de un caso más simple a uno más complejo para profundizar en el análisis del caso en general.

4.1. Modelo:

En este primer análisis todo el proceso pasa en tiempo real y automáticamente, como se observa en la figura 19, luego que la energía es generada por la instalación PV, se procede a consumirla inmediatamente por el usuario, indistintamente si es en hora valle o pico, se realiza un consumo de energía que es igual a la demanda hecha por el usuario. La energía remanente en el caso que la generación sea mayor al consumo, será vertida a la red eléctrica a un precio establecido. En la figura 19,¹⁰ el sistema PV instalado genera la energía día a día, la cual es posteriormente consumida por el usuario, directamente, no se genera un almacenamiento ni esperas, en este contexto se generaría un ahorro ya que no se consume la energía de la red en su totalidad. En el caso que el consumo sea inferior a la energía que se ha generado con el sistema PV, el remanente después de realizarse el consumo, será vertido a la red eléctrica, generando ingresos extra por “venta” al usuario. Cuando la energía generada sea inferior al consumo, se realizará el consumo de la energía generada en su totalidad (habrá un ahorro), mientras que también se necesitará consumir la energía de la red eléctrica, generando gastos por consumir energía de esa fuente, en esta situación, no habrá vertido a la red.

¹⁰ El autoconsumo puede ser 0 en el caso que la energía generada sea 0

27 Caso de estudio sin almacenamiento de energía

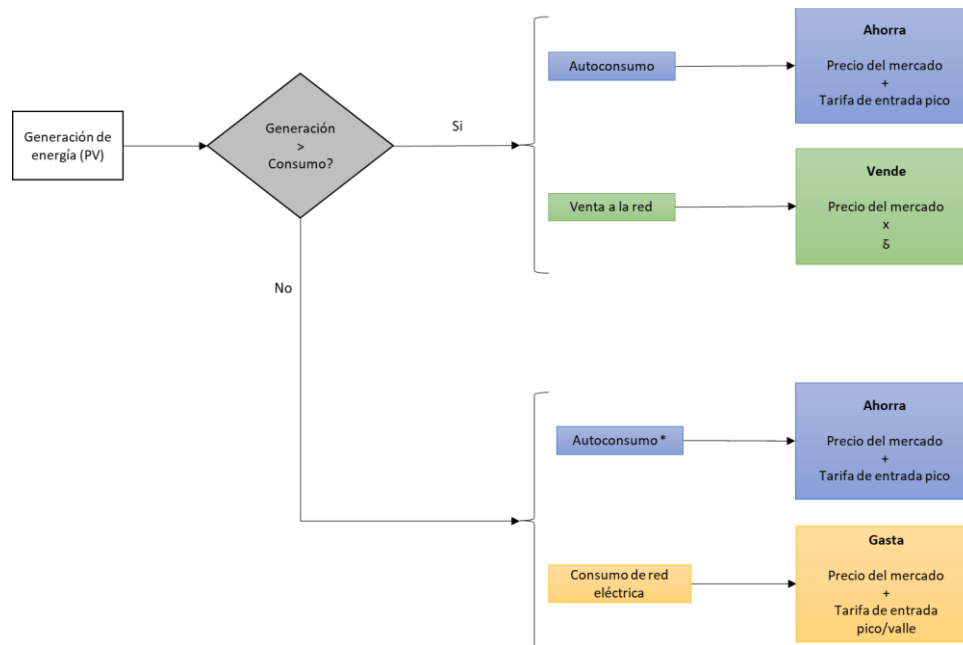


Figura 19 Diagrama de flujo, modelo simplificado sin batería. Elaboración propia

4.2. Diferencia con el Modelo Riviere-Arcos

Como ya se comentó anteriormente, este estudio tiene como principal antecedente el proyecto de final de Master de Laureleen Riviere (Riviere, 2017) y es importante destacar los principales cambios, diferenciaciones y avances que se realizan en este proyecto y que dan un paso adelante en el paradigma global del caso.

- Uno de los cambios presentes en este proyecto es la nueva incorporación de un sistema de almacenamiento, que por medio de una batería, permitiría a los usuarios almacenar la energía generada por el sistema PV, la cual será consumida por el usuario cuando mejor le convenga, en nuestro caso, cuando sea más costosa la energía de la red y el ahorro sea máxima (Horas pico). En el trabajo realizado por Riviere-Arcos, no se consideraba almacenamiento de energía y la generación era directamente consumida por el usuario o se perdía, la energía consumida se le llamó “usufull energy” (energía útil). El no planteamiento del almacenamiento, limitaba las posibilidades de consumo de energía.
- El real decreto de autoconsumo abrió nuevas posibilidades que expanden el horizonte del caso de estudio, esto permite a los usuarios verter a la red la energía generada no autoconsumida y recibir compensación por esta. En el modelo Riviere-Arcos no se contempló esta posibilidad, debido a que en el momento no se había aprobado el decreto, este es bastante reciente (abril de 2019) por lo que no existe un vertido de energía a la red, esto refuerza la situación de que el beneficio obtenido solo será el generado inmediatamente se produzca la energía y se autoconsume y de esta forma ahorrando dinero de la factura eléctrica.
- Para el cálculo del coste de la energía y el ahorro, en el modelo Riviere-Arcos, se tomó como referencia el coste marginal de la energía, se tomaron los valores de energía ahorrada total anualmente y se multiplicó por este coste. Para el estudio realizado actualmente, se hizo un cálculo hora a hora durante todo el año con los precios variantes de la energía a través del tiempo. Con la información que se tomó del OMIE¹¹ se puede

¹¹ Operador Del Mercado Ibérico De Energía Polo Español SA

28 Caso de estudio sin almacenamiento de energía

saber cómo varía el precio de la energía durante el día, por otro lado con los perfiles de consumo y PVGIS, podemos conocer cuanta energía se produce y se consume hora a hora durante el día, permitiendo así realizar los cálculos en “tiempo real”

4.3. Elementos del modelo

4.3.1. Potencia PV instalada

Un sistema de generador de PV será desde donde se obtenga la energía que será consumida por el usuario determinado. Consta de los Módulos solares que se encargarán de captar la energía solar para generar Corriente Directa (DC). Esta corriente es dirigida luego al Inversor que la transforma en corriente alterna (AC) para poder ser consumida directamente por el usuario final.

De acuerdo con los precios del mercado actualmente, se ha considerado para los fines de este estudio un precio aproximado de la instalación PV de 0,9 € por cada kWp de capacidad instalada.

4.3.2. La tarifa de acceso (2DHA)

Con la llegada de los contadores inteligentes, se pudo determinar con más precisión cuales eran los picos y bajadas de consumo de los usuarios, así, se pudieron crear tarifas de acceso a la energía que consideraran las fluctuaciones de la demanda en el tiempo (incluyendo cambios de temporadas).

La tarifa de discriminación horaria usada para este estudio es la 2.0 DHA, determinada por Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital. La tarifa 2.0 DHA permite facturar el consumo en dos periodos: Valle y Punta. Se necesita tener una instalación con una tensión inferior a 1 kV y una potencia inferior o igual a 10 kW.

Periodos:

Valle: kWh más barato

Punta: kWh más caro

La tabla 4 muestra la diferenciación horaria y el coste en cada caso

| Invierno | | Verano | |
|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| 12-22 horas Punta | 22-12 horas Valle | 13-23 horas Punta | 23-13 horas Valle |
| 0,062012 € | 0,002215 € | 0,062012 € | 0,002215 € |

Tabla 4 Tarifas de acceso pico y Valle. Fuente: BOE ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital

4.3.3. La tarifa del mercado

A cada hora se considera un precio de compraventa de energía del mercado, el cual determinará el coste al que la energía será comprada a la red, o en su caso contrario, el precio al cual se le venderá la energía. Esta información fue extraída del Operador Del Mercado Ibérico De Energía Polo Español S A.

4.3.4. Factor de venta fi

Este parámetro es determinado por el real decreto de autoconsumo (Ministerio para la Transición Ecológica, 2019), el cual será el factor porcentual para calcular el precio al que se le venderá la energía a la red eléctrica, sobre el precio mayorista. Este factor ya fue determinado por el ministerio de que será 1, pero se deja indicado en el modelo para futuros análisis de sensibilidad.

4.3.5. Horizonte temporal

Para el análisis económico y la proyección en el tiempo del proyecto, se van a considerar 25 años los cuales constituyen la vida útil de la instalación PV.

4.4. Fuentes

4.4.1. Perfil de demanda

(Dirección General de Política Energética y Minas, 2018) mediante el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto renueva cada año los perfiles de consumo con los cuales se estandarizarán los cargos en las facturas de energía en España. Esto debido a que no todos usuarios cuentan con contadores de energía inteligentes que proporcionen un Perfil de demanda individual para cada uno de los usuarios.

4.4.2. Programa para el cálculo de la energía generada por el kWp

La Comisión Europea cuenta con una aplicación online la cual permite determinar la energía generada por una instalación PV determinada: Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) (European Commission, 2012). Esta herramienta permite estimar el promedio de producción de energía mensual y anual de un sistema PV conectado a la red eléctrica, sin almacenamiento de batería. El cálculo tiene en cuenta la radiación solar, la temperatura, la velocidad del viento y el tipo de módulo PV. El usuario puede elegir cómo se montan los módulos ya sea que estén integrados en un edificio con ángulos de inclinación u orientación predefinidos, o en una posición independiente donde el usuario puede definir estos ángulos, también se puede configurar a PVGIS que calcule el ángulo óptimo que maximiza la producción anual de energía.

La figura 20 muestra el panel de control principal del software, en las solapas de la parte superior, están las distintas modalidades en las que puede proporcionar información y datos, se describirán las usadas en este estudio:

30 Caso de estudio sin almacenamiento de energía

- **PV Estimation:** Una vez seleccionada la ubicación geográfica a analizar ya sea usando la aplicación del mapa o ingresando la información por coordenadas, en este módulo puede calcular la energía que produce una instalación PV en la región geográfica seleccionada. Lo primero que hay que configurar es la tecnología de la instalación y los parámetros de desempeño, para este estudio se seleccionó paneles con Silicio cristalino, una forma de silicio muy usada para la fabricación de las células de los paneles solares (Dias, Benevit, & Veit, 2016). También se puede configurar la potencia instalada, como ya hemos comentado, en este estudio se analizarán 7 potencias distintas 0,5, 1, 1,5, 2, 2,5, 3, 3,5 de kWp. La eficiencia del sistema se configura para lo estándar de las fotoceldas de Silicio cristalino 14% (National Renewable Energy Laboratory, 2012) (Jordan & Kurtz, 2012).

PV Estimation Monthly radiation Daily radiation Stand-alone PV

Performance of Grid-connected PV

Radiation database: [v] [What is this?]

PV technology: Crystalline silicon

Installed peak PV power 1 kWp

Estimated system losses [0;100] 14 %

Fixed mounting options:

Mounting position: Free-standing

Slope [0;90] 35 ° Optimize slope

Azimuth [-180;180] 0 ° Also optimize azimuth
(Azimuth angle from -180 to 180. East=-90, South=0)

Tracking options:

Vertical axis Slope [0;90] 0 ° Optimize

Inclined axis Slope [0;90] 0 ° Optimize

2-axis tracking

Horizon file: Seleccionar archivo | Ningún archivo seleccionado

Output options

Show graphs Show horizon

Web page Text file PDF

[\[help\]](#)

Figura 20 Panel de control PVGIS para PV Estimation. Fuente PVGIS European Commission

Luego se deben configurar los parámetros de montaje de los paneles, es decir la posición de estos, para lo que se establecen 2 parámetros principales, el tipo de montaje que en este caso se usará “Free-standing” paneles, que cuentan con soportes propios que les permiten movilidad (Ver imagen 21), el otro parámetro de montaje importante

31 Caso de estudio sin almacenamiento de energía

para nuestro estudio es el ángulo, el cual seleccionando la opción “Optimize slope” el software configurará el ángulo óptimo para el montaje según la ubicación seleccionada.

Con estos parámetros configurados ya es posible calcular la energía que se genera por una potencia instalada determinada. La tabla 5 muestra un ejemplo de los resultados obtenidos en PVGIS, ha sido configurada para la ciudad de Sevilla, España y una potencia instalada de 1 kWp, lo que nos muestra su resultado es que, bajo estas condiciones, un sistema PV puede producir anualmente 1600 kWh de energía en un año, siendo la energía diaria promedio producida 4,37 kWh y un promedio mensual de 133 kWh.



Figura 21 Páneles con soporte "Free-standing".
Fuente: Greenworldinvestor.com

| Fixed system: inclination=35°, orientation=0° | | | | |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Month | E_d | E_m | H_d | H_m |
| Jan | 3.38 | 105 | 4.35 | 135 |
| Feb | 4.08 | 114 | 5.30 | 148 |
| Mar | 4.64 | 144 | 6.21 | 193 |
| Apr | 4.61 | 138 | 6.29 | 189 |
| May | 4.82 | 149 | 6.70 | 208 |
| Jun | 5.01 | 150 | 7.09 | 213 |
| Jul | 5.17 | 160 | 7.41 | 230 |
| Aug | 5.09 | 158 | 7.33 | 227 |
| Sep | 4.62 | 139 | 6.48 | 195 |
| Oct | 4.22 | 131 | 5.78 | 179 |
| Nov | 3.62 | 109 | 4.77 | 143 |
| Dec | 3.20 | 99.1 | 4.12 | 128 |
| Yearly average | 4.37 | 133 | 5.99 | 182 |
| Total for year | | 1600 | | 2190 |

Tabla 5 Energía mensual generada con potencia de 1 kWp. En la ciudad de Sevilla Fuente: PVGIS European Commission

La forma en el que se calculan estos datos proviene de un análisis hecho previamente. Los paneles solares seleccionados primero son objeto de un test bajo condiciones

especiales estandarizadas (Standard Test Conditions (STC)) determinadas por el estándar internacional IEC-60904-1 (International Electrotechnical Commission, 2006), a los resultados de esta medida se les conoce como poder nominal o poder pico del sistema PV. Para estimar la producción Real del sistema, se deben considerar otros varios factores, los cuales son considerados por el software para proporcionar un dato concreto: Calcula el “Shallow-angle reflection” que es el ángulo con el que la luz golpea los paneles e influye en la cantidad que pueda ser o no reflejada. Este cálculo es realizado con el modelo descrito por (Martin & Ruiz, 2013), (Martin & Ruiz, 2013). Este factor generalmente causa unas pérdidas en la producción de energía de entre 2-4%. El segundo factor que considera el software de PVGIS para el cálculo de la energía producida, es el efecto del cambio en el espectro solar, los paneles son sensibles a la luz del sol sólo con un tipo específico de longitud de onda, aunque también depende del tipo de módulo utilizado, considerando que el espectro solar cambia a cada hora del día y por condiciones meteorológicas, es importante considerar este factor para el análisis. Se han utilizado los datos de radiación solar del satélite que se han calculado para diferentes bandas espectrales (Müller, Behrendt, Hammer, & Kemper, 2012) para calcular el efecto de los cambios de espectro en la producción de energía PV. Estos efectos han sido calculados para los módulos fabricados con Silicio cristalino y los de telururo de cadmio (Por eso son las únicas opciones que aparecen en el panel de control). El tercer factor que se considera es la dependencia que tienen el poder del sistema PV con la radiación y la temperatura del módulo, la eficiencia de estos disminuye cuanto más alta sea y los efectos en el panel dependen de la tecnología de fabricación del mismo (Omubo-Pepple, Israel-Cookey, & Alaminokuma, 2009) PVGIS calcula los efectos de la irradiancia y la temperatura del módulo utilizando un modelo descrito en (Huld, y otros, 2011). La temperatura del módulo per se, es otro de los factores que se consideran, esta temperatura será superior a la temperatura ambiental de donde estén los paneles, en adición hay otros efectos que pueden cambiar la temperatura de los paneles: vientos, lluvias, sistemas de refrigeración, etc. Estos efectos se tratan en PVGIS utilizando un modelo sugerido por (Faiman, 2008).

33 Caso de estudio sin almacenamiento de energía

- **Daily Radiation:** Con PVGIS también es posible calcular la radiación total que se genera en una ciudad o lugar determinado, mostrando un día representativo para cada mes del año, desde el momento en que sale el sol hasta que se oculta, en intervalos de 15 minutos aproximadamente. Los parámetros de configuración en este caso solo serán la base de datos (Se usará la misma de PVGIS) luego se selecciona el mes del año que se quiera calcular y el programa determinará un día representativo con el cual se podrá realizar una proyección al mes completo. La tabla 6 muestra un ejemplo de los resultados que es posible obtener, en este caso par aun día representativo del mes de enero, en donde G es la radiación global ajustada dada en W/m^2 (Este es el dato que más nos interesa para nuestro análisis).

The screenshot shows the 'Daily radiation' control panel in PVGIS. At the top, there are tabs for 'PV Estimation', 'Monthly radiation', 'Daily radiation' (which is active), and 'Stand-alone PV'. Below the tabs, the title is 'Average Daily Solar Irradiance'. The 'Radiation database' is set to 'Climate-SAF PVGIS'. The 'Select month' dropdown is set to 'January'. Under 'Irradiance on a fixed plane', the 'Inclination [0;90]' is set to '35 deg. (horizontal=0)' and the 'Orientation [-180;180]' is set to '0 deg. (east=-90, south=0)'. There are three checked checkboxes: 'Average global irradiance', 'Clear-sky global irradiance', and 'Direct normal irradiance'. Under 'Irradiance on a 2-axis tracking plane', there are two checked checkboxes: 'Average global irradiance, 2-axis tracking' and 'Clear-sky global irradiance, 2-axis tracking'. There is an unchecked checkbox for 'Daytime temperatures'. The 'Horizon file' section has a 'Seleccionar archivo' button and the text 'Ningún archivo seleccionado'. The 'Output options' section has three radio buttons: 'Web page' (selected), 'Text file', and 'PDF'. There are also checkboxes for 'Show graphs' and 'Show horizon'. At the bottom, there is a blue 'Calculate' button and a blue '[help]' link.

Figura 22 Panel de control PVGIS para Daily Radiation. Fuente PVGIS European Commission

Los métodos que utiliza el software para realizar la estimación de la radiación están descritos en los trabajos de (Müller, Matsoukas, Gratzki, Behr, & Hollmann, 2009), (Müller, Behrendt, Hammer, & Kemper, 2012) y (Gracia Amillo, Huld, & Müller, 2014). El primer paso del proceso consiste en usar el satélite (METEOSAT, satélite que cubre África, Europa y gran parte de Asia¹²) para generar imágenes que ayuden a determinar la influencia de las nubes en la radiación solar ya que las nubes tienden a reflejar la luz solar entrante así disminuye la radiación en la tierra. La reflectividad de las nubes es calculada mirando el mismo pixel de la imagen del satélite a la misma hora durante un mes completo cada día. El método asume que el pixel más oscuro del mes corresponde a una imagen de cielo despejado sin nubes. Para el resto de días la reflectividad de las nubes es calculada relativamente con respecto al día de cielo despejado. Este mismo procedimiento se repite para todas las horas del día. Así se logra calcular un Albedo de nubes efectivo, en donde los valores más altos indican que las nubes están reflejando una mayor cantidad de radiación solar. (Hartmann, 2015) (Ver figura 23)

¹² <https://www.meteosat.com/>

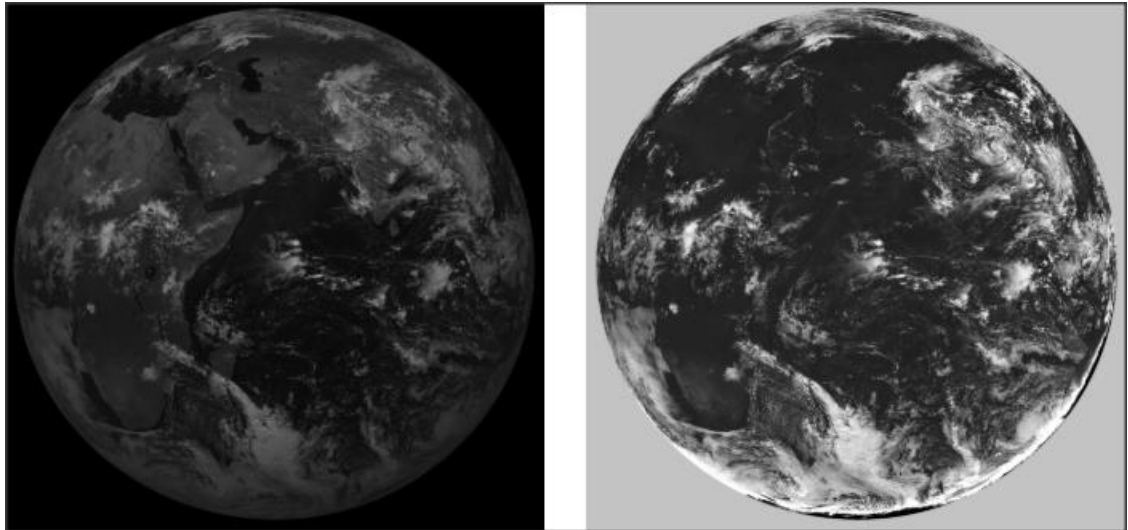


Figura 23 Izquierda: imagen de METEOSAT-7 sobre el Océano Índico, tomada el 2015-08-01 09:00 UTC, derecha: albedo de nube efectivo calculado a partir de la imagen del satélite. Fuente JRC European Comission

Después de esto el método calcula la radiación solar en condiciones de cielo despejado, usando la teoría de transferencia radiativa (La propagación de la radiación a través de un medio es afectada por los procesos de absorción, emisión y dispersión (Chandrasekhar, 2013)) en conjunto con la información de los aerosoles presentes en la atmosfera y la concentración de vapores de agua y ozono, ambos con la capacidad de absorber radiación (Chou & Lee, 1996). Entonces, la radiación total se calcula a partir de la nube albedo y la irradiancia de cielo despejado.

35 Caso de estudio sin almacenamiento de energía

| Time | G | G_d | G_c | DNI | DNI_c | A | A_d | A_c |
|-------|-----|-------|-------|-------|---------|-----|-------|-------|
| 07:22 | 98 | 40 | 130 | 182 | 330 | 246 | 61 | 386 |
| 07:37 | 153 | 60 | 208 | 247 | 447 | 357 | 105 | 545 |
| 07:52 | 211 | 82 | 292 | 302 | 546 | 429 | 121 | 659 |
| 08:07 | 260 | 94 | 367 | 345 | 624 | 482 | 130 | 744 |
| 08:22 | 307 | 105 | 438 | 378 | 685 | 525 | 137 | 811 |
| 08:37 | 351 | 114 | 506 | 405 | 734 | 559 | 143 | 864 |
| 08:52 | 393 | 123 | 571 | 428 | 774 | 587 | 148 | 907 |
| 09:07 | 431 | 130 | 632 | 446 | 807 | 610 | 152 | 943 |
| 09:22 | 467 | 137 | 689 | 461 | 834 | 629 | 155 | 972 |
| 09:37 | 500 | 143 | 741 | 474 | 858 | 645 | 158 | 996 |
| 09:52 | 529 | 148 | 789 | 485 | 877 | 658 | 160 | 1020 |
| 10:07 | 556 | 152 | 831 | 494 | 893 | 669 | 162 | 1030 |
| 10:22 | 579 | 155 | 869 | 501 | 907 | 678 | 163 | 1050 |
| 10:37 | 599 | 158 | 902 | 507 | 918 | 686 | 164 | 1060 |
| 10:52 | 616 | 160 | 930 | 512 | 927 | 692 | 165 | 1070 |
| 11:07 | 629 | 162 | 952 | 516 | 934 | 696 | 166 | 1070 |
| 11:22 | 640 | 163 | 969 | 519 | 939 | 699 | 166 | 1080 |
| 11:37 | 646 | 164 | 980 | 521 | 942 | 701 | 166 | 1080 |
| 11:52 | 650 | 165 | 985 | 522 | 944 | 702 | 166 | 1080 |
| 12:07 | 650 | 165 | 985 | 522 | 944 | 702 | 166 | 1080 |
| 12:22 | 646 | 164 | 980 | 521 | 942 | 701 | 166 | 1080 |
| 12:37 | 640 | 163 | 969 | 519 | 939 | 699 | 166 | 1080 |
| 12:52 | 629 | 162 | 952 | 516 | 934 | 696 | 166 | 1070 |
| 13:07 | 616 | 160 | 930 | 512 | 927 | 692 | 165 | 1070 |
| 13:22 | 599 | 158 | 902 | 507 | 918 | 686 | 164 | 1060 |
| 13:37 | 579 | 155 | 869 | 501 | 907 | 678 | 163 | 1050 |
| 13:52 | 556 | 152 | 831 | 494 | 893 | 669 | 162 | 1030 |
| 14:07 | 529 | 148 | 789 | 485 | 877 | 658 | 160 | 1020 |
| 14:22 | 500 | 143 | 741 | 474 | 858 | 645 | 158 | 996 |
| 14:37 | 467 | 137 | 689 | 461 | 834 | 629 | 155 | 972 |
| 14:52 | 431 | 130 | 632 | 446 | 807 | 610 | 152 | 943 |
| 15:07 | 393 | 123 | 571 | 428 | 774 | 587 | 148 | 907 |
| 15:22 | 351 | 114 | 506 | 405 | 734 | 559 | 143 | 864 |
| 15:37 | 307 | 105 | 438 | 378 | 685 | 525 | 137 | 811 |
| 15:52 | 260 | 94 | 367 | 345 | 624 | 482 | 130 | 744 |
| 16:07 | 211 | 82 | 292 | 302 | 546 | 429 | 121 | 659 |
| 16:22 | 153 | 60 | 208 | 247 | 447 | 357 | 105 | 545 |
| 16:37 | 98 | 40 | 130 | 182 | 330 | 246 | 61 | 386 |
| 16:52 | 18 | 18 | 10 | 0 | 0 | 9 | 7 | 5 |

Tabla 6 Ejemplo de la energía generada en Sevilla durante el día representativo de enero. Fuente: PVGIS European Commission

4.5. Cálculo de la energía demandada y producida

4.5.1. Demanda de energía y perfiles de consumo:

El consumo promedio es la energía que ha sido utilizada en un lugar durante un periodo de tiempo determinado y que ha sido contabilizada por un contador eléctrico, este dispositivo tiene como finalidad medir el consumo eléctrico de un servicio o un circuito y están calibrados para las unidades de facturación kWh. Dentro de la gama de estos medidores, están los contadores “inteligentes” que proporcionan una información más detallada sobre el consumo eléctrico en

un lugar, siendo lo más relevante (para este caso de estudio) el consumo de energía a través de cada hora del día o en un intervalo o intervalos de tiempo determinados. Este contador abrió un nuevo camino para las compañías distribuidoras, las cuales pueden obtener un Perfil de demanda detallado de cada uno de los lugares a donde llega su servicio (Alahakoon & Yu, 2016). Un punto importante a considerar, es que estos contadores inteligentes posiblemente no estén instalados en todos los hogares, por lo cual se necesita tener un estándar de medida para distribuir a lo largo del tiempo la energía total consumida y así lograr obtener un Perfil de demanda similar al obtenido con los contadores inteligentes, en España se encuentra estandarizado por el gobierno como se mencionó anteriormente. En resumidas cuentas, la demanda total de energía que se consume se logra determinar por un contador eléctrico y con el Perfil de demanda, se logra obtener la demanda de energía doméstica a lo largo de intervalos de tiempo.

Para este caso de investigación se ha utilizado directamente el Perfil de demanda proporcionado por el Boletín oficial del Estado en su resolución del 21 de diciembre de 2018¹³. Este perfil nos proporciona qué porcentaje de la energía total es consumida hora a hora en los 365 días del año, en otras palabras, cada hora equivale a una porción (%) del consumo total anual; ahora, la energía total que se consume anualmente en un hogar Español es de 3500 kWh (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, 2017), estos serán distribuidos a lo largo de las horas del año por medio del Perfil de demanda, es solo cuestión de multiplicar el porcentaje de cada hora por el consumo total.

4.5.2. Curva de demanda:

Esta es la representación gráfica de la demanda de energía a lo largo del día, en donde se podrán detallar los picos y caídas del consumo de energía en un hogar. La figura 24 muestra la superposición de 12 curvas de consumo diarias, se ha seleccionado un día representativo de cada mes (día 15 de cada mes). Se puede apreciar que hay principalmente 2 picos de consumo durante el día y que las curvas a través del año tienen aproximadamente el mismo comportamiento.

¹³ Resolución de 21 de diciembre de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía, aplicables para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo, según el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, para el año 2019.

37 Caso de estudio sin almacenamiento de energía

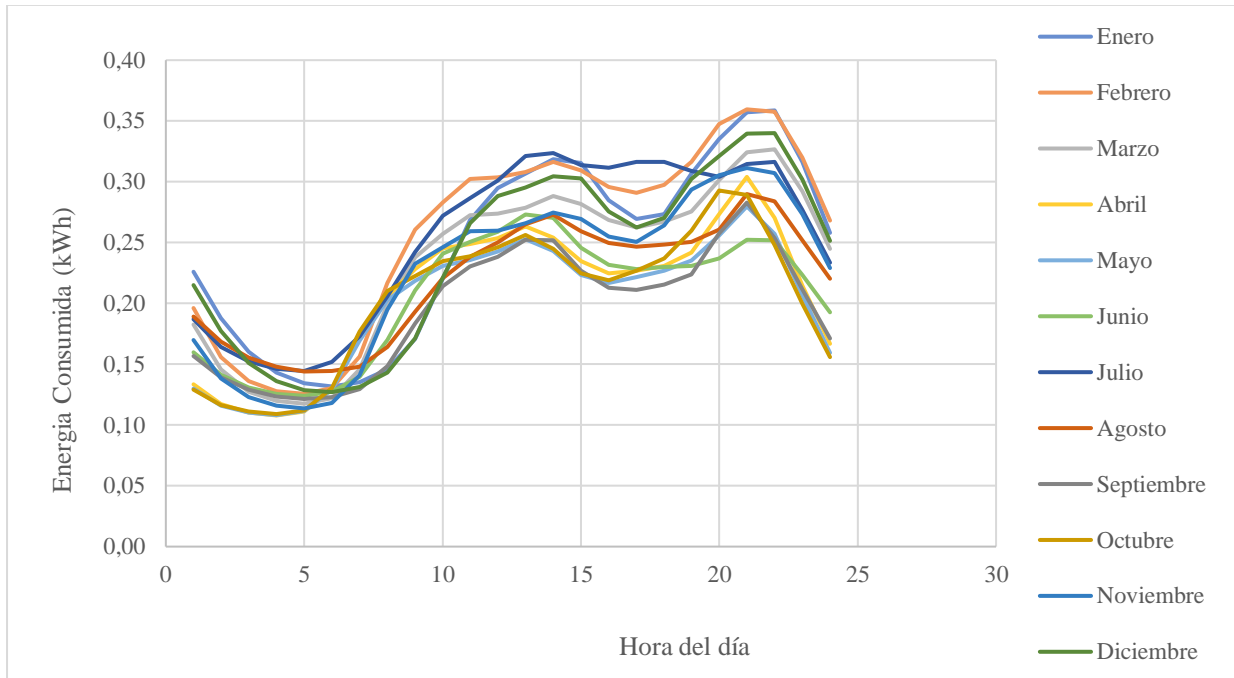


Figura 24 Curvas de consumo diaria. Fuente: «BOE» núm. 4, de 4 de enero de 2019, páginas 536 a 713 (178 págs.) y Elaboración Propia

4.5.3. Energía generada por el sistema PV:

La cantidad de energía generada por el sistema PV dependerá principalmente de 2 factores: 1) La capacidad instalada del sistema, entre más grande sea, más energía podrá producir para entregar al usuario (Ver apartado 4) 2) La radiación solar, este es otro factor clave en el estudio ya que la energía que pueda generar el sistema PV es directamente proporcional a la radiación solar, que será transformada al final en energía eléctrica y esta radiación varía dependiendo de la posición geográfica en la que se esté realizando la operación.

Usando PVGIS (Ver apartado 4.4.2) se logra obtener cuanta energía eléctrica se puede generar teniendo en cuenta la capacidad instalada del sistema PV. Para nuestro caso de estudio se generaron los datos teniendo en cuenta la ciudad de Sevilla como punto de referencia geográfica; se han considerado 7 distintas capacidades de la instalación PV (desde 0 kWp hasta 3,5 kWp). La tabla 7 muestra los resultados promedios mensuales y diarios obtenidos para cada una de las diferentes potencias instaladas.

| Potencia instalada (kWp) | Promedio mensual (kWh) | Promedio diario (kWh) | Total anual (kWh) |
|--------------------------|------------------------|-----------------------|-------------------|
| 0,5 | 66,52 | 2,19 | 798 |
| 1 | 132,73 | 4,37 | 1600 |
| 1,5 | 198,75 | 6,53 | 2390 |
| 2 | 265 | 8,7 | 3180 |
| 2,5 | 331 | 10,9 | 3980 |
| 3 | 397 | 13,10 | 4770 |
| 3,5 | 463 | 15,2 | 5570 |

Tabla 7 Energía Total generada por cada potencia instalada en enero. Fuente: PVGIS European Comission y elaboración propia

38 Caso de estudio sin almacenamiento de energía

La figura 25 nos muestra cómo se distribuye la generación de energía a lo largo de un día representativo del mes de enero, nótese como la curva se hace más grande en área a medida que se aumenta la capacidad del sistema PV, también la importancia de resaltar que esto solo sucede en las horas donde hay luz solar.

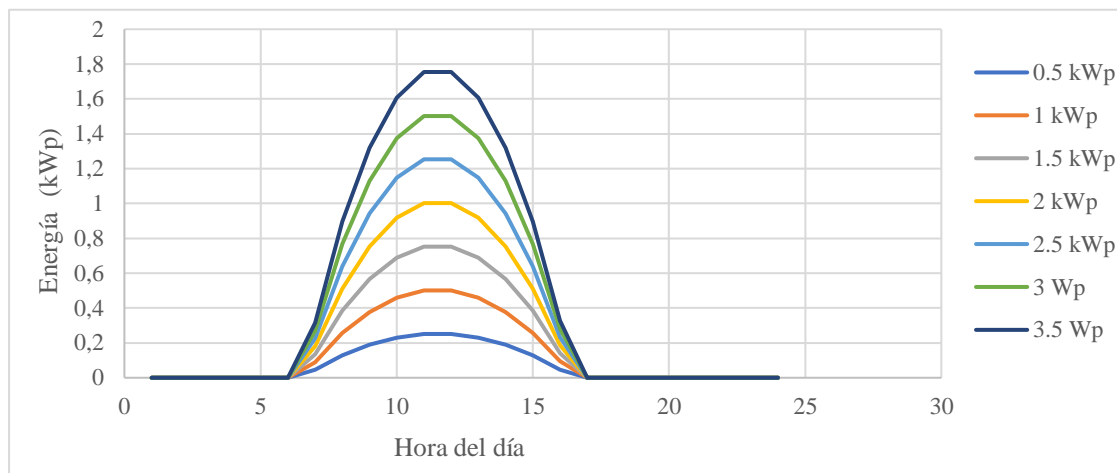


Figura 25 Energía generada por cada una de las potencias instaladas en un día representativo del mes de enero. PVGIS European Commission y Elaboración propia

Por otro lado, también se han generado los datos de la radiación diaria para cada uno de los meses, teniendo entonces para cada mes, una lista de datos que muestran hora a hora la radiación que se ha presentado en Sevilla en un día representativo, lo que servirá para tener una idea generalizada de la radiación durante todo el mes (Ver tabla 8)

| Mes | Radiación total en un día del mes (W/m ²) |
|-----|---|
| 1 | 17316 |
| 2 | 21061 |
| 3 | 24765 |
| 4 | 25138 |
| 5 | 26714 |
| 6 | 28297 |
| 7 | 29620 |
| 8 | 29329 |
| 9 | 25916 |
| 10 | 23090 |
| 11 | 18996 |
| 12 | 16303 |

Tabla 8 Radiación total en un día representativo de cada mes. PVGIS European Commission y Elaboración propia

La curva de la figura 25 nos muestra cómo es evidente que las horas de producción de energía son en las que hay luz solar, además coincidiendo con la tabla 8 hay una mayor producción en los meses de mayor radiación (verano, agosto, julio, etc.).

Se procede a realizar un cruce entre estas dos series de datos ya se ha comentado que la energía generada es directamente proporcional a la radiación de la zona por lo cual, teniendo la energía diaria que se puede generar y la radiación hora a hora, se puede determinar la energía generada

39 Caso de estudio sin almacenamiento de energía

a cada hora realizando una interpolación con respecto a la radiación. Se obtiene así la información de la energía generada por la instalación PV a cada hora del día de cada mes. Se realiza luego una extensión del cálculo para llevarlo a cada uno de los días del año y así se obtiene la energía generada a cada hora, cada día y el total anual, el cual será muy similar al obtenido mediante PVGIS (ver tabla 7). Se muestra un ejemplo de los resultados obtenidos para el mes de enero en la tabla 9.

| Mes | Hora | Radiación hora a hora | % radiación total | kWh generados |
|-----|------|-----------------------|-------------------|---------------|
| 1 | 1 | 0 | 0,00% | 0 |
| 1 | 2 | 0 | 0,00% | 0 |
| 1 | 3 | 0 | 0,00% | 0 |
| 1 | 4 | 0 | 0,00% | 0 |
| 1 | 5 | 0 | 0,00% | 0 |
| 1 | 6 | 0 | 0,00% | 0 |
| 1 | 7 | 463 | 2,67% | 0,315 |
| 1 | 8 | 1317 | 7,61% | 0,897 |
| 1 | 9 | 1935 | 11,17% | 1,318 |
| 1 | 10 | 2359 | 13,62% | 1,607 |
| 1 | 11 | 2575 | 14,87% | 1,754 |
| 1 | 12 | 2575 | 14,87% | 1,754 |
| 1 | 13 | 2359 | 13,62% | 1,607 |
| 1 | 14 | 1935 | 11,17% | 1,318 |
| 1 | 15 | 1317 | 7,61% | 0,897 |
| 1 | 16 | 481 | 2,78% | 0,327 |
| 1 | 17 | 0 | 0,00% | 0 |
| 1 | 18 | 0 | 0,00% | 0 |
| 1 | 19 | 0 | 0,00% | 0 |
| 1 | 20 | 0 | 0,00% | 0 |
| 1 | 21 | 0 | 0,00% | 0 |
| 1 | 22 | 0 | 0,00% | 0 |
| 1 | 23 | 0 | 0,00% | 0 |
| 1 | 24 | 0 | 0,00% | 0 |

Tabla 9 Distribución de la radiación a lo largo de un día completo en enero. PVGIS European Commission y Elaboración propia

Con esta información es posible generar un valor anual de energía generada, sumando todos los valores de día a día, hora a hora, la tabla 10 muestra los totales anuales que se obtienen con estos cálculos para cada una de las capacidades del sistema PV. Nótese cómo estos resultados son bastante similares a los obtenidos por medio de PVGIS, lo que nos da a entender la veracidad de los cálculos realizados por este método aproximado.

| Potencia instalada (kWp) | Total anual generados (kWh) |
|--------------------------|-----------------------------|
| 0,5 | 798,38 |
| 1 | 1594,96 |
| 1,5 | 2382,46 |
| 2 | 3176,9 |
| 2,5 | 3968,96 |
| 3 | 4768,72 |
| 3,5 | 5562,2 |

Tabla 10 Cantidad anual de energía generada para cada kWp de potencia instalada. PVGIS European Commission y Elaboración propia

4.5.4. Coste de la energía consumida:

En este punto ya se tienen los elementos necesarios para calcular el coste de la factura anual. Ya se ha comentado antes que el coste de la energía consumida por el usuario es la combinación del precio del mercado y la tarifa de acceso 2DHA determinada, esta última hará la diferencia si es en una hora pico o no, dependiendo a su vez de si se está en temporada de verano o invierno. El precio del mercado es fluctuante hora a hora, así como lo hace el consumo de energía, lo cual hace que la energía que paga el usuario tenga un precio del kWh diferente a cada hora de día y cada día del año; si multiplicamos esto por nuestro consumo horario, podemos obtener el precio que el usuario está pagando por cada kWh consumido a cada hora del día. En todo esto también entra el juego los impuestos y el IVA que se le repercute al usuario dependiendo del consumo mensual, como ya se comentó en el apartado 3.1, pero nos centraremos en la tarifa de entrada y el precio de la energía en el mercado porque son los más directos con el consumo eléctrico, los impuestos y el IVA se generan sobre el coste de la energía consumida.

La figura 26 muestra una superposición de 12 días representativos de cada mes del coste de la energía en cada momento del día. El comportamiento de esta nos recuerda a la misma curva de demanda anterior (Figura 24). Esto es debido a la tarifa 2DHA que se ajusta a los picos de demanda energética, haciendo efectivo el hecho de que entre más energía sea demandada, mayor será el precio de esta, factor importante a considerar en los apartados 6 y 7 en el que estudiaremos cuando se debe consumir la energía generada por el sistema PV.

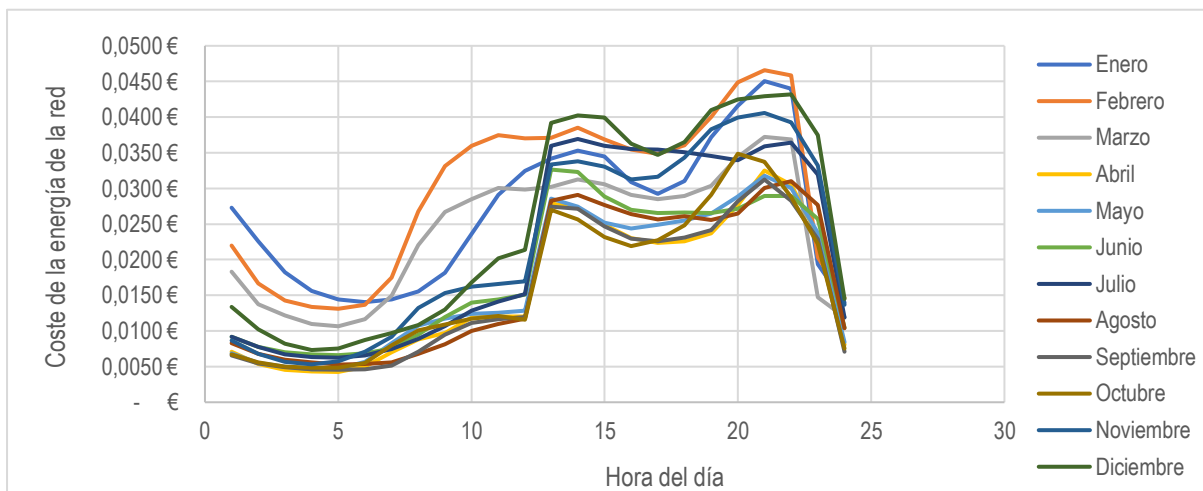


Figura 26 Evolución del precio de la energía a través del día, en cada mes. Fuente: OMIE y Elaboración propia

4.5.5. Total de energía "autoconsumida":

Esta va a ser la energía que se ha podido generar por la instalación PV y ha sido consumida por el usuario. Es un cálculo relativamente simple, está determinada por 3 condiciones: 1) Si no se ha producido nada de energía (Horas sin luz solar) la energía autoconsumida será 0, no hay energía producida, por lo cual el consumo del usuario será directamente de la red eléctrica. 2) Si la energía que se demanda es mayor que la energía que se ha generado por el sistema PV, la energía autoconsumida será en su totalidad la energía que se ha generado, adicionalmente el usuario deberá consumir energía proveniente de la red para cubrir su demanda. 3) Por último en un caso contrario en el que se genere más energía que la demandada, los kWh que se hayan consumido en esa hora, provendrán en su totalidad del sistema PV. Estas conclusiones se pueden obtener debido al hecho de que no hay un almacenamiento de la energía, por lo cual la

41 Caso de estudio sin almacenamiento de energía

generación, el consumo y el posterior vertido de energía suceden todos en “tiempo real” (Ver apartado 4.1). Si se realiza la suma de todos estos valores, se tendrán al final el total de la energía que ha sido generada por el sistema PV y que el usuario ha consumido.

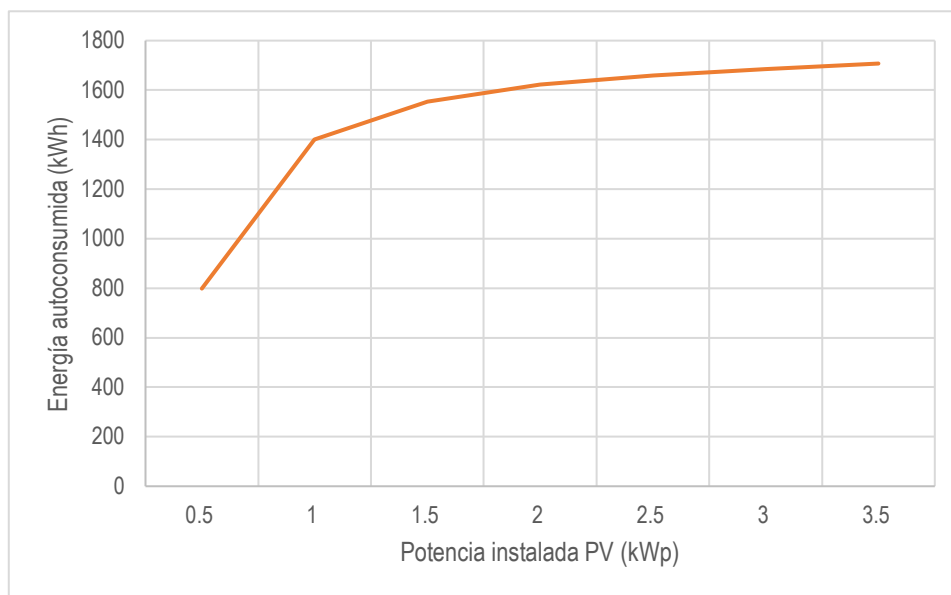


Figura 27 Curvas de energía autoconsumida consumo de 3500 kWh. Elaboración propia

La figura 27 nos hacen evidenciar el comportamiento que va a tener este concepto, la energía que consume el usuario, indistintamente de la capacidad instalada, siempre será la misma, por lo cual va a llegar un punto en el que la totalidad de la energía que consume el usuario será cubierta por la instalación PV (Durante las horas de producción energética), por eso a partir de 1,5 kWp se observa que el aumento de energía autoconsumida es bastante pequeño para un consumo de 3500 KWh.

4.6. Cálculo de ingresos

Los ingresos para todo el modelo vendrán de 2 fuentes en concreto. 1) El ahorro que se presenta al no consumir la energía proveniente de la red eléctrica y consumir la que ha sido generada por el propio sistema PV 2) el vertido de energía a la red eléctrica.

4.6.1. Ahorros obtenidos:

El usuario dejará de consumir parcialmente la energía proveniente de la red, para consumir la que él mismo está generando por el sistema PV. Dado que hay horas concretas en la que no se genera energía (figura 25) y que no se está considerando almacenamiento de energía en este modelo, el ahorro solo se presentará en las horas que haya producción energética por el sistema PV. Este ahorro será cuantificado con la energía “autoconsumida” multiplicada por el precio al que se hubiese comprado a la red (precio del mercado + tarifa de acceso), este sería el precio que el usuario hubiese pagado a la red en caso de consumir la energía proveniente de ella. El comportamiento de la curva en la figura 28, son idénticos a los mostrados anteriormente en la energía autoconsumida ya que son factores directamente proporcionales: A mayor energía autoconsumida, mayor ahorro.

42 Caso de estudio sin almacenamiento de energía

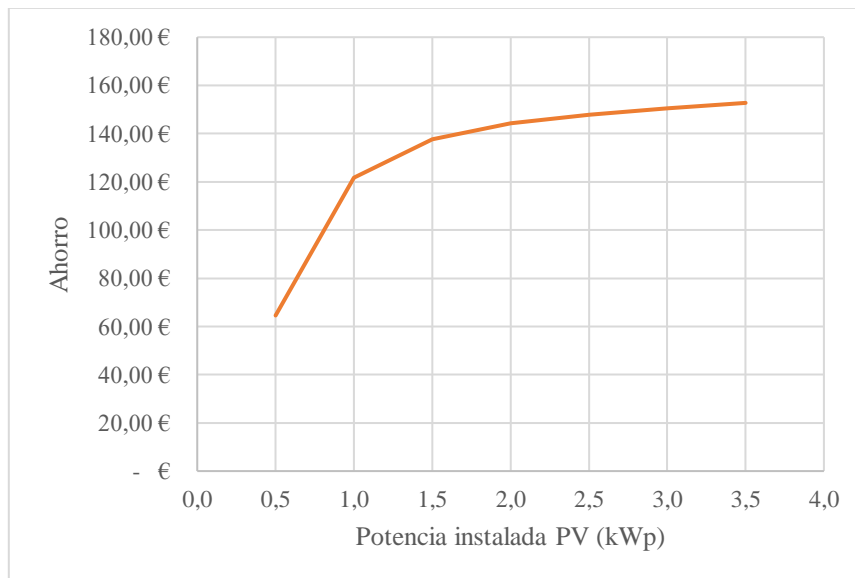


Figura 28 Curva de ahorro para consumo 3500 kWh. Elaboración propia

4.6.2. Energía Restante y vertido a la Red:

Por otro lado, la segunda fuente de ingresos está dada por la energía que se vierte a la red eléctrica. La figura 29 muestra la superposición de las curvas de consumo de energía y las curvas de generación energética por el sistema PV cada mes. Como se comentó anteriormente la generación de energía eléctrica por el sistema PV y su propio consumo se realizará al mismo momento y en tiempo real, pero si se observa en las curvas hay unas áreas que en la que la generación de energía es bastante superior al consumo, la energía que no alcanza a ser consumida por el usuario, es un remanente que va a ser vertido directamente a la red eléctrica (también en tiempo real).

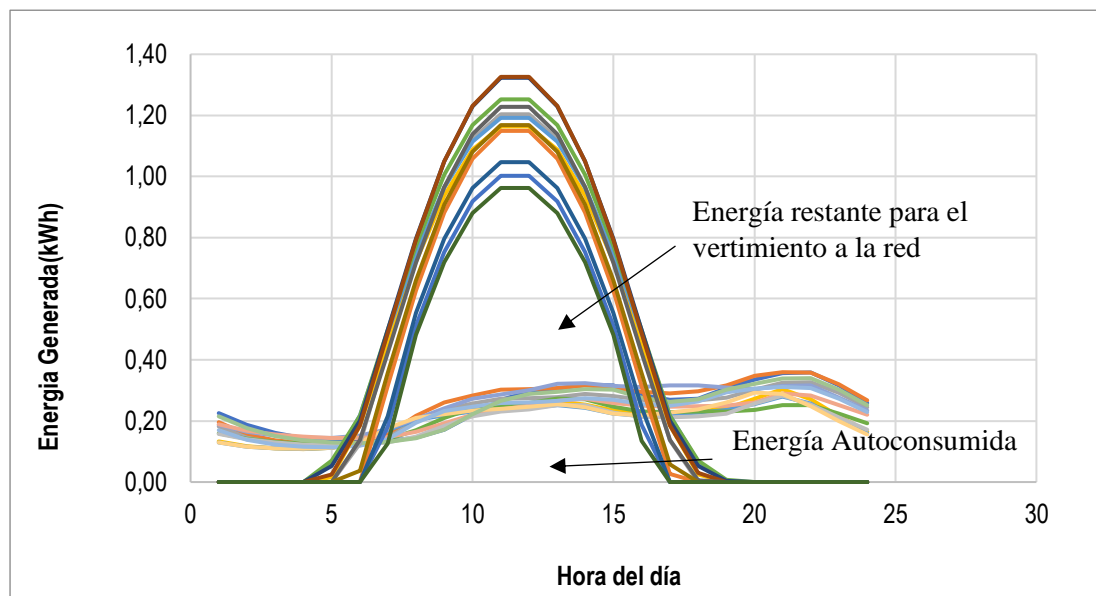


Figura 29 Superposición de la curva de energía consumida vs la curva de energía generada. Elaboración propia

Como se ha trabajado, a cada día y a cada hora, se debe determinar la cantidad de energía restante para ser vertida a la red, esto se realiza simplemente restando la energía generada menos la demanda del usuario, los resultados mayores que 0 es la energía que a cada hora no ha sido consumida y se podrá verter. Hay que considerar también el precio al que se verterá

43 Caso de estudio sin almacenamiento de energía

esta energía, que considerará 2 factores: el precio del mercado y el factor de venta f_i (ver apartado 4.3.4). Hora a hora el precio del mercado estará variando y será multiplicado por f_i para determinar el precio al que se le venderá la energía a la red. Este f_i condicionará directamente la cantidad de ingreso obtenido por el vertido. Es cuestión entonces de multiplicar la energía por el f_i y por el precio del mercado para obtener las ganancias generadas por el vertido a la red; la sumatoria de esto nos dará el total anual de esta operación. Se ha determinado hace muy poco por parte del Ministerio para la Transición Ecológica¹⁴ que el valor de este f_i será 1, por lo cual hará al mismo precio que tiene la energía en el mercado.

La tabla 11 muestra un resumen del ahorro para el usuario y el ingreso generado por el vertido de energía a la red, al mismo tiempo se muestra su variación para los distintos valores de demanda de energía por parte del usuario.

| Potencia (kWp) | Ahorro | Vertido | Ahorro total |
|----------------|----------|----------|--------------|
| 0,5 | 64,54 € | - € | 64,54 € |
| 1 | 121,69 € | 9,74 € | 131,43 € |
| 1,5 | 137,61 € | 42,38 € | 179,99 € |
| 2 | 144,35 € | 80,21 € | 224,56 € |
| 2,5 | 147,93 € | 119,47 € | 267,4 € |
| 3 | 150,55 € | 159,64 € | 310,19 € |
| 3,5 | 152,75 € | 199,73 € | 352,48 € |

Tabla 11 Ahorro e ingresos generados por el usuario por cada kWp instalado. Elaboración propia

4.7. Inversiones

Las inversiones en el primer año del proyecto representan los principales egresos, están constituidos en este caso particular por el coste de la instalación PV. Se multiplica el costo (Ver apartado 4.3.1) de la instalación por la capacidad instalada. La tabla 12 muestra los costes para cada una de las potencias instaladas. Adicionalmente a todo esto, periodo a periodo hará un pequeño coste asociado al mantenimiento del equipo, pero este no será considerado para el estudio ya que es un valor constante y no influye de manera significativa en los resultados.

| Capacidad Instalada | Coste de la instalación |
|---------------------|-------------------------|
| PV: 0,5 | 450,00 € |
| PV: 1 | 900,00 € |
| PV: 1,5 | 1,350,00 € |
| PV: 2 | 1,800,00 € |
| PV: 2,5 | 2.250,00 € |
| PV: 3 | 2.700,00 € |
| PV: 3,5 | 3.150,00 € |

Tabla 12 Costes de instalación de para cada potencia. Elaboración propia

¹⁴ <https://www.miteco.gob.es/es/>

4.8. Cálculos del Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno y el Índice de Rentabilidad

Con 25 años de vida útil del sistema PV, se debe realizar la proyección, de esta manera se logran obtener los flujos de efectivo y realizar el cálculo del Valor actual Neto y la Tasa interna de Retorno. Las figuras 30 y 31 muestran el comportamiento del VAN y la TIR a través de las distintas capacidades instaladas y con los respectivos valores de consumo anual. La tasa de descuento utilizada es de 6,5%¹⁵ la cual es la tasa de retribución de la distribución en España.

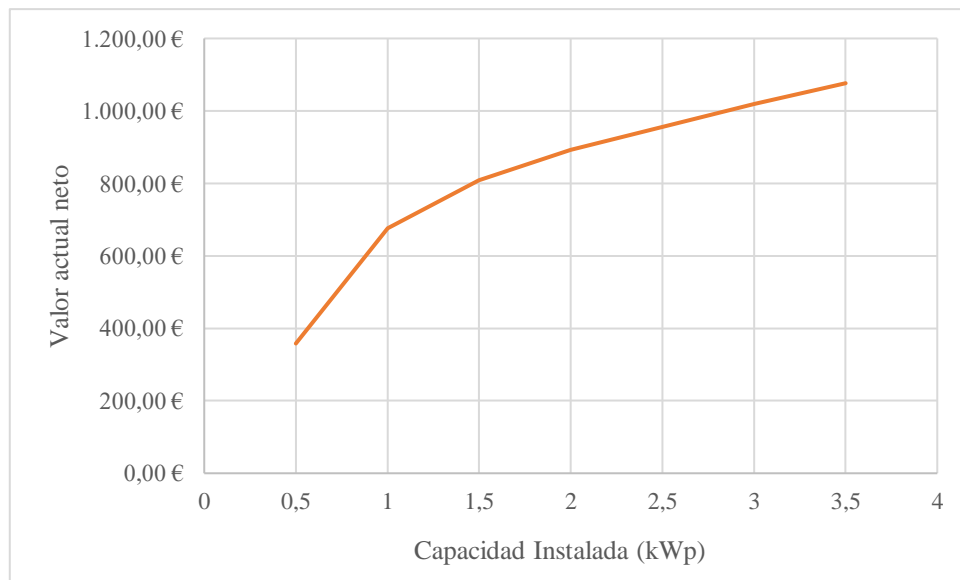


Figura 30 Valor actual neto, propuesta sin batería. Elaboración propia

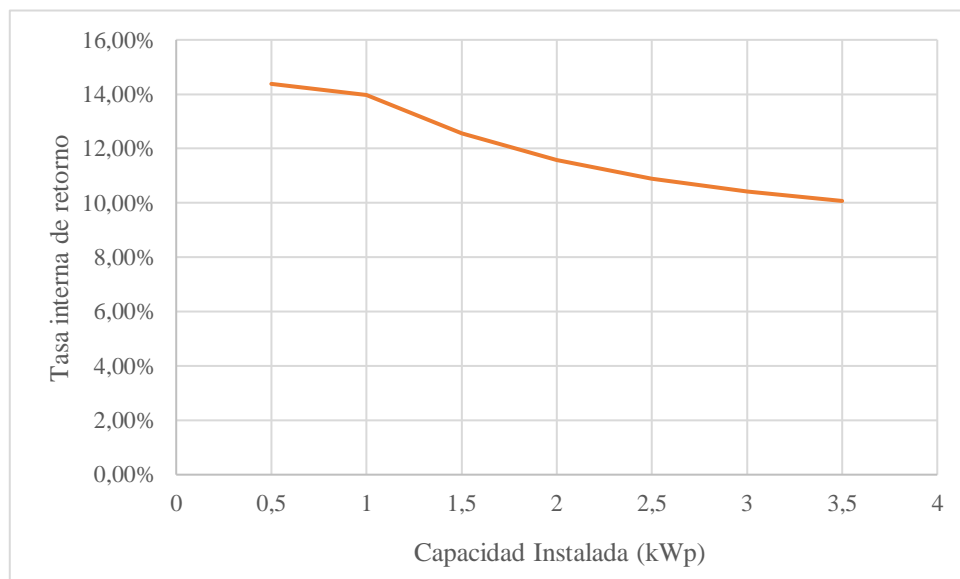


Figura 31 Tasa Interna de Retorno, propuesta sin batería. Elaboración propia

¹⁵<https://www.cnmec.es/2018-11-02-la-cnmec-publica-la-metodologia-de-calculo-de-la-tasa-de-retribucion-financiera-de-las>

45 Caso de estudio sin almacenamiento de energía

Finalmente, el VAN/Inv. nos permite determinar el retorno que se obtiene sobre cada unidad monetaria invertida.

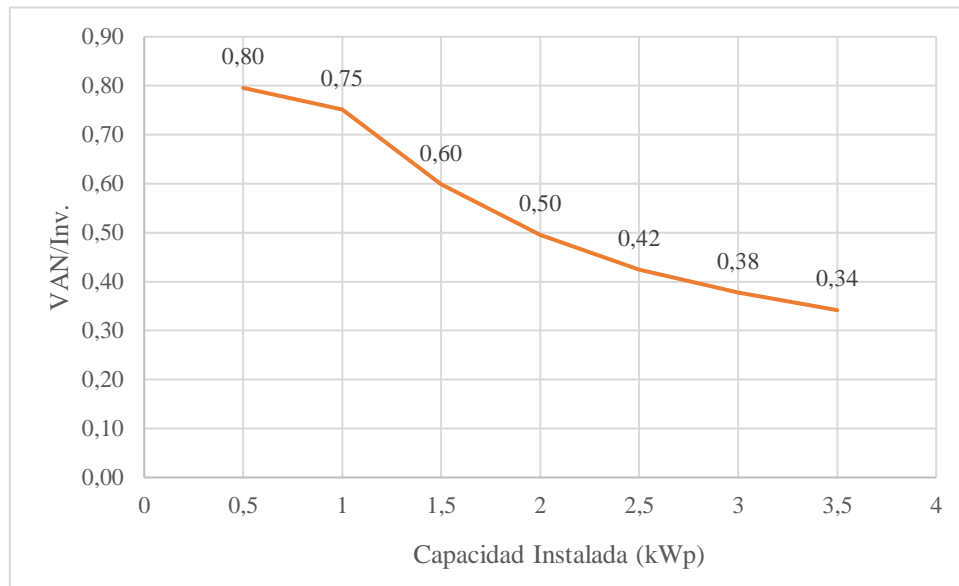


Figura 32 VAN/Inv. Propuesta sin almacenamiento de energía. Elaboración propia.

El valor actual neto del proyecto muestra un comportamiento con tendencia creciente, directamente proporcional a la capacidad instalada, esto tiene sentido ya que la energía será generada por el sistema y se verterá y/o se consumirá, generando beneficios para el usuario y cuanto mayor sea la capacidad instalada, mayores serán los ingresos y ahorros generados. La instalación óptima que según los resultados económicos obtenidos, debería implementar un usuario que consume 3500 kWh, es 0,5 kWp, se toma como referencia el indicador de VAN/Inv. ya que siendo este un indicador homogéneo, nos proporciona información del retorno que se obtendrá por cada unidad monetaria invertida. Es de destacar que con esta capacidad instalada y este nivel de consumo, la energía generada por el sistema (798,38 kWh) es autoconsumida en su totalidad por el usuario es decir que con esta instalación la energía generada es utilizada de la forma más rentable posible, la energía ahorrada es multiplicada por el coste de la energía en el mercado más la tarifa de acceso para determinar el ahorro, mientras que el vertido de la energía a la red eléctrica es solamente por el precio del mercado.

| Potencia instalada (kWp) | Energía Generada(kWh) | Energía autoconsumida (kWh) | Porcentaje de energía generada y autoconsumida | VAN | TIR | VAN/Inv. |
|--------------------------|-----------------------|-----------------------------|--|------------|--------|----------|
| 0,5 | 798,38 | 798,38 | 100% | 358,07 € | 14,38% | 0,80 |
| 1 | 1594,96 | 1399,71 | 88% | 675,97 € | 13,97% | 0,75 |
| 1,5 | 2382,46 | 1554,25 | 65% | 808,26 € | 12,55% | 0,60 |
| 2 | 3176,9 | 1621,77 | 51% | 892,58 € | 11,57% | 0,50 |
| 2,5 | 3968,96 | 1658,86 | 42% | 956,22 € | 10,89% | 0,42 |
| 3 | 4768,72 | 1685,53 | 35% | 1.019,32 € | 10,42% | 0,38 |
| 3,5 | 5562,2 | 1707,37 | 31% | 1.076,51 € | 10,07% | 0,34 |

Tabla 13 Comparativa de demanda y autoconsumo de energía. Elaboración propia.

46 Caso de estudio sin almacenamiento de energía

El comportamiento de la TIR y el VAN/Inv. Es una muestra de lo que sucede con el autoconsumo de la energía por el usuario:

La tabla 13 muestra como se está utilizando la energía que es generada por el sistema PV, para capacidades instaladas de 0,5 kWp y 1 kWp, hay un muy buen porcentaje de energía que se genera y es directamente consumida por el usuario generando ahorros en su factura eléctrica, para 0,5 kWp es el total y para 1 kWp es el 88%, estos niveles empiezan a decaer más rápidamente a medida que se aumenta la potencia PV, cuando se pasa a 1,5 kWp de potencia instalada se generan aproximadamente 800 kWh de energía adicionales, una gran cantidad de energía adicional, pero si se observa la energía autoconsumida, solo aumenta 155 kWh. Este comportamiento se hace cada vez más fuerte a medida que se aumenta la potencia instalada, cada vez la energía autoconsumida aumenta en menor medida mientras que la generada aumenta fuertemente.

Viendo más de cerca la situación, en este modelo sin almacenamiento solo se puede autoconsumir inmediatamente se produzca la energía y si no, se vierte por lo cual hay el sistema PV podrá satisfacer solo la demanda del usuario durante estas horas de producción. Lo que sucede con la potencia instalada de 0,5 kWh es que la cantidad de energía producida en estas horas es tan pequeña que la demanda del usuario logra consumirla toda en cuanto es producida, cuando ya se empieza a aumentar la potencia instalada se presentan horas en que el consumo es inferior a la generación, en ese momento se empieza a verter a la red el remanente de energía. Ahora hay unas horas en las que no se produce vertidos y es donde la demanda supera el consumo, estas horas son cubiertas poco a poco a medida que se aumenta la potencia instalada, si se habla de que aproximadamente la demanda en las horas productivas del sistema PV es de ~1896 kWh, después de que haya una potencia instalada de 1 kWh y se autoconsume ~1400 kWh, empiezan a haber pocos espacios de demanda para llenar para la energía generada, las potencias extras que se instalen serían para cubrir estas pocas horas que faltan en donde la demanda supera a la producción, pero cada vez se debe realizar una inversión bastante mayor en comparación a los ahorros que se generarían por cubrir estas pocas horas. A pesar de que el proyecto sigue siendo rentable cuando se aumenta la PV, el retorno sobre la inversión decae porque la energía no se está autoconsumiendo sino vendiendo.

5. Caso de estudio con almacenamiento de energía

En este apartado se estudiará el proceso almacenando la energía en una batería, la cual será adicionada al modelo inicialmente propuesto (Ver figura 33).

5.1. Modelo:

La figura 33 representa el nuevo modelo con almacenamiento de energía, para esta situación, una batería de litio ion será integrada en el modelo, que servirá para almacenar la energía generada. Se determina que se almacenará energía en horarios de valle (Cuando la energía consumida de la red es menos costosa) y se consumirá la energía almacenada en horarios pico (Cuando la energía de la red es más costosa) siempre y mientras haya suficiente energía almacenada para satisfacer la demanda, de lo contrario se consumirá energía de la red. El vertido a la red se realizará en el caso de que la capacidad de almacenamiento de la batería sea superior a la energía que se genere y se pretenda almacenar, es decir cuando la batería esté llena.

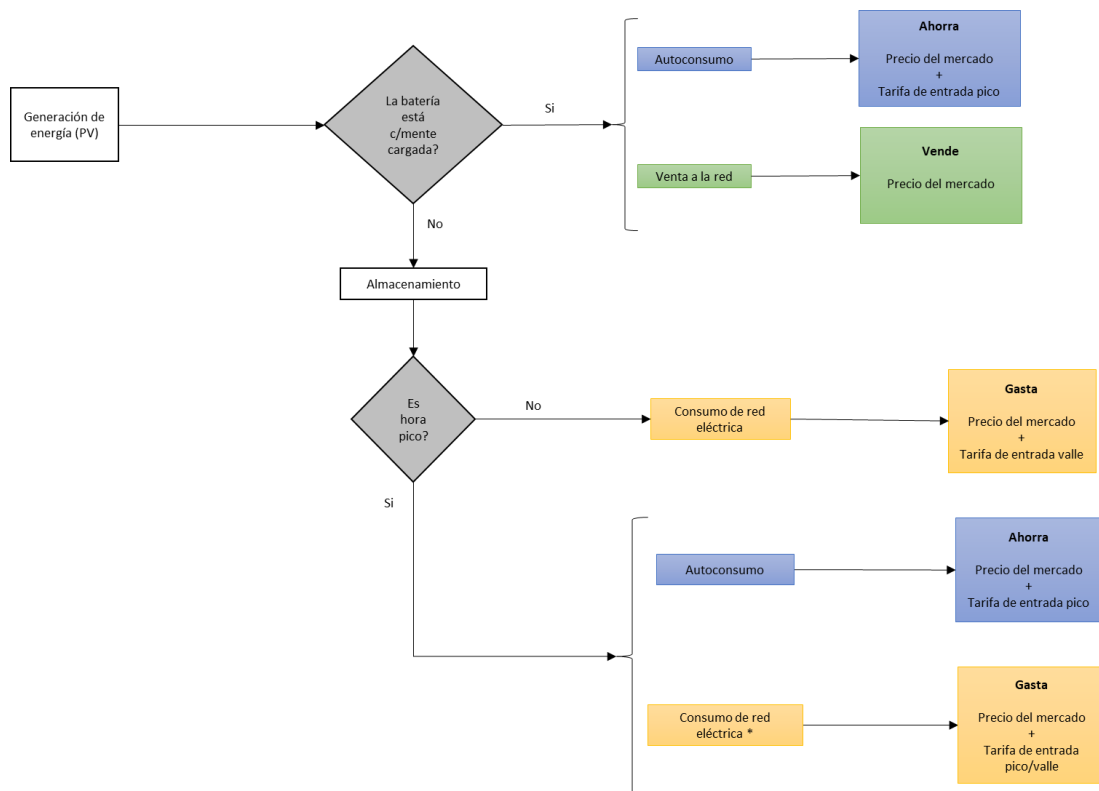


Figura 33 Diagrama de flujo, modelo con batería, elaboración propia. * En caso de que la energía generada y la que había almacenada no alcancen a satisfacer la demanda.

5.2. Elementos nuevos del modelo

5.2.1. La Batería.

La batería es el principal nuevo elemento que será agregado al modelo, muchos cambios se originarán a partir de esto. Da la posibilidad de almacenar energía generada por el sistema PV para ser consumida en un momento determinado por el usuario, el cual será cuando la energía proporcionada por la red sea más costosa (horas pico) mientras que en las horas valle, se almacenará el máximo de energía posible por la batería. Para determinar qué capacidad de almacenamiento se adaptaría mejor económicamente al usuario con consumo de 3500 kWh anuales, se estudiarán varias opciones: 0,5 kWh, 1 kWh, 1,5 kWh, 2 kWh, 2,5 kWh, y 3 kWh

Las baterías utilizadas para este modelo son las baterías de Litio o Li-ion, que almacenan energía eléctrica mediante el empleo de una sal de litio como electrolito, consiguiendo los iones necesarios para la reacción electroquímica reversible entre el cátodo y el ánodo. En el estudio realizado en el trabajo fin de master de Ester Pérez en 2019 (Pérez & Arcos, 2019) se muestra como las baterías de ion litio son las más óptimas para este tipo de almacenamientos de energía eléctrica.

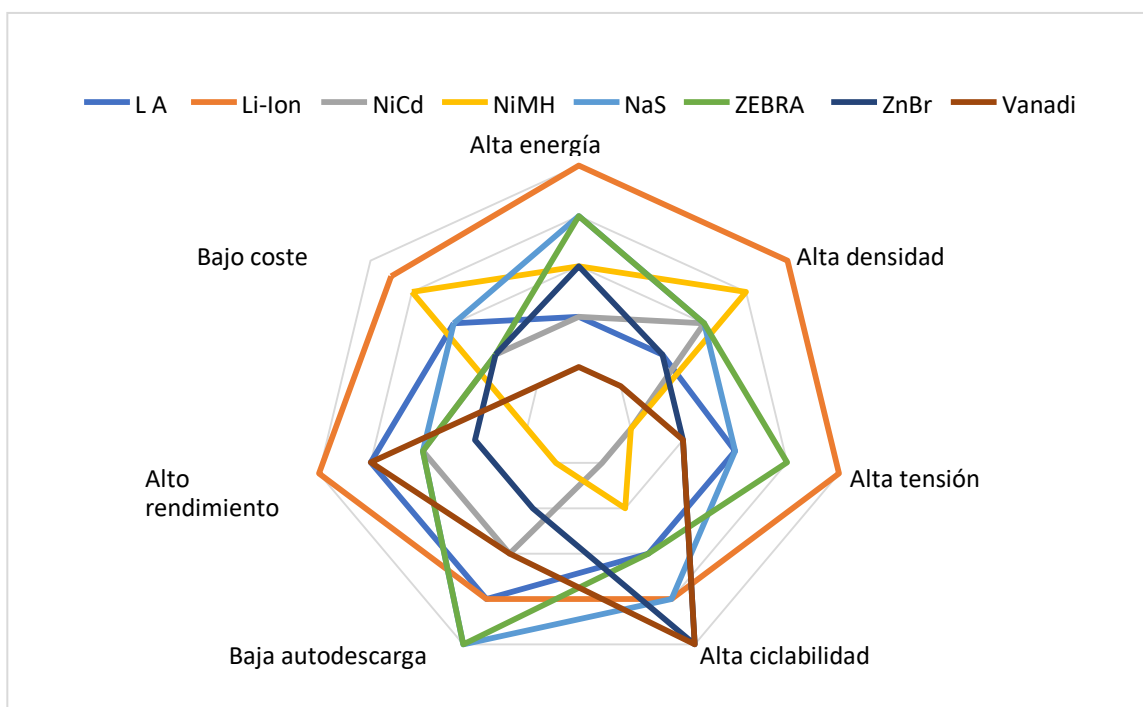


Figura 34 Comparativa distintos tipos de baterías. Fuente. (Pérez & Arcos, 2019)

Este estudio nos muestra que las baterías de Ion-Litio cuentan con un mejor desempeño y rendimiento para unos costes bastante reducidos en comparación a las demás opciones del mercado. Dentro del mercado hay una amplia gama de opciones para elegir de baterías, con distintos precios según, marca diseño y la capacidad, para efectos de este trabajo y después de una búsqueda y comparación de precios, se asumirá un precio de 100 € por cada kWh de capacidad de almacenamiento (S) que se desea instalar en el proceso. Esta batería es de 5000 ciclos de carga, por lo cual será necesario la adquisición de una nueva a los 13 años de transcurrido el proyecto.

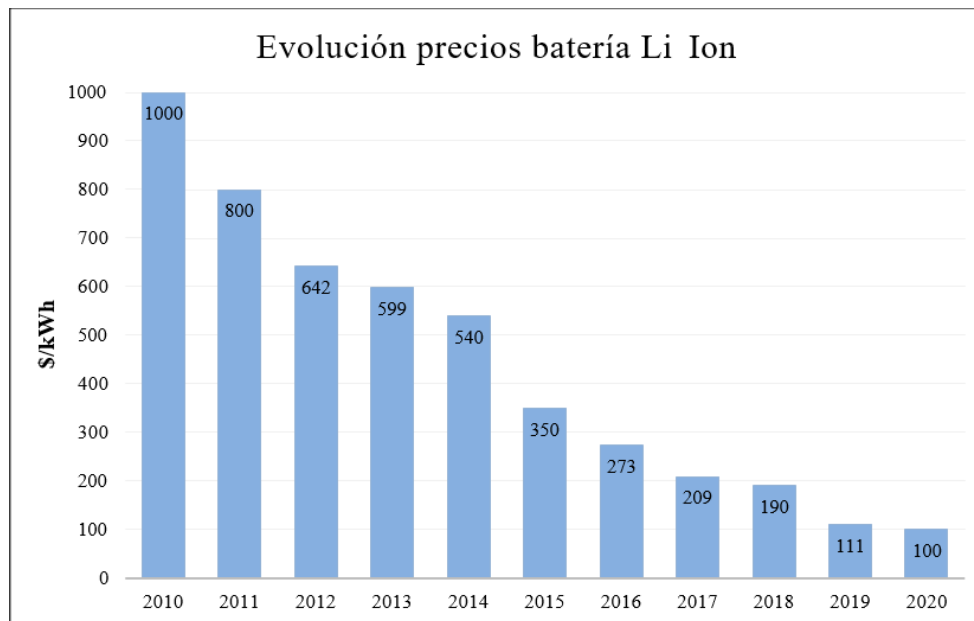


Figura 35 Evolución del precio de las baterías Li Ion. Fuente (Pérez & Arcos, 2019)

5.2.2. Otros elementos del modelo

Los demás elementos del modelo seguirán idénticos al caso de la instalación sin la batería: La potencia PV instalada variará para realizar los análisis de sensibilidad en kWp: 0,5, 1, 1,5, 2, 2,5, 3, 3,5; La tarifa de acceso que cobra la red eléctrica al usuario, adicional al precio de la energía en el mercado, seguirá siendo la 2DHA, distribuyendo el precio con horas pico y valle; el precio de la energía del mercado será la obtenida por Operador Del Mercado Ibérico De Energía Polo Español S A.; el factor de venta f_i al que se le verterá la energía generada a la red seguirá siendo 1; el horizonte temporal del proyecto de inversión serán los mismos 25 años.

5.3. Cálculo de la energía generada y almacenada

En este nuevo modelo, la energía sigue siendo producida por el sistema PV, como ya se vio en el apartado 4.5.3 la cantidad que se produzca dependerá directamente de la potencia que se instaló. Esta energía, a diferencia del modelo anterior no será consumida inmediatamente por el usuario, en este caso se realizará un almacenamiento de la energía generada en la batería, este proceso se realizará solo en las horas valle, donde la energía es más barata, para luego ser consumida cuando se lleguen a las horas pico y la energía aumente su precio. La energía que se produzca y no haya dónde almacenarla porque la batería está completamente cargada, será vertida a la red a precio de mercado multiplicado por el factor f_i (que en este estudio se determinó como 1).

Para justificar esta decisión, hay que hacer un pequeño y rápido análisis en el precio que se paga por la energía de la red: Es claro que durante las horas pico, tanto la tarifa de acceso como el precio de mercado son superiores, es ese momento cuando consumir energía de la red es más costoso para el usuario, por lo cual buscar una solución para reducir ese coste es necesario, aquí es donde más se pueden ahorrar costes si se consume la energía generada por el sistema PV, porque se está dejando de consumir energía que cuesta el precio del mercado + la tarifa de acceso, el usuario el ahorro generado por autoconsumo de una unidad de energía, será mayor que el ingreso generado por verterla.

5.4. Total energía autoconsumida

La energía producida que se consumirá vendrá directamente de la batería que se ha instalado (Recordemos que puede haber un autoconsumo no proveniente de la batería cuando se genere energía en horas valle y la batería esté llena), la cual se descargará cuando empiecen las horas pico. Cabe mencionar que es posible que incluso durante las horas pico la batería se encuentre completamente cargada, esto debido a que puede presentarse la situación de que la producción de energía y lo que había almacenado en una hora determinada, superan la demanda del usuario, son casos especiales.

La tabla 14 muestra un resumen del comportamiento del consumo de la energía proveniente del sistema PV diferenciado por cada uno de tipos de batería y potencia instaladas en el sistema, se incluye además el caso anterior sin almacenamiento de energía

| Potencia (kWp) | Energía Autoconsumida (kWh) | | | | | | |
|----------------|-----------------------------|------------|----------|------------|----------|------------|----------|
| | S: 0 kWh | S: 0,5 kWh | S: 1 kWh | S: 1,5 kWh | S: 2 kWh | S: 2,5 kWh | S: 3 kWh |
| 0,5 kWp | 798,38 | 499,96 | 675,22 | 789,16 | 798,38 | 798,38 | 798,38 |
| 1 kWp | 1.399,71 | 785,27 | 967,77 | 1150,27 | 1318,07 | 1452,71 | 1527,90 |
| 1,5 kWp | 1.554,25 | 893,66 | 1076,16 | 1258,66 | 1441,16 | 1613,76 | 1726,24 |
| 2 kWp | 1.621,77 | 944,20 | 1126,70 | 1309,20 | 1491,70 | 1658,06 | 1760,19 |
| 2,5 kWp | 1.658,86 | 969,47 | 1151,97 | 1334,47 | 1516,82 | 1678,59 | 1772,65 |
| 3 kWp | 1.685,53 | 988,49 | 1170,99 | 1353,49 | 1535,21 | 1690,98 | 1779,65 |
| 3,5 kWp | 1.707,37 | 1005,85 | 1188,35 | 1370,85 | 1552,20 | 1701,12 | 1784,63 |

Tabla 14 Energía autoconsumida para un consumo promedio de 3500 kWh, propuesta almacenamiento de energía. Elaboración propia

5.5. Cálculo de ingresos

Al igual que en el apartado 4 los ingresos en este sistema estarán determinados por los ahorros de energía y por el vertido a la red. Las tablas 15 y 16 muestran tanto el ingreso obtenido por el vertido a la red eléctrica como la cantidad ahorrada ambas diferenciadas por cada una de las distintas potencias instaladas y capacidades de almacenamiento.

| Potencia (kWp) | Ahorro anual | | | | | | |
|----------------|--------------|------------|----------|------------|----------|------------|----------|
| | S: 0 kWh | S: 0,5 kWh | S: 1 kWh | S: 1,5 kWh | S: 2 kWh | S: 2,5 kWh | S: 3 kWh |
| 0,5 kWp | 67,39 € | 54,92 € | 73,82 € | 85,82 € | 86,79 € | 86,79 € | 86,79 € |
| 1 kWp | 121,69 € | 85,53 € | 104,75 € | 123,97 € | 142,02 € | 156,86 € | 165,20 € |
| 1,5 kWp | 137,61 € | 96,98 € | 116,11 € | 135,49 € | 155,29 € | 174,28 € | 186,73 € |
| 2 kWp | 144,35 € | 102,29 € | 121,42 € | 140,91 € | 160,81 € | 179,18 € | 190,50 € |
| 2,5 kWp | 147,93 € | 104,94 € | 124,09 € | 143,63 € | 163,57 € | 181,45 € | 191,88 € |
| 3 kWp | 150,55 € | 106,93 € | 126,10 € | 145,70 € | 165,60 € | 182,82 € | 192,66 € |
| 3,5 kWp | 152,75 € | 108,74 € | 127,95 € | 147,59 € | 167,48 € | 183,95 € | 193,21 € |

Tabla 15 Ahorro propuesta almacenamiento de energía, consumo 3500 kWh, Elaboración propia

51 Caso de estudio con almacenamiento de energía

| Potencia (kWp) | Ingreso anual por Vertimiento | | | | | | |
|----------------|-------------------------------|------------|----------|------------|----------|------------|----------|
| | S: 0 kWh | S: 0,5 kWh | S: 1 kWh | S: 1,5 kWh | S: 2 kWh | S: 2,5 kWh | S: 3 kWh |
| 0,5 kWp | - € | 14,98 € | 6,09 € | 0,45 € | - € | - € | - € |
| 1 kWp | 9,74 € | 52,32 € | 43,07 € | 33,79 € | 25,32 € | 16,18 € | 8,52 € |
| 1,5 kWp | 42,38 € | 98,80 € | 89,60 € | 80,33 € | 71,05 € | 61,79 € | 51,06 € |
| 2 kWp | 80,21 € | 140,00 € | 130,86 € | 121,64 € | 112,36 € | 103,12 € | 95,32 € |
| 2,5 kWp | 119,47 € | 181,84 € | 172,75 € | 163,54 € | 154,30 € | 145,10 € | 137,67 € |
| 3 kWp | 159,64 € | 220,30 € | 211,25 € | 202,07 € | 192,85 € | 183,72 € | 176,67 € |
| 3,5 kWp | 199,73 € | 259,39 € | 250,36 € | 241,22 € | 232,01 € | 223,02 € | 216,32 € |

Tabla 16 Ingresos obtenidos por vertido a la red, consumo de 3500 kWh. Elaboración propia.

5.6. Valor actual neto y tasa interna de retorno

Para el cálculo de estos indicadores económicos se tiene en cuenta la misma inversión para la instalación PV, no cambia, siguen siendo 0,9 € por cada kWp de potencia instalada. Por otro lado, se tiene la capacidad de la batería, que tiene un precio de 100 € por cada kWh de capacidad de almacenamiento (S). Así entonces se realiza la proyección a 25 años y se obtienen los valores económicos.

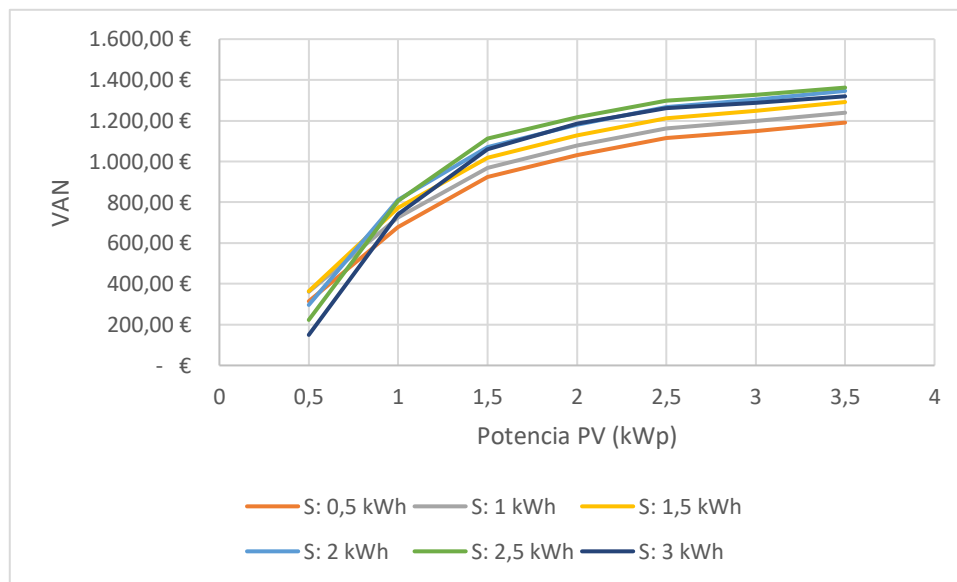


Figura 36 Valor actual neto para propuesta con almacenamiento de energía Consumo 3500 kWh. Elaboración propia

52 Caso de estudio con almacenamiento de energía

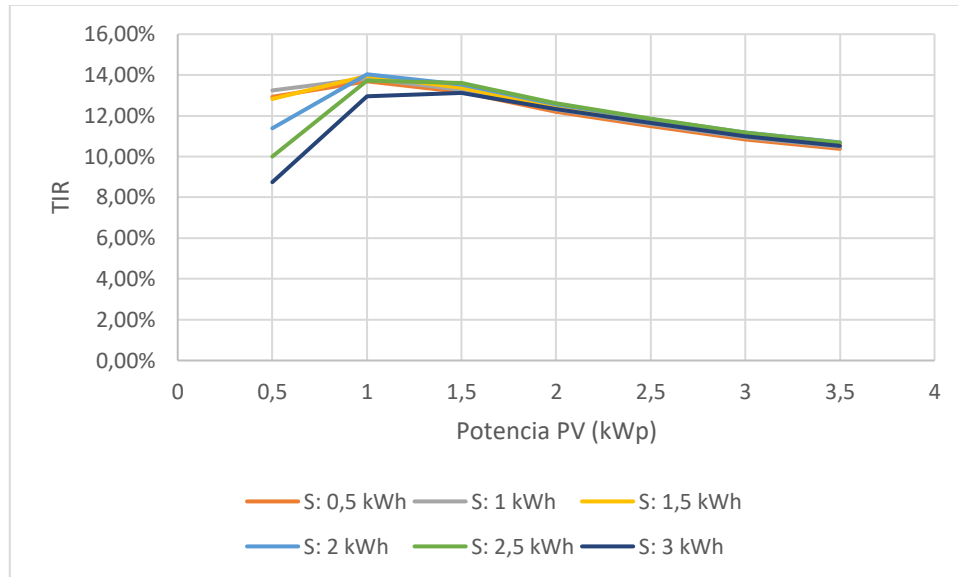


Figura 37 Tasa interna de retorno para propuesta con almacenamiento de energía, consumo 3500 kWh. Elaboración propia

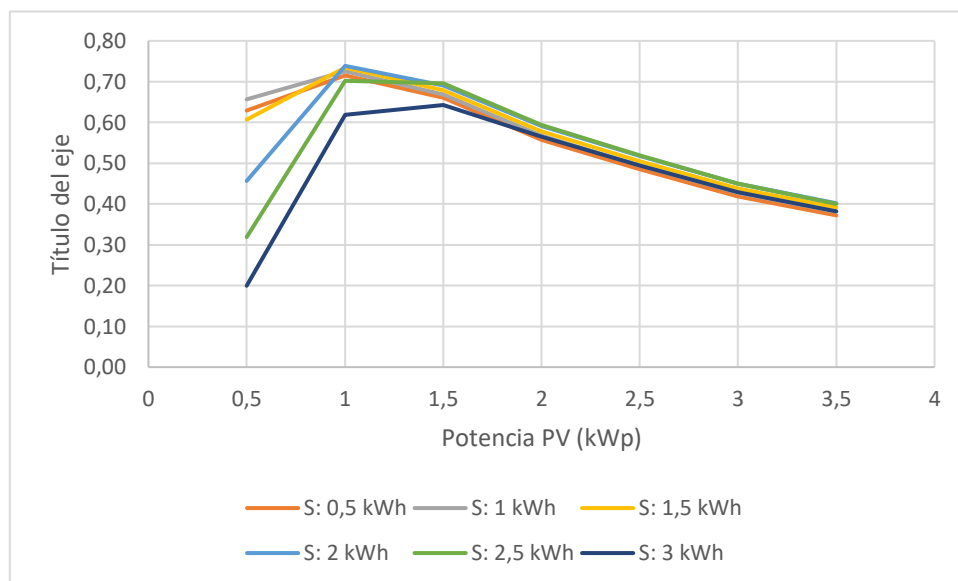


Figura 38 VAN/Inv. para propuesta con almacenamiento de energía, consumo 3500 kWh, batería 1 kWh. Elaboración propia

Continuando con el análisis realizado en el apartado 4,8 la demanda que se requiere cubrir en ese modelo será solo la demanda en horas pico, cuando la energía es más cara, a diferencia del modelo sin almacenamiento, donde la demanda a cubrir por el sistema PV era directamente la que hubiese en las horas de producción. Esta vez la demanda es de ~1963 kWh, esta es la energía que en las horas pico es demandada por el usuario que consume 3500 kWh al año, la idea de la instalación PV con batería sería intentar suplir esa demanda.

Con un consumo de energía constante, la potencia instalada cada vez que aumente, tendrá más energía disponible para el consumo del usuario. La generación de energía durante las horas valle será almacenada en una batería que proporcionará energía al usuario para su consumo en horas pico, además del autoconsumo que se produzca cuando la batería esté llena en horas valle y haya energía generada disponible. Cuanto más capacidad tenga la batería más energía podrá almacenar para el consumo posterior del usuario, cuanto más potencia instalada tenga el

53 Caso de estudio con almacenamiento de energía

usuario, más energía será generada, para lo cual necesitará una batería mayor para su almacenamiento, estas situaciones hacen necesario el análisis en donde se pueda encontrar el equilibrio adecuado con una instalación óptima que permita al usuario aprovechar la mayor cantidad de energía posible mientras se logra la mayor rentabilidad para el proyecto.

| Potencia (kWp) | S: 0 kWh | S: 0,5 kWh | S: 1 kWh | S: 1,5 kWh | S: 2 kWh | S: 2,5 kWh | S: 3 kWh |
|----------------|----------|------------|----------|------------|----------|------------|----------|
| 0,5 | 100,00% | 62,62% | 84,57% | 98,84% | 100,00% | 100,00% | 100,00% |
| 1 | 87,76% | 49,23% | 60,68% | 72,12% | 82,64% | 91,08% | 95,80% |
| 1,5 | 65,24% | 37,51% | 45,17% | 52,83% | 60,49% | 67,74% | 72,46% |
| 2 | 51,05% | 29,72% | 35,47% | 41,21% | 46,95% | 52,19% | 55,41% |
| 2,5 | 41,80% | 24,43% | 29,02% | 33,62% | 38,22% | 42,29% | 44,66% |
| 3 | 35,35% | 20,73% | 24,56% | 28,38% | 32,19% | 35,46% | 37,32% |
| 3,5 | 30,70% | 18,08% | 21,36% | 24,65% | 27,91% | 30,58% | 32,08% |

Tabla 17 Porcentaje de energía generada y autoconsumida, consumo de 3500 kWh para distintos niveles de capacidad de la batería. Elaboración propia.

Con el aumento de la capacidad de la batería, hay una disminución constante de la energía que queda disponible para el vertido después del consumo por parte del usuario y que la batería alcance su capacidad de almacenamiento, así como se muestra en la tabla 17. Hay un mayor autoconsumo con una batería de mayor capacidad, pero al mismo tiempo la inversión que se debe realizar es mayor, veamos cómo se comportan los indicadores económicos para este escenario. En nuestro estudio, a mayor cantidad de almacenamiento, menor va a ser la energía que quede remanente para ser vertida a la red, lo que hace que el usuario consuma más energía de la que vierte.

54 Caso de estudio con almacenamiento de energía

| Potencia (kWp) | S: 0 kWh | | | S: 0,5 kWh | | | S: 1 kWh | | | S: 1,5 kWh | | | S: 2 kWh | | | S: 2,5 kWh | | | S: 3 kWh | | |
|----------------|------------|--------|------|------------|--------|------|------------|--------|------|------------|--------|------|------------|--------|------|------------|--------|------|------------|--------|------|
| | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I |
| 0,5 | 358,07 € | 14,40% | 0,80 | 314,60 € | 12,92% | 0,63 | 361,21 € | 13,26% | 0,66 | 364,00 € | 12,83% | 0,61 | 296,68 € | 11,39% | 0,46 | 223,20 € | 10,00% | 0,32 | 149,71 € | 8,74% | 0,20 |
| 1 | 675,97 € | 14,00% | 0,75 | 679,43 € | 13,69% | 0,72 | 725,45 € | 13,83% | 0,73 | 771,17 € | 13,96% | 0,73 | 812,54 € | 14,03% | 0,74 | 807,42 € | 13,72% | 0,70 | 742,09 € | 12,95% | 0,62 |
| 1,5 | 808,26 € | 12,60% | 0,60 | 924,08 € | 13,16% | 0,66 | 969,66 € | 13,27% | 0,67 | 1.017,40 € | 13,39% | 0,68 | 1.070,01 € | 13,53% | 0,69 | 1.113,25 € | 13,60% | 0,70 | 1.060,37 € | 13,12% | 0,64 |
| 2 | 892,58 € | 11,60% | 0,50 | 1.031,79 € | 12,18% | 0,56 | 1.078,09 € | 12,30% | 0,57 | 1.127,67 € | 12,42% | 0,58 | 1.181,67 € | 12,56% | 0,59 | 1.217,57 € | 12,60% | 0,59 | 1.186,27 € | 12,34% | 0,56 |
| 2,5 | 956,22 € | 10,90% | 0,42 | 1.115,16 € | 11,48% | 0,48 | 1.162,33 € | 11,59% | 0,49 | 1.212,80 € | 11,71% | 0,51 | 1.267,61 € | 11,84% | 0,52 | 1.298,15 € | 11,87% | 0,52 | 1.260,65 € | 11,64% | 0,49 |
| 3 | 1.019,32 € | 10,40% | 0,38 | 1.150,24 € | 10,83% | 0,42 | 1.198,12 € | 10,94% | 0,43 | 1.249,48 € | 11,05% | 0,44 | 1.304,14 € | 11,17% | 0,45 | 1.327,73 € | 11,18% | 0,45 | 1.287,67 € | 10,99% | 0,43 |
| 3,5 | 1.076,51 € | 10,10% | 0,34 | 1.190,77 € | 10,38% | 0,37 | 1.239,24 € | 10,48% | 0,38 | 1.291,64 € | 10,58% | 0,39 | 1.346,21 € | 10,70% | 0,40 | 1.362,46 € | 10,69% | 0,40 | 1.319,63 € | 10,52% | 0,38 |

Tabla 18 Tabla de indicadores consumo de 3500 kWh para distintas capacidades de almacenamiento y potencias instaladas. Elaboración propia.

Según los resultados obtenidos y basándose directamente en el VAN/Inv., la opción que mejor se ajusta a las necesidades del usuario y que genera un proyecto con el mejor desempeño económico, es una instalación de 1 kWp de potencia PV y de una batería de 2 kWh de capacidad, sería un proyecto con Van de 812,54 € y una TIR de 14.03%. Con esta instalación autoconsumirá 1318,07 kWh (En su mayor medida en horas pico), una cantidad que se acerca un poco a los 1963 kWh de demanda en horas pico que tiene, además de que este autoconsumo representa más del 80% de la energía generada (1594,96 kWh), que en lugar de verterla a la red, está siendo consumida por el usuario, rentabilizándola en mayor medida.

La situación curiosa aquí, es que la rentabilidad de este proyecto, no supera a la rentabilidad lograda por el usuario cuando no instalaba una batería en el sistema, en comparación, el proyecto anterior tenía un VAN/Inv. de 0,80 mientras que este solo es de 0,74, esta es una situación que depende en gran medida del precio de la batería lo cual analizaremos más adelante. En esta situación, a pesar que e autoconsume más energía que en el caso sin almacenamiento, el coste de la batería reduce la rentabilidad total del proyecto.

6. Análisis de sensibilidad

En este capítulo se realizarán análisis de sensibilidad para los 2 casos de estudio. Para el modelo sin almacenamiento de energía se estudiará el efecto que tiene si se aumenta la demanda de energía por el usuario, mientras que para el caso con almacenamiento y la batería, se estudiarán también distintos niveles de consumo así como distintos precios de la batería y potencia PV.

6.1. Análisis de sensibilidad: Modelo sin almacenamiento de energía

Para esta primera etapa se realizará una comparativa entre distintos niveles de consumo que puede tener el usuario, para analizar cómo afecta esto el comportamiento del modelo y la determinación de la instalación óptima. A parte del consumo que ya se ha presentado en los apartados anteriores de 3500 kWh anuales, en este apartado se estudiará el modelo con consumos de 2000 kWh, 5000 kWh, 6500 kWh y 8000 kWh.

Vamos poco a poco explicando los cambios que se generarían al modificar el nivel de consumo del usuario:

1. El primer cambio que se genera con la variación de los niveles de consumo, es la cantidad de energía que se “autoconsume” por parte del usuario. Dada una disponibilidad determinada de la energía producida hora a hora (teniendo en cuenta los distintos niveles de potencia instalada) el usuario debe consumir la mayor cantidad de energía posible proveniente del sistema PV con el fin de disminuir el consumo de energía proveniente de la red, por lo cual, un mayor consumo en estas horas se traduce en un mayor aprovechamiento de la energía eléctrica generada por el sistema PV.
2. Un resultado directo del aumento del autoconsumo y la disminución del consumo de la red eléctrica, es la reducción en el coste de la factura de electricidad, el usuario paga menos a la red eléctrica porque la producción energética del sistema PV logra satisfacer parte su demanda energética hora a hora.
3. En contraparte, el ingreso que se obtiene por verter energía a la red se verá afectado ya que ahora la energía que se produce, se va a consumir por el usuario en una mayor medida. A pesar de esta reducción, cabe destacar que este escenario es positivo para los intereses del usuario, dado que el autoconsumo genera más beneficios (en términos de ahorro) que el vertido a la red.

Se muestra en la tabla 19, cómo los indicadores económicos del modelo varían con respecto al consumo de energía.

56 Análisis de sensibilidad

| Potencia (kWp) | 2000 kWh | | | 3500 kWh | | | 5000 kWh | | | 6500 kWh | | | 8000 kWh | | |
|----------------|----------|--------|----------|------------|--------|----------|------------|--------|----------|------------|--------|----------|------------|--------|----------|
| | VAN | TIR | VAN/Inv. | VAN | TIR | VAN/Inv. | VAN | TIR | VAN/Inv. | VAN | TIR | VAN/Inv. | VAN | TIR | VAN/Inv. |
| 0,5 | 352,12 € | 14,26% | 0,78 | 358,07 € | 14,38% | 0,80 | 358,07 € | 14,38% | 0,80 | 358,07 € | 14,38% | 0,80 | 358,07 € | 14,38% | 0,80 |
| 1 | 492,12 € | 12,06% | 0,55 | 675,97 € | 13,97% | 0,75 | 713,57 € | 14,35% | 0,79 | 714,00 € | 14,36% | 0,79 | 714,00 € | 14,36% | 0,79 |
| 1,5 | 555,62 € | 10,76% | 0,41 | 808,26 € | 12,55% | 0,60 | 986,84 € | 13,79% | 0,73 | 1.055,89 € | 14,26% | 0,78 | 1.060,73 € | 14,29% | 0,79 |
| 2 | 614,19 € | 10,07% | 0,34 | 892,58 € | 11,57% | 0,50 | 1.124,93 € | 12,80% | 0,62 | 1.301,85 € | 13,71% | 0,72 | 1.392,72 € | 14,18% | 0,77 |
| 2,5 | 666,68 € | 9,62% | 0,30 | 956,22 € | 10,89% | 0,42 | 1.218,39 € | 12,01% | 0,54 | 1.439,07 € | 12,94% | 0,64 | 1.614,40 € | 13,66% | 0,72 |
| 3 | 721,21 € | 9,32% | 0,27 | 1.019,32 € | 10,42% | 0,38 | 1.298,16 € | 11,43% | 0,48 | 1.543,64 € | 12,30% | 0,57 | 1.757,44 € | 13,04% | 0,65 |
| 3,5 | 769,89 € | 9,09% | 0,24 | 1.076,51 € | 10,07% | 0,34 | 1.360,80 € | 10,96% | 0,43 | 1.626,69 € | 11,77% | 0,52 | 1.863,19 € | 12,48% | 0,59 |

Tabla 19 Indicadores económicos para distintos niveles de consumo, caso sin almacenamiento de energía. Elaboración propia.

Todo parece indicar que la mejor instalación para los usuarios con sus distintos niveles de consumo, es una instalación PV de 0,5 kWp de potencia de generación. Basándonos en el VAN/Inv. Para la toma de decisiones nuevamente, para los casos de consumo de 6500 y 8000 kWh, parecen casi indiferentes a la hora de seleccionar entre 0,5 kWp, 1 kWp y 1,5 kWp pero hay una pequeña diferencia decimal que sigue poniendo a la potencia de 0,5 kWp como la mejor alternativa económica. A pesar de esto, el usuario puede considerar la instalación de potencias PV de 1 kWp y 1,5 kWp para consumos mayores, ya que estas pequeñas diferencias en el rendimiento son generadas por la variación del precio de la energía en momentos puntuales, en estos casos, vale la pena observar el VAN del proyecto, el cual sí aumenta con la potencia instalada, además del hecho de que en estos casos la energía se autoconsumiría en un 100%.

Aun así, se logra apreciar una tendencia de disminuir el rendimiento de la inversión a medida que se aumenta la potencia de la instalación, haciendo un zoom en los distintos casos y cálculos realizados podemos encontrar una explicación a este comportamiento: En el caso de la propuesta en la que no se tiene contemplado ningún almacenamiento, lo anteriormente mencionado de la inversión se remarca más ya que en este caso la única inversión del proyecto será la instalación PV, lo que hace que el coste de la energía generada dependa directamente del coste de la instalación. Ahora bien, una vez generada la energía, pueden suceder 2 eventualidades que ya hemos tratado, que sea vertida a la red siempre y cuando la generación sea superior al consumo o que sea consumida en su totalidad por el usuario y que no haya ningún vertido, para 3500 kWh de consumo, las potencias instaladas menores no logran satisfacer esta demanda de energía, mientras que a medida que aumenta la potencia instalada, se presenta el caso de que incluso “sobra” energía para ser vertida a la red. Recordemos que en este escenario la energía que será vertida a la red será únicamente la que sobre luego de satisfacer la demanda hora a hora del usuario.

57 Análisis de sensibilidad

Una potencia instalada mayor significa que se va a generar más energía hora a hora, pero para lograr este aumento hace falta realizar una inversión mayor, cada kWp de capacidad adicional, supone una inversión extra de 900 € (450 € por cada 0,5 kWp), este es un aumento bastante pronunciado al compararlo con lo que aumenta el ahorro de energía por parte de los usuarios

| PV (kWp) | Ahorro anual | | | | |
|-------------|--------------|----------|----------|----------|----------|
| | 2000 kWh | 3500 kWh | 5000 kWh | 6500 kWh | 8000 kWh |
| 0,5 | 64,54 € | 64,54 € | 67,39 € | 67,39 € | 67,39 € |
| 1,0 | 80,90 € | 121,69 € | 134,35 € | 134,60 € | 134,60 € |
| 1,5 | 84,92 € | 137,61 € | 177,52 € | 197,26 € | 201,00 € |
| 2,0 | 87,28 € | 144,35 € | 193,70 € | 233,34 € | 257,19 € |
| 2,5 | 88,84 € | 147,93 € | 202,13 € | 249,55 € | 288,95 € |
| 3,0 | 90,03 € | 150,55 € | 207,65 € | 259,14 € | 305,39 € |
| 3,5 | 90,88 € | 152,75 € | 210,94 € | 265,75 € | 315,82 € |

Tabla 20 Ahorro por cada uno de los niveles de consumo. Elaboración propia

La tabla 20 muestra cómo a medida que se aumenta la potencia instalada, también aumenta el ahorro, pero también se destaca el hecho de que cada vez el aumento porcentual es menor. Por otro lado, como ya se comentó, es mucho mayor el ritmo de aumento de las inversiones, esto es lo que genera la caída en la rentabilidad del proyecto, el bajo aumento en los ahorros no logra suplir la inversión necesaria para lograrse. También para esto influye lo que se comentó al final del apartado 4,8 de que la demanda en las horas de producción es solamente de ~1896 kWh y que estos casos con distintos niveles de consumo también se tendrá una demanda específica para las horas de producción que el sistema tratará de satisfacer.

Aún así para los usuarios de 6500 kWh y 8000 kWh anuales, podría ser interesante aumentar su potencia instalada

6.2. Análisis de sensibilidad: Modelo con almacenamiento de energía

Este apartado se subdividirá en 2 variaciones del caso base con 3500 kWh de consumo, 1 kWp de potencia instalada y capacidad de almacenamiento de 0,5 kWh. El primer análisis será observar cómo varía esta instalación óptima si se cambia la demanda del usuario, tal como se hizo en el apartado anterior, con 2000 kWh, 3500 kWh, 5000 kWh, 6500 kWh, 8000 kWh. Pero también se analizarán distintos precios de capacidad de almacenamiento y potencia PV instalada, lo que modificará la inversión a realizar.

6.2.1. Variación del nivel de consumo eléctrico. caso con almacenamiento de energía.

La variación del consumo trae algunos cambios en el modelo como ya se explicó en el apartado 6,1 los cuales se mantienen cuando se agrega al modelo una batería. Es importante resaltar que para este análisis se tomará el caso base con una batería de capacidad 0,5 kWh, para observar el comportamiento con respecto a la capacidad instalada y la demanda de energía del usuario. Cabe destacar que ahora con un aumento del consumo de energía, la batería tardará un poco más en alcanzar su capacidad máxima en algún punto determinado, aunque esto es positivo ya que significa que el usuario está consumiendo una mayor cantidad de la energía que se genere, recordemos que la energía para el vertido se genera únicamente después que se satisface la demanda y se llena la batería, por lo cual los ingresos por el vertido se verán igualmente disminuidos.

| Potencia (kWp) | Capacidad de la Batería (kWh) | | | | | |
|----------------|-------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| | S: 0,5 | S: 1 | S: 1,5 | S: 2 | S: 2,5 | S: 3 |
| 0,5 | 14,98 € | 6,09 € | 0,45 € | - € | - € | - € |
| 1 | 52,32 € | 43,07 € | 33,79 € | 25,32 € | 16,18 € | 8,52 € |
| 1,5 | 98,80 € | 89,60 € | 80,33 € | 71,05 € | 61,79 € | 51,06 € |
| 2 | 140,00 € | 130,86 € | 121,64 € | 112,36 € | 103,12 € | 95,32 € |
| 2,5 | 181,84 € | 172,75 € | 163,54 € | 154,30 € | 145,10 € | 137,67 € |
| 3 | 220,30 € | 211,25 € | 202,07 € | 192,85 € | 183,72 € | 176,67 € |
| 3,5 | 259,39 € | 250,36 € | 241,22 € | 232,01 € | 223,02 € | 216,32 € |

Tabla 21 Ingresos generados por el vertido con distinta capacidad de almacenamiento y distintos niveles de Potencia PV, consumo 3500 kWh Elaboración propia.

Nótese como se va disminuyendo la energía disponible y los ingresos del vertido en la tabla 21 lo que nos ayuda a corroborar lo planteado anteriormente. Con este dato se pueden desprender los análisis que hemos estado comentando hasta el momento, de que la energía ahora se rentabilizará mejor debido al aumento del autoconsumo (Autoconsumo y vertido a la red son inversamente proporcionales)

Más adelante, en los anexos se muestran completamente todos los indicadores económicos para los distintos niveles de consumo eléctrico y las potencias instaladas y los distintos tipos de almacenamiento (similares a la tabla 19), con el fin de determinar para cada uno, cuál es su batería y potencia instaladas que maximizan la rentabilidad del proyecto. Se muestran a continuación las instalaciones óptimas para los distintos niveles de consumo, en conjunto con sus indicadores económicos, esta decisión se basó también en el VAN/Inv.:

| Nivel de Consumo | Potencia PV (kWp) | Batería (kWh) | VAN | TIR | VAN/Inv. |
|------------------|-------------------|---------------|-----------|--------|----------|
| 2000 kWh | 0,5 | 1 | 379,57 € | 13,57% | 0,69 |
| 3500 kWh | 1 | 2 | 812,54 € | 14,04% | 0,74 |
| 5000 kWh | 1,5 | 3,5 | 1222,28 € | 13,87% | 0,84 |
| 6500 kWh | 2 | 4 | 1620,57 € | 14,01% | 0,85 |
| 8000 kWh | 2,5 | 5 | 2023,79 € | 14,01% | 0,86 |

Tabla 22 Instalación óptima e indicadores económicos, distintos niveles de consumo. Elaboración propia.

Para los niveles de consumo 5000, 6500 y 8000 kWh anuales se presentaron valores en la frontera debido a que para efectos del estudio, solo se analizaron valores de batería hasta 3 kWh, por lo cual se debe realizar una ampliación del modelo para determinar puntualmente, cuáles deben ser sus instalaciones óptimas de batería.

El modelo busca que para cada uno de los niveles de consumo, exista una capacidad de generación de energía que equilibre la inversión realizada con la energía que se va a consumir por parte del usuario, este es uno de los motivos por el cual a medida que aumenta el consumo, también aumenta la capacidad de potencia instalada, el mayor consumo hace que el ahorro de energía genere suficientes beneficios para cubrir la inversión realizada al aumentar la potencia instalada. Si se toma como ejemplo un nivel de consumo de 6500 kWh, la potencia instalada

que mejor se adapta a este nivel es de 2 kWp, sin embargo, al aumentar la capacidad más allá de esto, inmediatamente la rentabilidad del proyecto decae (Ver tabla anexa 3) lo cual indica que este es el punto de equilibrio donde hay un mejor rendimiento económico para la inversión y aumentar la potencia instalada solo sería perjudicial.

Por otro lado, para los casos de consumo de 5000 kWh y menos, la instalación sin batería que se analizó en el apartado anterior, sigue siendo mejor, con un proyecto de VAN/Inv. de ~0,80

Todos estos análisis mostrados anteriormente muestran una clara tendencia a que el rendimiento económico del proyecto se condiciona principalmente por las inversiones que se deben realizar por parte del usuario, la velocidad en la que aumentan las inversiones cuando se intenta aumentar la potencia instalada o la capacidad de almacenamiento, es muy superior al aumento de los beneficios, por lo cual disminuye el rendimiento económico del proyecto. Como ya se ha tratado en el estado del arte, hay una buena tendencia a la disminución del precio de los sistemas PV esto debido a los avances tecnológicos e industriales (Jäger-Waldau, 2018) que tiene el campo que ponen la paridad de la red cada vez más cerca del alcance de los usuarios.

6.2.2. Variación del precio de la instalación PV.

Para este análisis lo que se realiza es una reducción gradual del precio de la potencia instalada PV para observar primero si hay una variación de la instalación óptima para el usuario, y por otro lado, cómo afecta los indicadores económicos del proyecto. El análisis se realizará sobre el caso base de un usuario que consume 3500 kWh, veamos que sucede cuando se varía el precio de la potencia PV instalada, para esto se presenta a continuación las distintas tablas de VAN/Inv. de los distintos precios.

| Potencia (kWp) | VAN/Inv | | | | | | |
|----------------|----------|------------|----------|------------|----------|------------|----------|
| | S: 0 kWh | S: 0,5 kWh | S: 1 kWh | S: 1,5 kWh | S: 2 kWh | S: 2,5 kWh | S: 3 kWh |
| 0,5 | 0,35 | 0,25 | 0,30 | 0,29 | 0,18 | 0,09 | 0,00 |
| 1 | 0,31 | 0,30 | 0,33 | 0,35 | 0,37 | 0,35 | 0,29 |
| 1,5 | 0,20 | 0,26 | 0,27 | 0,29 | 0,31 | 0,32 | 0,29 |
| 2 | 0,12 | 0,18 | 0,19 | 0,21 | 0,22 | 0,23 | 0,22 |
| 2,5 | 0,07 | 0,12 | 0,13 | 0,15 | 0,16 | 0,17 | 0,15 |
| 3 | 0,03 | 0,07 | 0,08 | 0,09 | 0,11 | 0,11 | 0,10 |
| 3,5 | 0,01 | 0,03 | 0,04 | 0,06 | 0,07 | 0,07 | 0,06 |

Tabla 23 VAN/Inv. Precio 1,2 €/kWp. Elaboración propia

| Potencia (kWp) | VAN/Inv | | | | | | |
|----------------|----------|------------|----------|------------|----------|------------|----------|
| | S: 0 kWh | S: 0,5 kWh | S: 1 kWh | S: 1,5 kWh | S: 2 kWh | S: 2,5 kWh | S: 3 kWh |
| 0,5 | 0,47 | 0,36 | 0,40 | 0,38 | 0,26 | 0,15 | 0,06 |
| 1 | 0,43 | 0,42 | 0,44 | 0,46 | 0,47 | 0,45 | 0,39 |
| 1,5 | 0,31 | 0,37 | 0,38 | 0,40 | 0,42 | 0,43 | 0,39 |
| 2 | 0,22 | 0,28 | 0,29 | 0,31 | 0,33 | 0,33 | 0,31 |
| 2,5 | 0,17 | 0,22 | 0,23 | 0,25 | 0,26 | 0,27 | 0,25 |
| 3 | 0,13 | 0,16 | 0,18 | 0,19 | 0,20 | 0,20 | 0,19 |
| 3,5 | 0,10 | 0,13 | 0,14 | 0,15 | 0,16 | 0,16 | 0,15 |

Tabla 24 VAN/Inv. Precio 1,1 €/kWp. Elaboración propia

| Potencia (kWp) | VAN/Inv | | | | | | |
|----------------|----------|------------|----------|------------|----------|------------|----------|
| | S: 0 kWh | S: 0,5 kWh | S: 1 kWh | S: 1,5 kWh | S: 2 kWh | S: 2,5 kWh | S: 3 kWh |
| 0,5 | 0,62 | 0,48 | 0,52 | 0,48 | 0,35 | 0,23 | 0,12 |
| 1 | 0,58 | 0,55 | 0,57 | 0,58 | 0,59 | 0,57 | 0,49 |
| 1,5 | 0,44 | 0,50 | 0,51 | 0,53 | 0,54 | 0,55 | 0,51 |
| 2 | 0,35 | 0,41 | 0,42 | 0,43 | 0,45 | 0,45 | 0,43 |
| 2,5 | 0,28 | 0,34 | 0,35 | 0,36 | 0,38 | 0,38 | 0,36 |
| 3 | 0,24 | 0,28 | 0,29 | 0,30 | 0,31 | 0,32 | 0,30 |
| 3,5 | 0,21 | 0,24 | 0,25 | 0,26 | 0,27 | 0,27 | 0,26 |

Tabla 25 VAN/Inv. precio 1 €/kWp. Elaboración propia

| Potencia (kWp) | VAN/Inv | | | | | | |
|----------------|----------|------------|----------|------------|----------|------------|----------|
| | S: 0 kWh | S: 0,5 kWh | S: 1 kWh | S: 1,5 kWh | S: 2 kWh | S: 2,5 kWh | S: 3 kWh |
| 0,5 | 0,80 | 0,63 | 0,66 | 0,61 | 0,46 | 0,32 | 0,20 |
| 1 | 0,75 | 0,72 | 0,73 | 0,73 | 0,74 | 0,70 | 0,62 |
| 1,5 | 0,60 | 0,66 | 0,67 | 0,68 | 0,69 | 0,70 | 0,64 |
| 2 | 0,50 | 0,56 | 0,57 | 0,58 | 0,59 | 0,59 | 0,56 |
| 2,5 | 0,42 | 0,48 | 0,49 | 0,51 | 0,52 | 0,52 | 0,49 |
| 3 | 0,38 | 0,42 | 0,43 | 0,44 | 0,45 | 0,45 | 0,43 |
| 3,5 | 0,34 | 0,37 | 0,38 | 0,39 | 0,40 | 0,40 | 0,38 |

Tabla 26 VAN/Inv. Precio 0,9 €/kWp. Elaboración propia

| Potencia (kWp) | VAN/Inv | | | | | | |
|----------------|----------|------------|----------|------------|----------|------------|----------|
| | S: 0 kWh | S: 0,5 kWh | S: 1 kWh | S: 1,5 kWh | S: 2 kWh | S: 2,5 kWh | S: 3 kWh |
| 0,5 | 1,02 | 0,81 | 0,82 | 0,75 | 0,58 | 0,42 | 0,29 |
| 1 | 0,97 | 0,92 | 0,92 | 0,92 | 0,91 | 0,86 | 0,77 |
| 1,5 | 0,80 | 0,86 | 0,86 | 0,86 | 0,87 | 0,87 | 0,81 |
| 2 | 0,68 | 0,75 | 0,75 | 0,76 | 0,77 | 0,77 | 0,73 |
| 2,5 | 0,60 | 0,67 | 0,67 | 0,68 | 0,69 | 0,69 | 0,66 |
| 3 | 0,55 | 0,59 | 0,60 | 0,61 | 0,62 | 0,61 | 0,59 |

| | | | | | | | |
|-----|------|------|------|------|------|------|------|
| 3,5 | 0,51 | 0,54 | 0,55 | 0,56 | 0,57 | 0,56 | 0,54 |
|-----|------|------|------|------|------|------|------|

Tabla 27 VAN/Inv. Precio 0,8 €/kWp. Elaboración propia

Para este precio de 0.8€/kWp, a pesar que la instalación PV sin batería sigue siendo la más rentable, la instalación con batería más rentable pasó de ser 2 kWh a 1 kWh.

| Potencia (kWp) | VAN/Inv | | | | | | |
|----------------|----------|------------|----------|------------|----------|------------|----------|
| | S: 0 kWh | S: 0,5 kWh | S: 1 kWh | S: 1,5 kWh | S: 2 kWh | S: 2,5 kWh | S: 3 kWh |
| 0,5 | 1,31 | 1,04 | 1,02 | 0,93 | 0,72 | 0,54 | 0,38 |
| 1 | 1,25 | 1,17 | 1,16 | 1,14 | 1,13 | 1,06 | 0,94 |
| 1,5 | 1,06 | 1,11 | 1,10 | 1,10 | 1,10 | 1,09 | 1,01 |
| 2 | 0,92 | 0,99 | 0,99 | 0,99 | 0,99 | 0,98 | 0,93 |
| 2,5 | 0,83 | 0,90 | 0,90 | 0,90 | 0,91 | 0,90 | 0,86 |
| 3 | 0,77 | 0,81 | 0,82 | 0,82 | 0,83 | 0,82 | 0,79 |
| 3,5 | 0,73 | 0,76 | 0,76 | 0,77 | 0,77 | 0,76 | 0,73 |

Tabla 28 VAN/Inv. Precio 0,7 €/kWp. Elaboración propia

Podemos ver que para todos los valores de precio del sistema PV estudiados, la instalación óptima que debería implementar el usuario de consumo de 3500 kWh anuales no varía, se tiene así un sistema robusto en el que los indicadores económicos dependen directamente del precio de las instalaciones PV. Lo que sí hay que destacar es la variación que tienen, cuando se reduce a 0,7 el precio, hay un aumento de 35% de la rentabilidad del proyecto. A pesar de todo, para este nivel de consumo, sigue siendo más rentable no instalar la batería.

6.2.3. Variación del precio de la batería.

Al igual que en el apartado anterior, en este simplemente se realizará una variación en los precios de la batería para observar cómo varía la instalación óptima que debe realizar el usuario con consumo anual de 3500 kWh.

| Potencia (kWp) | VAN/Inv | | | | | | |
|----------------|----------|------------|----------|------------|----------|------------|----------|
| | S: 0 kWh | S: 0,5 kWh | S: 1 kWh | S: 1,5 kWh | S: 2 kWh | S: 2,5 kWh | S: 3 kWh |
| 0,5 | 0,80 | 0,53 | 0,48 | 0,38 | 0,20 | 0,05 | -0,08 |
| 1 | 0,75 | 0,66 | 0,62 | 0,59 | 0,55 | 0,49 | 0,39 |
| 1,5 | 0,60 | 0,62 | 0,60 | 0,58 | 0,56 | 0,54 | 0,47 |
| 2 | 0,50 | 0,53 | 0,52 | 0,50 | 0,49 | 0,48 | 0,43 |
| 2,5 | 0,42 | 0,46 | 0,45 | 0,45 | 0,44 | 0,42 | 0,39 |
| 3 | 0,38 | 0,40 | 0,39 | 0,39 | 0,39 | 0,37 | 0,34 |
| 3,5 | 0,34 | 0,36 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,33 | 0,31 |

Tabla 29 VAN/Inv. precio de la batería 150 €/kWh. Elaboración propia

| Potencia (kWp) | VAN/Inv | | | | | | |
|----------------|----------|------------|----------|------------|----------|------------|----------|
| | S: 0 kWh | S: 0,5 kWh | S: 1 kWh | S: 1,5 kWh | S: 2 kWh | S: 2,5 kWh | S: 3 kWh |
| 0,5 | 0,80 | 0,55 | 0,51 | 0,42 | 0,25 | 0,10 | -0,03 |

| | | | | | | | |
|-----|------|------|------|------|------|------|------|
| 1 | 0,75 | 0,67 | 0,64 | 0,62 | 0,59 | 0,53 | 0,43 |
| 1,5 | 0,60 | 0,63 | 0,61 | 0,60 | 0,58 | 0,57 | 0,50 |
| 2 | 0,50 | 0,54 | 0,53 | 0,52 | 0,51 | 0,50 | 0,45 |
| 2,5 | 0,42 | 0,47 | 0,46 | 0,46 | 0,45 | 0,44 | 0,41 |
| 3 | 0,38 | 0,40 | 0,40 | 0,40 | 0,40 | 0,39 | 0,36 |
| 3,5 | 0,34 | 0,36 | 0,36 | 0,36 | 0,36 | 0,35 | 0,32 |

Tabla 30 VAN/Inv. precio de la batería 140 €/kWh. Elaboración propia

| Potencia (kWp) | VAN/Inv | | | | | | |
|----------------|----------|------------|----------|------------|----------|------------|----------|
| | S: 0 kWh | S: 0,5 kWh | S: 1 kWh | S: 1,5 kWh | S: 2 kWh | S: 2,5 kWh | S: 3 kWh |
| 0,5 | 0,80 | 0,57 | 0,55 | 0,46 | 0,29 | 0,15 | 0,02 |
| 1 | 0,75 | 0,68 | 0,66 | 0,64 | 0,62 | 0,57 | 0,47 |
| 1,5 | 0,60 | 0,64 | 0,63 | 0,62 | 0,61 | 0,60 | 0,53 |
| 2 | 0,50 | 0,54 | 0,54 | 0,53 | 0,53 | 0,52 | 0,48 |
| 2,5 | 0,42 | 0,47 | 0,47 | 0,47 | 0,47 | 0,46 | 0,43 |
| 3 | 0,38 | 0,41 | 0,41 | 0,41 | 0,41 | 0,40 | 0,37 |
| 3,5 | 0,34 | 0,36 | 0,36 | 0,37 | 0,37 | 0,36 | 0,34 |

Tabla 31 VAN/Inv. precio de la batería 130 €/kWh. Elaboración propia

| Potencia (kWp) | VAN/Inv | | | | | | |
|----------------|----------|------------|----------|------------|----------|------------|----------|
| | S: 0 kWh | S: 0,5 kWh | S: 1 kWh | S: 1,5 kWh | S: 2 kWh | S: 2,5 kWh | S: 3 kWh |
| 0,5 | 0,80 | 0,59 | 0,58 | 0,51 | 0,34 | 0,20 | 0,08 |
| 1 | 0,75 | 0,69 | 0,68 | 0,67 | 0,66 | 0,61 | 0,51 |
| 1,5 | 0,60 | 0,64 | 0,64 | 0,64 | 0,64 | 0,63 | 0,57 |
| 2 | 0,50 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,55 | 0,54 | 0,51 |
| 2,5 | 0,42 | 0,48 | 0,48 | 0,48 | 0,49 | 0,48 | 0,45 |
| 3 | 0,38 | 0,41 | 0,41 | 0,42 | 0,42 | 0,42 | 0,39 |
| 3,5 | 0,34 | 0,37 | 0,37 | 0,37 | 0,38 | 0,37 | 0,35 |

Tabla 32 VAN/Inv. precio de la batería 120 €/kWh. Elaboración propia

| Potencia (kWp) | VAN/Inv. | | | | | | |
|----------------|----------|------------|----------|------------|----------|------------|----------|
| | S: 0 kWh | S: 0,5 kWh | S: 1 kWh | S: 1,5 kWh | S: 2 kWh | S: 2,5 kWh | S: 3 kWh |
| 0,5 | 0,80 | 0,61 | 0,62 | 0,56 | 0,40 | 0,26 | 0,14 |
| 1 | 0,75 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,70 | 0,66 | 0,57 |
| 1,5 | 0,60 | 0,65 | 0,65 | 0,66 | 0,66 | 0,66 | 0,60 |
| 2 | 0,50 | 0,55 | 0,56 | 0,56 | 0,57 | 0,57 | 0,54 |
| 2,5 | 0,42 | 0,48 | 0,49 | 0,49 | 0,50 | 0,50 | 0,47 |
| 3 | 0,38 | 0,41 | 0,42 | 0,43 | 0,44 | 0,43 | 0,41 |
| 3,5 | 0,34 | 0,37 | 0,38 | 0,38 | 0,39 | 0,39 | 0,37 |

Tabla 33 VAN/Inv. precio de la batería 110 €/kWh. Elaboración propia

| Potencia (kWp) | VAN/Inv. | | | | | | |
|----------------|----------|------------|----------|------------|----------|------------|----------|
| | S: 0 kWh | S: 0,5 kWh | S: 1 kWh | S: 1,5 kWh | S: 2 kWh | S: 2,5 kWh | S: 3 kWh |
| 0,5 | 0,80 | 0,63 | 0,66 | 0,61 | 0,46 | 0,32 | 0,20 |
| 1 | 0,75 | 0,72 | 0,73 | 0,73 | 0,74 | 0,70 | 0,62 |
| 1,5 | 0,60 | 0,66 | 0,67 | 0,68 | 0,69 | 0,70 | 0,64 |
| 2 | 0,50 | 0,56 | 0,57 | 0,58 | 0,59 | 0,59 | 0,56 |
| 2,5 | 0,42 | 0,48 | 0,49 | 0,51 | 0,52 | 0,52 | 0,49 |
| 3 | 0,38 | 0,42 | 0,43 | 0,44 | 0,45 | 0,45 | 0,43 |
| 3,5 | 0,34 | 0,37 | 0,38 | 0,39 | 0,40 | 0,40 | 0,38 |

Tabla 34 VAN/Inv. precio de la batería 100 €/kWh. Elaboración propia

| Potencia (kWp) | VAN/Inv. | | | | | | |
|----------------|----------|------------|----------|------------|----------|------------|----------|
| | S: 0 kWh | S: 0,5 kWh | S: 1 kWh | S: 1,5 kWh | S: 2 kWh | S: 2,5 kWh | S: 3 kWh |
| 0,5 | 0,80 | 0,65 | 0,70 | 0,66 | 0,52 | 0,39 | 0,27 |
| 1 | 0,75 | 0,73 | 0,75 | 0,77 | 0,78 | 0,75 | 0,67 |
| 1,5 | 0,60 | 0,67 | 0,68 | 0,70 | 0,72 | 0,73 | 0,68 |
| 2 | 0,50 | 0,56 | 0,58 | 0,59 | 0,61 | 0,62 | 0,59 |
| 2,5 | 0,42 | 0,49 | 0,50 | 0,52 | 0,53 | 0,54 | 0,52 |
| 3 | 0,38 | 0,42 | 0,43 | 0,45 | 0,46 | 0,47 | 0,45 |
| 3,5 | 0,34 | 0,37 | 0,39 | 0,40 | 0,41 | 0,41 | 0,40 |

Tabla 35 VAN/Inv. precio de la batería 90 €/kWh. Elaboración propia

| Potencia (kWp) | VAN/Inv. | | | | | | |
|----------------|----------|------------|----------|------------|----------|------------|----------|
| | S: 0 kWh | S: 0,5 kWh | S: 1 kWh | S: 1,5 kWh | S: 2 kWh | S: 2,5 kWh | S: 3 kWh |
| 0,5 | 0,80 | 0,67 | 0,74 | 0,72 | 0,58 | 0,46 | 0,34 |
| 1 | 0,75 | 0,74 | 0,77 | 0,80 | 0,82 | 0,80 | 0,73 |
| 1,5 | 0,60 | 0,68 | 0,70 | 0,72 | 0,75 | 0,77 | 0,72 |
| 2 | 0,50 | 0,57 | 0,59 | 0,61 | 0,63 | 0,65 | 0,62 |
| 2,5 | 0,42 | 0,49 | 0,51 | 0,53 | 0,55 | 0,56 | 0,54 |
| 3 | 0,38 | 0,43 | 0,44 | 0,46 | 0,48 | 0,48 | 0,47 |
| 3,5 | 0,34 | 0,38 | 0,39 | 0,41 | 0,42 | 0,43 | 0,42 |

Tabla 36 VAN/Inv. precio de la batería 80 €/kWh. Elaboración propia

| Potencia (kWp) | VAN/Inv. | | | | | | |
|----------------|----------|------------|----------|------------|----------|------------|----------|
| | S: 0 kWh | S: 0,5 kWh | S: 1 kWh | S: 1,5 kWh | S: 2 kWh | S: 2,5 kWh | S: 3 kWh |
| 0,5 | 0,80 | 0,74 | 0,87 | 0,90 | 0,81 | 0,71 | 0,62 |
| 1 | 0,75 | 0,77 | 0,84 | 0,90 | 0,96 | 0,97 | 0,92 |
| 1,5 | 0,60 | 0,70 | 0,75 | 0,79 | 0,84 | 0,88 | 0,85 |
| 2 | 0,50 | 0,59 | 0,62 | 0,66 | 0,70 | 0,73 | 0,72 |
| 2,5 | 0,42 | 0,51 | 0,54 | 0,57 | 0,60 | 0,62 | 0,62 |
| 3 | 0,38 | 0,44 | 0,46 | 0,49 | 0,52 | 0,54 | 0,53 |

| | | | | | | | |
|-----|------|------|------|------|------|------|------|
| 3,5 | 0,34 | 0,39 | 0,41 | 0,43 | 0,46 | 0,47 | 0,47 |
|-----|------|------|------|------|------|------|------|

Tabla 37 VAN/Inv. precio de la batería 50 €/kWh. Elaboración propia

Al aumentar el precio de la batería, el modelo se muestra bastante sensible, la batería óptima que debería instalar el usuario cambia a 0,5 kWh. Por el contrario, al disminuir el precio parece que el cambio es más lento, en los precios mostrados anteriormente no se presentó un cambio en la instalación óptima, pero ya cuando se redujo el precio a 50 €/kWh, hubo un cambio significativo y la batería óptima aumentó a 2,5 kWh, con un VAN/Inv de 0,97.

7. Conclusiones.

En el primer apartado se planteó un cuestionamiento que se resolvió a lo largo de este trabajo, lo mostrado anteriormente fue completamente el procedimiento global que se realizó para determinar la instalación óptima para un usuario que consume 3500 kWh al año. Se logró generar un modelo que teniendo como entradas el perfil de demanda anual y la ubicación geográfica del usuario y con esta acceder a información del sistema PVGIS, logra determinar la potencia instalada PV y capacidad de almacenamiento que maximizan la rentabilidad del proyecto y generan el mayor beneficio del usuario por el ahorro en la factura de consumo eléctrico. Las entradas, o la información necesaria del usuario serían simplemente su ubicación y el perfil de su consumo anual, ya con la información que proporciona PVGIS y los costes relacionados al sistema, el modelo puede determinar su instalación óptima.

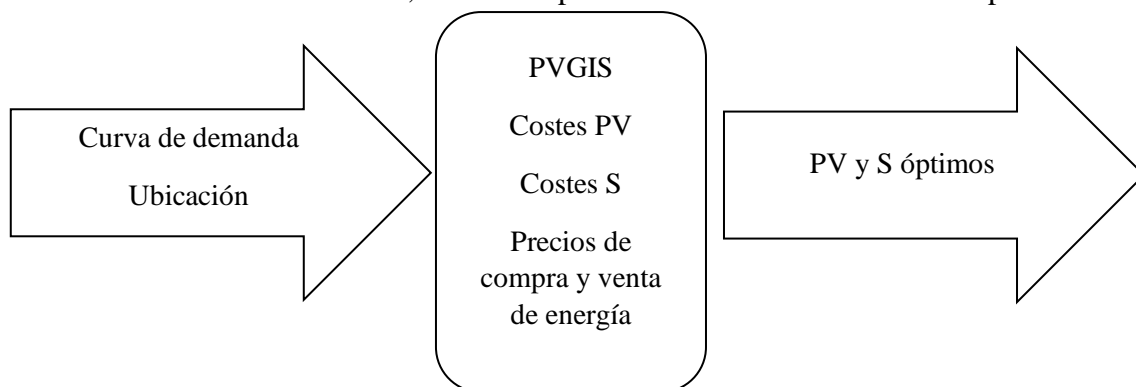


Figura 39 Esquema general del modelo. Elaboración propia

7.1. Caso simplificado sin almacenamiento de energía.

Los resultados obtenidos en el apartado 4 de este estudio muestran que la instalación óptima para el consumidor de 3500 kWh anuales es de 0,5 kWp para la potencia PV instalada, sin considerar un sistema de almacenamiento de energía en este sistema. Con esta capacidad instalada el usuario podrá autoconsumir un total de 798,38 kWh anualmente, que en este caso sería completamente lo que la instalación PV generó durante el mismo periodo, de esta manera el consumo proveniente de la factura eléctrica se reduce a 2701,61 kWh, para que así, el usuario se ahorre anualmente 64,54 € en la factura de electricidad, sin generar vertidos en la red eléctrica. Con esta instalación se constituye un proyecto que resulta beneficioso para el usuario y genera un proyecto de 25 años con Valor actual Neto de 358,07 €, una tasa interna de retorno de 14,38% y un VAN/Inv. de 0,8 €.

| PV | Total energía generada | Total energía autoconsumida | Total energía Vertida en la red | Ahorro en la factura | Ingresos por vertido | VAN | TIR | VAN/Inv. |
|---------|------------------------|-----------------------------|---------------------------------|----------------------|----------------------|----------|---------|----------|
| 0,5 kWp | 798,38 kWh | 798,38 kWh | 0 kWh | 64,54 € | 0 | 358,07 € | 14,38 % | 0,8 |

Tabla 38 Instalación óptima para consumo de 3500 kWh anuales sin almacenamiento de energía. Elaboración propia,

7.2. Caso con almacenamiento de energía

Este caso con almacenamiento de energía cambia el comportamiento del proyecto, ahora, para un consumo de 3500 kWh la potencia PV instalada que mejores indicadores económicos presenta para el usuario es de 1 kWp y una capacidad d almacenamiento de 2 kWh, generando así un proyecto con un valor actual neto de € 812,54, una tasa interna de retorno de 14,03 % y VAN/Inv., de 0,74. La energía que autoconsume ahora con esta batería instalada son 1318,07 kWh a generando un ahorro anual de 142,02 €, Por otra parte vierte a la red un poco de energía también, lo que en este caso genera ingresos para el usuario que ascienden a 25,32 € anuales,

| PV | S | Total energía generada | Total energía autoconsumida | Total energía Vertida en la red | Ahorro en la factura | Ingresos por vertido | VAN | TIR | VAN/Inv. |
|-------|-------|------------------------|-----------------------------|---------------------------------|----------------------|----------------------|----------|--------|----------|
| 1 kWp | 2 kWh | 1594,96 kWh | 1318,07 kWh | 515,82 kWh | 142,02 € | 25,32 € | 812,54 € | 14,03% | 0,74 |

Tabla 39 Instalación óptima para consumo de 3500 kWh anuales, Elaboración propia,

7.3. Estudio de sensibilidad: Distintos niveles de consumo. con almacenamiento de energía

Los distintos niveles de consumo, sobre todos los superiores a 3500 kWh anuales hacen que cambie la decisión sobre qué potencia PV debe instalar el usuario, a continuación en la tabla siguiente se muestran los resultados obtenidos de las potencias instaladas óptimas que deberían instalar cada uno de los consumidores con distintos niveles de consumo.

| Nivel de Consumo | Potencia PV (kWp) | S | VAN | TIR | VAN/Inv., |
|------------------|-------------------|-----|------------|--------|-----------|
| 2000 kWh | 0,5 kWp | 1 | 379,57 € | 13,57% | 0,69 |
| 3500 kWh | 1 kWp | 2 | 812,54 € | 14,04% | 0,74 |
| 5000 kWh | 1,5 kWp | 3,5 | 1.222,28 € | 13,87% | 0,84 |
| 6500 kWh | 2 kWp | 4 | 1.620,57 € | 14,01% | 0,85 |
| 8000 kWh | 2,5 kWp | 5 | 2.023,79 € | 14,01% | 0,86 |

Tabla 40 Instalación óptima para usuarios con distintos niveles de consumo, Elaboración propia,

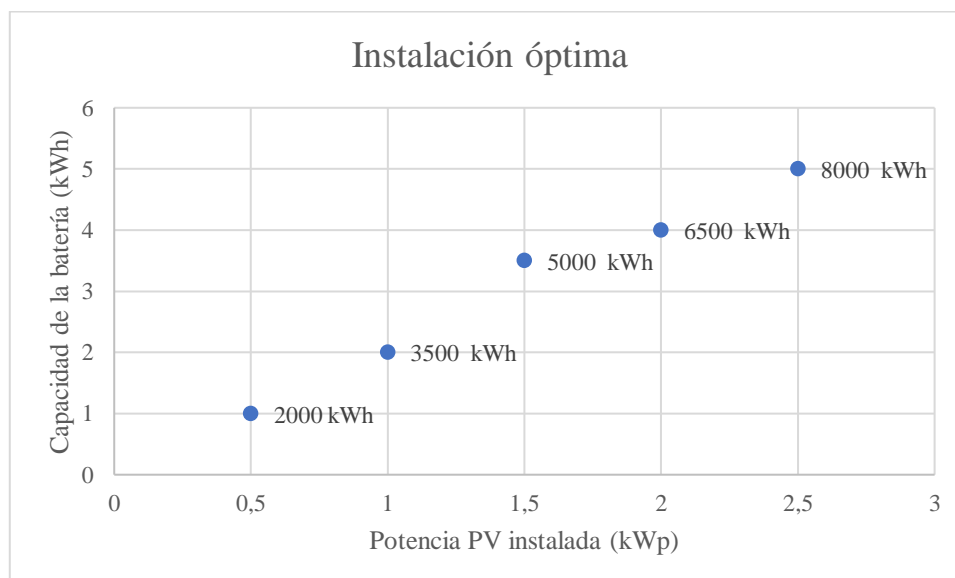


Figura 40 Distintas instalaciones óptimas para los niveles de consumo, tendencia creciente. Elaboración propia

7.4. Estudio de sensibilidad: Distintos precios de la potencia PV, con almacenamiento de energía

Este análisis de sensibilidad demostró que el modelo es robusto, ya que no se presentaron variaciones en la instalación óptima que debe implementar el usuario de 3500 kWh al año cuando cambian los precios de las instalaciones PV, con respecto a las potencias de generación PV, aunque sí hubo una variación con respecto a las baterías, en donde se reducían las capacidades de batería necesaria en la instalación óptima.

| Precio PV (€/kW _p) | Potencia PV (kW _p) | S (kWh) | VAN | TIR | VAN/Inv., |
|--------------------------------|--------------------------------|---------|----------|---------|-----------|
| 1,2 | 1 | 2 | 512,54 € | 10,38 % | 0,37 |
| 1,1 | 1 | 2 | 612,54 € | 11,43 % | 0,47 |
| 1 | 1 | 2 | 712,54 € | 12,64 % | 0,59 |
| 0,9 | 1 | 2 | 812,54 € | 14,03 % | 0,74 |
| 0,8 | 1 | 1 | 825,45 € | 15,61 % | 0,92 |
| 0,7 | 1 | 0,5 | 879,43 € | 17,86 % | 1,17 |

Tabla 41 Instalaciones óptimas con distintos precios del sistema PV. Elaboración propia

7.5. Estudio de sensibilidad: Distintos precios de batería, con almacenamiento de energía

Para este estudio, distintos precios de batería se estudiaron, los resultados en general fueron muy estables para precios de la batería por debajo de 100 €/kWh, cuando se aumentó el precio, presentó mucha sensibilidad a esto hasta reducir la instalación casi al mínimo. A continuación se muestran los resultados:

| Precio S (€/kWh) | Potencia PV (kW _p) | S (kWh) | VAN | TIR | VAN/Inv., |
|------------------|--------------------------------|---------|----------|--------|-----------|
| 150 | 1 | 0,5 | 642,68 € | 13,19% | 0,66 |
| 140 | 1 | 0,5 | 650,03 € | 13,19% | 0,67 |
| 130 | 1 | 0,5 | 657,38 € | 13,38% | 0,68 |
| 120 | 1 | 0,5 | 664,73 € | 13,48% | 0,69 |
| 110 | 1 | 0,5 | 672,08 € | 13,59% | 0,70 |
| 100 | 1 | 2 | 812,54 € | 14,03% | 0,74 |
| 90 | 1 | 2 | 841,93 € | 14,40% | 0,78 |
| 80 | 1 | 2 | 871,33 € | 14,78% | 0,82 |
| 50 | 1 | 2,5 | 991,13 € | 16,08% | 0,97 |

Tabla 42 Instalaciones óptimas para distintos niveles de precio de batería. Elaboración propia.

8. Análisis en Colombia: Ciudad de Medellín

En este capítulo se aplicará el modelo desarrollado para determinar la instalación óptima de un usuario localizado en la ciudad de Medellín Colombia. El usuario para este análisis será en teoría el mismo definido por el ministerio y estudiado en los casos anteriores, con una demanda anual de 3500 kWh anuales.

8.1. Contexto: Sector energético en Colombia

Colombia, ubicado en la región ecuatorial de Sudamérica, es un país que cuenta con más de 48 millones de habitantes (Departamento Administrativo Nacional de Estadística., 2019), en donde la energía eléctrica juega también un papel importante en el desarrollo de la vida diaria de los habitantes. En este sentido, la cabe destacar que la principal fuente de energía de Colombia es la Hidráulica, generada por las represas en los principales ríos y lagos del país, entre ellas destacan el embalse de Guatapé, el embalse de Calima, represa Miraflores, entre otras varias.

El suministro energético de Colombia, también depende del Sistema Interconectado Nacional (SIN), este está compuesto por los generadores de energía y las redes eléctricas (Transmisores, distribuidores y comercializadores) para abastecer y distribuir la energía en todo el país. En este momento más de 19 empresas forman parte de este sistema que producen más del 90% de la energía total del país, siendo Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) la mayor de todas, y una de las más grandes de Latinoamérica, dueña del 75% de la red colombiana. Una de las principales ventajas que tiene el SIN es que puede conectar generadores de energía con consumidores a grandes distancias, de esta manera, regiones con menos lluvias y menos recursos hidráulicos para la producción energética pueden beneficiarse del servicio proveniente del otro lado del país. Por esto, un punto clave del SIN es el transporte y la distribución de la energía, que es el aspecto que sirve como el verdadero “integrador” de todos los componentes de la cadena.

Expertos en Mercados (XM) es una filial de la firma estatal colombiana de transmisión ISA encargada de estudios en tiempo real, principalmente de la gestión energética del país, informa que cerca del 65% de la energía colombiana fue producida por medios hidráulicos, mientras que fuentes térmicas como el gas, carbón o ACPM, representan casi el 30% de la producción (XM, 2016), esto muestra la gran dependencia que tiene el SIN del funcionamiento de las represas y embalses, que a su vez se condicionan por fenómenos climáticos como lluvias, y sequías, que hacen que fluctúen los precios de la energía distribuida para los clientes.

8.2. Aplicación del modelo.

En este apartado se explicarán las distintas modificaciones que sufrirá el modelo con respecto a la nueva ubicación geográfica en Colombia. Se toma como referencia un usuario en la ciudad de Medellín en el 4° estrato socio económico, esta es la división que se realiza en las ciudades

y municipios de Colombia para los inmuebles residenciales que reciben los servicios públicos y se realiza para cobrar de manera diferencial las contribuciones y asignar subsidios en los casos de estrato más bajo.

8.2.1. Precio de la Energía.

Para determinar el precio de la energía que se le cobra al usuario, se toman los valores de las tarifas determinadas por las Empresas Públicas de Medellín (EPM¹⁶) en donde cada mes se publican las tarifas para cada tipo de estrato socio económico, Se tomaron entonces las tarifas establecidas de 2018 cabe destacar que los valores están mostrados en pesos colombianos \$:

| Mes | Tarifa residencial |
|------------|--------------------|
| Enero | \$ 432 |
| Febrero | \$ 439 |
| Marzo | \$ 457 |
| Abril | \$ 451 |
| Mayo | \$ 438 |
| Junio | \$ 451 |
| Julio | \$ 461 |
| Agosto | \$ 460 |
| Septiembre | \$ 461 |
| Octubre | \$ 464 |
| Noviembre | \$ 473 |
| Diciembre | \$ 462 |

Tabla 43 Tarifa energética residencial en Medellín, 2018. Elaboración propia

En Colombia no hay una diferenciación horaria del precio de la energía, como ya se comentó este depende más de las condiciones climatológicas que de la demanda horaria, por lo cual a través de cada mes la energía mantiene un precio constante para el usuario. A pesar de esto se seguirá usando el modelo de carga y descarga en las horas valle y pico anteriores, por el comportamiento de la demanda del usuario que sigue teniendo el mismo perfil y como se mencionó, este perfil de demanda es muy similar a las fluctuaciones del precio de la energía en España.

¹⁶ <https://www.epm.com.co>

8.2.2. Coste de la energía consumida

Con el perfil de consumo establecido y los precios presentados anteriormente se puede calcular cuánto pagaría el usuario por cada kWh consumido en Medellín.

| Mes | Precio de factura eléctrica |
|--------------|-----------------------------|
| Enero | \$ 146.561 |
| Febrero | \$ 130.886 |
| Marzo | \$ 138.115 |
| Abril | \$ 117.632 |
| Mayo | \$ 112.210 |
| Junio | \$ 122.702 |
| Julio | \$ 151.176 |
| Agosto | \$ 140.477 |
| Septiembre | \$ 122.102 |
| Octubre | \$ 120.388 |
| Noviembre | \$ 134.135 |
| Diciembre | \$ 152.592 |
| Total | \$ 1.588.977 |

Tabla 44 Precio de la energía consumida en Medellín. Elaboración propia.

Esta sería el precio de la energía que pagaría el usuario si no tuviese ningún sistema instalado, ahora es momento de determinar cuál puede ser su instalación óptima y cómo mejorar sus condiciones económicas con ello.

8.2.3. Radiación solar en Colombia

En Colombia, el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) es una entidad del gobierno de Colombia dependiente del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Se encarga del manejo de la información científica, hidrológica, meteorológica y todo lo relacionado con el medio ambiente en Colombia. Este cuenta con un aplicativo (Atlas¹⁷) el cual nos puede proporcionar la radiación solar de la ciudad de Medellín a través del día en cada mes (En la tabla anexa 5 se puede ver la tabla completa de la radiación hora a hora para Medellín). De la misma forma que con PVGIS, se puede disponer de la radiación hora a hora en un día representativo de cada mes, con lo cual se puede distribuir la producción eléctrica por un sistema PV, pero lo veremos en el siguiente apartado.

¹⁷ <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

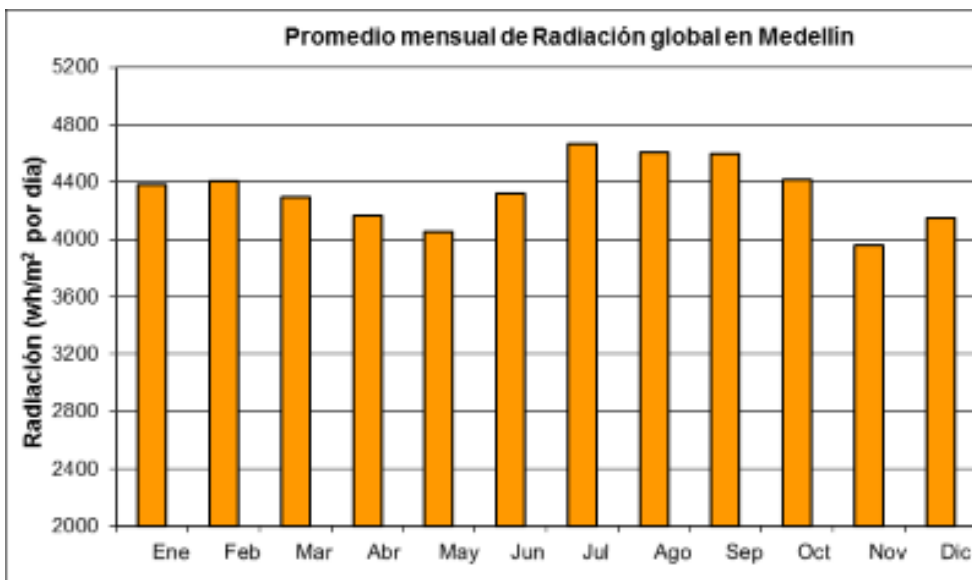


Tabla 45 Promedio mensual de la radiación solar en Medellín 2015. Atlas, IDEAM¹⁸

Cabe destacar una diferencia importante con respecto a la radiación en España, ahora no tiene unos picos pronunciados que diferencien la radiación cada mes, como en los meses de agosto y junio en España, esta vez la radiación es más equilibrada en el año.

8.2.4. Energía generada por el sistema PV

Como se hizo en los apartados anteriores, aquí podemos determinar la energía que se genera por un sistema PV con potencia determinada usando el aplicativo PVGIS:

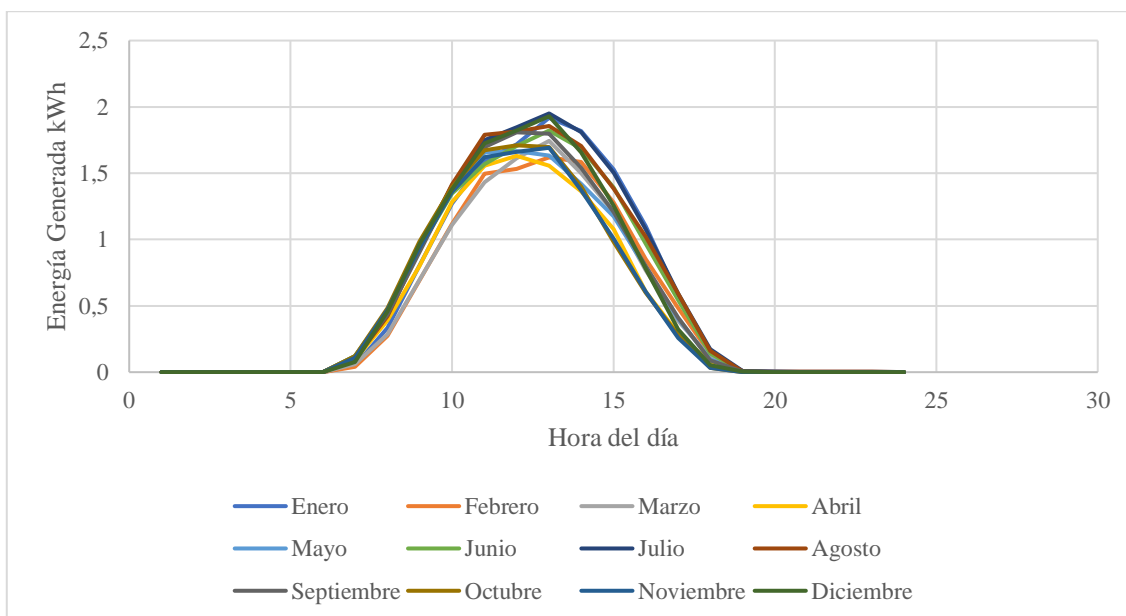


Figura 41 Curvas de Generación energética en Medellín con potencia de 2,5 kWp. Elaboración propia

De igual forma que con la irradiación, la producción energética que es proporcional, es uniforme a través de los meses, no hay muchas variaciones como se podría presentar en

¹⁸ <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

España. A continuación se muestra la energía total generada por cada una de las potencias PV:

| Potencia (kWp) | Energía generada (kWh) |
|----------------|------------------------|
| 0,5 | 877,0 |
| 1,0 | 1753,5 |
| 1,5 | 2632,3 |
| 2,0 | 3508,1 |
| 2,5 | 4385,9 |
| 3,0 | 5263,7 |
| 3,5 | 6138,4 |

Tabla 46 Energía anual generada por los distintos sistemas PV en Medellín. Elaboración propia

8.2.5. Total energía autoconsumida

Con esta información ahora ya es posible realizar el cálculo de cuanto energía se puede autoconsumir por parte del usuario cuando realiza la instalación del sistema, se presentarán entonces las distintas combinaciones de sistemas PV y capacidades de almacenamiento.

| Potencia (kWp) | VAN/Inv | | | | | | |
|----------------|----------|------------|----------|------------|----------|------------|----------|
| | S: 0 kWh | S: 0,5 kWh | S: 1 kWh | S: 1,5 kWh | S: 2 kWh | S: 2,5 kWh | S: 3 kWh |
| 0,5 kWp | 2,03 | 0,74 | 0,79 | 0,63 | 0,38 | 0,19 | 0,03 |
| 1 kWp | 1,85 | 0,38 | 0,47 | 0,54 | 0,55 | 0,54 | 0,50 |
| 1,5 kWp | 1,40 | 0,38 | 0,19 | 0,26 | 0,33 | 0,38 | 0,42 |
| 2 kWp | 0,92 | 0,12 | 0,18 | 0,24 | 0,29 | 0,34 | 0,38 |
| 2,5 kWp | 0,60 | -0,06 | 0,00 | 0,05 | 0,10 | 0,15 | 0,19 |
| 3 kWp | 0,37 | -0,19 | -0,14 | -0,09 | -0,04 | 0,01 | 0,04 |
| 3,5 kWp | 0,19 | -0,29 | -0,24 | -0,19 | -0,15 | -0,11 | -0,07 |

Tabla 47 Total energía autoconsumida por el usuario en Medellín con distintos niveles de almacenamiento y potencias PV instaladas. Elaboración propia

8.2.6. Ahorros anuales en la factura

En Colombia no está regulado el vertido de energía a la red eléctrica por lo cual los ahorros vendrán únicamente de la energía generada y autoconsumida, la energía que no se autoconsume se perderá directamente. Se muestran entonces los ahorros generados para cada escenario:

| Potencia (kWp) | Ahorro anual | | | | | | |
|----------------|--------------|------------|------------|------------|------------|--------------|--------------|
| | S: 0 kWh | S: 0,5 kWh | S: 1 kWh | S: 1,5 kWh | S: 2 kWh | S: 2,5 kWh | S: 3 kWh |
| 0,5 kWp | \$ 398.322 | \$ 293.649 | \$ 367.652 | \$ 398.272 | \$ 398.272 | \$ 398.272 | \$ 398.272 |
| 1 kWp | \$ 747.568 | \$ 415.293 | \$ 498.182 | \$ 579.931 | \$ 644.775 | \$ 699.229 | \$ 740.974 |
| 1,5 kWp | \$ 946.231 | \$ 596.602 | \$ 566.368 | \$ 649.256 | \$ 732.145 | \$ 814.351 | \$ 888.167 |
| 2 kWp | \$ 1.008.341 | \$ 634.391 | \$ 717.279 | \$ 800.167 | \$ 883.056 | \$ 965.944 | \$ 1.048.596 |
| 2,5 kWp | \$ 1.048.295 | \$ 658.350 | \$ 741.239 | \$ 824.127 | \$ 907.016 | \$ 989.904 | \$ 1.071.798 |
| 3 kWp | \$ 1.075.971 | \$ 675.583 | \$ 758.471 | \$ 841.360 | \$ 924.248 | \$ 1.007.136 | \$ 1.088.208 |
| 3,5 kWp | \$ 1.094.593 | \$ 688.399 | \$ 771.287 | \$ 854.175 | \$ 937.064 | \$ 1.019.952 | \$ 1.100.247 |

Tabla 48 Ahorros totales en la factura eléctrica para cada nivel de almacenamiento y cada potencia instalada. Elaboración propia

8.2.7. Indicadores económicos

Con el mismo horizonte temporal de 25 años, se presentan a continuación la tabla resumen con los distintos indicadores económicos para el caso en Medellín, Colombia.

| Potencia (kWp) | S: 0 kWh | | | S: 0,5 kWh | | | S: 1 kWh | | | S: 1,5 kWh | | | S: 2 kWh | | | S: 2,5 kWh | | | S: 3 kWh | | |
|----------------|--------------|-------|------|---------------|-------|-------|---------------|-------|-------|---------------|-------|-------|---------------|-------|-------|---------------|-------|-------|--------------|-------|-------|
| | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I |
| 0,5 | \$ 3.201.176 | 25,2% | 2,03 | \$ 1.431.812 | 14,1% | 0,74 | \$ 1.804.677 | 14,7% | 0,79 | \$ 1.657.407 | 13,2% | 0,63 | \$ 1.143.018 | 10,7% | 0,38 | \$ 628.629 | 8,7% | 0,19 | \$ 114.240 | 6,9% | 0,03 |
| 1 | \$ 5.813.896 | 23,6% | 1,85 | \$ 1.315.728 | 10,5% | 0,38 | \$ 1.795.120 | 11,4% | 0,47 | \$ 2.260.852 | 12,2% | 0,54 | \$ 2.523.906 | 12,4% | 0,55 | \$ 2.662.396 | 12,3% | 0,54 | \$ 2.648.503 | 11,9% | 0,50 |
| 1,5 | \$ 6.621.013 | 19,8% | 1,40 | \$ 1.915.551 | 10,5% | 0,38 | \$ 1.038.308 | 8,6% | 0,19 | \$ 1.517.700 | 9,3% | 0,26 | \$ 1.997.092 | 10,0% | 0,33 | \$ 2.468.304 | 10,6% | 0,38 | \$ 2.838.924 | 11,0% | 0,42 |
| 2 | \$ 5.790.752 | 15,5% | 0,92 | \$ 794.222 | 7,8% | 0,12 | \$ 1.273.614 | 8,5% | 0,18 | \$ 1.753.006 | 9,1% | 0,24 | \$ 2.232.398 | 9,6% | 0,29 | \$ 2.711.791 | 10,1% | 0,34 | \$ 3.188.352 | 10,6% | 0,38 |
| 2,5 | \$ 4.694.827 | 12,5% | 0,60 | -\$ 492.944 | 5,8% | -0,06 | -\$ 13.552 | 6,5% | 0,00 | \$ 465.841 | 7,1% | 0,05 | \$ 945.232 | 7,6% | 0,10 | \$ 1.424.624 | 8,1% | 0,15 | \$ 1.892.098 | 8,6% | 0,19 |
| 3 | \$ 3.451.682 | 10,3% | 0,37 | -\$ 1.860.800 | 4,3% | -0,19 | -\$ 1.381.407 | 4,9% | -0,14 | -\$ 902.014 | 5,5% | -0,09 | -\$ 422.622 | 6,1% | -0,04 | \$ 56.769 | 6,6% | 0,01 | \$ 514.382 | 7,0% | 0,04 |
| 3,5 | \$ 2.099.981 | 8,5% | 0,19 | -\$ 3.281.594 | 3,0% | -0,29 | -\$ 2.802.201 | 3,7% | -0,24 | -\$ 2.322.809 | 4,2% | -0,19 | -\$ 1.843.417 | 4,8% | -0,15 | -\$ 1.364.025 | 5,3% | -0,11 | -\$ 915.726 | 5,7% | -0,07 |

Tabla 49 Indicadores económicos para el proyecto en Medellín, Colombia. Elaboración propia.

Instalación óptima:

PV: 0,5 kWh

S: 1 kWh

Bibliografía

(s.f.). Obtenido de <https://meteostat.net/en>

- Alahakoon, D., & Yu, X. (2016). Smart electricity meter data intelligence for future energy systems: A survey. *IEEE Transactions on Industrial Informatics* 12(1), 425-436.
- Allied Market research. (2017). *Solar Photovoltaic (PV) Installations Market by Technology, by Grid Type and by End Use. Global Opportunity Analysis and Industry Forecast, 2017-2023*. Obtenido de <https://www.alliedmarketresearch.com/solar-photovoltaic-PV-installations-market>
- Bazilian, M., Onyeji, I., Liebreich, M., MacGill, I., Chase, J., & Shah, J. (2013). Re-considering the economics of photovoltaic power. *Renewable Energy* vol 53, 329-338.
- Biondi, T., & Moretto, M. (2015). Solar Paridad de red dynamics in Italy: A real option approach. *Energy* 80, 293-302.
- Branker, K., Pathak, M. J., & Pearce, J. M. (2011). A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and sustainable energy reviews*, 15(9), 4470-4482.
- Breyer, C., & Gerlach, A. (2013). Global overview on grid-parity. *Progress in Photovoltaics Research and Applications* 21, 121-136.
- Breyer, C., Birkner, C., Kersten, F., Gerlach, A., Goldschmidt, J. C., Stryi-Hipp, G., & ... & Riede, M. (2010). Research and Development investments in PV—a limiting factor for a fast PV diffusion? *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference/WCPEC-5*. Valencia.
- Breyer, C., Gerlach, A., Mueller, J., Behacker, H., & Milner, A. (2009). Grid-parity analysis for EU and US regions and market segments—Dynamics of grid-parity and dependence on solar irradiance, local electricity prices and PV progress ratio. *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*. Hamburg.
- Chandrasekhar, S. (2013). *Radiative Transfer*. Courier Corporation.
- Chou, M. D., & Lee, K. T. (1996). Parameterizations for the absorption of solar radiation by water vapor and ozone. *Journal of the atmospheric sciences* 53(8), 1203-1208.
- Departamento Administrativo Nacional de Estadística. (2019). *Censo Nacional de Población y Vivienda 2018: ¿Cuántos somos?* Bogotá.
- Dias, P. R., Benevit, M. G., & Veit, H. M. (2016). Photovoltaic solar panels of crystalline silicon: Characterization and separation. *Waste Management & Research* 34(3), 235-245.
- Dirección General de Política Energética y Minas. (2018). Real Decreto 1110/2007 de 24 de agosto. *Por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, para el año 2019*. España.
- European Commission. (2012). *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*. Obtenido de <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- European Technology & Innovation Platform for Photovoltaics. (2019). *Fact sheet: PV the cheapest electricity source almost everywhere*.
- Eurostat. (2018). *Electricity prices 2018*. Obtenido de https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics#Electricity_prices_for_household_consumers

- Eurostat. (2019). *Electricity price statistics*. Obtenido de https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics#Electricity_prices_for_household_consumers
- Eurostat. (Julio de 2019). *Estadísticas de energía renovable*. Obtenido de https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics/es
- Faiman, D. (2008). Assessing the outdoor operating temperature of photovoltaic modules. *Prog. Photovolt. Res. Appl* 16, 307-315.
- Gaëtan, M. (. (2011). *SOLAR PHOTOVOLTAICS COMPETING IN THE ENERGY SECTOR*.
- Girard, A., Gago, E. J., Ordoñez, J., & Muneer, T. (2016). Spain's energy outlook: A review of PV potential and energy export. *Renewable Energy vol* 86, 703-715.
- Gracia Amillo, A., Huld, T., & Müller, R. (2014). A new database of global and direct solar radiation using the eastern meteosat satellite, models and validation. *Remote Sens. 2014*, 6, 8165-8189.
- Hartmann, D. L. (2015). *Global physical climatology 2*. Newnes.
- Hoffmann, C., Greiner, M., Bremen, L. v., Knorr, K., Bofinger, S., Speckmann, M., & Rohrig, K. (2008). Design of transport and storage capacities for a future European power supply system with a high share of renewable energies. *3rd International Renewable Energy Storage Conference IRES*. Berlin.
- Huld, T., Friesen, G., Skoczek, A., Kenny, R., Sample, T., Field, M., & E.D., D. (2011). A power-rating model for crystalline silicon PV modules. *Solar Energy Materials & Solar Cells* 95(12), 3359-3369.
- Human Development Reports. (2008). *UNITED NATIONS DEVELOPMENT PROGRAMME*. Obtenido de <http://hdr.undp.org/en/reports/global/hdr2007-2008/>
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía. (2017). *Consumos del Sector Residencial en España*.
- International Electrotechnical Commission. (2006). *Photovoltaic devices - Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics*. Obtenido de <https://webstore.iec.ch/publication/3872>
- International Energy Agency. (2006). *World Energy Outlook*. Obtenido de <https://www.iea.org/weo/>
- Jäger-Waldau, A. (2018). *PV Status Report 2018*. Luxembourg: Publications Office of the European Union.
- Jones-Albertus, R., Feldman, D., Fu, R., Horowitz, K., & Woodhouse, M. (2016). Technology advances needed for photovoltaics to achieve widespread grid price parity. *Progress in photovoltaics: research and applications*, 1272-1283.
- Jordan, D., & Kurtz, S. R. (2012). Photovoltaic Degradation Rates — An Analytical Review. *Progress in photovoltaics: Research and Applications* 21, 12-29.
- Kamran, M., Fazal, M. R., Mudassar, M., Ahmed, S. R., Adnan, M., Abid, I., & Shams, H. (2019). Solar Photovoltaic Paridad de red: A Review of Issues, Challenges and Status of Different PV Markets. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)* 9(1), 244-260.
- Lahmeyer International / Solar-Institut Jülich. (2001). *Assessment of the Potential for the Assessment of the Potential for the*.

- Martin, N., & Ruiz, J. M. (2013). Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model. *Solar Energy Materials & Solar Cells* 70, 25-38.
- Martin, N., & Ruiz, J. M. (2013). Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model. *Solar Energy Materials & Solar Cells* 70(1), 25-38.
- Mashable. (2017). *One billion people don't have access to electricity and this map shows you who*. Obtenido de <https://mashable.com/2017/09/15/one-billion-people-dont-have-access-to-electricity/?europa=true>
- Meteostat. (s.f.). Obtenido de <https://meteostat.net/en>
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (25 de Mayo de 2007). Real Decreto 661/2007. *Por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. España. Obtenido de <https://www.boe.es/eli/es/rd/2007/05/25/661/con>
- Ministerio para la Transición Ecológica. (5 de Abril de 2019). Real Decreto 244/2019. *por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*. España.
- Mordor Intelligence. (2018). *Solar Photovoltaic (PV) Market Share, Trends - Segmented by Product Type (Thin film, Multi-Si, Mono-Si), and Geography - Growth, Trends and Forecast (2019 - 2024)*. Obtenido de <https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/solar-photovoltaic-market>
- Müller, R., Behrendt, T., Hammer, A., & Kemper, A. (2012). A new algorithm for the satellite-based retrieval of solar surface irradiance in spectral bands. *Remote Sens.* 4, 622-647.
- Müller, R., Matsoukas, C., Gratzki, A., Behr, H., & Hollmann, R. (2009). The CM-SAF operational scheme for the satellite-based retrieval of solar surface irradiance—A LUT based eigenvector hybrid approach. *Remote Sens. Environ* 113, 1012-1024.
- Mundo-Hernández, J., Alonso, B. d., Hernández-Álvarez, J., & Celis-Carrillo, B. d. (2014). An overview of solar photovoltaic energy in Mexico and Germany. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* vol. 31, 639-649.
- Munoz, L. H., Huijben, J., Verhees, B., & Verbong, G. (2014). The power of paridad de red: A discursive approach. *Technological Forecasting & Social Change* 87, 179-190.
- National Renewable Energy Laboratory. (2012). *Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Solar Photovoltaics*.
- National Renewable Energy Laboratory. (s.f.). *LCOE formula used by the National Renewable Energy Laboratory*. Obtenido de <https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation.html>
- Nemet, G. (2006). Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics. *Energy Policy* 2006, 3218-3232.
- Nemet, G. (2006). Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics. *Energy Policy* 2006 34, 443-453.
- Omubo-Pepple, V. B., Israel-Cookey, C., & Alaminokuma, G. I. (2009). Effects of temperature, solar flux and relative humidity on the efficient conversion of solar energy to electricity. *European Journal of Scientific Research*, 35(2), 173-180.
- Operador Del Mercado Ibérico De Energía Polo Español S A. (2019). *Resultados del Mercado*. Obtenido de <http://www.omie.es/inicio>

- Pandey, A. K., Tyagi, V. V., Jeyraj, A., Selvaraj, L., Rahim, N. A., & Tyagi, S. K. (2016). Recent advances in solar photovoltaic systems for emerging trends and advanced applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 53, 859-884.
- Perez, E., & Arcos, A. (2019). Análisis económico de almacenamiento de energía en la red eléctrica mediante baterías de litio.
- Poortmans, J., & Sinke, W. (2008). The strategic research agenda of the European PV technology platform. *IEA: Energy Technology Roadmap Workshop, PV ERA NET 3rd Joint Workshop*. Paris.
- Riviere, L. (2017). Paridad de red and carbon footprint analysis for residential solar energy in the Mediterranean area. Sevilla, España.
- Rocky Mountain Institute . (2014). *The Economics of Grid Defection*.
- STROMVERGLEICH. (2018). *ELECTRICITY PRICES IN EUROPE – WHO PAYS THE MOST?*
Obtenido de <https://1-stromvergleich.com/electricity-prices-europe/>
- Swanson, R. (2006). vision for crystalline silicon photovoltaics. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 14, 443-453.
- Tie, S. F., & Tan, C. W. (2013). A review of energy sources and energy management system in electric vehicles. *Renewable and sustainable energy reviews* 20, 82-102.
- XM. (2016). *Capacidad efectiva neta*.

Anexos

| Potencia (kWp) | S: 0 kWh | | | S: 0,5 kWh | | | S: 1 kWh | | | S: 1,5 kWh | | | S: 2 kWh | | | S: 2,5 kWh | | | S: 3 kWh | | |
|----------------|----------|--------|------|------------|--------|------|----------|--------|------|------------|--------|------|----------|--------|------|------------|--------|------|----------|--------|------|
| | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I |
| 0,5 | 352,12 € | 14,26% | 0,78 | 337,81 € | 13,36% | 0,68 | 379,57 € | 13,57% | 0,69 | 369,67 € | 12,92% | 0,62 | 287,8594 | 11,25% | 0,44 | 214,38 € | 9,87% | 0,31 | 140,89 € | 8,62% | 0,19 |
| 1 | 492,12 € | 12,06% | 0,55 | 590,15 € | 12,81% | 0,62 | 639,54 € | 13,02% | 0,64 | 677,62 € | 13,11% | 0,65 | 623,1997 | 12,39% | 0,57 | 533,24 € | 11,40% | 0,46 | 458,90 € | 10,60% | 0,38 |
| 1,5 | 555,62 € | 10,76% | 0,41 | 662,65 € | 11,38% | 0,47 | 713,93 € | 11,59% | 0,49 | 743,42 € | 11,64% | 0,50 | 693,4165 | 11,18% | 0,45 | 622,97 € | 10,62% | 0,39 | 548,40 € | 10,06% | 0,33 |
| 2 | 614,19 € | 10,07% | 0,34 | 700,11 € | 10,45% | 0,38 | 752,94 € | 10,64% | 0,40 | 774,45 € | 10,66% | 0,40 | 721,219 | 10,31% | 0,36 | 649,16 € | 9,87% | 0,32 | 574,99 € | 9,44% | 0,27 |
| 2,5 | 666,68 € | 9,62% | 0,30 | 737,75 € | 9,87% | 0,32 | 791,83 € | 10,04% | 0,34 | 805,44 € | 10,04% | 0,34 | 752,6201 | 9,76% | 0,31 | 679,09 € | 9,41% | 0,27 | 605,15 € | 9,06% | 0,24 |
| 3 | 721,21 € | 9,32% | 0,27 | 770,50 € | 9,46% | 0,28 | 825,54 € | 9,62% | 0,29 | 833,83 € | 9,60% | 0,29 | 780,8996 | 9,37% | 0,27 | 706,13 € | 9,07% | 0,24 | 632,34 € | 8,78% | 0,21 |
| 3,5 | 769,89 € | 9,09% | 0,24 | 806,62 € | 9,18% | 0,25 | 862,25 € | 9,32% | 0,27 | 867,03 € | 9,29% | 0,26 | 813,9171 | 9,10% | 0,24 | 738,47 € | 8,84% | 0,22 | 664,68 € | 8,58% | 0,19 |

Tabla Anexa 1 Indicadores económicos para distintas capacidades de almacenamiento, consumo de 2000 kWh, Elaboración propia

| Potencia (kWp) | S: 0 kWh | | | S: 0,5 kWh | | | S: 1 kWh | | | S: 1,5 kWh | | | S: 2 kWh | | | S: 2,5 kWh | | | S: 3 kWh | | |
|----------------|------------|--------|------|------------|--------|------|------------|--------|------|------------|--------|------|------------|--------|------|------------|--------|------|------------|--------|------|
| | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I |
| 0,5 | 358,07 € | 14,38% | 0,78 | 315,65 € | 12,94% | 0,63 | 366,49 € | 13,35% | 0,67 | 372,52 € | 12,97% | 0,62 | 305,48 € | 11,52% | 0,47 | 232,00 € | 10,13% | 0,33 | 158,51 € | 8,87% | 0,21 |
| 1 | 713,57 € | 14,35% | 0,55 | 569,29 € | 12,60% | 0,60 | 620,38 € | 12,84% | 0,62 | 667,53 € | 13,02% | 0,64 | 703,89 € | 13,09% | 0,64 | 717,33 € | 12,97% | 0,62 | 710,96 € | 12,69% | 0,59 |
| 1,5 | 986,84 € | 13,79% | 0,41 | 997,15 € | 13,65% | 0,71 | 1.044,48 € | 13,75% | 0,72 | 1.089,76 € | 13,84% | 0,73 | 1.135,38 € | 13,92% | 0,73 | 1.182,07 € | 14,01% | 0,74 | 1.219,60 € | 14,04% | 0,74 |
| 2 | 1.124,93 € | 12,80% | 0,34 | 1.255,58 € | 13,32% | 0,68 | 1.302,43 € | 13,41% | 0,69 | 1.347,70 € | 13,49% | 0,69 | 1.394,65 € | 13,57% | 0,70 | 1.445,26 € | 13,66% | 0,71 | 1.499,13 € | 13,76% | 0,71 |
| 2,5 | 1.218,39 € | 12,01% | 0,30 | 1.390,07 € | 12,62% | 0,60 | 1.437,07 € | 12,71% | 0,61 | 1.482,82 € | 12,78% | 0,62 | 1.531,28 € | 12,87% | 0,63 | 1.583,16 € | 12,96% | 0,63 | 1.637,69 € | 13,06% | 0,64 |
| 3 | 1.298,16 € | 11,43% | 0,27 | 1.485,40 € | 12,01% | 0,54 | 1.532,54 € | 12,09% | 0,55 | 1.578,85 € | 12,17% | 0,55 | 1.628,54 € | 12,25% | 0,56 | 1.681,38 € | 12,34% | 0,57 | 1.735,92 € | 12,44% | 0,58 |
| 3,5 | 1.360,80 € | 10,96% | 0,24 | 1.571,60 € | 11,54% | 0,49 | 1.618,91 € | 11,62% | 0,50 | 1.665,99 € | 11,69% | 0,50 | 1.716,19 € | 11,77% | 0,51 | 1.769,83 € | 11,86% | 0,52 | 1.824,06 € | 11,95% | 0,53 |

Tabla Anexa 2 Indicadores económicos para distintas capacidades de almacenamiento, consumo de 5000 kWh, Elaboración propia

| Potencia (kWp) | S: 0 kWh | | | S: 0,5 kWh | | | S: 1 kWh | | | S: 1,5 kWh | | | S: 2 kWh | | | S: 2,5 kWh | | | S: 3 kWh | | |
|----------------|------------|--------|------|------------|--------|------|------------|--------|------|------------|--------|------|------------|--------|------|------------|--------|------|------------|--------|------|
| | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I |
| 0,5 | 358,07 € | 14,38% | 0,78 | 315,88 € | 12,95% | 0,63 | 368,16 € | 13,38% | 0,67 | 376,27 € | 13,03% | 0,63 | 309,36 € | 11,58% | 0,48 | 235,87 € | 10,19% | 0,34 | 162,39 € | 8,93% | 0,22 |
| 1 | 714,00 € | 14,36% | 0,55 | 571,18 € | 12,62% | 0,60 | 626,47 € | 12,90% | 0,63 | 678,09 € | 13,12% | 0,65 | 717,42 € | 13,21% | 0,65 | 730,92 € | 13,08% | 0,64 | 721,83 € | 12,78% | 0,60 |
| 1,5 | 1.055,89 € | 14,26% | 0,41 | 845,62 € | 12,63% | 0,60 | 896,92 € | 12,80% | 0,62 | 944,52 € | 12,93% | 0,63 | 990,33 € | 13,04% | 0,64 | 1.034,69 € | 13,14% | 0,65 | 1.068,14 € | 13,17% | 0,65 |
| 2 | 1.301,85 € | 13,71% | 0,34 | 1.305,49 € | 13,58% | 0,71 | 1.354,10 € | 13,66% | 0,71 | 1.400,22 € | 13,74% | 0,72 | 1.445,21 € | 13,80% | 0,72 | 1.490,84 € | 13,87% | 0,73 | 1.538,76 € | 13,94% | 0,73 |
| 2,5 | 1.439,07 € | 12,94% | 0,30 | 1.584,80 € | 13,42% | 0,69 | 1.632,96 € | 13,49% | 0,69 | 1.678,62 € | 13,55% | 0,70 | 1.723,81 € | 13,61% | 0,70 | 1.770,32 € | 13,67% | 0,71 | 1.819,93 € | 13,74% | 0,71 |
| 3 | 1.543,64 € | 12,30% | 0,27 | 1.736,50 € | 12,87% | 0,63 | 1.784,57 € | 12,94% | 0,64 | 1.830,15 € | 13,00% | 0,64 | 1.876,03 € | 13,06% | 0,65 | 1.923,67 € | 13,13% | 0,65 | 1.974,21 € | 13,20% | 0,66 |
| 3,5 | 1.626,69 € | 11,77% | 0,24 | 1.848,68 € | 12,37% | 0,58 | 1.896,60 € | 12,43% | 0,58 | 1.942,67 € | 12,49% | 0,59 | 1.988,89 € | 12,55% | 0,59 | 2.037,74 € | 12,62% | 0,60 | 2.089,17 € | 12,69% | 0,61 |

Tabla Anexa 3 Indicadores económicos para distintas capacidades de almacenamiento, consumo de 6500 kWh, Elaboración propia

| Potencia (kWp) | S: 0 kWh | | | S: 0,5 kWh | | | S: 1 kWh | | | S: 1,5 kWh | | | S: 2 kWh | | | S: 2,5 kWh | | | S: 3 kWh | | |
|----------------|------------|--------|------|------------|---------|------|------------|---------|------|------------|--------|------|------------|--------|------|------------|--------|------|------------|--------|------|
| | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I | VAN | TIR | V/I |
| 0,5 | 358,07 € | 14,38% | 0,78 | 315,879207 | 0,12946 | 0,63 | 368,689611 | 0,13385 | 0,67 | 378,13 € | 13,06% | 0,63 | 311,40 € | 11,62% | 0,48 | 237,91 € | 10,22% | 0,34 | 164,43 € | 8,96% | 0,22 |
| 1 | 714,00 € | 14,36% | 0,55 | 571,551735 | 0,12621 | 0,6 | 628,892934 | 0,12919 | 0,63 | 683,19 € | 13,16% | 0,65 | 725,50 € | 13,28% | 0,66 | 741,27 € | 13,17% | 0,64 | 733,23 € | 12,87% | 0,61 |
| 1,5 | 1.060,73 € | 14,29% | 0,41 | 818,173003 | 0,12445 | 0,58 | 873,21626 | 0,1264 | 0,6 | 924,70 € | 12,80% | 0,62 | 973,32 € | 12,93% | 0,63 | 1.019,37 € | 13,05% | 0,64 | 1.052,24 € | 13,07% | 0,64 |
| 2 | 1.392,72 € | 14,18% | 0,34 | 1186,39231 | 0,12975 | 0,64 | 1238,22452 | 0,13094 | 0,65 | 1.286,44 € | 13,19% | 0,66 | 1.332,77 € | 13,27% | 0,67 | 1.378,05 € | 13,35% | 0,67 | 1.423,20 € | 13,42% | 0,68 |
| 2,5 | 1.614,40 € | 13,66% | 0,30 | 1630,13473 | 0,136 | 0,71 | 1679,87194 | 0,13676 | 0,71 | 1.726,69 € | 13,74% | 0,72 | 1.772,40 € | 13,79% | 0,72 | 1.817,19 € | 13,84% | 0,73 | 1.862,80 € | 13,89% | 0,73 |
| 3 | 1.757,44 € | 13,04% | 0,27 | 1928,11549 | 0,13526 | 0,7 | 1977,30387 | 0,13589 | 0,71 | 2.023,75 € | 13,64% | 0,71 | 2.069,13 € | 13,69% | 0,71 | 2.114,24 € | 13,73% | 0,72 | 2.160,60 € | 13,78% | 0,72 |
| 3,5 | 1.863,19 € | 12,48% | 0,24 | 2067,24214 | 0,13009 | 0,65 | 2116,06608 | 0,1307 | 0,65 | 2.162,62 € | 13,12% | 0,66 | 2.207,88 € | 13,17% | 0,66 | 2.253,77 € | 13,22% | 0,66 | 2.300,85 € | 13,27% | 0,67 |

Tabla Anexa 4 Indicadores económicos para distintas capacidades de almacenamiento, consumo de 8000 kWh, Elaboración propia

| ESTACION METROMEDELLIN (MEDELLÍN) | | | | | | | | | | | | |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| PROMEDIO HORARIO DE LA RADIACIÓN (Wh/m ²) | | | | | | | | | | | | |
| HORA | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic |
| 0-1 | 0,5 | 0,7 | 0,3 | 0,2 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,2 | 0,3 | 0,2 | 0,2 | 0,3 |
| 1-2 | 0,3 | 0,5 | 0,3 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,3 |
| 2-3 | 0,5 | 0,3 | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,1 | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,2 |
| 3-4 | 0,4 | 0,1 | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| 4-5 | 0,3 | 0,2 | 0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| 5-6 | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,2 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,2 | 0,3 | 0,6 | 0,6 | 0,1 |
| 6-7 | 15,6 | 15,8 | 23,2 | 36,3 | 42,7 | 43,8 | 38,2 | 35,5 | 43,7 | 44,0 | 40,6 | 25,6 |
| 7-8 | 105,1 | 105,3 | 108,5 | 154,0 | 165,4 | 166,4 | 159,3 | 151,4 | 165,5 | 173,9 | 174,4 | 152,9 |
| 8-9 | 252,6 | 266,6 | 265,3 | 315,5 | 328,5 | 337,7 | 331,2 | 333,5 | 342,6 | 354,6 | 345,6 | 323,0 |
| 9-10 | 399,7 | 431,2 | 423,0 | 505,6 | 486,9 | 487,8 | 492,6 | 509,3 | 526,5 | 502,9 | 501,5 | 461,7 |
| 10-11 | 501,0 | 577,1 | 546,1 | 613,7 | 587,7 | 567,4 | 612,3 | 644,6 | 643,2 | 602,5 | 598,9 | 577,0 |
| 11-12 | 539,3 | 589,9 | 614,5 | 642,5 | 590,6 | 617,1 | 647,3 | 653,6 | 685,9 | 616,1 | 614,0 | 609,5 |
| 12-13 | 602,2 | 624,1 | 664,2 | 614,0 | 579,4 | 658,7 | 683,3 | 668,1 | 682,4 | 610,8 | 624,8 | 645,3 |
| 13-14 | 571,4 | 610,4 | 570,9 | 537,4 | 503,3 | 609,2 | 633,9 | 613,6 | 583,9 | 503,9 | 506,8 | 553,8 |
| 14-15 | 480,1 | 493,2 | 460,1 | 424,0 | 416,3 | 502,6 | 526,8 | 498,1 | 457,2 | 354,0 | 370,6 | 420,0 |
| 15-16 | 345,5 | 328,7 | 292,7 | 239,8 | 279,9 | 350,5 | 377,6 | 367,4 | 303,2 | 216,5 | 224,1 | 260,5 |
| 16-17 | 179,4 | 185,3 | 146,4 | 114,2 | 142,0 | 196,4 | 207,2 | 213,5 | 155,2 | 100,5 | 95,4 | 107,2 |
| 17-18 | 40,6 | 52,5 | 43,6 | 28,8 | 33,9 | 51,2 | 60,3 | 58,1 | 33,9 | 12,3 | 11,4 | 17,5 |
| 18-19 | 2,1 | 3,3 | 2,2 | 1,1 | 0,9 | 1,7 | 2,8 | 2,1 | 1,3 | 0,6 | 0,6 | 1,0 |
| 19-20 | 1,2 | 1,5 | 0,7 | 0,5 | 0,4 | 0,5 | 0,8 | 0,6 | 0,7 | 0,5 | 0,4 | 0,7 |
| 20-21 | 1,0 | 1,2 | 0,6 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,4 | 0,3 | 0,6 |
| 21-22 | 0,9 | 1,1 | 0,5 | 0,3 | 0,2 | 0,3 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,5 |
| 22-23 | 0,7 | 1,0 | 0,4 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,2 | 0,4 | 0,5 |
| 23-0 | 0,6 | 0,8 | 0,4 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | 0,3 | 0,4 |
| Acumulada diaria | 4034,7 | 4283,4 | 4160,8 | 4227,1 | 4157,9 | 4590,9 | 4773,3 | 4749,0 | 4624,8 | 4093,2 | 4109,3 | 4155,0 |

Entre 0 y 200 (Wh/m²)
 Entre 400 y 600 (Wh/m²)
 Mayor a 800 (Wh/m²)
 Entre 200 y 400 (Wh/m²)
 Entre 600 y 800 (Wh/m²)

Tabla Anexa 5 Promedio horario de la radiación (Wh/m²) Medellín 2015. Atlas, IDEAM

