



POLITÉCNICA



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y DISEÑO INDUSTRIAL

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

TRABAJO FIN DE GRADO

Diseño de una instalación solar fotovoltaica para suministro de energía eléctrica a una vivienda unifamiliar

Autor: Sergio García Hernández

Tutor: Pablo García-Linares Fontes

Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica,
Automática y Física Aplicada

Madrid, septiembre de 2021

Índice

| | |
|--|------------|
| Resumen | V |
| Abstract..... | VI |
| Glosario | VII |
| Lista de siglas, acrónimos y abreviaturas..... | VII |
| Lista de símbolos, variables y parámetros | IX |
| Índice de figuras..... | XI |
| Índice de tablas | XV |
| Índice de ecuaciones..... | XVII |
| Capítulo 1. Introducción..... | 1 |
| 1.1. Objeto..... | 1 |
| 1.2. Motivación del proyecto | 1 |
| 1.3. Contexto del proyecto..... | 1 |
| 1.3.1. Energías renovables | 2 |
| 1.3.2. Situación del autoconsumo FV en España y en Europa..... | 8 |
| 1.4. Estructura del documento | 11 |
| Capítulo 2. Regulación de la tecnología solar | 12 |
| 2.1. Marco histórico legislativo de la energía solar..... | 12 |
| 2.2. Régimen económico del sector eléctrico en España | 18 |
| 2.2.1. Tipos de tarifas..... | 19 |
| 2.3. Tramitación del autoconsumo..... | 22 |
| 2.4. Conclusiones | 25 |
| Capítulo 3. Estudio generalista de la tecnología solar..... | 27 |
| 3.1. Energía solar | 27 |
| 3.2. Efecto fotovoltaico..... | 27 |
| 3.3. Células FV | 29 |
| 3.3.1. Punto caliente..... | 31 |
| 3.3.2. Tipos de tecnologías empleadas en las células | 32 |
| 3.4. Módulos FV | 35 |
| 3.5. Generador FV | 37 |

| | | |
|---|---|-----------|
| 3.6. | Impacto ambiental de los sistemas FV | 38 |
| 3.6.1. | Respecto al módulo fotovoltaico | 38 |
| 3.6.1.1. | Extracción del Si y proceso de fabricación de células FV de Si cristalino | 39 |
| 3.6.1.2. | Reciclaje del módulo FV | 41 |
| 3.6.2. | Respecto al resto de equipos | 42 |
| 3.7. | Herramientas software empleadas | 43 |
| 3.7.1. | PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) | 43 |
| 3.7.2. | Excel 2016 | 43 |
| 3.7.3. | PVsyst versión 7.2 | 43 |
| 3.7.4. | SketchUp Pro-2021 y la extensión Skelion solar | 44 |
| Capítulo 4. Evaluación del emplazamiento | | 45 |
| 4.1. | Ubicación | 45 |
| 4.2. | Escenario del autoconsumo FV residencial en Paracuellos de Jarama | 48 |
| 4.3. | Bases de datos de radiación..... | 50 |
| 4.4. | Inclinación óptima..... | 52 |
| 4.4.1. | Pérdidas por inclinación y orientación | 54 |
| 4.5. | Pérdidas debidas a sombras ocasionada por obstáculos | 57 |
| 4.6. | Separación mínima entre filas de paneles | 62 |
| 4.7. | Análisis preliminar con PVGIS | 63 |
| 4.8. | Conclusiones | 64 |
| Capítulo 5. Dimensionamiento y selección de componentes..... | | 65 |
| 5.1. | Consumo eléctrico de la vivienda | 65 |
| 5.2. | Elección del panel solar | 70 |
| 5.3. | <i>Performance ratio (PR)</i> | 78 |
| 5.3.1. | Cálculo del <i>PR</i> mensual y anual | 84 |
| 5.4. | Cálculo del número de paneles..... | 85 |
| 5.5. | Balance energético | 87 |
| 5.5.1. | Autosuficiencia energética y autoconsumo..... | 90 |
| 5.5.2. | Ahorro en la factura de la luz..... | 93 |
| 5.5.3. | Ahorro acumulado hasta el final de la vida útil de la instalación..... | 101 |
| 5.5.4. | Alternativas de dimensionamiento..... | 104 |

| | | |
|--|--|------------|
| 5.6. | Principales costes de inversión | 105 |
| 5.7. | Selección del inversor | 114 |
| 5.8. | Disposición y montaje de los paneles solares en el tejado..... | 121 |
| 5.9. | Restricciones eléctricas..... | 125 |
| 5.9.1. | Características del campo FV según las condiciones ambientales | 127 |
| 5.10. | Balance de emisiones de CO ₂ | 129 |
| 5.11. | Sección del cableado | 130 |
| 5.11.1. | Pérdidas en el cableado | 133 |
| 5.11.2. | Elección de los tipos de cables | 134 |
| 5.12. | Seguridad eléctrica..... | 136 |
| 5.12.1. | Puesta a tierra..... | 136 |
| 5.12.2. | Protecciones en corriente continua | 139 |
| 5.12.3. | Protecciones en corriente alterna | 139 |
| 5.13. | Recapitulación del dimensionamiento..... | 141 |
| Capítulo 6. Presupuesto final y análisis financiero | | 143 |
| 6.1. | Presupuesto de la instalación..... | 143 |
| 6.2. | Análisis financiero | 145 |
| 6.2.1. | Valor Actual Neto (VAN) | 146 |
| 6.2.2. | Tasa Interna de Retorno (TIR) | 148 |
| 6.2.3. | Retorno Sobre la Inversión (ROI) | 149 |
| 6.2.4. | Costo Nivelado de la Energía (LCOE) | 150 |
| 6.2.5. | Periodo de recuperación | 150 |
| 6.3. | Resumen de las métricas | 150 |
| Capítulo 7. Conclusiones | | 152 |
| 7.1. | Conclusiones | 152 |
| 7.2. | Líneas futuras | 156 |
| Referencias | | 158 |
| Anexo A. Simulación final con PVsyst versión 7.2 | | 162 |
| A.1. | Consideraciones Generales | 162 |
| A.2. | Resultados de la simulación..... | 162 |
| A.2. | Informe..... | 164 |

| | |
|---|------------|
| Anexo B. Datasheets de los componentes | 178 |
| B.1. Módulo FV | 178 |
| B.2. Inversor | 180 |
| B.3. Estructura de soporte | 182 |
| B.4. Protecciones | 184 |
| B.5. Cableado | 189 |
| Anexo C. Dimensionamiento con Excel..... | 193 |

Resumen

El objeto de este proyecto es el diseño de una instalación solar fotovoltaica (FV) de conexión a red estática en edificación, concretamente en el tejado de una vivienda unifamiliar ya construida, ubicada en Paracuellos de Jarama (Madrid). De esta forma, se pretende conseguir un nuevo modelo de autoabastecimiento energético para la vivienda, respetuoso con el medioambiente y que aporte un ahorro económico a largo plazo en la factura de la luz, beneficiándose de las, cada vez más frecuentes, subidas en el precio del kWh.

Primero, se describe el contexto normativo actual y la evolución histórica del autoconsumo eléctrico en España, aportando también una breve descripción de la situación europea, con el fin de comprender los motivos del constante crecimiento que está experimentando la tecnología solar FV. Seguidamente, se explica el funcionamiento de sus principales componentes, los cuales hacen posible el aprovechamiento de esta energía.

El estudio de la instalación comienza con un análisis de algunos elementos clave, como la ubicación geográfica, la superficie disponible para el generador, la inclinación, la orientación y las sombras de los módulos FV. Una vez analizados estos elementos, se define el perfil de consumo eléctrico de los usufructuarios de la vivienda y se inicia el dimensionamiento y selección de los componentes. El criterio seguido es determinar con qué número de paneles se maximiza el beneficio neto que obtendrían los propietarios de la vivienda si invirtieran en el proyecto. Para determinarlo se realiza un análisis detallado, en el que se contemplan las peculiaridades de la instalación, desarrollando los cálculos de producción en función de diferentes parámetros de diseño con la herramienta Excel.

A continuación, se realiza el análisis financiero de la solución final que verifica que se escogido la solución más adecuada económicamente, para, finalmente simular esta solución final con el software PVsyst, de manera que se pueda validar que los cálculos desarrollados se aproximan a la solución más exacta que es capaz de proporcionar esta herramienta.

Palabras clave: autoconsumo, instalación fotovoltaica, dimensionamiento, impacto ambiental, estudio energético, presupuesto, rentabilidad, viabilidad.

Abstract

The objective of this project is the design of a photovoltaic (FV) solar installation with connection to the static electrical public network for a building, specifically for household use. The idea is to place the installation on top of the roof of an already constructed single-family home. In this way, the aim is to achieve a new model of energy self-sufficiency for the home, respecting the environment and providing long-term economic savings in the electricity bill, benefiting from the increasingly frequent increases in the price of kWh.

First, the current regulatory context and the historical evolution of electricity self-consumption in Spain are described, also providing a brief description of the European situation, in order to understand the reasons for the constant growth experienced by solar PV technology. It then explains the functioning of its main components, which make it possible to harness this energy.

The study of the installation begins with an analysis of some key elements, such as the geographical location, the surface available for the generator, the inclination, orientation, and shading of the PV modules. Once these elements have been analysed, the electricity consumption profile of the users of the house is defined and the sizing and selection of the components begins. The criterion followed is to determine the number of panels to maximise the net benefit that the owners of the house would obtain if they invested in the project. To determine this, a thorough and detailed analysis is carried out, in which the peculiarities of the installation are considered, developing the production calculations according to different design parameters with the Excel tool.

Next, a financial analysis of the final solution is carried out to verify that the most economically adequate solution has been chosen, and finally, this final solution is simulated with the PVSyst software, so that it can be validated that the calculations developed are close to the most accurate solution that this tool can provide.

Keywords: self-consumption, photovoltaic installation, sizing, environmental impact, energy study, budget, profitability, viability

Glosario

Lista de siglas, acrónimos y abreviaturas

| | |
|------------------|--|
| AM | Masa de Aire (<i>Air Mass</i>) |
| a-Si | Silicio amorfo |
| BT | Baja Tensión |
| CA | Corriente Alterna |
| CAU | Código de autoconsumo |
| CC | Corriente Continua |
| CE | Conformidad Europea |
| CEM | Condiciones estándar de medida |
| CGMP | Caja General de Mando y Protección |
| c-Si | Silicio cristalino |
| CTE | Código Técnico de Edificación |
| CUPS | Código Unificado de Punto de Suministro |
| EG-Si | Silicio de grado electrónico |
| ETSIDI | Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Diseño Industrial |
| FV | Fotovoltaica |
| IAM | Modificación del Ángulo de Incidencia (<i>Incidence Angle Modifier</i>) |
| IDAE | Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía |
| IEC | Comisión Electrotécnica Internacional (International Electrotechnical Commission) |
| ITC | Instrucción Técnica Complementaria |
| LCD | Pantalla de Cristal Líquido (<i>Liquid Crystal Display</i>) |
| LED | Diodo Emisor de Luz (<i>Light Emitting Diode</i>) |
| LID | Degradación Inducida por la Luz (<i>Light Induced Degradation</i>) |
| MG-Si | Silicio de grado metalúrgico |
| MPPT Tracker) | Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (<i>Maximum Power Point</i>) |
| MTD | Memoria Técnica de Diseño |
| OLED | Diodo Orgánico de Emisión de Luz (<i>Organic light Emitting Diode</i>) |
| PGOU | Plan General de Ordenación Urbana |
| PNIEC | Plan Nacional Integrado de Energía y Clima |
| PVC | Policloruro de Vinilo |
| PVGIS | Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica (<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>) |
| PVPC | Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor |

| | |
|--------|--|
| RD | Real Decreto |
| REBT | Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión |
| REE | Red Eléctrica Española |
| SFCR | Sistema Fotovoltaico Conectado a Red |
| SoG-Si | Silicio de grado solar |
| STC | Condiciones de laboratorio (<i>Standard Test Condition</i>) |
| TFG | Trabajo Fin de Grado |
| THD | Distorsión Armónica Total (<i>Total Harmonic Distortion</i>) |
| TMY | Año Meteorológico Tipo (<i>Typical Meteorological Year</i>) |
| TT | Toma de Tierra |
| Uds | Unidades |
| UE | Unión Europea |
| UL | <i>Underwriters Laboratories</i> (Empresa de consultoría de seguridad y certificación) |
| UPM | Universidad Politécnica de Madrid |
| UNE | Una Norma Española |

Lista de símbolos, variables y parámetros

| | |
|--------------------------|---|
| $^{\circ}\text{C}$ | Grados Celsius |
| $^{\circ}$ | Grados |
| $^{\circ} \prime \prime$ | Sistema Sexagesimal (grados, minutos y segundos) |
| h | Horas |
| Hz | Hercios |
| A | Amperio |
| m | Metros |
| t | toneladas |
| Ω | Ohmios |
| V | Voltios |
| eV | Electronvoltio |
| W | Vatios |
| W_p | Vatio pico |
| Wh | Vatio hora |
| € | Euros |
| β | Ángulo de inclinación de los paneles solares [$^{\circ}$] |
| γ | Azimut del panel solar [$^{\circ}$] |
| φ | Azimut del sol [$^{\circ}$] |
| ϕ | Latitud [$^{\circ}, \prime, \prime\prime$] |
| T_{amb} | Temperatura ambiente [$^{\circ}\text{C}$] |
| T_c | Temperatura célula [$^{\circ}\text{C}$] |
| I_{sc} | Intensidad de cortocircuito [A] |
| V_{oc} | Tensión en circuito abierto [V] |
| G | Irradiación [W/m^2] |
| T_{ONC} | Temperatura de Operación Nominal de la Célula (Nominal Operating Cell Temperature) [$^{\circ}\text{C}$] |
| PR | Factor de Rendimiento (<i>Performance Ratio</i>) |
| CDT | Caída de tensión [V] |
| LCE | Emisiones en el ciclo de vida (<i>Life Cycle Emissions</i>) [kgCO_2] |
| $LCOE$ | Coste Nivelado de la Energía (<i>Levelized Cost of Energy</i>) [€/kWh] |
| VAN | Valor Actual Neto [€] |
| TIR | Tasa Interna de Retorno [%] |
| ROI | Retorno sobre la Inversión (<i>Return on Investment</i>) [%] |
| $EPBT$ | Tiempo de Retorno de la Energía (<i>Energy Payback Time</i>) [años] |
| $GPBT$ | Tiempo de Compensación de los Gases de Efecto Invernadero (<i>Greenhouse Gas Payback Time</i>) [años] |
| IVA | Impuesto sobre el Valor Añadido |

| | |
|-------------|--|
| κ | Coeficiente de temperatura para la potencia máxima del panel FV [%/°C] |
| ς | Coeficiente de temperatura para la corriente de cortocircuito del panel [%/°C] |
| ζ | Coeficiente de temperatura de la tensión en circuito abierto del panel [%/°C] |
| ρ | Resistividad $\left[\Omega \cdot \frac{mm^2}{m}\right]$ |
| α | Coeficiente de variación de la resistividad con la temperatura [°C ⁻¹] |
| h | Constante de Planck [J·s] |
| λ | Longitud de onda [nm] |
| f | Frecuencia [Hz] |
| η | Rendimiento [%] |
| e- | Electrón |
| E | Energía [J] |
| P | Potencia [W] |
| P_p | Potencia pico [W _p] |
| S | Sección [m ²] |
| R | Resistencia [Ω] |
| N° | Número |
| N_s | Numero de módulos en serie |
| N_p | Número de ramas en paralelo |
| P_d | Pérdidas |
| d | Longitud cableado [m] |
| n | nominal |
| F_t | Flujo de dinero en el periodo "t" [€] |
| C_0 | Inversión inicial [€] |
| i | Tasa de descuento [%] |

Índice de figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1.3. Evolución de la generación renovable y no renovable en España de 2016 a 2020. Figura obtenida de la referencia [2]..... | 4 |
| Figura 1.4. Gráfica de generación de energía solar FV de 2016 a 2020 en España. Figura obtenida de la referencia [2]..... | 4 |
| Figura 1.5. LCOE particularizado a la energía solar FV desde 2009 a 2019 en España. Figura obtenida de la referencia [8]..... | 7 |
| Figura 1.6. LCOE de diferentes tecnologías, 2010-2018. Figura obtenida de la referencia [9] | 7 |
| Figura 1.7. Capacidad solar FV rooftop instalada en el sector residencial 2016. (W_p /per cápita). Figura obtenida de la referencia [11]..... | 9 |
| Figura 2.1. Esquema jerárquico de los distintos tipos de sistemas FV contemplados y regulados por la legislación española..... | 17 |
| Figura 2.2. Esquema de las etapas de tramitación y organismos/entidades implicadas. Figura de elaboración propia a partir de la información de la referencia [27] | 22 |
| Figura 3.1. Representación gráfica de la unión p-n y el efecto fotoeléctrico. Figura obtenida de la referencia [28]. | 28 |
| Figura 3.2. Curva corriente-tensión y curva potencia de una célula. Figura obtenida de la referencia [28]..... | 30 |
| Figura 3.3. Circuito equivalente de una célula solar. Elaboración propia con ORCAD . | 31 |
| Figura 3.4. Esquema de conexión en serie de 60 células con diodos de paso. Figura obtenida de la referencia [31]..... | 32 |
| Figura 3.5. Tecnologías FV principales. Figura obtenida de la referencia..... | 32 |
| Figura 3.6. Evolución en el tiempo de la eficiencia de los distintos tipos de tecnologías de células solares. Figura obtenida de la referencia [33]..... | 35 |
| Figura 3.7. Perfil de un panel solar FV con etiquetas de sus partes. Figura obtenida de la referencia [35]..... | 37 |
| Figura 4.1. Foto del tejado Sur de la vivienda | 45 |
| Figura 4.2. Vista aérea de la casa | 46 |
| Figura 4.3. Boceto de la planta del tejado sur de la vivienda unifamiliar. Placas de dimensiones 2x1m | 47 |
| Figura 4.4. Instalaciones solares FV en viviendas unifamiliares de Paracuellos de Jarama. Figura de creación propia..... | 49 |

| | |
|--|----|
| Figura 4.5. Trayectorias solares en Paracuellos del Jarama. Figura obtenida del software PVsyst..... | 52 |
| Figura 4.6. Representación gráfica de los conceptos que definen la orientación de un panel y la altura solar. Figura obtenida de la referencia | 53 |
| Figura 4.7. Representación gráfica del AM para distintas posiciones del sol. Figura obtenida de la referencia ¹¹ | 53 |
| Figura 4.8. Relación de los ángulos de azimut con las pérdidas por orientación e inclinación. Figura obtenida de la referencia [45] | 55 |
| Figura 4.9. Resolución del cálculo de pérdidas por inclinación y orientación | 56 |
| Figura 4.10. Pérdidas referidas a la inclinación y orientación de la instalación obtenidas mediante la herramienta PVsyst | 57 |
| Figura 4.11. Ejemplo ficticio de sombras parciales | 58 |
| Figura 4.12. Sombras proyectadas por las chimeneas sobre el tejado al amanecer, con vista desde el suroeste. Elaboración propia. | 60 |
| Figura 4.13. Sombras proyectadas por las chimeneas sobre el tejado al atardecer, con vista desde el suroeste. Elaboración propia. | 61 |
| Figura 4.14. Esquemático de una posible colocación de las filas de paneles. Figura obtenida de la referencia [28]..... | 62 |
| Ecuación 4.5. Distancia mínima de separación entre paneles | 62 |
| Figura 4.15. Producción energética estimada por kW de potencia instalado. Figura obtenida de la referencia [44]. | 64 |
| Figura 5.1. Patrón de consumo e irradiación por horas medias del mes de enero. Figura de elaboración propia..... | 67 |
| Figura 5.2. Patrón de consumo e irradiación medios por horas del mes de julio. Figura de elaboración propia..... | 68 |
| Figura 5.3. Predicción de la cuota de mercado para las diferentes dimensiones de células de los módulos de c-Si. Figura obtenida de la referencia [47]..... | 72 |
| Figura 5.4. Estimación del número de células. Figura obtenida de la referencia [47] ... | 73 |
| Figura 5.5. Curva Corriente vs Voltaje siendo la irradiancia el parámetro de la curva. Módulo Jinko Solar, JKM LR5-72 HPH 545M. Figura obtenida del archivo .pan del fabricante..... | 77 |
| Figura 5.6. Curva Corriente vs Voltaje siendo la temperatura el parámetro de la curva. Módulo Jinko Solar, JKM LR5-72 HPH 545M. Figura obtenida del archivo .pan del fabricante..... | 77 |

| | |
|--|-----|
| Figura 5.7. Curva eficiencia Vs irradiancia siendo la temperatura el parámetro de la curva. Módulo Jinko Solar, JKM LR5-72 HPH 545M. Figura obtenida del archivo .pan del fabricante..... | 78 |
| Figura 5.8. Evolución horaria de la irradiación y temperatura de un módulo FV a lo largo de un día. Figura de elaboración propia. | 82 |
| Figura 5.9. Valores de la temperatura media de un módulo FV y de la irradiación en los distintos meses del año. Figura de elaboración propia. | 83 |
| Figura 5.10. Comportamiento energético de la vivienda para 5 paneles. Figura de Elaboración propia..... | 90 |
| Figura 5.11. Curvas de consumo y producción FV para el mes de enero y 5 paneles. Figura de elaboración propia..... | 92 |
| Figura 5.12. Comparación mensual del ahorro en la factura de la luz para 5 paneles. Figura de elaboración propia..... | 98 |
| Figura 5.13. Comparativa de la facturación eléctrica según la estación del año (para 5 paneles). Figura de elaboración propia. | 99 |
| Figura 5.14. Ahorro absoluto por mes ordenado de menor a mayor producción FV. Figura de elaboración propia..... | 100 |
| Figura 5.15. Descompuesto de las diferentes partidas que componen el costo de la instalación durante toda su vida útil en función del número de paneles. Figura de elaboración propia..... | 111 |
| Figura 5.16. Beneficio económico de una instalación SFCCR en función del número de paneles. Figura de elaboración propia. | 112 |
| Figura 5.17. Autoconsumo y Autosuficiencia energética en función del número de paneles. Figura de elaboración propia. | 112 |
| Figura 5.18. Disposición final del número óptimo de módulos. Figura de elaboración propia..... | 113 |
| Figura 5.19. Eficiencia= $f(P_{IN})$ del inversor SolaX Power X1-Boost-4,2 kW. Figura obtenida del archivo .pan del fabricante | 115 |
| Figura 5.20. Número de módulos y cadenas. Figura obtenida de PVsyst..... | 121 |
| Figura 5.22. Boceto del sistema de soporte coplanar con salvatejas para 5 paneles dispuesto paralelo a la cumbrera. Figura de elaboración propia..... | 122 |
| Figura 5.23. Boceto del sistema de soporte coplanar con salvatejas para 1 panel dispuesto perpendicular con la cumbrera. Figura de elaboración propia. | 123 |
| Figura 5.24. Boceto de la disposición de los paneles con su estructura de soporte en el tejado. Figura de elaboración propia..... | 123 |

| | |
|---|-----|
| Figura 5.25. Vista en perfil de un salvatejas. Figura obtenida de la referencia | 124 |
| Figura 5.26. Técnica de conexionado leapfrog. Figura obtenida de la referencia..... | 132 |
| Figura 5.28. Manguera eléctrica flexible de 3 conductores. Fabricante: Cables RCT. Figura obtenida del catálogo del fabricante..... | 135 |
| Figura 5.29. Cable P-SUN 2.0 CPRO. Fabricante Prysmian. Figura obtenida del catálogo del fabricante..... | 135 |
| Figura 5.30. Conectores MC4 para cable de 4-6 mm ² . Figura obtenida del catálogo del fabricante..... | 136 |
| Figura 5.31. Interruptor diferencial, Resi9, 2P, 25 A, 30mA, tipo CA. Figura obtenida del catálogo del fabricante..... | 137 |
| Figura 5.36. Magnetotérmico Acti9 iC60N, 2P, 20 A, curva C. Figura obtenida del catálogo del fabricante..... | 140 |
| Figura 5.34. Armario para las protecciones del fabricante Hager. Figura obtenida del catálogo del fabricante..... | 141 |
| Figura 6.1. Distribución de precios del proyecto. Figura de elaboración propia. | 145 |
| Figura 6.2. VAN en función de los años de operatividad de la instalación. Figura de elaboración propia. | 148 |
| Figura 6.3. Gráfica comparativa: VAN-Tasa de descuento. Figura de elaboración propia. | 149 |
| Figura C.1. Hoja de cálculo empleada para dimensionar el sistema..... | 193 |

Índice de tablas

| | |
|--|-----|
| Tabla 2.1. Tipos de tarifas de la luz vigentes hasta junio de 2021 | 19 |
| Tabla 2.2. PVPC con discriminación horaria en 3 periodos antigua a junio de 2021 ... | 20 |
| Tabla 2.3. Impacto económico de la nueva facturación a los consumidores domésticos | 20 |
| Tabla 3.1. Entradas y salidas de materiales y energía de un panel se silicio. | 41 |
| Tabla 4.1. Resultados de la simulación preliminar de PVGIS | 63 |
| Tabla 5.1. Consumo en kWh total mensual de la vivienda unifamiliar de 4 personas .. | 66 |
| Tabla 5.2. consumo iluminación | 68 |
| Tabla 5.3. Consumo total | 69 |
| Tabla 5.4. Comparativa para la elección del módulo FV | 74 |
| Tabla 5.5. Principales características eléctricas del panel LR5-72 HPH 545 M (STC).. | 76 |
| Tabla 5.6. Pérdidas por temperatura del módulo en los distintos meses del año | 84 |
| Tabla 5.7. Cálculo del PR para cada mes..... | 84 |
| Tabla 5.8. Extracto de la hoja de cálculo de Excel para el dimensionamiento de la instalación | 86 |
| Tabla 5.9. Número de paneles necesarios para cubrir la demanda por mes | 87 |
| Tabla 5.10. Balance energético para 5 paneles de 545 W _p | 88 |
| Tabla 5.11. Autosuficiencia energética y autoconsumo de la vivienda en tanto por ciento para 5 paneles de 545 W _p de Longi Solar..... | 92 |
| Tabla 5.12. División del consumo de acuerdo con la actual discriminación horaria para 5 paneles de 545 W _p de Longi Solar | 94 |
| Tabla 5.13. Comparativa de los importes de las facturas de la luz para 5 paneles | 95 |
| Tabla 5.14. Factura del mes de enero de la vivienda recalculada para la nueva tarifa 2.0 TD..... | 97 |
| Tabla 5.15. Factura hipotética del mes de enero con instalación FV acogida compensación para 5 paneles | 97 |
| Tabla 5.16. Variación lineal de la potencia de salida del panel LR5-72 HPH 545 M ... | 101 |
| Tabla 5.17. Evolución del sistema con el paso del tiempo | 103 |
| Tabla 5.18. Elección del número de paneles. Comparativa..... | 104 |

| | |
|---|-----|
| Tabla 5.19. Determinación del incremento de precio del inversor por kW de potencia | 106 |
| Tabla 5.20. Precios de la estructura de soporte según número de paneles | 107 |
| Tabla 5.21. Comparativa de las características de los diferentes inversores que se estudian para el sistema | 118 |
| Tabla 5.22. Especificaciones del generador FV para distintas condiciones ambientales | 128 |
| Tabla 5.23. Desglose LCE de la instalación FV | 130 |
| Tabla 5.24. Secciones comerciales..... | 132 |
| Tabla 5.25. Resumen del impacto del cableado | 133 |
| Tabla 6.1. Partida 1: ingeniería, legalización y trámites..... | 143 |
| Tabla 6.2. Partida 2: montaje de la instalación y gastos logísticos..... | 143 |
| Tabla 6.3. Partida 3: materiales..... | 144 |
| Tabla 6.4. Flujos de caja durante el periodo estimado de vida útil de la instalación .. | 146 |
| Tabla 6.5. Recopilación de las métricas del análisis financiero | 151 |
| Tabla A.1. Excel vs PVsyst | 163 |

Índice de ecuaciones

| | |
|--|-----|
| Ecuación 3.1. Ecuación de Einstein para la función de trabajo del metal | 28 |
| Ecuación 3.2. Determinación del rendimiento de una célula FV | 30 |
| Ecuación 4.1. Definición de AM..... | 52 |
| Ecuación 4.2. Ecuación de Eduardo Lorenzo para obtener la inclinación óptima de un panel FV | 54 |
| Ecuación 4.3. Cálculo de pérdidas por inclinación y orientación según IDAE | 56 |
| Ecuación 4.4. Cálculo de pérdidas por sombra siguiendo el criterio que define el IDAE | 58 |
| Ecuación 4.5. Distancia mínima de separación entre paneles | 62 |
| Ecuación 5.1. Fórmula matemática para determinar el PR | 79 |
| Ecuación 5.2. Pérdidas únicamente del entorno del panel solar | 81 |
| Ecuación 5.3. Ecuación para obtener la temperatura de la célula | 82 |
| Ecuación 5.4. Cálculo de la potencia del panel para condiciones distintas a las STC.. | 83 |
| Ecuación 5.5. Pérdidas por temperatura | 83 |
| Ecuación 5.6. Determinación de los m ² de panel necesarios para producir una cantidad determinada de energía..... | 85 |
| Ecuación 5.7. Determinación de la cantidad de energía producida por el sistema FV . | 87 |
| Ecuación 5.8. Determinación del autoconsumo | 91 |
| Ecuación 5.9. Determinación de la autosuficiencia energética | 91 |
| Ecuación 5.10. Número máximo de ramas en paralelo | 120 |
| Ecuación 5.11. Tensión de circuito abierto del panel para condiciones distintas a las STC | 125 |
| Ecuación 5.12. Número máximo de módulos en serie | 126 |
| Ecuación 5.13. Tensión en el punto de máxima potencia del panel para condiciones distintas a las STC..... | 126 |
| Ecuación 5.14. Número mínimo de módulos en serie | 126 |
| Ecuación 5.15. Tensión máxima a la entrada del inversor ($V_{oc,G}$)..... | 126 |
| Ecuación 5.16. Tensión en el MPPT del generador | 127 |
| Ecuación 5.17. Intensidad en el punto de máxima potencia del panel para condiciones distintas a las STC..... | 127 |
| Ecuación 5.18. Intensidad en el MPPT del generador | 127 |
| Ecuación 5.19. Potencia pico del generador | 127 |
| Ecuación 5.20. Temperatura de la célula | 128 |
| Ecuación 5.21. Corriente de cortocircuito del panel en condiciones distintas a la STC | 128 |
| Ecuación 5.22. Potencia del panel para condiciones distintas a las STC | 128 |
| Ecuación 5.23. Balance de carbono | 130 |

| | |
|--|-----|
| Ecuación 5.24. Resistividad del cobre en función de la temperatura | 131 |
| Ecuación 5.25. Sección de los conductores de los conductores para CC | 132 |
| Ecuación 5.26. Sección de los conductores para CA | 133 |
| Ecuación 5.27. Cálculo de los W perdidos en el cableado..... | 133 |
| Ecuación 5.28. Porcentaje que suponen las pérdidas en el cableado..... | 133 |
| Ecuación 6.1. VAN..... | 146 |
| Ecuación 6.2. i_{TIR} | 148 |
| Ecuación 6.3. ROI..... | 149 |
| Ecuación 6.4. LCOE (25 años) | 150 |

Capítulo 1. Introducción

1.1. Objeto

El presente Trabajo Fin de Grado (TFG) se redacta con el objetivo de finalizar los estudios en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática, de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería y Diseño Industrial (ETSIDI) de la Universidad Politécnica de Madrid (UPM).

El proyecto consiste en analizar y dimensionar, buscando el máximo beneficio económico, un Sistema Fotovoltaico de Conexión a Red (SFCR) para autoconsumo en el tejado de una vivienda unifamiliar situada en Paracuellos de Jarama, Madrid. En este documento se llevan a cabo los estudios pertinentes para determinar su viabilidad técnica, legal, económica y medioambiental.

La supervisión del documento será realizada por Pablo García-Linares Fontes, adscrito al Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Automática y Física Aplicada de la ETSIDI.

1.2. Motivación del proyecto

La idea de decantarse por este proyecto surge a raíz de cinco pilares:

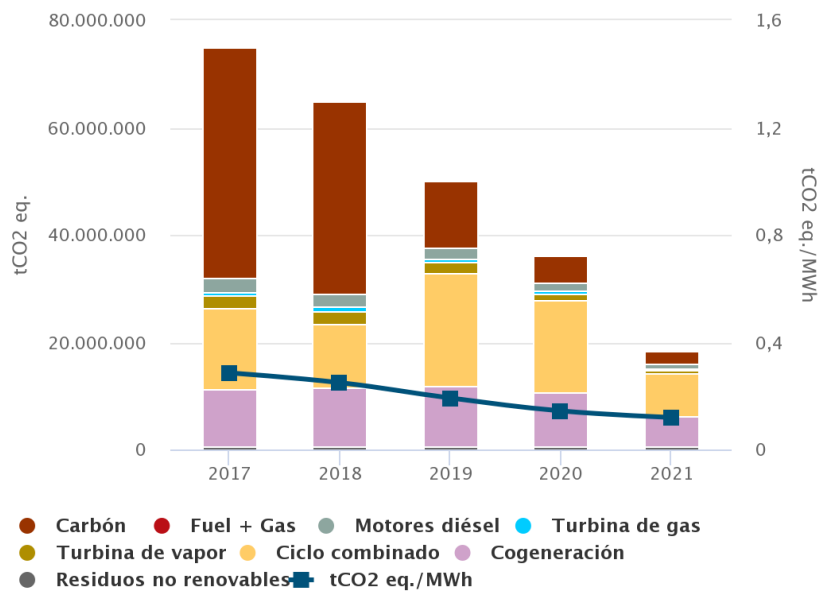
- El interés e importancia de las energías renovables para el mundo, y como los ciudadanos pueden contribuir a su fomento
- La maduración alcanzada por la tecnología solar fotovoltaica (FV)
- El reciente Real Decreto (RD) 244/2019 [1] por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica
- La nueva tarifa eléctrica 2.0 TD
- La situación del autoconsumo doméstico en España y en Europa

1.3. Contexto del proyecto

A continuación, se describe la situación de las energías renovables en la Red Eléctrica Española (REE), incidiendo en la energía solar FV y se analiza el autoconsumo de esta en España y en Europa.

1.3.1. Energías renovables

El cambio climático es un problema real. El sector eléctrico español usa en su mayoría energías no renovables, con presencia significativa del carbón y del gas natural en las tecnologías de generación (ciclo combinado y cogeneración), que son responsables de enormes cantidades de emisiones de CO₂-eq. En la **Figura 1.1** se aprecia como la tendencia está cambiando.



Fuente: www.ree.es

Figura 1.1. Emisiones y factor de emisión de CO₂-eq del sistema de generación eléctrico español. Figura obtenida de la referencia [2]

El carbón recortó en 2020 su producción energética un 60 % con respecto a 2019, produciendo 5064 GWh de una demanda nacional de 249.761 GWh, lo que supone un 2 % del total [3]. Por otro lado, las tecnologías renovables produjeron 109.269 GWh, un 43,6 % de toda la electricidad en España (tal y como se puede apreciar en la **Figura 1.3**), que es el mejor dato desde que hay registros en la REE, es decir desde 2007. Además, la suma de las renovables generó un 11,6 % más de potencia que en 2019 [3]. La aportación concreta de cada tecnología sostenible se puede ver en la **Figura 1.2**.

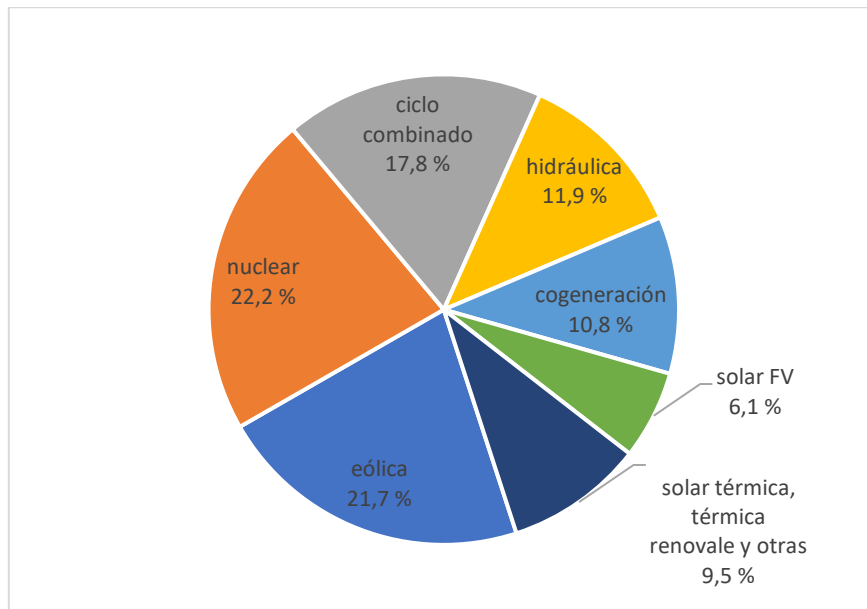


Figura 1.2. Generación renovable de energía eléctrica 2020, España. Elaboración propia a partir de los datos de la referencia [2]. Porcentaje calculado sobre el total de demanda nacional 249.761GWh

La demanda energética de los últimos años tiene una pendiente creciente, salvo en 2020, donde se reduce ante los efectos de la COVID-19, siendo un 5,6 % menor que la de 2019 [2]. El uso de la electricidad en el ámbito doméstico es cada vez mayor, aumentando la cantidad de electrodomésticos y aparatos que se usan en el día a día (Lavavajillas, ordenadores, aires acondicionados, videoconsolas...), y además se están introduciendo nuevos factores demandantes como la generalización del vehículo eléctrico. La electricidad es un bien de primera necesidad, básico para garantizar una calidad de vida digna, y por tanto debe ser accesible para todo el mundo. Para garantizar la perpetuidad de esta, es necesario producir energía eléctrica con fuentes renovables. En este aspecto, España tiene la suerte de ser un país con condiciones climáticas favorables para el uso del sol y el viento como materias primas.

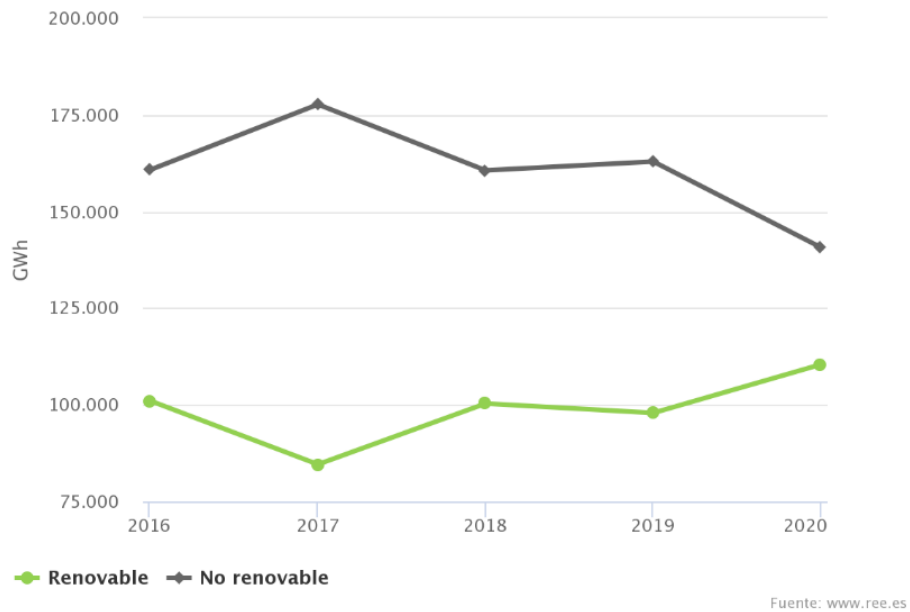


Figura 1.3. Evolución de la generación renovable y no renovable en España de 2016 a 2020. Figura obtenida de la referencia [2]

Particularizando dentro de las renovables, la energía solar FV tuvo un aumento interanual en su generación del 65,9 % , pasando de 9252 GWh en 2019 a 15.262 GWh en 2020 [2], tal y como se puede apreciar en la **Figura 1.4**. Los datos citados hasta ahora hacen vaticinar la necesaria, y cada vez más real, adopción de un nuevo modelo energético, donde la energía solar FV esté más presente, que permita mantener el actual ritmo de progreso de la humanidad y el bienestar de las generaciones futuras.

GENERACIÓN RENOVABLE POR TECNOLOGÍA/COMBUSTIBLE (GWh) | SISTEMA ELÉCTRICO: Nacional

Del 2016 al 2020

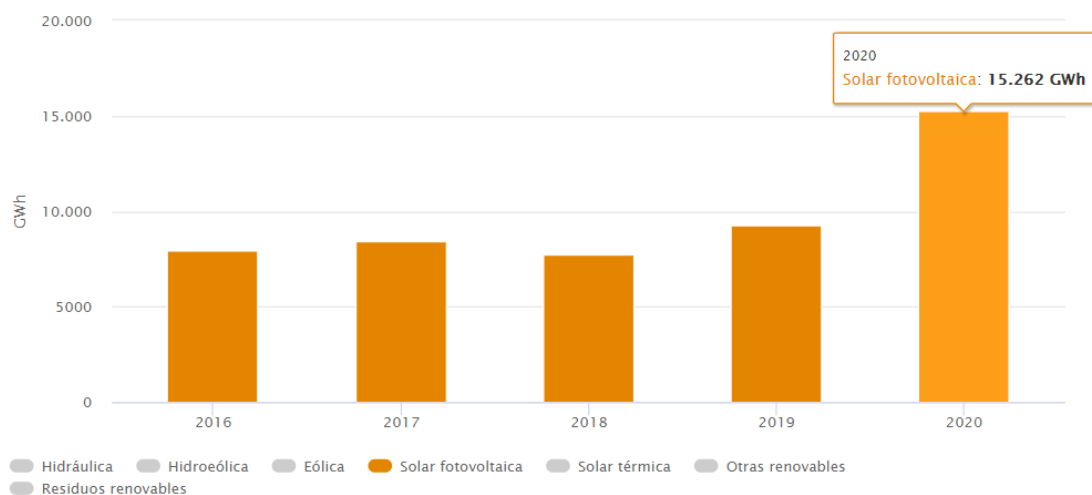


Figura 1.4. Gráfica de generación de energía solar FV de 2016 a 2020 en España. Figura obtenida de la referencia [2]

En España los hogares representan un 18,5 % del consumo total de energía final, el tercer sector con más peso después de la industria y el transporte [4]. Concretamente dentro de este porcentaje el 60 % corresponde a agua caliente y calefacción¹, y el 40 % restante a consumo eléctrico. Actualmente, los ciudadanos pueden contribuir en la transición energética apostando por la energía solar FV para autoabastecer sus viviendas, es decir, gracias a esta tecnología, un ciudadano de nivel adquisitivo medio puede ser un productor de energía renovable. Si se lograra cubrir el 50 % del consumo eléctrico de la vivienda con energía solar FV del 50 % de todos los hogares de España, se conseguiría un aporte de energía renovable del 1,85 % sobre el total del consumo.

No obstante, la energía solar también tiene una huella de carbono a pesar de no emitir gases contaminantes en su fase de producción de energía. Este factor, a menudo no comentado, tiene su origen en otras etapas del ciclo de vida, por ejemplo, dentro de la FV, la obtención y tratamiento del silicio para fabricar paneles solares provoca emisiones de gases contaminantes, como el CO₂. Este concepto conocido en inglés como Energy Payback Time (*EPBT*) es tratado más en detalle en el **Capítulo 3. (pág. 27)** y en el apartado **5.10. (pág. 129)**.

Retomando el concepto de productor de energía, gracias a la tecnología FV los ciudadanos pueden producir energía para autoconsumirla e incluso inyectarla en la red general de distribución. Esto es posible fundamentalmente por la modularidad y accesibilidad de la energía solar y por las directivas europeas y normativas nacionales. En estas se reconoce el derecho de los consumidores a comprar, vender, generar y almacenar energía eléctrica. Siempre bajo el amparo del marco legal competente [5]. Lo que tradicionalmente es un gasto, consumir energía, actualmente puede verse como una inversión de la cual poder sacar provecho.

Otra de las ventajas de esta tecnología es la posibilidad de aplicar el concepto de generación distribuida. Este hace referencia a la habilidad de generar electricidad usando multitud de pequeñas fuentes de generación de energía próximas al punto de consumo, bien estando conectadas a la red de distribución, o directamente al consumidor. De esta manera se cubre la demanda de electricidad cerca del punto de consumo disminuyendo la inversión en infraestructuras de transporte, distribución y generación, a la vez que se reducen las pérdidas debidas al efecto Joule. Este nuevo concepto permite incorporar al sistema eléctrico a multitud de productores que son también consumidores.

¹ CMYK Arquitectos, "Consumo energético de una vivienda." [En línea]. Disponible en: <https://cmyk-arq.es/eficiencia-energetica-vivienda/>.

En 2018 se incrementó en un 143 % respecto a 2017 el número de instalaciones de autoconsumo registradas con potencia menor a 10 kW. Dentro de este grupo, la potencia media contratada es de 3,5 kW. El 50% de estas corresponden al ámbito residencial y a las micropymes, pero representan menos del 10% de la potencia FV instalada en modalidad autoconsumo [6]. La tarifa eléctrica para los usuarios de residencias particulares tiene un mayor coste por kWh consumido que para los grandes demandantes de electricidad, entre otros motivos, porque el peaje de acceso por potencia contratada es mayor. Esto es indicativo de mayores ahorros en el consumo de electricidad si se llevase a cabo una hipotética instalación de autoconsumo solar FV por parte de un individuo con consumos pequeños, donde el coste del kWh comprado a REE es mayor y la inversión inicial pequeña. En cambio, un consumo al por mayor implica un menor coste de compra del kWh y la inversión inicial de una instalación de gran tamaño para autoconsumo sería muy elevada. Por lo tanto, para el pequeño consumidor el autoconsumo se convierte en una inversión interesante a largo plazo. Dentro de los pequeños consumidores hay que tener en cuenta que el coste de instalar 3 kW_p para un solo consumidor puede superar al de colocar 20 kW_p en una comunidad de propietarios, donde los costes disminuyen sustancialmente al repartirse entre los vecinos, reduciendo así el plazo de amortización de las instalaciones.

Existen numerosos objetivos legislativos tanto a nivel europeo como estatal para reducir la emisión de contaminantes y elevar la cuota de mercado de las energías renovables, para alcanzar así un desarrollo sostenible que pueda evitar los escenarios más devastadores del cambio climático. Es por ello por lo que, una electrificación "verde" se está postulando como un pilar fundamental para la descarbonización de la economía.

La Unión Europea en marzo de 2019 publica la normativa "Energía limpia para todos los europeos" [3] donde queda reflejado lo anterior.

Por su parte, el gobierno de España tiene desarrollado el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), cuyo objetivo para 2030 es lograr que un 74% de toda la generación eléctrica española sea de origen renovable. Esta norma busca incentivar las energías limpias, aumentando su presencia en la matriz energética.

A este incipiente cambio de tendencia en la generación eléctrica hay que sumar que en los últimos años los paneles solares han experimentado una gran reducción de costes, tal y como se puede apreciar en la **Figura 1.5**. El Coste nivelado de la energía (*LCOE*) mide los costes totales que una instalación de energía solar FV tendrá a lo largo de su vida útil y los divide por la producción total de energía del generador a lo largo de ella. El resultado es un número cuyas unidades son [USD/kWh].

Esta caída del *LCOE* hace que hoy en día la tecnología solar FV sea competitiva sin necesidad de ayudas económicas. El coste unitario de generación de estas plantas, teniendo en cuenta factores como el coste inicial de la inversión, horas anuales de producción y costes de mantenimiento, es competitivo con cualquier otra tecnología (renovable y/o convencional) y también inferior al precio del mercado eléctrico, tal y como se puede ver en la **Figura 1.6**.

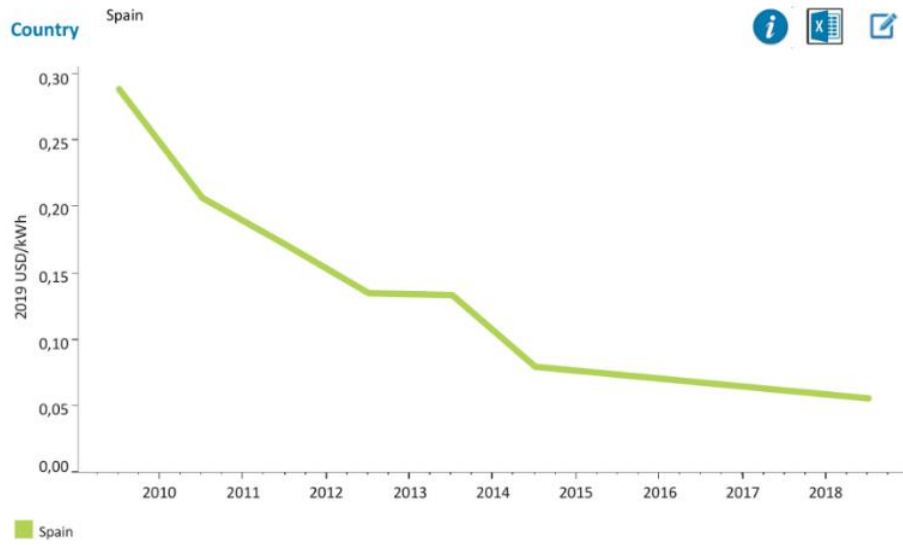


Figura 1.5. LCOE particularizado a la energía solar FV desde 2009 a 2019 en España. Figura obtenida de la referencia [8]

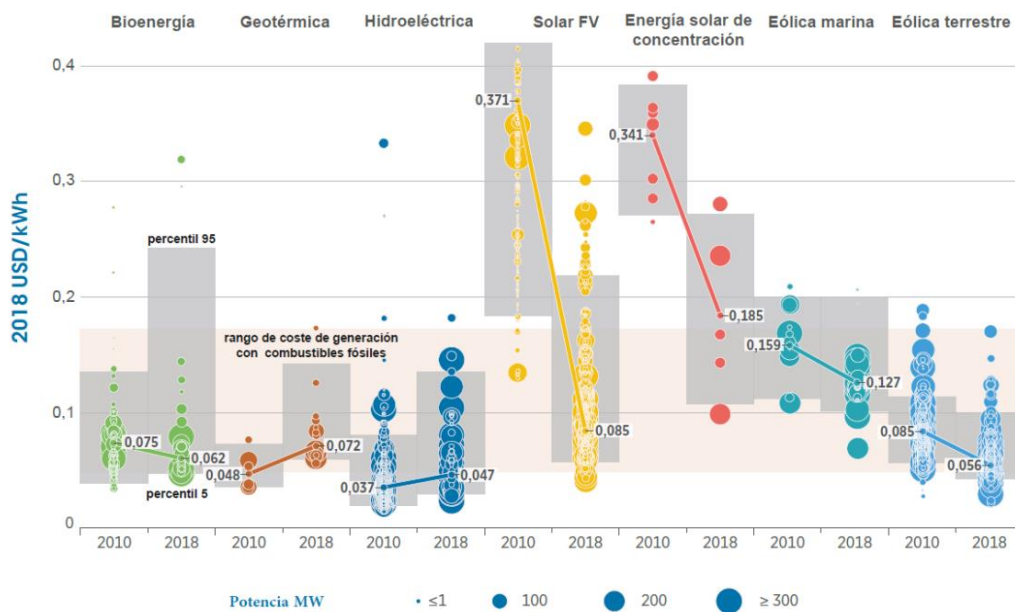


Figura 1.6. LCOE de diferentes tecnologías, 2010-2018. Figura obtenida de la referencia [9]

En España el sol es un gran activo, siendo uno de los países de Europa con mayor número de horas de luz solar, pero es una fuente variable, denominada "no gestionable", dado que la energía producida depende de las condiciones meteorológicas. Esto provoca que exista una incertidumbre en la producción, la cual plantea retos a nivel de gestión de la demanda y control de operación, a menudo solventados con el desarrollo de métodos de predicción y análisis. El documento HE5 del Código Técnico de la Edificación (CTE), [10] en la sección 3.1: *Zonas climáticas*, divide a España en cinco zonas según el valor medio anual de la radiación global diaria en el plano horizontal (H). Toda la comunidad autónoma de Madrid está situada en la zona IV, con un valor $4,6 \leq H < 5,0$ [kWh/m²]. Esto es debido a las horas de sol que tiene la comunidad de media al año, 2691 h situándose muy por encima de valores típicos del norte de España, p.ej. Oviedo 1962 h y ligeramente inferior a las cifras de Andalucía con 2800 h².

1.3.2. Situación del autoconsumo FV en España y en Europa

España tiene una media de horas de sol al año en todo el territorio de unas 2500 h. Pese a esto, la cantidad de instalaciones de autoconsumo FV implementadas es exigua. En 2019, España únicamente tenía registradas 10.000 instalaciones solares FV residenciales, mientras que países como Alemania u Holanda con 1600 h de sol año cuentan con casi 150 veces más instalaciones (p.ej. Alemania tiene registradas 1.500.000). Estos países y los que aparecen en la **Figura 1.7**, pese a tener menor irradiación diaria media, están más avanzados en autoconsumo, gracias principalmente, a contar con políticas regulatorias de energías renovables e iniciativas para su fomento³.

Alemania, ya en 1990 llevó a cabo programas para la instalación de paneles solares en tejados. Concretamente entre 1990 y 1995 se ejecutó la iniciativa llamada "1000 tejados solares" que, debido a su éxito, fue ampliada en 1999 a "10.000 tejados solares" culminándose esta en 2003. Además, su regulación asegura el derecho a una retribución fija de la energía vertida a la red garantizando su cobro durante 20 años.

Otros países como Italia han seguido este modelo con planes similares como el llevado a cabo en 2001, llamado "10.000 techos solares". Italia, además, introdujo el concepto de balance neto. Este es un mecanismo que permite verter a la red los excedentes y poder recuperar estos cuando se necesiten. El resultado de estas medidas se traduce en 700.000 instalaciones FV registradas.

² climatedata.eu, "Datos climáticos," 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.climatedata.eu/climate.php?loc=spxx0050&lang=es>.

³ La Vanguardia, "Autoconsumo solar residencial en España," 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.lavanguardia.com/economia/20210412/6643717/pais-sol-cola-autoconsumo-solar-electricidad-fotovoltaica-sector-electrico.html>.

Hasta Reino Unido, con una de las medias de irradiación más bajas de Europa, gracias a sus políticas llamadas "Renewable obligation" y "Feed-in Tariff" tiene registradas 800.000 instalaciones de autoconsumo.

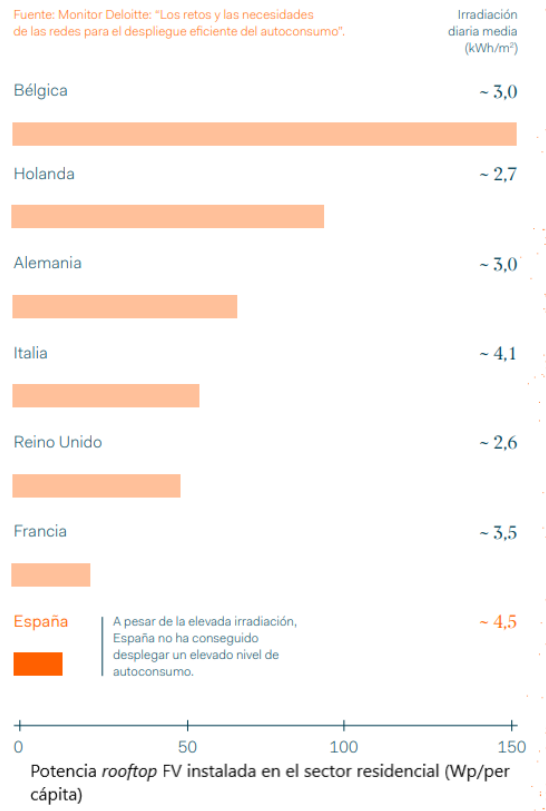


Figura 1.7. Capacidad solar FV rooftop instalada en el sector residencial 2016. (W_p/per cápita). Figura obtenida de la referencia [11]

En definitiva, España es un país a la cola del autoconsumo FV en Europa, a pesar de tener la media más alta de irradiación diaria. Este hecho es principalmente debido a:

- Aspectos regulatorios. Tal y como se mostrará más adelante en el apartado **2.1. (pág. 12)**, España se ha caracterizado por una legislación cambiante sin estabilidad y con numerosas trabas impuestas a esta tecnología hasta el año 2019.
- Viabilidad económica. En España, la renta media es inferior a la de otros países de Europa como Alemania u Holanda que, unido al coste elevado de la tecnología, la inversión inicial necesaria y la imposibilidad en muchos casos de recibir remuneración económica por los excedentes provoca que muy pocos ciudadanos inviertan en esta tecnología.

- Tipología de las viviendas. En España solo un tercio de las viviendas son unifamiliares, y una parte importante de estas presentan una problemática elevada para instalar paneles. Esto se traduce en que la superficie útil en autoconsumo es inferior en comparación a la de otros países.

No obstante, se vaticina un futuro prometedor en las instalaciones FV en tejado argumentado en los siguientes pilares:

- Igualar la tendencia europea. Actualmente, España se sitúa por debajo de la media europea, por lo que el margen de mejora es amplio si además tenemos en cuenta las últimas voluntades que ha mostrado el gobierno para mitigar este retraso en el autoconsumo renovable FV.
- El despliegue de la tecnología FV. La reducción de precios del panel FV, los bajos costes de operatividad y mantenimiento y la nueva normativa de 2019 son responsables en gran parte del menor coste del conjunto global de la instalación, reflejado este en la disminución del *LCOE* de los últimos años.
- Es en el año 2021, con la nueva tarificación eléctrica, cuando empieza a ser mucho más rentable una instalación FV de autoconsumo que comprar energía a una compañía eléctrica⁴.
- La elevada cantidad de recurso solar de la que dispone España es un motivo por sí solo para confiar en esta tecnología.
- Los distintos informes de entidades del sector como UNEF o Monitor Deloitte indican que la potencia total instalada para autoconsumo en 2030 se situará entre los 5000 y 9000 MW.
- A largo plazo, la madurez y mejora en la tecnología relacionada con el almacenamiento eléctrico facilitará el progreso del autoconsumo y de las instalaciones solares fotovoltaicas aisladas donde el autoconsumo es del 100%.
- La REE estima que para 2022 unas 328.000 viviendas unifamiliares cuenten con instalaciones solares FV. Esto supone multiplicar por 32,8 las existentes en 2019.
- Por último, el autoconsumo FV contribuye al desarrollo tecnológico, fomenta la innovación, crea empleo y fortalece la competitividad de las empresas reduciendo su gasto en energía eléctrica.

⁴ Xataka; Enrique Perez, "La energía solar es una de las grandes beneficiadas con la nueva tarifa eléctrica: así afectan los cambios al autoconsumo," 2021. [En línea]. Available: <https://www.xataka.com/energia/energia-solar-grandes-beneficiadas-nueva-tarifa-electrica-asi-afectan-cambios-al-autoconsumo>.

1.4. Estructura del documento

En este apartado se resume el contenido y la metodología empleada en cada capítulo del proyecto.

En el capítulo 2 se analiza el marco histórico legislativo español de la energía solar desde su expansión hasta la actualidad, la nueva tarifa eléctrica 2.0 TD y se indican los trámites administrativos que aplican al autoconsumo solar FV.

En el capítulo 3 se lleva a cabo un estudio general de los componentes que conforman la tecnología solar FV y del impacto ambiental de esta. Para cerrar el capítulo se listan los recursos software que se emplearán en siguientes capítulos.

En el capítulo 4 se realiza el estudio del emplazamiento de la instalación, teniendo en cuenta la climatología, instalaciones similares en la zona, irradiación, espacio disponible, inclinación y orientación y sombras parciales. Se termina el capítulo realizando un análisis preliminar de la ubicación con la herramienta *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*.

En el capítulo 5 se lleva a cabo el dimensionamiento de la instalación y la selección de componentes. Para ello primero se obtiene el perfil de consumo de la vivienda, después se elige el modelo de panel solar que se va a usar y se calcula el *performance ratio* (PR) de la instalación. Llegados a este punto se realiza el balance energético que permite encontrar la solución óptima al criterio de dimensionamiento elegido y se termina de definir la instalación.

En el capítulo 6 se elabora el presupuesto de la instalación y se lleva a cabo el análisis financiero donde se calculan las principales métricas de rentabilidad.

En el capítulo 7 se recogen las conclusiones que se han extraído tras la elaboración del proyecto y se marcan las posibles líneas futuras que puede seguir el autoconsumo.

Capítulo 2. Regulación de la tecnología solar

En este capítulo se analiza la normativa, tarifas y tramitación del autoconsumo de energía eléctrica procedente de la FV.

2.1. Marco histórico legislativo de la energía solar

En esta subsección se analiza la legislación estatal en materia de energía solar, la cual influye enormemente en la motivación del proyecto, pues es esencial que exista un respaldo legal que permita seguir incentivando la aparición de nuevas instalaciones solares FV.

El marco legal de la última década se ha caracterizado por ser cambiante, inseguro y poco atractivo. Es por ello por lo que en los siguientes párrafos se describe la evolución normativa vivida en España desde 2004 hasta 2021 para poder comprender la historia de la tecnología e intentar prever su futuro. De esta manera se parte de un contexto adecuado para decidir si es conveniente llevar a cabo un proyecto ligado a la energía solar FV.

Hasta 2004 no se redactan los primeros textos normativos con objeto de instaurar un escenario adecuado para el desarrollo e implantación de las energías renovables a escala nacional [6]. Este análisis comienza con el inicio de la expansión FV que coincide con la publicación el 27 de marzo de 2004 del RD 436/2004 [12] y en agosto del 2005 del primer Plan de Energías Renovables (PER) [13]. El RD tiene como aspectos principales el establecimiento de una desgravación fiscal para los SFCR, una tarifa regulada y dos formas de retribución basadas en la Tarifa Media de Referencia (TMR). Este decreto no ponía trabas y era aún más favorable para instalaciones de menor tamaño, por lo que no perjudicaba en absoluto el desarrollo de la FV. No obstante, en el intervalo de 2004-2007 los costes de inversión en la tecnología FV eran elevados y el sector no resultaba atractivo [6]. La expansión FV se inicia en 2007 con el RD 661/2007 [14] que deroga el RD 436/2004. En él se estableció un nuevo sistema de incentivos, desligándolo de la TMR y uniéndolo al Índice de Precios de Consumo (IPC). Al igual que el anterior, beneficiaba en mayor medida a las instalaciones de menor tamaño. Además, la prima se cobraría durante toda la vida útil, reduciéndose un 20 % a partir del vigesimosexto año. Esto, unido a la retribución del régimen especial con la evolución del

IPC, ofreció una mayor estabilidad al sector, provocando un auge en la construcción de instalaciones FV.

Aun así, los profesionales del sector demandaban la necesidad un nuevo marco normativo para las instalaciones que superasen un límite de potencia. Este vacío normativo se regulo en el RD 1578/2008 [15]. Con él, las primas empiezan a decrecer hasta un 29 %. Asimismo, se establecen dos categorías de instalaciones. Las tipo I; aquellas ubicadas en cubiertas o fachadas de edificaciones, y las tipo II; ubicadas en el suelo. A pesar de la reducción de las primas, no se frena la expansión del sector hasta 2010, motivado por el RD 1565/2010 [16] y el RD-Ley 14/2010 [17] que modifica el periodo de vida retributiva de las instalaciones, y limita las horas de producción que recibían remuneración especial. El RD 1544/2011 [18] estableció un impuesto de acceso a las redes de distribución y transporte. Siendo 2012 el año de las leyes que paralizaron el sector. Entre ellas, la suspensión de todas las primas a las fuentes de generación sujetas al régimen especial y un impuesto sobre los ingresos brutos de las instalaciones. Esto castigó duramente a las pequeñas iniciativas.

El periodo comprendido entre 2013-2017 se caracterizó por numerosos RD que buscaban una reforma energética. Para los pequeños productores fotovoltaicos, los continuos cambios en las normativas generan inestabilidad e incertidumbre, produciendo un frenazo a esta energía renovable. Las financiaciones tenían tipos de interés muy altos y no se alcanzaba una tasa de rentabilidad razonable. Este periodo supuso un "apagón renovable", donde España tuvo un papel secundario en el desarrollo de energías limpias. En 2016 se quiso poner fin a ello mediante las subastas renovables. Estas son llevadas a cabo por el Gobierno para instalar nueva potencia renovable. El Gobierno fija un valor de inversión inicial para la potencia subastada. Los partícipes en la subastan pujan ofreciendo un porcentaje de reducción a dicho valor. Entre 2016 y 2017 se llevaron a cabo tres subastas y la energía solar FV ganó la 3ª subasta adjudicándose la posibilidad de instalar 3903 MW de potencia [19], aunque adjudicarse la subasta no supone instalar toda esa potencia.

El mercado demanda un marco regulatorio moderno, estable y en línea con los existentes en otros países europeos para el autoconsumo y no es hasta la publicación del RD-Ley 15/2018 [20] y del RD 244/2019 cuando esta modalidad se vuelve relevante. En estos RD se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica y se establecen tres nuevas modalidades de autoconsumo: sin excedentes, con excedentes acogidos a compensación (vender la energía en el *pool* o valoración de la energía horaria excedentaria) y con excedentes no acogidos a compensación (venden excedentes en el mercado). En todos los casos podrán instalarse sistemas de almacenamiento. En estos decretos se eliminan los

cargos al autoconsumo, se regula el autoconsumo colectivo, se suspende el impuesto del 7 % a la generación hasta el primer trimestre de 2019, y simplifica los trámites administrativos para instalaciones de hasta 15 kW, las cuales no necesitan permisos de acceso y conexión. También recoge una serie de normas técnicas, como la obligación a instalar en el punto frontera equipos de medida bidireccional, la potencia nominal de la instalación pasa a ser la potencia máxima del inversor en régimen permanente de funcionamiento, también denominada potencia nominal del inversor, se elimina la prohibición de instalar más potencia solar que la contratada a la compañía eléctrica y se crea un régimen económico entre otras.

La legislación española que está, a día de hoy vigente, regulando las instalaciones FV es muy amplia y compleja. De acuerdo con la información de la referencia⁵ se esquematiza la normativa en la **Figura 2.1** según el tipo de instalación FV y su potencia. La legislación distingue entre dos tipos de sistema: aislado de la red (SFA) o SFCR. Dentro de los SFA se incluyen los sistemas de bombeo aislados y los sistemas FV autónomos con baterías. Ambos se consideran instalaciones generadoras aisladas de baja tensión (BT). Los SFCR se dividen a su vez en dos tipos, dependiendo de si la instalación tiene consumos eléctricos asociados próximos a esta (autoconsumo) o si únicamente inyectan energía eléctrica a la red (huertos solares FV).

El RD 413/2014 [21] rige las condiciones de retribución de las centrales FV construidas antes de la norma y de las venideras. Las antiguas pasan a un régimen retributivo específico, mientras que las nuevas recibirán la retribución según marque el pool eléctrico, igual que el resto de las tecnologías generadoras de electricidad. No obstante, con carácter excepcional, existe la posibilidad de que se decreten condiciones especiales retributivas para las instalaciones acogidas dentro de iniciativas concretas, como las de las subastas renovables. Para potencias de más de 100 kW aplican las condiciones técnicas que impone el RD 1955/2000 [22] y para las de menor o igual potencia el RD 1699/2011 [23]. Es habitual intentar enmarcar estos proyectos de poca potencia como sistemas de autoconsumo para acogerse a lo dispuesto en el RD 244/2019.

De la lectura del RD 244/2019 surge la idea de suministrar energía solar FV a una vivienda unifamiliar de 4 personas. Por lo que el objetivo de este TFG es diseñar un SFCR para autoconsumo individual. Este necesitará una potencia inferior a 15 kW y la legislación aplicable al proyecto está remarcada en naranja en la **Figura 2.1** y se compone de la ley 24/2013, el RD ley 15/2018 y RD 244/2019. Estas normas dividen las instalaciones de autoconsumo en dos modalidades: autoconsumo sin excedentes y

⁵ Censolar, "Legislación fotovoltaica en España," 2010. [En línea]. Disponible en: <https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-es-2019/>.

autoconsumo con excedentes. Las primeras instalaciones deben garantizar, con un equipo antivertido, que no se inyecte energía eléctrica a la red. Su tramitación administrativa es mínima. Dentro del autoconsumo con excedentes existen dos modalidades: sin derecho a compensación y con derecho a compensación. Cuando la potencia nominal supera los 100 kW la instalación pierde el derecho a la compensación y se regirá por el RD 1955/2000, donde los excedentes inyectados en la red se estipulan por un régimen de venta y no de compensación. Este caso no aplica al proyecto. Las instalaciones de menos de 15 kW con excedentes y compensación se tramitan por un procedimiento abreviado.

Los actores que intervienen en las instalaciones de autoconsumo son: el consumidor asociado, el titular de la instalación, el productor asociado y el propietario de la instalación. Sus roles y responsabilidades cambiarán en función de la modalidad de autoconsumo. La modalidad en la que se inscribirá el futuro hogar con instalación FV es; autoconsumo individual con excedentes acogidos a compensación, donde todas las figuras mencionadas antes serán la misma persona física, el titular de la vivienda.

El RD 244/2019 establece cinco criterios para acogerse a la modalidad excedentes acogidos a compensación.

- El generador debe funcionar con energía renovable
- La potencia total del generador debe ser inferior a 100 kW
- Si procede, el consumidor debe tener suscrito un único contrato de suministro para consumo y servicios auxiliares con una empresa comercializadora
- El consumidor y el productor deben tener un contrato de compensación de excedentes
- La instalación no debe tener otorgado un régimen retributivo adicional o específico.

La instalación objeto de este TFG cumple con los cinco requisitos.

El RD 244/2019 es un antes y un después para el autoconsumo doméstico. Según datos de la UNEF (Unión Española Fotovoltaica) en 2020 se instalaron 596 MW de potencia FV para autoconsumo, lo que supone un incremento del 30% respecto a 2019. De esta cifra el 98 % corresponde a instalaciones conectadas a la red y en el reparto por sectores, un 19% representa al sector doméstico. Esto es un incremento del 9 % respecto a 2019 donde el autoconsumo doméstico solo alcanzó el 10% del total de la energía instalada en esta modalidad. En palabras del director General de UNEF, José Donoso, "En el caso de viviendas unifamiliares en una zona soleada, una instalación sin baterías es una

inversión que se puede recuperar en 10 años. Además, ahora los bancos no ofrecen rentabilidad por su dinero"[24].

En esta página, a modo de resumen, se muestran las normativas vigentes y requisitos que debe cumplir cada tipo de sistema.

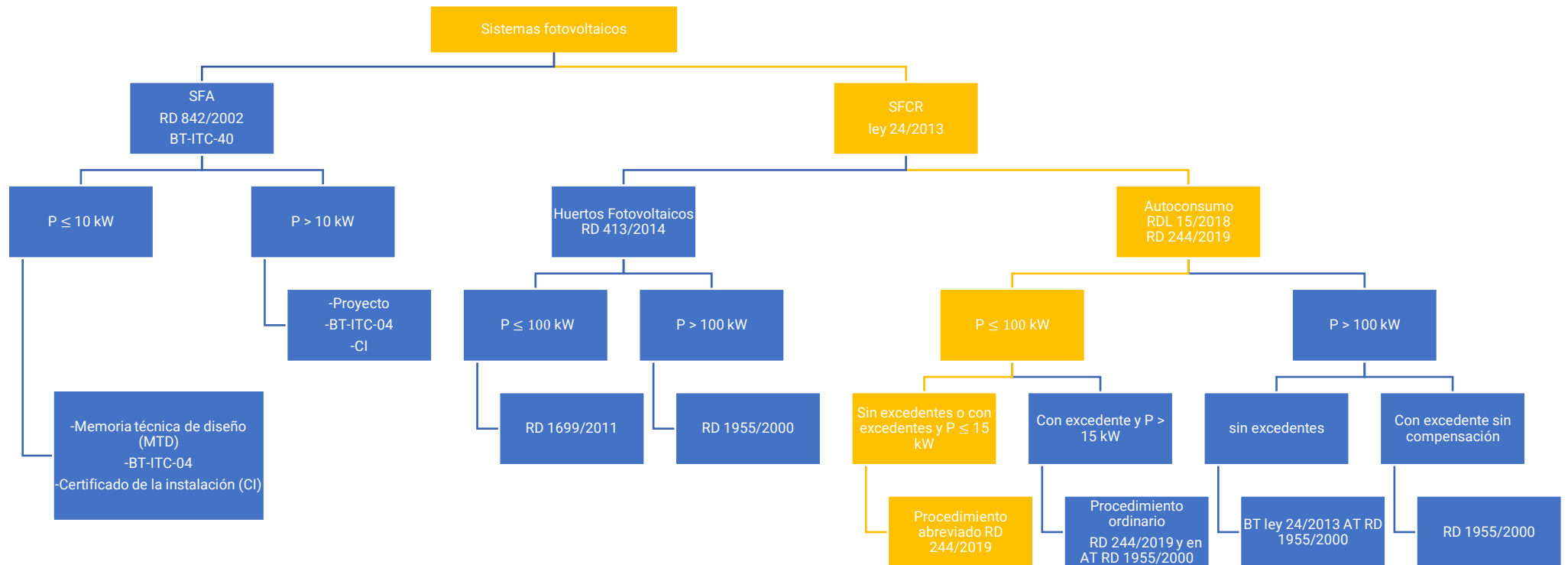


Figura 2.1. Esquema jerárquico de los distintos tipos de sistemas FV contemplados y regulados por la legislación española

2.2. Régimen económico del sector eléctrico en España

El balance energético de una vivienda con un SFCR se desglosa en la energía consumida procedente de la red eléctrica más la generación FV. Esta última se divide a su vez en electricidad autoconsumida instantáneamente y en excedentes. Estos últimos, si no se almacenan, son inyectados en la red. La energía horaria consumida se calcula como la suma del consumo proveniente de la red y el autoconsumo instantáneo. Para registrar este balance la vivienda debe estar en posesión de un contador bidireccional. Mediante el mecanismo de compensación, los kWh no consumidos instantáneamente también reducen el coste de la factura eléctrica. El sistema de compensación simplificada de los excedentes descrito en el RD 244/2019 establece que cada vatio vertido se descontará del término variable la factura eléctrica. El precio que descontar será distinto de unas comercializadora eléctrica a otras.

En España hay dos mercados eléctricos, el regulado, también llamado PVPC (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor) solo para potencias menores a 10 kW y el mercado libre.

La vivienda dispone al presente de un contrato de suministro perteneciente al PVPC sin discriminación horaria, es decir, aplica un solo precio para el kWh a cualquier hora del día y se mantiene 24 horas. El contrato PVPC es un sistema implantado por el gobierno que regula el margen de beneficio de las comercializadoras por las tarifas que apliquen a los clientes que opten por entrar en el mercado eléctrico regulado en vez de del libre. La factura de la luz se divide en cuatro partes: peaje de acceso por potencia contratada y comercialización, energía consumida, alquiler de equipos de medida y control y, por último, los impuestos de la electricidad (5,11 %) y del valor añadido (IVA) (21 %). De estos costes se pueden ahorrar los asociados a la energía consumida, término variable. En este caso, la compensación por vertido de excedentes será muy cercano al precio de pool de la energía, es decir, del mercado mayorista que es fijado hora a hora. Típicamente el saldo de compensación estará alrededor de los 0,035-0,055 €/kWh. En ningún caso será superior el valor de la energía excedentaria al de la energía horaria consumida de la red. Las comercializadoras pueden tener fórmulas comerciales donde el precio de compensación del kWh sea más elevado, pero este se compensa con un precio de compra por kWh mayor. La compensación se realiza mensualmente y la factura no puede salir a devolver. Hay que aclarar que el máximo importe que se puede llegar a compensar es el causado por la energía comprada a la red, puesto que en ningún momento se pueden compensar los peajes de acceso ni ningún otro elemento fijo de la factura. Los precios de compra y compensación vienen detallados en la plataforma Esios (sistema de información del operador del sistema) perteneciente a la REE. A la hora de elegir la comercializadora se valorará por encima de todo su transparencia y sostenibilidad quedando la decisión final en los usufructuarios de la vivienda.

2.2.1. Tipos de tarifas

Actualmente la vivienda cuenta con una tarifa de acceso sin discriminación horaria 2.0 A. Esta implica que la energía consumida tiene un único precio durante todas las horas del día que es actualizado cada día. Además, solo permite contratar una potencia fija, que los usuarios de la vivienda tienen fijada en 3,45 kW.

Esta situación cambia a partir del 1 de junio de 2021, fecha en la que entra en vigor una nueva normativa para la factura eléctrica. La CNMC (comisión nacional de los mercados y la competencia) aprobó la Circular 3/2020 que agrupa los peajes vigentes al comienzo de este TFG (2.0 A, 2.0 DHA, 2.0 DHS, 2.1 A, 2.1 DHA Y 2.1 DHS) en un único peaje llamado 2.0 TD. La metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico se calcula de acuerdo con lo establecido en el apartado 2 a) del artículo 8 del RD 216/2014, de 28 de marzo modificado por el RD 148/2021, de 9 de marzo. Los objetivos que persigue el gobierno son fomentar la eficiencia energética penalizando las potencias altas en horas punta y favoreciendo los consumos en horas valle. Para las tarifas antiguas sin discriminación horaria los peajes tienen el mismo precio para todas las horas del día, pero con la nueva normativa los peajes y cargos regulados tendrán 2 franjas horarias con diferente precio para la potencia contratada y 3 franjas horarias para el consumo. De esta manera se podrá elegir tener dos potencias contratadas diferentes según la franja. El nuevo peaje se asigna de manera automática, no obstante, el consumidor puede adaptar sus potencias de manera gratuita hasta el 31 de mayo de 2022 solicitándolo a través del comercializador. De no indicar nada, el distribuidor considerará la misma potencia para los dos periodos.

A continuación, se explican los peajes actuales, que a pesar de que no estarán vigentes en la fecha de finalización de este TFG, son importantes para comprender si la nueva facturación mejora, empeora o es indiferente para el fomento de instalaciones solares FV de autoconsumo. En la siguiente tabla y en los párrafos posteriores se detallan las facturas que van a quedar sin validez.

Tabla 2.1. Tipos de tarifas de la luz vigentes hasta junio de 2021

| Potencia | Sin discriminación horaria (DH) | Con DH de 2 periodos | Con DH de 3 periodos |
|------------------|---|----------------------|----------------------|
| < 10 kW | 2.0 A | 2.0 DHA | 2.0 DHS |
| De 10 kW a 15 kW | 2.1 A | 2.1 DHA | 2.1 DHS |
| > 15 kW | 3.0 A (DH de tres periodos siempre), todas dentro del mercado libre | | |

- Tarifa de acceso con discriminación horaria de dos periodos

El precio del kWh de electricidad en el mercado mayorista tiene un valor distinto cada hora del día. Las franjas de horas con precios similares dan lugar a los periodos horarios. En este caso

se distinguen dos. El primero se denomina horas punta, en él la energía es más cara, mientras que el segundo, llamado horas valle, es más barato. La hora de inicio y final de cada uno de los periodos cambia en función de la época del año. En horario de verano las horas punta son de 13:00 a 23:00 h y las valle de 23:00 a 13:00 h, mientras que en invierno los periodos son de 12:00 a 22:00 h para la punta y de 22:00 a 12:00 h para la valle.

- Tarifa de acceso con discriminación horaria de tres periodos

Tabla 2.2. PVPC con discriminación horaria en 3 periodos antigua a junio de 2021

| Periodos | Horario de verano | Horario de invierno |
|-------------------|--|--|
| Horas punta | De 13:00 a 23:00 h | De 13:00 a 23:00 h |
| Horas valle | De 23:00 a 1:00 h De 7:00 a 13:00 h | De 23:00 a 1:00 h De 7:00 a 13:00 h |
| Horas super valle | De 1:00 a 7:00 h | De 1:00 a 7:00 h |

La CNMC en su página web tiene un documento donde estima el impacto económico de la nueva facturación sobre las antiguas. En él se dice que la facturación de peajes y cargos se reducirá para los consumidores sin DH, pero sin embargo aumentará para aquellos que estaban acogidos a discriminación con precios muchos más baratos que los actuales para todos los periodos [25].

Tabla 2.3. Impacto económico de la nueva facturación a los consumidores domésticos

| Potencia contratada | Peaje vigente | Impacto anual en la factura [€] |
|---------------------|---------------|---------------------------------|
| $P \leq 10$ kW | 2.0 A | -17 €/año |
| | 2.0 DHA | +24 €/año |
| | 2.0 DHS | +46 €/año |

- Nueva tarifa 2.0 TD⁶

La potencia se divide en dos periodos, el punta y el valle. El punta se produce de 08:00 h a 00:00 h todos los días salvo fines de semana y festivos. El precio medio, que se usa como referencia para él en este TFG, es de 33 €/kW·año. La potencia valle tiene lugar entre las 00:00 h y las 08:00 h en los días laborables y durante todas las horas de los sábados, domingos y festivos. Su precio de referencia es de 2,7 €/kW·año.

⁶ El precio del término potencia incluye los peajes de acceso y los cargos por potencia y los precios de la energía consumida son la suma de los importes por peaje de acceso, cargo de energía y coste de la energía, todos ellos asociados a la franja horaria correspondiente.

La distribución de los periodos de consumo es la misma para toda España, salvo en Ceuta y Melilla donde los periodos punta y llano se adelantan una hora respecto a los que se van a exponer ahora.

- Periodo punta. Es el más caro. Se toma como valor de referencia 0,247 €/kWh, precio medio de los meses de junio y julio de 2020 que figuran en la factura eléctrica de la vivienda y que pueden ser consultados en la referencia [26]. Comprende las franjas de 10:00 a 14:00 h y de 18:00 a 22:00 h Solo aplica a días laborables.
- Periodo llano. Tiene un precio intermedio. Se toma de referencia 0,145 €/kWh, precio medio de los meses de junio y julio de 2020 que figuran en la factura eléctrica de la vivienda y que pueden ser consultados en la referencia [26]. Comprende las franjas de 08:00 a 10:00 h, de 14:00 a 18:00h y de 22:00 a 24:00 h Solo aplica a días laborables.
- Periodo valle. Es el más barato. Se usa como valor de referencia 0,116 €/kWh, precio medio de los meses de junio y julio de 2020 que figuran en la factura eléctrica de la vivienda y que pueden ser consultados en la referencia [26]. Comprende la franja de 24:00 h a 08:00 h cuando se trata de un día laborable y se aplica en todas las horas de los sábados, domingos y festivos.

Se puede ver como los precios más baratos coinciden con las horas nocturnas, periodos de tiempo en el cual las placas solares no producen electricidad y es necesario cubrir la demanda con la red eléctrica. A su vez la curva de generación de un sistema FV se adapta perfectamente a estos periodos ya que cuando estos alcanzan su máxima producción coincide con el primer periodo de hora punta y el segundo de la hora valle. Además, la mayor parte del consumo que no va a cubrir la instalación solar FV se produce en horas llanas o valles donde el precio es menor. Por esto, a priori, la nueva tarifa con discriminación de tres periodos es aún más conveniente que la anterior 2.0 A, permitiendo recuperar la inversión realizada para un sistema FV en un plazo menor.

Al finalizar el periodo de facturación de máximo un mes de duración, la distribuidora leerá el contador de suministro bidireccional que registra los flujos de energía en los dos sentidos. Luego la distribuidora proporcionará a la comercializadora la información de lectura necesaria para que esta realice la compensación entre el coste de la energía comprada a la red y el valor de la energía excedentaria inyectada a la red. Esta última, se elige que sea valorada de acuerdo con el precio medio horario de mercado menos el coste de los desvíos de acuerdo con el contrato PVPC. Se pueden valorar ofertas del mercado libre donde se pactarían ambos precios con las comercializadoras, siempre teniendo de referencia el mercado regulado.

2.3. Tramitación del autoconsumo

En este apartado se muestran los trámites y permisos que se exigen a las instalaciones de autoconsumo por parte de la administración pública, compañías eléctricas distribuidoras y/o comercializadoras. En la **Figura 2.2** se distinguen dos periodos de tiempo; antes de la realización de la obra (rectángulos en color salmón) y una vez concluida esta (rectángulos en verde). Las instalaciones podrán estar exentas de ciertas partes de tramitación según sea su potencia, la modalidad de autoconsumo, el tipo de conexión o si se trata de consumo individual o colectivo.

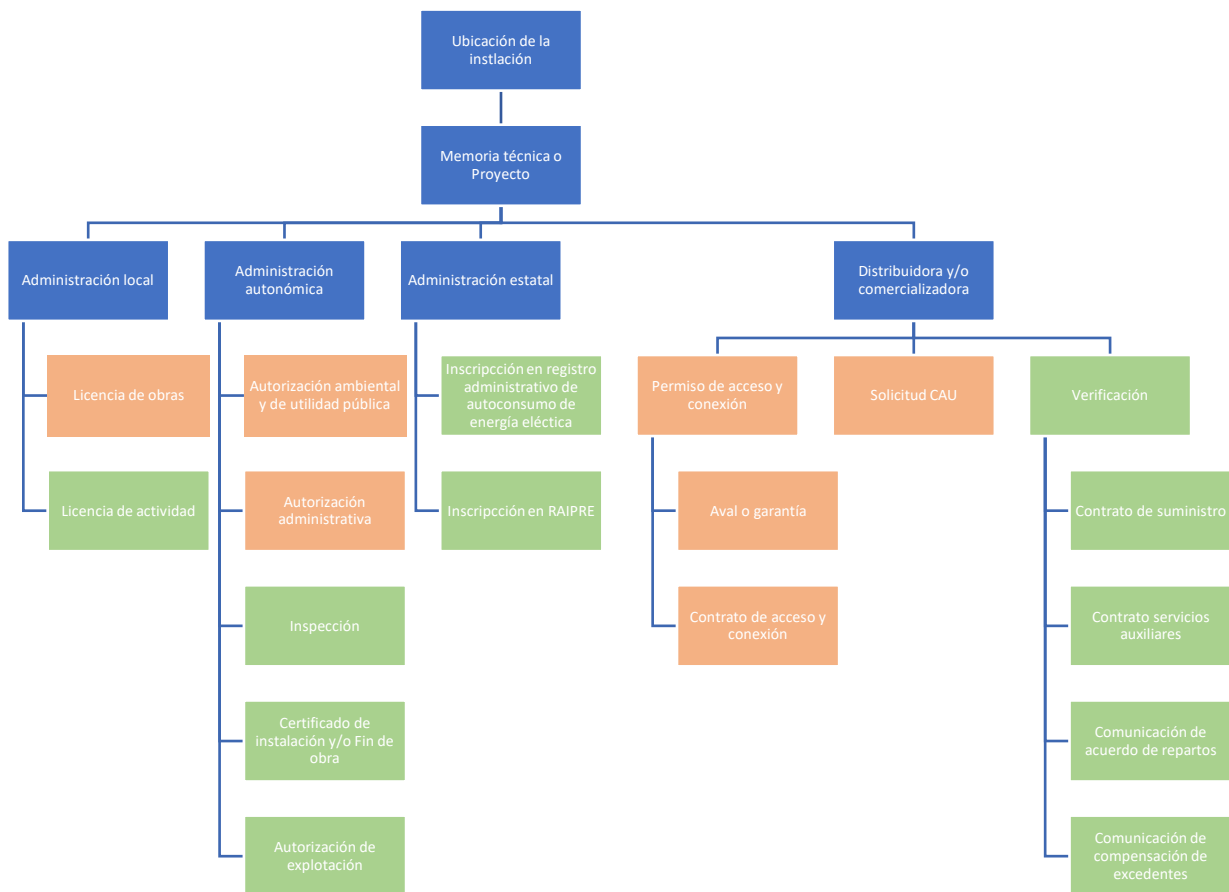


Figura 2.2. Esquema de las etapas de tramitación y organismos/entidades implicadas. Figura de elaboración propia a partir de la información de la referencia [27]

Para el proyecto planteado en este TFG se parte de:

- La potencia estimada es inferior a 10 kW

- La Instalación para producción de energía eléctrica FV está destinada para autoconsumo con excedentes, que de forma voluntaria se decide que estos se acojan a compensación
- Es individual, es decir se conecta a la red interior de un único consumidor
- Se ubica en el tejado de una vivienda unifamiliar construida sobre suelo urbanizable

Para la tramitación de una instalación FV que cumpla todo lo anterior hay que tener en cuenta lo siguiente:

- Comprobar si el Plan General de Ordenación Urbana (PGOU) tiene algún tipo de ordenanza solar municipal

Como la vivienda no se encuentra en el centro histórico de Paracuellos de Jarama no está afectada por figuras de protección arquitectónica ni existe ninguna restricción.

- Elaborar la memoria técnica de diseño (MTD)
- En cuanto a permisos de acceso y conexión

Como la instalación está ubicada en suelo urbanizado y cuenta con las acometidas y servicios requeridos por la legislación urbanística queda exenta de solicitar dichos permisos, lo que deriva en la no necesidad de presentar los avales y garantías para la conexión.

- Contactar con la compañía eléctrica

Se debe comunicar a la compañía distribuidora, directamente o por medio de la comercializadora, la modalidad de autoconsumo a la que se pertenece y la voluntad de acogerse al sistema de compensación para que se proceda a la adaptación de los contratos de suministro.

El instalador debe solicitar a la compañía distribuidora el código de autoconsumo (CAU) que identificará a la instalación, se compone de 22 caracteres, que coincidirán con el Código Unificado de Punto de Suministro (CUPS), al tratarse de autoconsumo individual, seguido de la letra A y tres ceros.

- En cuanto a presentación de informes:

Las instalaciones en autoconsumo con excedentes y potencia menor a 100 kW no requieren trámites de impacto ambiental ni de utilidad pública. También la instalación queda excluida del régimen de autorización administrativa previa y de construcción al ser menor de 100 kV y estar conectada a BT. Se debe tener en cuenta que la potencia de instalación de generación debe ser inferior a la potencia máxima admisible de la acometida existente a la que se va a conectar la instalación.

- Permisos

Antes de empezar con la obra, hay que solicitar a la concejalía de urbanismo de Paracuellos del Jarama el permiso de obra menor y abonar las tasas correspondientes al Impuesto de Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO)⁷. En este caso, el ayuntamiento del municipio bonifica a posteriori el 95 % de dicha tributación.

Con relación a la licencia de actividad, las instalaciones en autoconsumo con excedentes acogidas a compensación no realizan actividad económica, por tanto, este trámite no es requerido.

- Inspecciones

La ejecución de la instalación se realiza de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). En las instalaciones amparadas por él y que no sean locales de pública concurrencia, no es necesario superar un trámite de inspección inicial ni periódica.

- Certificados

Una vez finalizada la obra, al ser una instalación con conexión en BT y potencia menor o igual a 10 kW, la certificación de fin de obra se realiza presentando a la Comunidad autónoma de Madrid una declaración responsable y el certificado de instalación. La declaración de responsabilidad irá acompañada de las declaraciones UE de conformidad en español del fabricante de los inversores y/o equipos eléctricos instalados. El certificado de instalación lo elabora la empresa instaladora y debe estar suscrito por un instalador en baja tensión, el cual tiene conocimientos para desempeñar tareas correspondientes a la categoría descrita en la ITC-BT-03. En su contenido se explicita que la obra se ha realizado con conformidad a lo establecido en los reglamentos y en la documentación técnica.

- Registro

La Comunidad autónoma de Madrid se encargará de la inscripción de la instalación en el registro administrativo de autoconsumo propio de la comunidad a partir de un formulario de comunicación de datos que se debe rellenar en formato Excel. A su vez esta debe remitir la información necesaria a la Dirección General de Política Energética y Minas para la inscripción en el registro administrativo de autoconsumo de nivel nacional. No es necesario una autorización de explotación al ser BT y contar con una potencia menor a 100 kW. Los titulares de instalaciones de autoconsumo con excedentes y potencia igual o inferior a 100 kW no precisan de hacer ellos la inscripción en el Registro Autonómico de Instalaciones de

⁷ Ayuntamiento de Paracuellos de Jarama, "El Ayuntamiento agiliza el trámite para obtener la licencia para instalar paneles solares y acogerse a la bonificación del 95% en el ICIO," 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.paracuellosdejarama.es/tu-ayuntamiento/noticias/el-ayuntamiento-agiliza-el-tramite-para-obtener-la-licencia-para-instalar-paneles-solares-y-acogerse-a-la-bonificacion-del-95-en-el-icio>.

Producción en Régimen Especial (RAIPRE). Será el ministerio competente en materia de energía quien realice la inscripción.

- Contratos

El contrato de suministro de energía para servicios auxiliares incluye los suministros necesarios para proveer el servicio básico en cualquier régimen de funcionamiento de la instalación de generación. La empresa instaladora certifica que se pueden considerar despreciables cuando: son instalaciones próximas en red interior, la tecnología es renovable con potencia menor de 100 kW y la energía consumida por estos servicios sea inferior al 1 % de la energía neta generada por la instalación. El caso objeto cumple todas las condiciones. Por tanto, este contrato no es necesario.

En cuanto al acuerdo de reparto y contrato de compensación de excedentes. Este no es aplicable a las instalaciones individuales, ya que existe un único consumidor que recibe el 100% de la energía generada. En los autoconsumos individuales solo será necesaria la firma del contrato de compensación y la solicitud de aplicación del mecanismo a la empresa comercializadora, que deberá modificar el contrato de suministro de acceso con el distribuidor.

2.4. Conclusiones

A continuación, se listan los aspectos y corolarios más relevantes que se extraen del capítulo 1 y 2.

- Las iniciativas, normativas y directivas tanto a nivel nacional (p.ej. PNIEC) como europeo (p.ej. Energía limpia para todos los europeos) están girando en torno a las energías renovables como pilar fundamental para agilizar la urgente transición energética. Dentro de ellas la energía solar FV está experimentando un crecimiento y una reducción de precios significativa, reflejándose esto en el índice *LCOE*. Por tanto, está consiguiendo una tasa de competitividad en el mercado cada vez más elevada.
- La normativa en España en relación con los sistemas FV es amplia y compleja, pero en los últimos años se ha visto como esta ha evolucionado y adaptado a las tendencias actuales, quedando toda esta buena voluntad plasmada en el RD 244/2019. De su lectura surge la idea de instalar placas solares en el tejado de una vivienda unifamiliar.
- España tiene la suerte de contar con unas buenas condiciones meteorológicas para usar el sol como activo y concretamente la Comunidad Autónoma de Madrid está dentro de la zona IV de irradiación según el CTE.
- Los análisis del régimen económico existente para un SFCR, de la nueva tarifa eléctrica doméstica y de los trámites administrativos para una instalación de este tipo,

presagian la rentabilidad de una instalación FV con potencia menor a 10 kW que se rija por la normativa aplicable al régimen de autoconsumo con excedentes acogidos a compensación. El futuro proyecto cumple todos los requisitos previos para pertenecer a dicha modalidad.

- Este tipo de instalaciones empoderan al consumidor, reduciendo su dependencia de la empresa que le suministra energía eléctrica.
- El autoconsumo FV fomenta la eficiencia energética convirtiendo a los ciudadanos en activos importantes en la transición energética.
- De la comparativa del autoconsumo FV español con el europeo se deduce que si España quiere dejar de liderar las últimas posiciones del ranking europeo y alcanzar a los países líderes en FV tiene que fomentar y cuidar este mercado.
- En definitiva, se espera un futuro prometedor para esta tecnología.

Capítulo 3. Estudio generalista de la tecnología solar

En este capítulo del documento se describe la energía solar, el efecto fotovoltaico, los distintos tipos de células, la estructura de los módulos FV y se analiza el impacto ambiental en todas las etapas del ciclo de vida de una instalación de este tipo. Por último, se comentan las características principales de las herramientas software que se usan en este TFG.

3.1. Energía solar

La energía solar se crea en un proceso de fusión nuclear en el sol y llega a la Tierra en forma de radiación electromagnética. Existen dos formas para su aprovechamiento; solar térmica y solar FV. La primera consiste en transformar la radiación en energía térmica almacenada en un fluido caloportador mediante unos dispositivos llamados colectores. La segunda, ámbito de este proyecto, realiza una transformación directa en energía eléctrica mediante las células FV. Según los registros de la REE, la solar FV en 2020 generó 15.262 GWh, mientras que la solar térmica alcanzó los 4538 GWh, es decir, una diferencia de más del 300 %.

3.2. Efecto fotovoltaico

Para su explicación es necesario atender a la teoría de semiconductores. El modelo de bandas de energía describe la estructura electrónica de un sólido como un sistema formado por capas clasificadas de acuerdo con su nivel de energía. Esto es así porque el número de átomos es tan grande que la diferencia de energía entre ellos es mínima pudiéndose considerar agrupaciones en bandas. La banda de valencia es la que más energía tiene y está completamente ocupada. En ella los electrones están ligados a los átomos y no interviene en la conducción eléctrica. La siguiente banda se llama de conducción y se halla parcialmente ocupada por electrones que sí que están desligados de los átomos. Estos electrones son los responsables de conducir la corriente eléctrica. Entre estas dos bandas existe una zona denominada gap que las separa, donde no puede haber electrones. En los semiconductores la E_g es menor a 5 eV de forma que los electrones pueden saltar a la banda de conducción con un aporte energético. Por ejemplo, para el silicio, material dominante del sector FV, la $E_g = 1,12$ eV.

La luz solar está compuesta de fotones que al incidir sobre el semiconductor liberan esa energía necesaria para superar el salto energético del gap. El silicio usado para las células solares es dopado con impurezas. De esta forma se obtienen dos tipos de semiconductores. El primero, se llama de tipo n y se crea añadiendo átomos de fósforo, con un e- de valencia más que el silicio para que la densidad de e- sea mayor a la de huecos. El segundo se llama tipo p. La impureza son átomos de boro con un e- de valencia menos que el silicio provocando que la densidad de huecos sea superior a la de los e-. Al unir físicamente dos semiconductores de tipo n y p se produce movimiento de huecos y electrones hasta encontrar un equilibrio creándose un campo eléctrico desde n (positivo) hasta p (negativo). Para conseguir la circulación de corriente a través de la unión p-n es necesario romper el equilibrio con una diferencia de potencial entre los extremos del cristal quedando el lado p cargado positivamente respecto al n. Durante este proceso aparecen dos corrientes; la corriente de iluminación, I_L , y la corriente de oscuridad, I_D , con sentidos contrarios, que no se anulan entre sí y dan lugar a una corriente aprovechable por un circuito externo llamada, I .

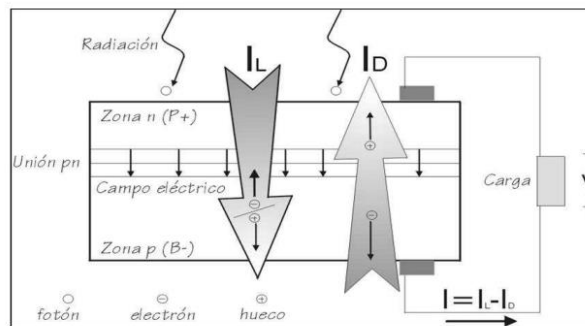


Figura 3.1. Representación gráfica de la unión p-n y el efecto fotoeléctrico. Figura obtenida de la referencia [28].

Einstein predijo en su teoría corpuscular que cada material presenta una propia frecuencia umbral, por debajo de la cual no hay efecto fotoeléctrico. Para el silicio son aprovechables los fotones dentro del intervalo de longitudes de onda (λ) $300 \text{ nm} < \lambda < 700 \text{ nm}$. Las λ menores son más energéticas y provocan la rotura de un enlace en la superficie del semiconductor, produciendo emisión de electrones por la superficie. La energía del fotón incidente es finita y tiene que ser igual a la suma de la energía empleada en desligar el electrón de la superficie más la energía cinética que adquiere este cuando sale despedido [29].

Ecuación 3.1. Ecuación de Einstein para la función de trabajo del metal

$$E_{\text{foton-incidente}} = h \cdot f = h \cdot \frac{c}{\lambda} = W_{\text{Función de trabajo del material}} + E_{\text{cinética del electrón}}$$

Solo los fotones absorbidos pueden producir pares electrón-hueco que generan electricidad. El resto constituyen las pérdidas por transmisión y reflexión. Además, hay que tener en cuenta que los fotones absorbidos se pueden recombinar, traduciéndose esto en más pérdidas.

3.3. Células FV

Una célula FV es un dispositivo electrónico capaz de generar una corriente eléctrica en un circuito cerrado utilizando como fuente de energía la radiación solar. En las células se produce una conversión entre diferentes tipos de energía. La radiación efectiva se transforma en electricidad y en potencia luminosa no aprovechada que se convierte en calor, el cual es disipado principalmente por convección.

El silicio es el material más usado para la fabricación de estos dispositivos. Su proceso de extracción y procesamiento es abanderado por la industria electrónica. El silicio como producto final de esta industria suele tener un nivel de impureza muy bajo, alcanzando en ciertas ocasiones niveles de 10^{-10} %. Este silicio recibe el nombre de silicio de grado electrónico (Si-EG). Sin embargo, la industria solar puede usar silicios con mayores concentraciones de impurezas. Por ello, para la fabricación de una célula solar de silicio cristalino se pueden aprovechar los sobrantes que no cumplan el grado de impureza anterior, pero la creciente demanda está haciendo que el proceso de fabricación se especialice en el sector solar. Dicho proceso de fabricación se describe más adelante en el punto **3.6.1.1. (pág. 39)**.

En los párrafos siguientes se describe el funcionamiento de la célula FV y sus principales parámetros [30].

La corriente (I) de una célula, balance entre la fotocorriente (I_L) y la corriente de oscuridad (I_D) depende también de la tensión aplicada en los terminales del dispositivo (V). La célula se encuentra en cortocircuito cuando la tensión aplicada es nula porque se han cortocircuitado los bornes de esta. En este caso la corriente se debe únicamente a la fotocorriente, recibiendo el nombre de corriente de cortocircuito (I_{sc}) y toma su valor máximo, $I_{sc}=I(V=0)=I_L$. Su valor es de media entre un 5-15% mayor al de la corriente en el punto de máxima potencia (MPP). El valor de la corriente de la célula es casi constante, próximo al valor de cortocircuito, hasta que el aumento progresivo de la tensión hace que el diodo comience a conducir. Si se sigue aumentando la tensión, la corriente disminuye hasta un valor nulo, célula en circuito abierto, lugar donde la corriente de oscuridad y fotocorriente se compensan, es decir, la célula no produce corriente. Este punto queda definido por la tensión en circuito abierto (V_{oc}) y se mide desconectando la carga de la célula cuando existe una radiación incidente sobre ella. En la **Figura 3.2** está representado de forma gráfica todo lo anterior.

La curva corriente-tensión y la curva de potencia de una célula se suelen dibujar para unas condiciones de referencia llamadas estándar, pero se pueden dar diferentes curvas para diferentes niveles de irradiancia, temperatura de la célula o masa de aire AM. Los diferentes fabricantes de células suelen incorporar en las hojas de características estas curvas para distintos valores de irradiancia y temperatura. En dichas curvas se puede ver gráficamente

como la corriente de cortocircuito es linealmente proporcional al nivel de irradiancia, en otras palabras, para la mitad de irradiancia se obtiene la mitad de corriente. Por el contrario, la tensión de circuito abierto permanece prácticamente constante disminuyendo pocos milivoltios según disminuye la irradiancia, siendo esta disminución más drástica en valores por debajo de 100 W/m^2 , como corresponde a la relación exponencial que existe entre la corriente y la tensión del diodo. Además, al aumentar la temperatura, sube ligeramente la intensidad de cortocircuito, disminuye la tensión de circuito abierto y decrece su rendimiento (η). Más adelante, en las **Figura 5.5, 5.6 y 5.7** se muestran estas curvas para un modelo concreto de panel. En la **Ecuación 3.2** se define el rendimiento en condiciones estándar (STC) cómo el cociente entre la potencia en el punto de máxima potencia (P_{mpp}) y la irradiancia incidente (G) multiplicada por la superficie de la célula (S).

Ecuación 3.2. Determinación del rendimiento de una célula FV

$$\eta_{STC} = \frac{P_{mpp}(STC)}{S \cdot G_{STC}}$$

El rendimiento depende de la temperatura de la célula puesto que esta influye en las curvas tensión e intensidad las cuales definen la curva de potencia.

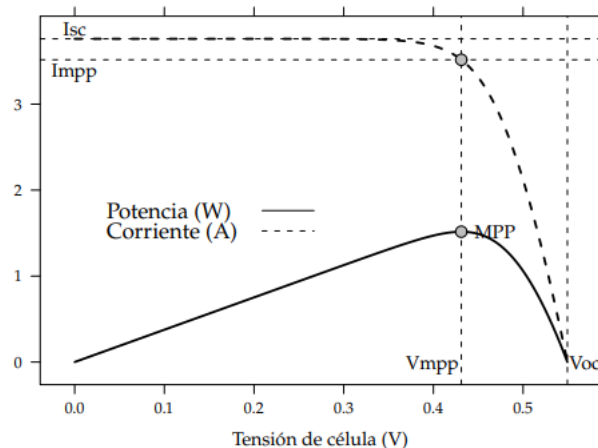


Figura 3.2. Curva corriente-tensión y curva potencia de una célula. Figura obtenida de la referencia [28]

El punto de máxima potencia alcanzado por una célula es $P_{mpp} = I_{mpp} \cdot V_{mpp}$, cuyas unidades son vatios pico (W_p). El circuito equivalente de una célula solar está representado en la **Figura 3.3**, donde I_L es modelada con un generador de corriente e I_0 es la corriente de oscuridad. Las resistencias representan las pérdidas apreciables reales que se producen en las células en los contactos metálicos con el semiconductor, en las capas semiconductoras, las fugas de corriente y recombinaciones en la frontera de grano del cristal. La resistencia *shunt* en paralelo (R_p) representa las fugas de corriente a través de la unión p-n y esta toma valores lo suficientemente altos como para no ser significativa y no alterar apenas la curva $I-V$.

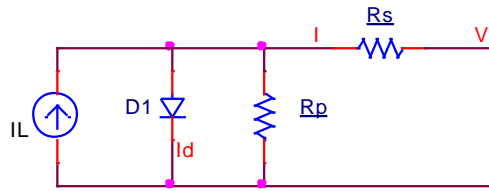


Figura 3.3. Circuito equivalente de una célula solar. Elaboración propia con ORCAD

Con una célula no se puede alimentar una carga convencional. Es necesario agruparlas en serie y/o en paralelo para que puedan entregar valores de tensión y corrientes adecuados para alimentar las cargas.

3.3.1. Punto caliente

Es un término que se usa cuando en una agrupación serie de células se avería, sombrea o tiene diferentes características una de ellas, implicando que esa no pueda alcanzar el mismo valor de fotocorriente que el resto, actuando así, como receptora de potencia. Esto puede ocasionar la avería del módulo porque la célula sombreada puede llegar a disipar toda la potencia producida por las células de la rama en la que se está conectada al polarizarse en inversa, provocando incrementos de temperatura drásticos en ella. Como norma general, las células no soportan temperaturas superiores a 90 °C sostenidas en el tiempo y se deterioran. Como solución se suelen emplear diodos de paso, conectados en paralelo con la agrupación serie, permitiendo un camino alternativo a la corriente cuando una célula quede sombreada o averiada. Las caídas de tensión en las células sombreadas polarizan el diodo en directa comportándose este como un cortocircuito. En caso contrario, el diodo permanece abierto cuando tiene una tensión negativa aplicada entre el ánodo y el cátodo, es decir, cuando se encuentra polarizado inversamente comportándose como un circuito abierto. Cuando estos diodos se activan (polarización directa), la curva corriente-tensión difiere ligeramente de la que existe cuando no hay sombreados, pues la tensión en bornes disminuye. En el esquema de la **Figura 3.4** una sombra parcial en sentido transversal del panel provocará la apertura de los tres diodos inutilizando todas las células del panel.

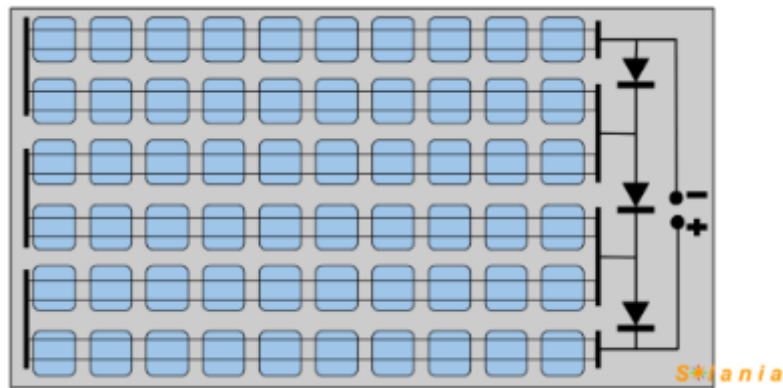


Figura 3.4. Esquema de conexión en serie de 60 células con diodos de paso. Figura obtenida de la referencia [31]

3.3.2. Tipos de tecnologías empleadas en las células

En este apartado se detallan los diferentes tipos de materiales semiconductores existentes en la actualidad para la fabricación de células FV y los que están en investigación y desarrollo. Actualmente los tipos de células se dividen en dos grandes grupos, las de silicio cristalino (90 % de cuota de mercado a nivel mundial a partir de datos de 2020⁸) y las de capa fina (10 % del mercado). En relación con la nomenclatura y etimología usada, c-Si significa silicio cristalino que incluye al silicio policristalino (poli-Si) y al silicio monocristalino (mono-Si).



Figura 3.5. Tecnologías FV principales. Figura obtenida de la referencia⁹.

- Célula de mono-Si:

Se fabrican a partir de secciones de un cilindro de silicio perfectamente cristalizado en una sola pieza y sin imperfecciones cuyo método de fabricación se describe más adelante. Entre

⁸ Solarfam, "Tecnologías y tipologías de paneles fotovoltaicos." [En línea]. Disponible en: <https://solarfam.com/tecnologias-y-tipologias-de-paneles-fotovoltaicos/>.

⁹ Ecofener, "Tipos de paneles solares," 2019. [En línea]. Disponible en: <https://ecofener.com/blog/tipos-de-paneles-solares/>.

sus principales ventajas destacan su rendimiento comercial, siendo de los más elevados, en torno al 21 % o lo que es lo mismo $210 \text{ W}_p/\text{m}^2$ para una irradiancia de $1000 \text{ W}/\text{m}^2$, la fuerte competencia entre fabricantes y, por último, el grado de maduración alcanzado por la tecnología desde sus orígenes (1977) hasta el año 2021. Como principal inconveniente destaca el costoso proceso de fabricación y, por ende, su precio en el mercado es elevado. Suelen ser de color negro o negro azulado, esto quiere decir que absorben todas las longitudes de onda del espectro visible.

- Célula de poli-Si:

Son más baratas de producir que las monocristalinas puesto que no es necesario usar el método Czochralski. Surgen a raíz de buscar abaratar costes en el mercado del módulo FV. Su eficiencia actualmente es del orden del 19 %, es decir, $190 \text{ W}_p/\text{m}^2$ para una irradiancia de $1000 \text{ W}/\text{m}^2$, tienen un peor rendimiento cuando la iluminación es baja y los coeficientes de variación de propiedades con la temperatura son más elevados que en las monocristalinas. Entre ellos el de potencia máxima se ve especialmente afectado disminuyendo la potencia apreciablemente con el aumento de la temperatura, siendo un inconveniente especialmente significativo para áreas cálidas. También se fabrican a partir de obleas de silicio, sin embargo, estas proceden de un bloque de silicio con imperfecciones. Por tanto, existe una relación directa entre la pureza del silicio y la eficiencia de la célula. Son de color azul marino lo que significa que absorben menos longitudes de onda. Su precio en la mayoría de las ocasiones es más bajo que su equivalente monocristalino, pero esta diferencia es cada vez menos apreciable.

- Célula de capa fina:

Estos paneles surgen motivados por miedo a una posible escasez de silicio y que no se pudieran fabricar módulos FV. Su fabricación consiste en cubrir el vidrio con una capa muy fina de un semiconductor fotosensible. Atendiendo al tipo de semiconductor se desarrolla la clasificación siguiente: células de silicio amorfo (a-Si), de telurio de cadmio (CdTe), orgánicas, arseniuro de galio (GaAs), CIS y CIGS. Como características comunes a todas ellas hay que destacar su bajo rendimiento, encuadrado en 7-13 % y su bajo precio. Su implantación es muy reducida.

- a-Si

Fueron las primeras en ser fabricadas y tienen como principales ventajas lo listado a continuación: funcionan con poca luz, son las menos costosas de fabricar, y se pueden integrar sobre un soporte flexible. Como inconveniente principal destaca la pérdida sustancial de propiedades con el tiempo. Son usadas comúnmente en calculadoras.

- Orgánicas

Los polímeros semiconductores están actualmente bajo investigación por la gran flexibilidad que ofrecen y la posibilidad de ser transparentes. Esto permitiría instalar paneles en cualquier superficie. Siendo de especial interés su colocación en ventanas de rascacielos para cubrir la demanda energética de estos edificios. Los costes de fabricación son bajos comparados a los de purificación del silicio, pero el rendimiento alcanzado está alrededor del 6 % y además experimentan con el paso del tiempo una fuerte degradación.

- GaAs

Es un material difícil de obtener, por tanto, caro, que requiere una tecnología de procesamiento muy avanzada. Pueden llegar a tener rendimientos de hasta el 27 % en laboratorios. Tiene una gran absorción de la radiación, lo que significa que el espesor requerido es menor y buen comportamiento ante temperaturas elevadas. Se usa para equipos espaciales y del ejército.

- CdTe

Su uso es decreciente, pues el cadmio es un material nocivo para la salud humana y con riesgos potenciales para el medio ambiente derivados de su tratamiento y disposición final. Esta cuestión reduce su popularidad y su posible expansión. Puede absorber radiación en casi todo el espectro visible y en la actualidad se han alcanzado rendimientos teóricos del 22 %.

- CIS y CIGS

Son células de diseleniuro de cobre e indio (CIS) a las que se les puede añadir galio (CIGS), para mejorar ciertos aspectos de las anteriores. La extrema delgadez de la capa del semiconductor las dota de flexibilidad. Tienen un rendimiento teórico del 23 % y la tecnología actual permite fabricarlas en serie.

- Materiales en investigación

El objetivo de los estudios científicos es descubrir una nueva fórmula que permita reducir el precio del vatio producido por la célula. Para ello los nuevos materiales deben tener una alta eficiencia, larga vida útil y costos de fabricación bajos. La Perovskita, grafeno, los puntos cuánticos, en inglés, *quantum dots*, y las CZTS (materiales de bajo costo cobre-zinc-estaño-sulfuro) se presentan como alternativas al dominio del silicio como semiconductor fotosensible. En los siguientes párrafos solo se detallará la Perovskita [32]. Esta se etiqueta como material híbrido, es decir incorpora elementos orgánicos e inorgánicos. El mineral se formula como CaTiO_3 , pero se considera perovskita a cualquier estructura de perovskita que tenga la forma genérica ABX_3 y la misma estructura cristalina que el mineral. En los escritos el término perovskita y estructura de perovskita se usan indistintamente. Dependiendo de que átomos/moléculas sean usadas en la estructura, la perovskita puede tener una inmensa cadena de propiedades, entre ellas superconductividad o enorme magnetorresistencia. Es en

2012 cuando se descubrió un tipo de perovskita llamada metilamonio de yoduro de plomo (MAPbI_3) con notables propiedades FV. Sus principales ventajas son: posibilidad de fabricación de paneles solares flexibles y transparentes, tecnología relativamente nueva lo que implica que hay un amplio margen de mejora en procesos de fabricación, procesamiento y formulaciones del material. Esto último se contrasta en la **Figura 3.6** donde se puede ver como en 6 años se pasa de una eficiencia del 13 % al 23,5 %. La pendiente de la curva de la perovskita es muy sobresaliente en comparación con el de otras tecnologías que llevan existiendo desde hace más de 40 años. Este hecho se puede justificar en cierto modo por el avance de la tecnología en el siglo XXI. El principal reto que está todavía por superar es lograr una larga vida útil del producto, salvando la inestabilidad intrínseca del material. Como aspectos secundarios se tienen las problemáticas siguientes: contiene plomo, pero en pequeña cantidad 1 g/m^2 que puede acabar por lixiviación en el medio ambiente si no se somete a una técnica de eliminación adecuada y presenta histéresis en su curva intensidad-voltaje. Como alternativa a él se miró el estaño, pero este reduce la eficiencia al 9 %, así que se descartó.

Por último, hay que mencionar que están en investigación las llamadas células tándem, que consisten en combinar diferentes tecnologías y apilar los distintos tipos de células para obtener un mayor espectro de longitudes de onda captadas y así mejorar la eficiencia. El lado negativo de esta idea es el coste excesivo que provoca superponer varios tipos de materiales.

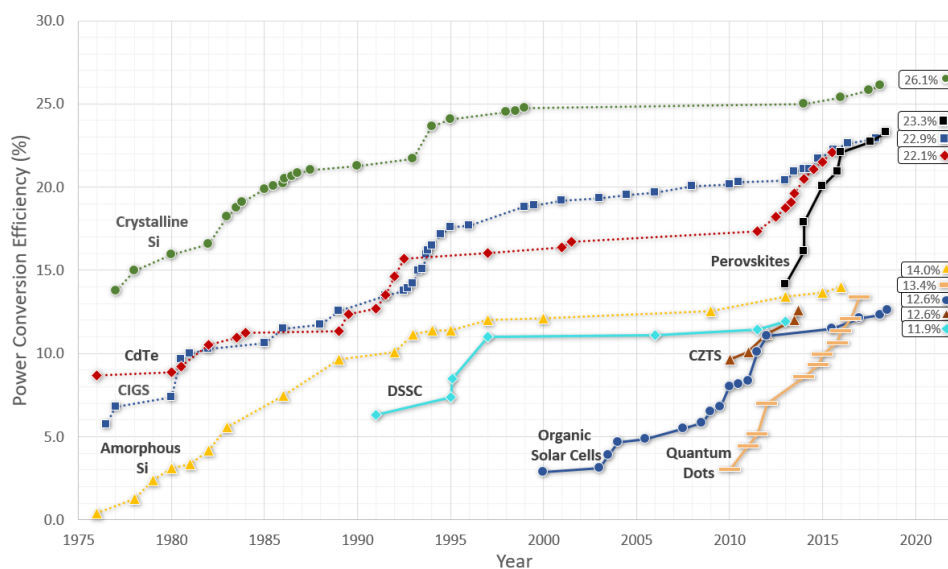


Figura 3.6. Evolución en el tiempo de la eficiencia de los distintos tipos de tecnologías de células solares. Figura obtenida de la referencia [33]

3.4. Módulos FV

Los términos módulo y panel FV, son usados como sinónimos. Se refieren a una asociación de células fotosensibles conectadas entre sí, las cuales son encapsuladas en un marco o

soporte para protegerlas de la intemperie, proporcionándolas estabilidad mecánica y aislamiento eléctrico del exterior. Por ejemplo, las placas del fabricante JA Solar de la serie JAM72-S09_395-PR están formadas por 72 células conectadas en serie. Una conexión serie implica que por cada célula debe circular la misma corriente, por lo tanto, esta queda limitada por la corriente de la célula que menos intensidad genere. La tensión total del módulo es la suma de las tensiones de cada célula.

Los requisitos de diseño y construcción deben cumplir, generalmente, con la normativa UL e IEC y presentar el marcado de Conformidad Europea (CE). Estas, según el número de la norma detallan, una serie de pruebas que debe pasar el módulo para obtener la certificación y estar debidamente homologado. Además, es común que estos se sometan a pruebas por auditorías externas para garantizar su correcto funcionamiento. Estas pruebas varían según la clase de aplicación a la que esté destinado el módulo. Para los pertenecientes a la clase A, acceso general a sistemas que operan a más de 120 V en corriente continua (CC), las empresas certificadoras realizan tres tipos de ensayos. Los primeros se llaman de caracterización y en ellos se determinan parámetros de funcionamiento, como los coeficientes por temperatura o las curvas $I-V$ en función de una tercera variable que puede ser la irradiancia o la temperatura. Los segundos estudian la degradación del equipo ante fenómenos externos como fuertes lluvias, nieve o granizo. Además, se comprueba el correcto funcionamiento de los diodos de paso ante sombreados parciales del panel y se simula la respuesta ante puntos calientes. Por último, en los denominados de diagnóstico, se comprueba la seguridad de los equipos en términos de aislamiento y posibles corrientes de fuga.

En cuanto a la estructura del módulo. Se caracteriza por ser laminar y estar constituida por varias capas; una lámina frontal (que mira al sol) de vidrio templado de bajo contenido de hierro, dos capas de Etileno Vinil Acetato (EVA) y una posterior de tedlar u otro polímero termoplástico. Esta última es opaca de color claro, el cual favorece el reflejo de la luz, tiene buena resistencia mecánica y es estanca. Las capas de EVA tienen como función encapsular y proteger las células y a la matriz de interconexión. A su vez rellenan el volumen existente entre la lámina frontal y la posterior. Además, este material tiene un valor mínimo de coeficiente de absorción, es decir alta transmisividad y una baja degradación ante radiaciones ultravioletas. Es fácil de procesar y manejar con buena resistencia a los agentes químicos y no es tóxico. Su principal inconveniente es la facilidad de adherencia del polvo en él. Las características que debe cumplir el vidrio frontal son: alta transmisividad en la banda espectral, buena resistencia al impacto y a la abrasión, actuación antirreflexiva y ser carente de irregularidades que acumulen suciedad y dificulten su limpieza por parte de la lluvia y viento. El conjunto de capas se enmarca en una estructura de aluminio anodizado para dar rigidez y facilitar el anclaje del módulo al sistema de soporte. Se logra así una sola pieza, con una perfecta adhesión de todas las capas. En la **Figura 3.7** quedan bocetadas las partes arriba descritas.

Las principales causas de degradación de una placa durante su vida de servicio son la entrada de humedad, la radiación ultravioleta y los cambios bruscos de temperatura degradando en mayor o menor medida los materiales empleados en su construcción y mencionados anteriormente. La degradación más importante la sufre la EVA, su prolongada exposición a la radiación solar hace que sus propiedades ópticas cambien. Entre ellas, la pérdida de transparencia se traduce en una disminución de la potencia de los módulos de forma gradual al paso del tiempo. Este hecho queda avalado por estudios como el descrito en este artículo [34].



Figura 3.7. Perfil de un panel solar FV con etiquetas de sus partes. Figura obtenida de la referencia [35]

Es importante que los módulos trabajen cerca del MPP para incrementar la energía generada. Para ello, existen circuitos electrónicos que rastrean continuamente el punto donde se encuentra operando.

3.5. Generador FV

Recibe el nombre de generador FV la asociación eléctrica de módulos FV que logra reunir el pliego de condiciones requeridas para una aplicación. Sus características eléctricas se determinan a partir del número y forma de conexión de los módulos y las propiedades eléctricas de estos. N_p es el número de ramas en paralelo y N_s el número de módulos en serie en cada rama. La corriente que proporciona el generador (I_g) y la corriente que genera un módulo FV (I_m) se relacionan con la expresión $I_g = N_p \cdot I_m$, y la tensión del generador (V_g) con la tensión del módulo FV (V_m) mediante la fórmula $V_g = N_s \cdot V_m$. La potencia final teórica del generador (P_g) sin considerar pérdidas es $P_g = I_g \cdot V_g$. Es importante mencionar que los paneles no son idénticos entre sí, es decir, no tienen exactamente las mismas especificaciones, aunque sea el mismo modelo del mismo fabricante producido en serie. La agrupación y conexión de los paneles provoca una reducción del rendimiento que hace que las fórmulas anteriores sean aproximaciones. Además, existen límites en el número de paneles que se pueden conectar en serie y en el número de ramas determinados por muchos factores, siendo

especialmente críticos las especificaciones del inversor. Esto recibe el nombre de restricciones eléctricas.

3.6. Impacto ambiental de los sistemas FV

Como cualquier energía renovable, esta también debe someterse a un análisis para calcular su rendimiento energético neto y más aún cuando una de las principales motivaciones del proyecto es dejar una huella "verde" en su camino. Para ello se tendrá en cuenta la energía usada para la obtención de los recursos, procesamiento de materias primas, fabricación, transporte y distribución, uso de la instalación, reutilización y disposición final de los paneles de células solares y los demás componentes del sistema. En otras palabras, se hará referencia al impacto ambiental previo y posterior a la vida útil de la instalación. Ni que decir tiene que los problemas ambientales de la implantación de un sistema FV para generación de electricidad irán en función de la magnitud y tipo de tecnología usada en él. El impacto ambiental más evidente es el que puede causar una granja solar a la fauna y flora. La implementación de un sistema de estas características puede llegar a destruir ecosistemas mediante tala masiva de árboles, cacerías indiscriminadas para su implementación o reflejos producidos por los paneles. Así mismo, para instalaciones de gran potencia del orden de 230-550 MW resulta necesario usar millones de litros de recurso hídrico para la limpieza del polvo, sobre todo durante su instalación y, en menor medida, durante su uso. Por suerte, en la aplicación que se trata en este documento estos problemas de grave impacto son inexistentes, pues la instalación ocuparía un espacio ínfimo y desaprovechado situado en el tejado de un inmueble.

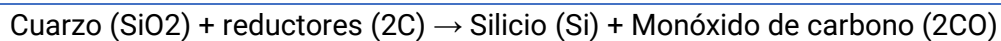
3.6.1. Respecto al módulo fotovoltaico

Se hará un análisis desde la cuna hasta la tumba del panel solar. Los objetivos de este apartado del documento son conocer los materiales, componentes y residuos que generan los diferentes procesos que sufren los distintos paneles solares FV que más se comercializan hoy en día. Con un inventario de entradas y salidas se esquematizará el análisis del ciclo de vida de los paneles solares. En las entradas se consideran parámetros como materias primas, materiales intermedios o insumos, energía o agua. En las salidas se buscan productos finales usables, emisiones de gases contaminantes, ruidos, aguas residuales, pérdidas en forma de calor y residuos sólidos.

El ciclo de vida de los paneles de silicio se puede dividir en tres partes. La primera la forman los procesos relacionados con la extracción del silicio y producción de las células. La segunda los pertenecientes a su vida de operación, para terminar con los de eliminación y reciclaje.

3.6.1.1. Extracción del Si y proceso de fabricación de células FV de Si cristalino

El silicio es el segundo componente más abundante de la corteza terrestre. Se encuentra en la naturaleza combinado con oxígeno en forma de cuarzo, que es un 90 % óxido de silicio (SiO_2) y está presente en los silicatos (p. ej. granito o feldespato). Para su obtención es necesario someterlo a una reacción química de reducción con carbono en un horno de arco eléctrico a muy altas temperaturas (1780 °C). El cuarzo se extrae de yacimientos, muy numerosos en todo el mundo y la mayoría a cielo abierto.

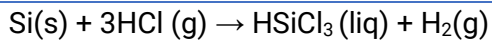


Como entradas del proceso se listan las siguientes: gran cantidad de energía para alcanzar las temperaturas requeridas en el horno de arco eléctrico, cuarzo, reductores y caliza. Los reductores más empleados son hulla, coque y madera troceada (biocarbono). El carbono de estos compuestos se une al oxígeno, liberando el silicio y formando CO que puede convertirse a posteriori en CO_2 . La caliza es empleada para reducir el punto de fusión de la mezcla y, así, reducir las temperaturas alcanzadas en el horno y su gasto energético. Es un material fundente que, además, forma una escoria que recoge las impurezas, haciendo que estas permanezcan a flote sobre el material fundido, facilitando su recolección. La caliza da lugar a CO_2 por descarbonización.

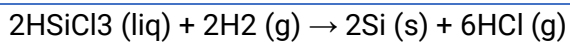
A continuación, se catalogan como salidas lo siguiente: silicio metal (MG-Si), silicio de baja ley, humo de sílice, CO_2 y energía en forma de calor. El MG-Si es el producto principal y se emplea en la industria del aluminio y la química, pero también en la electrónica y en la fabricación de paneles solares. El silicio de baja ley es un subproducto constituido por cuarzo que alcanzó la fusión, pero no llegó a reaccionar químicamente y es usado como aditivo en otros procesos de producción de materiales refractarios. El humo de sílice es otro subproducto, consecuencia de reacciones secundarias, que contiene un 90 % de sílice amorfa y es captado en los filtros de mangas. Se emplea para fabricación de hormigones de altas prestaciones. Los informes técnicos de la producción consideran que todo el CO es convertido en CO_2 [36].

En España solo hay una única empresa dedicada a la producción de silicio metal. Está ubicada en A Coruña y su nombre es Ferroatlántica. En 2017 registró una emisión de 113,52 kt de CO_2 anuales. El silicio metálico obtenido tiene una pureza del 98-99 %, siendo este insuficiente para aplicaciones electrónicas y solares. Por tanto, es necesario someterlo a un proceso de purificación para obtener silicio de grado solar (SoG-Si). La producción mundial trabaja principalmente con el proceso Siemens, el cual tiene como producto principal final el silicio de grado electrónico (EG-Si) con una pureza del 99,999999999 %. Existe una versión simplificada para obtener silicio de menor pureza (SoG-Si) y ahorrar en costes y energía. Las características

principales del método de purificación Siemens son el gran consumo energético y la generación de un elevado número de corrientes residuales. Entre los desechos hay cloro, cloruro de fósforo y níquel. La primera etapa del proceso Siemens consiste en una reacción de síntesis entre el MG-Si y el HCl a 200-400°C y 1-5 bar en un reactor de lecho fluidizado.



En ella se genera una mezcla de clorosilanos que son necesarios separarlos y purificarlos obteniendo HSiCl₃ (triclorosilano) de elevada pureza. El triclorosilano es líquido a temperatura ambiente y tiene un punto de ebullición bajo, 31,7 °C; mucho menor que la mayoría de las impurezas contenidas en él. Por ello, lo común es que estas se puedan eliminar por destilación. Finalmente, es necesario someterlo a una reacción de deposición a 1100 °C para obtener silicio de grado electrónico (EG-Si) con una estructura policristalina. El producto final de la reacción es la materia prima para fabricar a ulterior los lingotes.



Todos los procesos tienen una salida en forma de pérdidas de energía por calor. Una mezcla típica de la composición de los paneles de silicio es de 80,14 % (SoG-Si), 14,61 % de (EG-Si) y 5,25 % de silicio de calidad inferior o (MG-Si).

Para provocar el crecimiento de cristales y obtener el lingote de silicio monocristalino cilíndrico se emplea el método Czochralski. El EG-Si es fundido en un crisol de cuarzo alojado en una funda de grafito. Se necesita una semilla de silicio monocristalino con forma de varilla que se pone en contacto con la superficie del fundente mientras se eleva y rota para que los átomos adquieran la estructura cristalina de la semilla. Además, el crisol gira en sentido contrario a velocidades controladas para lograr un crecimiento más homogéneo. En el proceso es importante controlar los perfiles de temperatura para no fundir el lingote que se va creando y mantener la fase líquida del resto de material. Es necesario que la transformación tenga lugar en una atmósfera inerte, p.ej. argón, lo que se conoce como cámara inerte. Los inconvenientes más importantes son la velocidad baja de la producción y gasto energético. Los lingotes resultantes son cortados en láminas finas llamadas obleas. Debido al proceso de corte, la superficie puede presentar suciedad, por ello se emplean disolventes y ácidos como KOH o NaOH, ácido clorhídrico o ácido acético para su limpieza. Después, las obleas se someten a: un proceso de dopaje para crear la unión p-n, una metalización para permitir las conexiones eléctricas y un tratamiento antirreflejantes [37].

El montaje del panel consiste en unir las distintas capas, de diferentes materiales, que lo componen. Entre esos materiales destacan los procesos de producción del vidrio templado y de los perfiles de aluminio anodizado. Ambos emplean procedimientos industriales con un alto grado de refinamiento y especialización con varias etapas y donde se usan multitud de

insumos y herramientas para la obtención del producto final. La mayoría de los estudios científicos estiman que un módulo FV de Si cristalino produce la energía que se utilizó para su fabricación en $EPBT = 1,7$ años de funcionamiento, mientras que la recuperación de los gases emitidos entre los 3 y 5 años (en inglés, *Greenhouse Gas Payback Time (GPBT)*). Y se recuerda que la vida útil de los mismos ronda los 25 años [38].

3.6.1.2. Reciclaje del módulo FV

Con relación a la normativa, la gestión de residuos electrónicos está regulada a nivel europeo por la Directiva de Residuos de Aparatos Eléctricos y Electrónicos (WEEE, *Waste Electrical and Electronic Equipment*, en inglés), la cual entró en vigor el 13/07/2005 en toda la Unión Europea. Esta normativa exige, con relación a los fabricantes de bienes solares, registrarse en los países en los que tengan comercio e informar sobre: los volúmenes de venta a la administración competente, sobre cómo desechar el módulo FV al cliente y sobre la composición del producto y posibles materiales peligrosos al centro de tratamiento. A su vez, en España el RD 110/2015 [39] estableció la obligatoriedad de recoger y reciclar adecuadamente los materiales de los módulos FV por parte de sus fabricantes.

En el reciclado del panel se distinguen tres etapas. La primera es un desmontaje del panel, quitando marcos y cableados externos. La segunda es la delaminación de la EVA que encapsula las células solares y la tercera, mediante un proceso de lixiviación, se recupera silicio y otros metales que componen la célula solar. Se hace un corte por cuchillo o láser para la separación del vidrio de la unión semiconductor-EVA y se lleva esta última a un horno donde se incinera la EVA y se recupera el semiconductor [40].

Ahora se elabora la **Tabla 3.1** que resume las entradas y salidas de la vida útil del panel de silicio cristalino. En las referencias [41] y [40] se dan valores cuantitativos para este flujograma en función del tipo de panel y las cantidad de producción.

Tabla 3.1. Entradas y salidas de materiales y energía de un panel de silicio.

| Proceso | Fuente de energía | Materiales | Salida principal | Subproducto y otras salidas |
|---|--|---|-------------------------|--|
| Extracción del silicio y transporte a planta | - Electricidad comprada en el pool - Diesel | - Vehículos pesados para explotación del yacimiento - Herramientas de extracción | - Cuarzo - Silicatos | - Polvo - Impactos sobre flora y fauna - Daños a acuíferos subterráneos - CO ₂ |
| Obtención de MG-silicio | - Electricidad comprada en el pool | - Horno de arco eléctrico - Cuarzo - Hulla - Caliza | - MG-Si | - CO ₂ - Escoria - Calor perdido |

| | | | | |
|-------------------------------|------------------------------------|--|---|---|
| Purificación del MG-Si | - Electricidad comprada en el pool | - MG-Si - HCL - Agua - Hidrógeno | - EG-Si | - Calor perdido - Hidrogeno, cloruro de hidrogeno, diclorosilano, triclorosilano y tetracloruro de silicio |
| Producción de obleas | - Electricidad comprada en el pool | - Oblea - Agua - Nitrógeno líquido - Hidróxido de sodio | - Celda | - Calor perdido - Agua residual |
| Producción de paneles | - Electricidad comprada en el pool | - Vidrio templado plano - Vidrio solar - Aleación de aluminio - EVA - Conexiones | - Panel FV | - Calor perdido |
| Proceso de reciclado | - Electricidad comprada en el pool | - Panel | - Vidrio - Materiales afines al silicio - Aluminio - Cobre - Plástico | - Residuos no aprovechables del panel |

3.6.2. Respecto al resto de equipos

Hasta ahora se ha profundizado en los paneles solares únicamente, pues son el elemento principal de una instalación solar FV, sin embargo, los inversores son los elementos con mayor probabilidad de fallo durante la vida de la instalación. Son desarrollados por la industria electrónica y no por la solar cuyo fin no es producir energía eléctrica a través del sol, sino realizar labores de conversión. Si bien, es cierto que existen modelos que se diseñan exclusivamente pensados para aplicaciones FV. Estos tienen una vida útil media de algo más de 10 años, frente a los 20 - 25 años de los paneles solares. La mayoría de los fabricantes solo ofrecen una garantía de 5 años con posibilidad de ampliación a 10 años, mientras que la de los paneles solares rara vez es inferior a los 12 años. A su vez, es uno de los elementos más caros de la instalación. En la mayoría de los casos en los que se detecte un malfuncionamiento del inversor, se puede evitar la sustitución completa del equipo, si los fallos se han producido en los componentes electrónicos y no en la etapa de potencia. No obstante, aquí no se tratará su impacto ambiental, pero sí se establece la siguiente premisa para los análisis técnicos y económicos posteriores. Para una vida útil de la instalación de 25 años serán necesarios dos inversores, pues es probable que uno falle. La probabilidad de fallo de acuerdo con la referencia [42] está íntimamente ligada a la temperatura de unión. El estudio

emplea la metodología MIL_HDBK-217F y, entre las conclusiones, se dice que la vida útil estimada es de 20 años para una temperatura de 47,4 °C y 8,5 años si la temperatura es de 100 °C.

El cableado y las protecciones de anclaje tienen una amplia duración, siendo solo necesario actuaciones menores de mantenimiento. El impacto de reposición y medioambiental de estos equipos no es relevante frente al de los paneles solares y el inversor.

Por último, la estructura de soporte es reciclable en su totalidad y su vida útil es muy superior a la de los paneles, contando además con garantía del fabricante en la mayoría de los casos superior a 25 años.

3.7. Herramientas software empleadas

La idea de esta sección es describir someramente las aplicaciones software que se emplean en los capítulos siguientes para planificar, diseñar, dimensionar y explotar la instalación.

3.7.1. PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System)

Es una página web desarrollada por la UE que permite calcular la producción FV en cualquier zona de Europa, Asia y América. No es necesario instalar ningún software en el sistema operativo y su uso es gratuito. Entre sus limitaciones destacan la imposibilidad de introducir datos sobre los módulos, inversores, cableado y configuración eléctrica del generador. Los cálculos se llevan a cabo con un porcentaje de pérdidas establecido por el usuario. Como prestaciones, permite al interesado calcular la irradiancia, inclinación y orientación óptima de la ubicación señalada y estimar los días nubosos y soleados. En este TFG se usa principalmente para obtener la irradiación de un TMY por horas.

3.7.2. Excel 2016

Es un programa perteneciente a Microsoft Office que permite realizar hojas de cálculo. La Universidad Politécnica de Madrid proporciona a todos sus estudiantes una licencia de uso. En esta aplicación se llevará a cabo todo el tratamiento de datos y cómputos oportunos relacionados con el dimensionamiento de la instalación. Además, es la herramienta con la que se elaboran los gráficos que se catalogan en su pie de marco como de: elaboración propia.

3.7.3. PVsyst versión 7.2

Es un paquete de software comercial de pago, con un periodo gratuito de prueba de un mes. Una vez transcurrido dicho mes el programa se ejecuta bajo una licencia de demostración que aplica ciertas limitaciones a las funcionalidades de la herramienta. Está diseñado específicamente para el estudio, dimensionado y análisis de sistemas solares FV de cualquier tamaño y modalidad. Posee amplias bases de datos, tanto meteorológicas como de distintos

componentes fotovoltaicos que se encuentran en el mercado. Además, permite hacer un diseño en 3D de la instalación para poder evaluar la influencia de posibles sombras parciales en el sistema. Permite realizar dos estudios atendiendo al nivel de profundidad del análisis. El primero es un diseño preliminar para ver si es viable el proyecto donde se definen las características generales del sistema FV planeado. En este primer nivel, la evaluación del rendimiento del sistema se realiza a partir de valores mensuales y sin componentes específicos del sistema. Al final de la simulación, la herramienta brinda un valor del presupuesto estimado del proyecto. La entrada de datos para este primer análisis está formada por la ubicación, la base de datos meteorológica, el horizonte, la potencia nominal y la disposición de montaje, tipo, tecnología, propiedades de ventilación y orientación e inclinación de los módulos. Para un análisis más en profundidad, es necesario definir un proyecto de diseño. En él, se usan registros de datos detallados por horas y se definen parámetros más específicos que permiten una simulación más realista. Esta herramienta se usará para simular la opción calculada previamente como óptima y obtener el informe de resultados. Este se adjunta en el **Anexo A**. Simulación final con PVsyst versión 7.2

3.7.4. SketchUp Pro-2021 y la extensión Skelion solar

Es una aplicación software de pago que permite realizar de forma intuitiva y eficiente modelos 3D. En este TFG se utiliza para realizar el modelado de la casa ubicándola con la orientación real para posteriormente realizar un análisis de sombras en el tejado de la vivienda, motivado principalmente por la presencia de dos chimeneas. Con la herramienta Skelion, que se instala aparte y que solo funciona con la versión de pago del software, se colocarán los paneles sobre la superficie del tejado indicando sus dimensiones, inclinación y orientación, a la vez que su distribución en él.

Capítulo 4. Evaluación del emplazamiento

Uno de los aspectos más decisivos en una instalación solar FV es su emplazamiento, es decir, el lugar donde se van a ubicar, y la forma en la que se van a colocar las placas solares. Existen múltiples factores que van a influir en la rentabilidad y viabilidad del sistema, entre ellos el espacio disponible, la irradiación de un año meteorológico típico (TMY) del lugar, la integración arquitectónica, sombras, orientación, posibles caídas de residuos, clima de la zona y temperatura ambiente media.

A lo largo de este capítulo se lleva a cabo una descripción de las características geográficas particulares de la ubicación donde se ubica la vivienda, se determina la superficie disponible para instalar los paneles y se explican los conceptos y simbología necesaria para justificar la elección de la inclinación y orientación de los módulos. Lo más importante a la hora de dimensionar una instalación de esta índole son las pérdidas, donde según CTE las producidas por la orientación, inclinación y sombras son las más significativas y las que más influyen en el cómputo global. Es por ello por lo que, para la disposición final de los paneles, se comprobará que el porcentaje de pérdidas es inferior al máximo establecido por el CTE.

4.1. Ubicación

La vivienda unifamiliar se encuentra en la localidad de Paracuellos del Jarama (Madrid, España). Sus coordenadas geográficas son 40°29'58.8" N 3°30'59.9" W y su elevación sobre el nivel del mar es de 676 m.



Figura 4.1. Foto del tejado Sur de la vivienda

La obtención de las medidas, cotas y ángulos del tejado de la vivienda se determinan in situ midiendo sobre el terreno al contar con acceso a él. Con la herramienta Google Earth se obtiene la vista aérea de la casa, **Figura 4.2**. Como se observa, es una edificación adosada y

por ello se marca el contorno del tejado que pertenece a la vivienda. La región que se encuentra delimitada representa el espacio disponible para la instalación FV, en rojo la parte orientado al sur, y en naranja la orientado al norte. Como España se encuentra en el hemisferio norte, el sistema debe estar orientado al sur (hacia el Ecuador terrestre) para un mejor aprovechamiento de la energía solar.

La superficie del tejado no es totalmente aprovechable debido a dos chimeneas en los extremos norte de la vertiente orientada al sur. Por ello, se mide el perímetro del tejado y se calcula el área útil de este restando la superficie que ocupan ambas chimeneas, obteniendo un valor de 29 m². Posteriormente, atendiendo a estas dimensiones y una vez que se haya concretado el modelo final de módulo FV y se conozcan sus dimensiones se analizarán las posibles colocaciones de los paneles, así como su orientación (horizontal o vertical). Las cotas del tejado sur están representadas en la **Figura 4.3**. Además, en ella aparece una superficie sujeta a sombras porque ahí es donde se proyectan las siluetas de las chimeneas en las primeras y últimas horas del día. En el apartado **4.5 (pág. 57)** se detalla más dicho aspecto. La inclinación del tejado se mide con un inclinómetro resultando ser esta de 30°. La orientación del tejado, que es obtenida con la herramienta de Google Earth, presenta una desviación al oeste de 22° respecto al sur, o lo que es lo mismo, un azimut de 202° medido desde el norte verdadero. De aquí en adelante se usa el valor de 22° oeste, es decir, tomando como azimut cero el sur.

| Superficie útil | Inclinación | Desviación respecto al sur |
|-------------------|-------------|----------------------------|
| 29 m ² | 30 ° | 22° oeste |



Figura 4.2. Vista aérea de la casa

Los datos climatológicos registrados en el emplazamiento son muy importantes, siendo el más determinante la irradiación que, a su vez, viene influida en gran medida por la cantidad de días nublados al año. Un panel solar también produce electricidad en los días nublados, pero las nubes disminuyen la irradiación reflejándola, absorbiéndola o difuminándola, reduciendo la producción hasta un 85%. Además, la temperatura ambiente óptima de funcionamiento gira en torno a los 25°C. Por encima de esta temperatura el rendimiento se reduce ligeramente según los coeficientes de temperatura de los parámetros de potencia máxima, corriente de cortocircuito y voltaje de circuito abierto de los paneles solares. Otros aspectos para tener en cuenta son la lluvia y el viento, siendo estos beneficiosos porque limpian la superficie de los paneles de polvo y suciedad, que reducen su eficiencia. Por tanto, la ventaja de la lluvia es que recorta los costes del mantenimiento destinados a la limpieza, pero, por otro lado, esta implica un día nublado, que supone una reducción drástica en la producción.

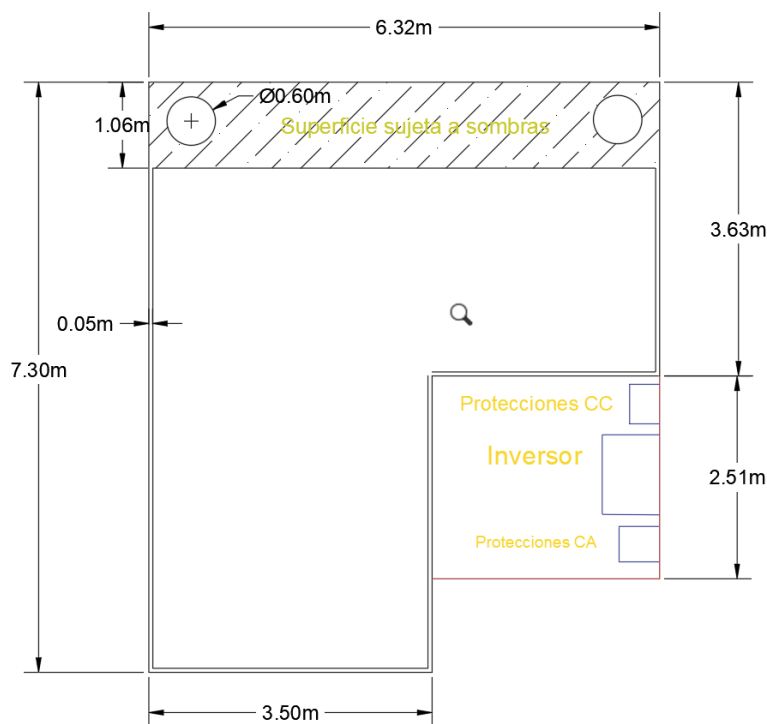


Figura 4.3. Boceto de la planta del tejado sur de la vivienda unifamiliar. Placas de dimensiones 2x1m

En Madrid, el periodo más despejado del año es del 11 de junio al 12 de septiembre, donde, de media, el día está mayormente despejado o despejado totalmente un 78 % del tiempo. El período más nublado se produce del 12 de septiembre al 11 de junio con una media del 42 % del tiempo en estado mayormente nublado. En cuanto a temperatura, el día más caluroso del año es el 23 de julio con una temperatura máxima promedio de 33°C y el más frío el 15 de enero con 10°C ¹⁰. A continuación, se muestran los datos de nubosidad de Madrid

¹⁰ Weather Spark, "Datos climatológico." [En línea]. Disponible en: <https://es.weatherspark.com/y/37038/Clima-promedio-en-Paracuellos-de-Jarama-España-durante-todo-el-año>.

comparados con otras dos ciudades de España. Gijón, situada al norte de la península, y Sevilla, al sur. Se puede observar que Madrid se encuentra en una posición intermedia, no alcanza los valores de Sevilla, pero supera con creces los de Gijón.

| | (11-jun. al 12-sep.) [despejado o parcialmente despejado] | (12-sep. Al 11-jun.) [despejado o parcialmente despejado] |
|----------------|--|--|
| Madrid | 78 % | 58 % |
| Gijón | 68 % | 51 % |
| Sevilla | 84 % | 64 % |

Esto junto al hecho de la orientación e inclinación que presenta el tejado hace presagiar que las medias de irradiación de la ubicación para el plano colector serán adecuadas para una instalación de este tipo.

4.2. Escenario del autoconsumo FV residencial en Paracuellos de Jarama

Paracuellos de Jarama es una área residencial de 7245 viviendas (según el Instituto Nacional de Estadística (INE) [43]) donde un amplio número de estas son de tipo unifamiliar. Este último hecho es clave para el desarrollo del autoconsumo FV en tejados. Y es a partir del 2020 a raíz del real decreto 244/2019 y del anuncio por parte del ayuntamiento del municipio de la agilización en el trámite de obtención de la licencia de obra y bonificación del 95 % en el ICIO cuando se empiezan a ver las primeras instalaciones FV en los tejados de las viviendas.

A continuación, se muestra una recopilación de fotos de viviendas de la zona con instalaciones similares a la que se plantea en este proyecto. En ellas llama la atención como todos los campos FV se adaptan a: chimeneas, que en algún momento del día y del año provocaran pérdidas por sombreados parciales, ventanas VELUX, terrazas, limitaciones de espacio e inclinaciones y orientaciones de las caídas de los tejados. Y como se puede ver, estas particularidades propias de cada instalación no han sido un impedimento para que sus proyectos se llevaran a cabo.



Figura 4.4. Instalaciones solares FV en viviendas unifamiliares de Paracuellos de Jarama. Figura de creación propia

Hay que recordar también, que la energía del sol no es solo aprovechada por la tecnología FV. La imagen de la columna 1 y fila 2 de la **Figura 4.4** muestra un tejado donde la solar FV y la solar térmica conviven. En ella, además del sistema FV de autoconsumo, se ve un termosifón solar con un panel solar captador térmico dedicado. Normalmente destinado este a precalentar el agua sanitaria. En cambio, la vivienda de la columna 3 y fila 3 opto únicamente por la solar térmica. En cualquier caso, la presencia de esta tecnología es ínfima comparada con la FV.

Los hechos descritos en este apartado apuntan a que ahora mismo invertir en energía solar FV puede ser rentable. En consecuencia, en el capítulo 4 se dimensiona la instalación óptima para posteriormente en el capítulo 5 verificar o disentir la conveniencia de esta.

4.3. Bases de datos de radiación

Primeramente, se van a definir los términos de irradiación e irradiancia. La irradiación solar es la cantidad de irradiancia recibida en un periodo de tiempo, es decir la potencia por unidad de tiempo y superficie. Entre sus unidades típicas destaca: [Wh/m²] o [Wh/ m²/día]. La irradiancia es la radiación o intensidad de iluminación solar instantánea por unidad de superficie [W/m²].

La radiación del sol es la energía propagada en todas las direcciones a través del espacio mediante ondas electromagnéticas. El origen de esta energía son las reacciones de fusión que se producen cuando chocan dos átomos de hidrógeno gaseoso, ligeros, dando lugar a uno de helio, más pesado. El espectro de la radiación solar tiene la siguiente proporción: 7 % ultravioleta ($\lambda < 400$ nm), 43 % luz visible ($400 < \lambda < 760$ nm) e infrarrojo 49 % ($\lambda > 760$ nm). Las células solares tienen un comportamiento en frecuencia, respondiendo selectivamente a los fotones de luz incidente absorbidos de acuerdo con su longitud de onda generando una respuesta en forma de corriente distinta, pero no significativa, dentro del rango de absorción de cada tecnología, que es función del semiconductor empleado.

La irradiancia que recibe una superficie perpendicular a los rayos del sol en el exterior de la atmósfera se denomina constante solar y, según *World Radiation Reference Centre* (WRRC), tiene un valor que varía entre los 1320 y los 1420 W/m² según cambia la distancia de la Tierra al Sol a lo largo del año. Los valores mayores se dan en los meses de invierno al situarse la Tierra, siguiendo su órbita elíptica, más cerca del sol. Este valor no es el que finalmente alcanza la superficie terrestre, ya que los fenómenos meteorológicos locales (nubosidad, lluvia) y la actividad humana (partículas en el aire, polvo, contaminación) provocan la difusión de los rayos. Todo esto actúa atenuando la irradiancia en la superficie terrestre. De forma aproximada se suele decir que, en un plano horizontal sobre la superficie terrestre, un día claro al mediodía se alcanza un valor de 1000 W/m².

Existen dos formas de obtener datos de irradiación. A través de medidas hechas por estaciones terrestres y mediante medidas indirectas estimadas a partir de imágenes de satélite. Los Meteosat son un conjunto de satélites geoestacionarios que dan cobertura a África y Europa. Son muy usados por su amplia disponibilidad a pesar del error asociado a la medida. En las estaciones terrestres se pueden medir tres tipos de radiaciones:

- Directa: representa la radiación del sol que llega en línea recta con el sol sin haber sufrido dispersión en su trayectoria. Se mide por medio de pirheliómetro.
- Difusa: es aquella que llega después de experimentar desviaciones en su trayectoria con la interacción con la atmósfera, o ser reflejada por superficies donde previamente haya incidido. Su valor debe tratarse como una variable estocástica.

- Albedo: procede de la reflexión en el suelo. Supone una contribución muy pequeña. Solo las superficies perpendiculares a la de la Tierra reciben esta radiación.

La radiación global se define como la radiación solar recibida sobre una superficie horizontal. Es la suma de los tres tipos de radiaciones descritos arriba. Se mide con un piranómetro y lleva asociada una incertidumbre, la cual es mayor cuanto menor es el periodo de tiempo durante el cual se mide. También aumenta la incertidumbre en las medidas en invierno y en los cálculos para pasar los datos al plano inclinado.

Una vez citadas las anteriores definiciones se puede elegir la base de datos con mayor rigor. En este caso se escoge la denominada: PVGIS-SARAH. Está creada a partir del registro de datos de radiación solar proporcionado por la Organización Europea para la Explotación de Satélites Meteorológicos (EUMETSAT). Los valores de irradiancia global y difusa por hora durante el período 2005-2015 los obtuvieron utilizando las imágenes de dos satélites geoestacionarios METEOSAT (0° y 57° E) [44]. Dichos registros son usados por PVGIS para estimar la irradiación correspondiente al TMY en una ubicación.

El subíndice "efectivo" en la irradiación indica que es el valor que esta toma en el plano inclinado en el que se sitúan las placas. Ese valor no se transforma en su totalidad en electricidad directamente aprovechable, pues hay que tener en cuenta la eficiencia de los módulos e incluir las pérdidas que conforman el *performance ratio* (PR). Este factor se usa para calcular la producción final de las placas e incluye las pérdidas por reflexión y absorción cuando los rayos solares no inciden perpendicularmente sobre las células FV, el efecto de la suciedad, transmitancia del vidrio del módulo, temperatura del módulo, pérdidas en el inversor, pérdidas óhmicas, indisponibilidad, desajustes, etc. El diseñador decide que parámetros incluir en el coeficiente de pérdidas

Por último, hay que decir que los datos de irradiación en W/m^2 que se usan para dimensionar la instalación con la hoja Excel de elaboración propia llamada Dimensionamiento_SFRCR_vivienda_uni.xlsx se obtienen de PVGIS y corresponden a un registro por horas durante un año meteorológico típico (TMY) para la inclinación deseada de los paneles. Se usan los datos de un año meteorológico típico porque la irradiación es una variable volátil, que no se puede predecir con exactitud y por ello los documentos científicos en la materia hacen uso de este término.

Más adelante en el apartado **Anexo A**. Simulación final con PVsyst versión 7.2(pág. 162) se mostrarán los resultados de dicho recurso software, empleando su base de datos PVGIS api TMY para obtener los datos meteorológicos de la ubicación y obtener el informe de simulación final para la opción de diseño fijada en el capítulo destinado al dimensionamiento.

En ambas bases de datos se incluyen también otros datos meteorológicos. Siendo de especial interés la temperatura ambiente y velocidad del viento. Este último cobra especial importancia a la hora de fijar los paneles al tejado por medio de la estructura de soporte que debe garantizar su resistencia a fuertes vientos. Para todos ellos se disponen de distintas aproximaciones, medias y modos de visualización. La **Figura 4.5** se ha extraído de PVsyst y en ella se muestra la trayectoria del sol a lo largo del año para las distintas horas del día. Ubicando los elementos que pueden proyectar sombra en este gráfico, se pueden determinar las pérdidas por sombreado.

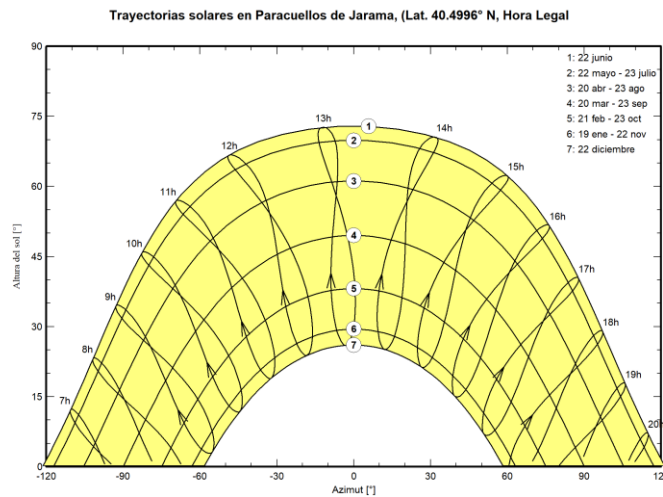


Figura 4.5. Trayectorias solares en Paracuellos del Jarama. Figura obtenida del software PVsyst

4.4. Inclinación óptima

Antes de determinar y justificar la inclinación elegida para los paneles solares se van a definir varios conceptos relacionados y la simbología que se usará durante todo el escrito para ellos.

En un lugar cualquiera la posición del sol está definida por la altura y el azimut del sol (φ). Este segundo ángulo es el que forma la línea que une el norte y el sur con la proyección horizontal del sol. Cuenta con un criterio de signos donde la orientación este se define como $\varphi = -90^\circ$, mientras que la oeste es $\varphi = 90^\circ$. Para el panel FV se simboliza el azimut del panel con la letra gamma (γ) y la inclinación de este con la letra beta (β). Para la altura del sol se emplea (α), que es el ángulo complementario al cenital (ϑ_z). Cuanto menor es ϑ_z , menor es el camino que recorre la radiación solar a través de la atmósfera, implicando una mayor intensidad de radiación en las horas centrales del día. Se define la masa de aire (AM) como:

Ecuación 4.1. Definición de AM

$$AM = \frac{1}{\cos(\vartheta_z)}$$

Por lo tanto, cuanto más bajo está el sol, mayor es el ángulo cenital y más grande es el valor de AM. Para una altura solar de 90° , el $AM = 1$.

Todo lo explicado en los párrafos anteriores se puede ver esquematizado en las figuras siguientes:

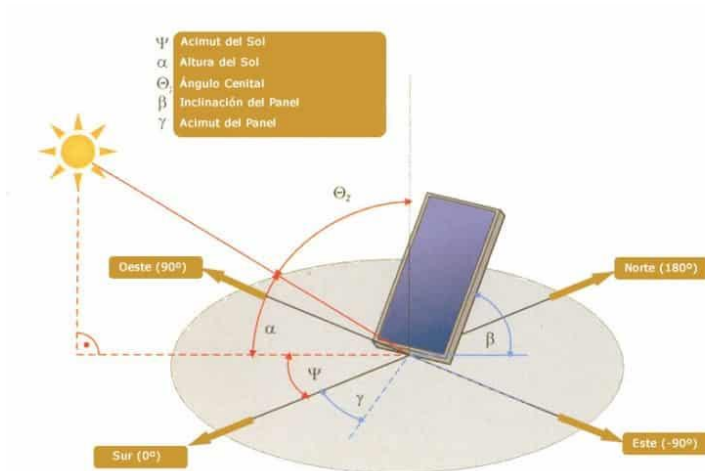


Figura 4.6. Representación gráfica de los conceptos que definen la orientación de un panel y la altura solar. Figura obtenida de la referencia¹¹

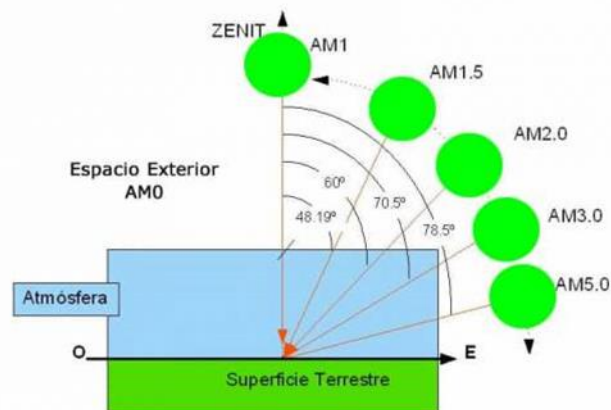


Figura 4.7. Representación gráfica del AM para distintas posiciones del sol. Figura obtenida de la referencia¹¹

¹¹ Sunfields europe, "Orientación e inclinación de las placas solares." [En línea]. Disponible en: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/como-varia-la-captacion-de-energia-solar-en-superficies-inclinadas/>.

El azimut y la altura solar cambian a lo largo del día y del año lo que provoca que el ángulo de inclinación óptimo (β_{opt}) no sea constante. Este ángulo a su vez será distinto en función del criterio que se defina para encontrarlo. Los criterios más comunes son:

- Maximizar la producción de energía eléctrica durante todo el año
- Maximizar la producción de energía eléctrica durante los meses de verano
- Maximizar la producción de energía eléctrica durante los meses de invierno
- Maximizar la producción de energía eléctrica para el mes con peor captación

Un seguidor solar es capaz de variar este ángulo para estar en todo momento más cerca del ángulo ideal de incidencia de la radiación. Los dispositivos de seguimiento solar tienen un coste muy elevado, necesitan más espacio, y un terreno que pueda soportar su peso. Como el lugar de la instalación es el tejado de la vivienda, una superficie ya existente, es inviable plantearse usar seguidores solares, descartando tanto los de doble eje como los de eje horizontal. Por tanto, se usarán soportes fijos. De esta manera, se prima el aprovechamiento del espacio y los costes antes que una maximización de la producción. Además, estos soportes estáticos no necesitan motor, ni engranajes, ni ejes, ni requieren de un software para el seguimiento del sol. Todo esto unido a un montaje rápido y a un mantenimiento mínimo.

Una vez definidos los conceptos anteriores se pasa a comprobar si la radiación incidente sobre el plano del tejado es adecuada para la instalación de paneles solares. El criterio seguido para determinar la β_{opt} es obtener la mayor producción anual, suponiendo que esa inclinación no se puede variar a lo largo del año. Usando la relación que se muestra en la **Ecuación 4.2**, propuesta por Eduardo Lorenzo en el libro "Radiación solar y dispositivos fotovoltaicos" [28]. Se recuerda que la latitud (ϕ) para el emplazamiento es de 40,5° norte.

Ecuación 4.2. Ecuación de Eduardo Lorenzo para obtener la inclinación óptima de un panel FV

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot |\phi| = 31,64^\circ$$

De la **Ecuación 4.2** se obtiene el ángulo de inclinación β_{opt} (en grados) para la latitud de la ubicación de la vivienda. Este es un valor muy próximo a los 30° de inclinación que tiene el tejado. Las pérdidas asociadas a la variación de 1,64° son insignificantes y tendrían costes adicionales a la hora de elegir los soportes de los paneles para el tejado. Por ello, la inclinación elegida para los paneles es 30°, coincidiendo con la del tejado, es decir, son coplanares.

4.4.1. Pérdidas por inclinación y orientación

El objeto de este apartado es determinar el valor de las pérdidas debidas a la inclinación de 30° y la orientación fijada por el tejado de 22° oeste para comprobar que, éstas están dentro de los límites dados por el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red

del IDAE [45]. Para poder realizar este cálculo es necesario saber la latitud de la ubicación, $\phi = 40.5^\circ$ norte, y la inclinación de los módulos en un principio será la del tejado, con un valor de 30° . Partiendo de estos datos, hay que comprobar, para dicho valor de inclinación, el límite de pérdidas admisibles por orientación e inclinación (OI) establecido en el CTE, que, para un montaje general, sin doubles funcionalidades, es del 10 % respecto a los valores óptimos.

La **Figura 4.8** está dibujada para una $\phi = 41^\circ$, que difiere en $0,5^\circ$ del caso a tratar, por lo que luego será necesario corregir los valores obtenidos para la latitud deseada. Como la diferencia es de $0,5^\circ$ solo habría que restar $0,5^\circ$ a los valores obtenidos, pero se considera un cambio insignificante fuera del orden de magnitud necesario para aplicarlo, por lo que no se realizará.

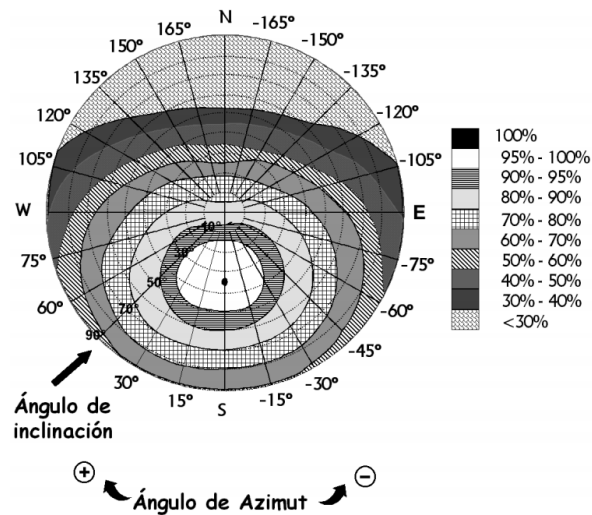


Figura 4.8. Relación de los ángulos de azimut con las pérdidas por orientación e inclinación. Figura obtenida de la referencia [45]

De dicha figura se obtienen los valores límites de inclinación mediante el trazo de líneas siguiendo los criterios que se van a exponer a continuación. Primero, se marca el contorno exterior de la superficie que marca el límite de 10 % de pérdidas, región rayada horizontalmente denotada en la leyenda como la zona donde las pérdidas varían entre el 90 - 95 %. Se traza la recta correspondiente al azimut, $\alpha = 22^\circ$ y se marcan los puntos de corte de esta con la superficie anterior. Estos puntos de corte se transvasan a la recta escalada, que indica el ángulo de inclinación, y se obtienen los valores de inclinación máxima y mínima. En la **Figura 4.9** se marca en azul y rojo dicho procedimiento, obteniendo los valores de inclinación mínimo y máximo en 7° y 60° respectivamente.

La inclinación del tejado de 30° es válida y cumple con los requisitos, pues se encuentra dentro de los límites calculados y, por tanto, las pérdidas por este concepto son inferiores al 10 %. Ahora se procede a obtener un valor aproximado para dicho porcentaje, que no será necesario incluir en el performance ratio, coeficiente que se explica en detalle más adelante (**pág. 70**),

pues ya está considerado en los valores de irradiación del MTY para el plano colector. El IDAE usa la siguiente relación para calcularlo:

Ecuación 4.3. Cálculo de pérdidas por inclinación y orientación según IDAE

$$Pd(\%) = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \gamma^2]$$

$$= 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (30 - 40.5 + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot 22^2] = 1,8 \%$$

En conclusión, las pérdidas por orientación e inclinación para $\gamma = 22^\circ$ y $\beta = 30^\circ$ son del 1,8 % respecto a la posición óptima, estando dentro del límite establecido y no siendo un porcentaje de pérdidas significativo para empezar a considerar usar otras posibles orientaciones e inclinaciones que no sean las del tejado y por tanto se respetará la ortogonalidad de este. Con la herramienta PVsyst se comprueba que la OI óptima es de 0° y 35° respectivamente con un factor de transposición de 1,19, que se define como la relación entre la irradiación incidente en el plano inclinado frente a la horizontal. Esto se interpreta como lo que se gana o pierde al inclinar el plano colector. Para la ortogonalidad del tejado este factor es de 1,17 – prácticamente igual que el óptimo –.

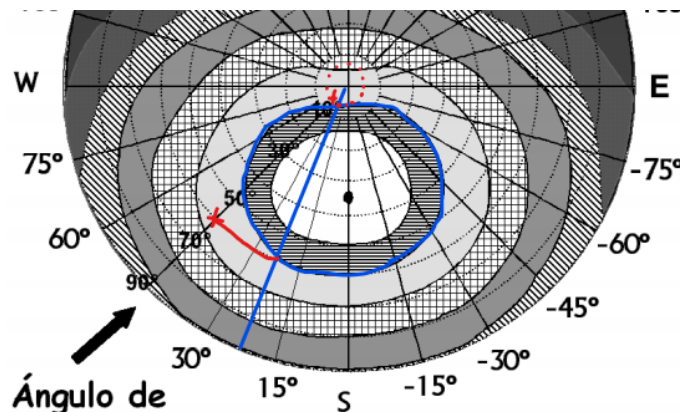


Figura 4.9. Resolución del cálculo de pérdidas por inclinación y orientación

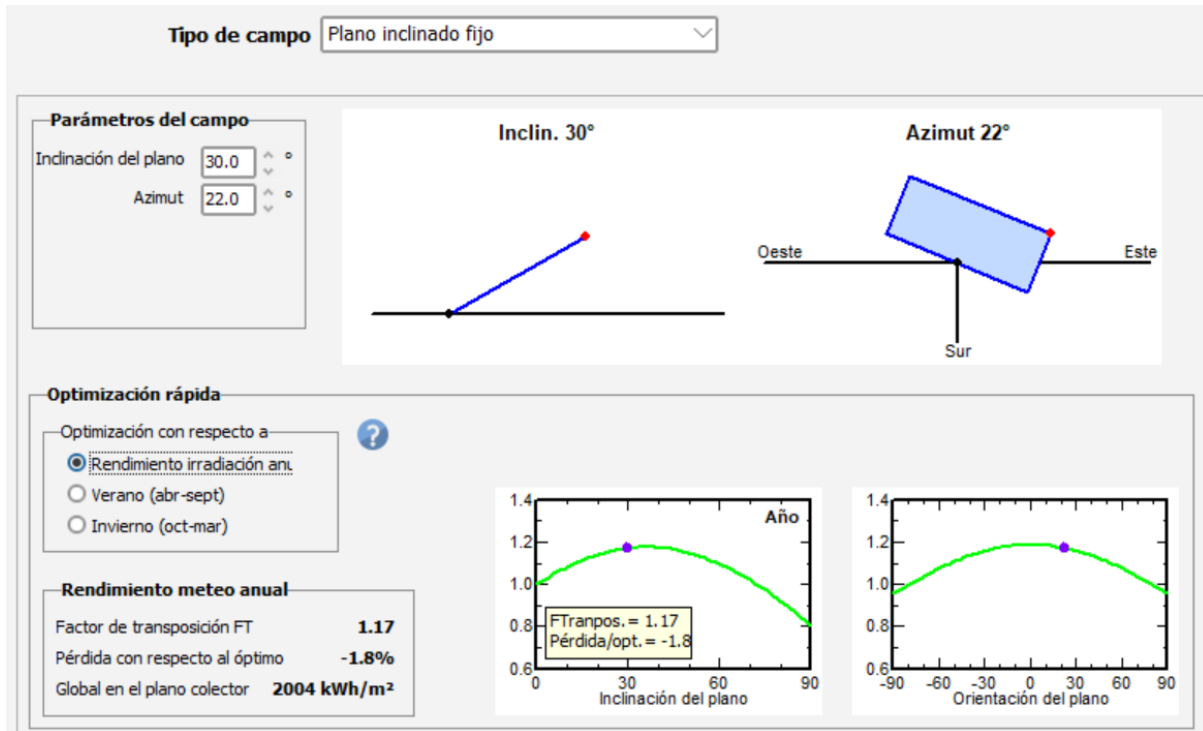


Figura 4.10. Pérdidas referidas a la inclinación y orientación de la instalación obtenidas mediante la herramienta PVsyst

4.5. Pérdidas debidas a sombras ocasionada por obstáculos

Solo se producen sombras cuando el objeto se encuentra más al sur que el campo solar. Por lo tanto, las chimeneas del tejado no afectarán a los paneles, siempre y cuando estos estén situados en la vertiente sur del tejado. En cualquier caso, el procedimiento a seguir para medir las pérdidas por sombras que se tiene que seguir según el anexo 3 del Pliego de Condiciones técnicas de Instalaciones Conectadas a Red elaborado por el IDAE [45] es el siguiente. En el diagrama solar, las curvas inferiores corresponden a los meses de invierno y las superiores a las de verano. El diagrama se divide en celdas identificadas con una letra y un número (A1, A2, ..., D14) que representan el recorrido del sol durante una hora a lo largo de diferentes días. Para poder realizar estimaciones hay que medir el azimuth y la elevación de cada punto de la silueta del obstáculo para poder dibujarlo en el diagrama solar y así conseguir el porcentaje de pérdidas. Para obtener estos valores se emplean teodolitos o aparatos de medición laser. También se puede hacer con un mapa de la ubicación e insertarlo en un archivo CAD. Según la documentación del IDAE, hay que elegir el valor en porcentaje de superficie cubierta de celda por el obstáculo que más se aproxime a los siguientes porcentajes prefijados por el documento (0 %, 25 %, 50 %, 75 % o 100%). En el documento se proporcionan unas tablas de referencia que se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación (β y γ , respectivamente). Debe usarse la tabla que más se aproxime a los valores de la superficie de estudio. La inclinación y orientación del plano del tejado son $\beta = 30^\circ$ y

$\gamma = 22^\circ$. La tabla se compone de un número para cada celda en las que se divide el diagrama solar. Dicho valor se multiplica por el porcentaje de superposición del obstáculo con la celda correspondiente.

Ecuación 4.4. Cálculo de pérdidas por sombra siguiendo el criterio que define el IDAE

$$Pd [\%] = \sum 0,25 \cdot B4 + 0,75 \cdot A6 + 0,5 \cdot A5 + B6 + 0,5 \cdot B8 + 0,25 \cdot A10 = e. j 6\%$$

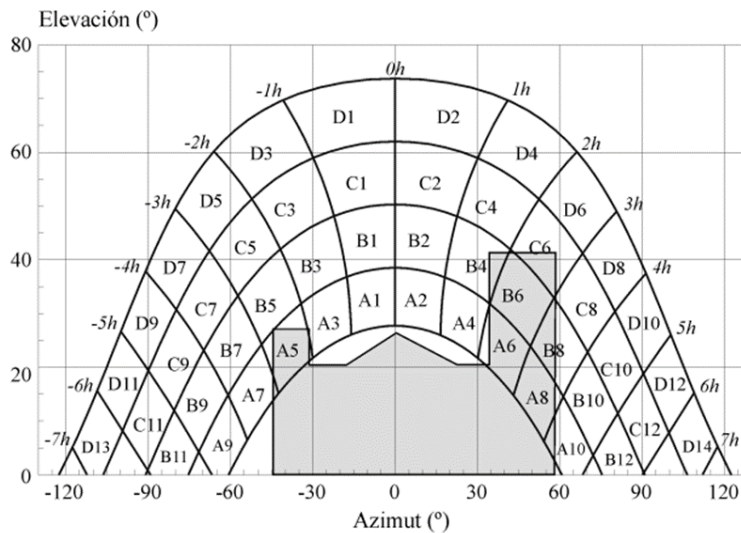


Figura 4.11. Ejemplo ficticio de sombras parciales

Los edificios colindantes nunca generaran sombras en el tejado pues tanto el edificio de enfrente, más al sur, como el del lateral este, tienen una altura inferior a la vivienda y están alejados del tejado en torno a 15 m y 8 m respectivamente. La vivienda adosada que se encuentran en el lateral oeste tiene la misma altura, creando una superficie uniforme de tejados que no generará sombras mutuas.

Debido a la latitud de la ubicación y al azimut de la vivienda, las chimeneas proyectan sombras en el tejado durante el amanecer y el anochecer, coincidiendo con las horas de menor irradiación. En cualquier caso, se modela en 3D la casa, geolocalizando el emplazamiento y definiendo su orientación, con el software SketchUp, y se colocan los paneles en su tejado con la extensión Skelion para visualizar de manera gráfica lo anterior. En la **Figura 4.12** se muestran las sombras que generan las chimeneas para cada mes del año durante las primeras horas de luz del día. Hay que destacar que el huso horario se fija en UTC+01:00 para los meses que van desde noviembre hasta marzo, ambos inclusive, y en UTC+02:00 para los meses que van desde abril hasta octubre, ambos inclusive. Esto es así porque la vivienda está ubicada en Madrid, y España hace uso del horario de verano que cambia la hora para un mayor aprovechamiento de la luz solar.

En el análisis se aprecia como aparecen sombras parciales en la fila de paneles más cercana a las chimeneas, en las primeras y últimas horas de luz solar del día en los meses de primavera y verano. El efecto que producen estas sombras es insignificante, cumpliendo, en cualquier fecha del año, con la norma general de mantener la superficie colectora libre de sombras durante al menos 4 h del mediodía. Además, para mitigar las pérdidas por sombreados, los paneles FV elegidos contarán con la tecnología *half cell*, explicada en el apartado **5.2. (pág. 70)**. Por lo tanto, las pérdidas por sombras se van a desprestigiar. En cualquier caso, los paneles se empezarán a colocar lo más al sur posible del tejado.

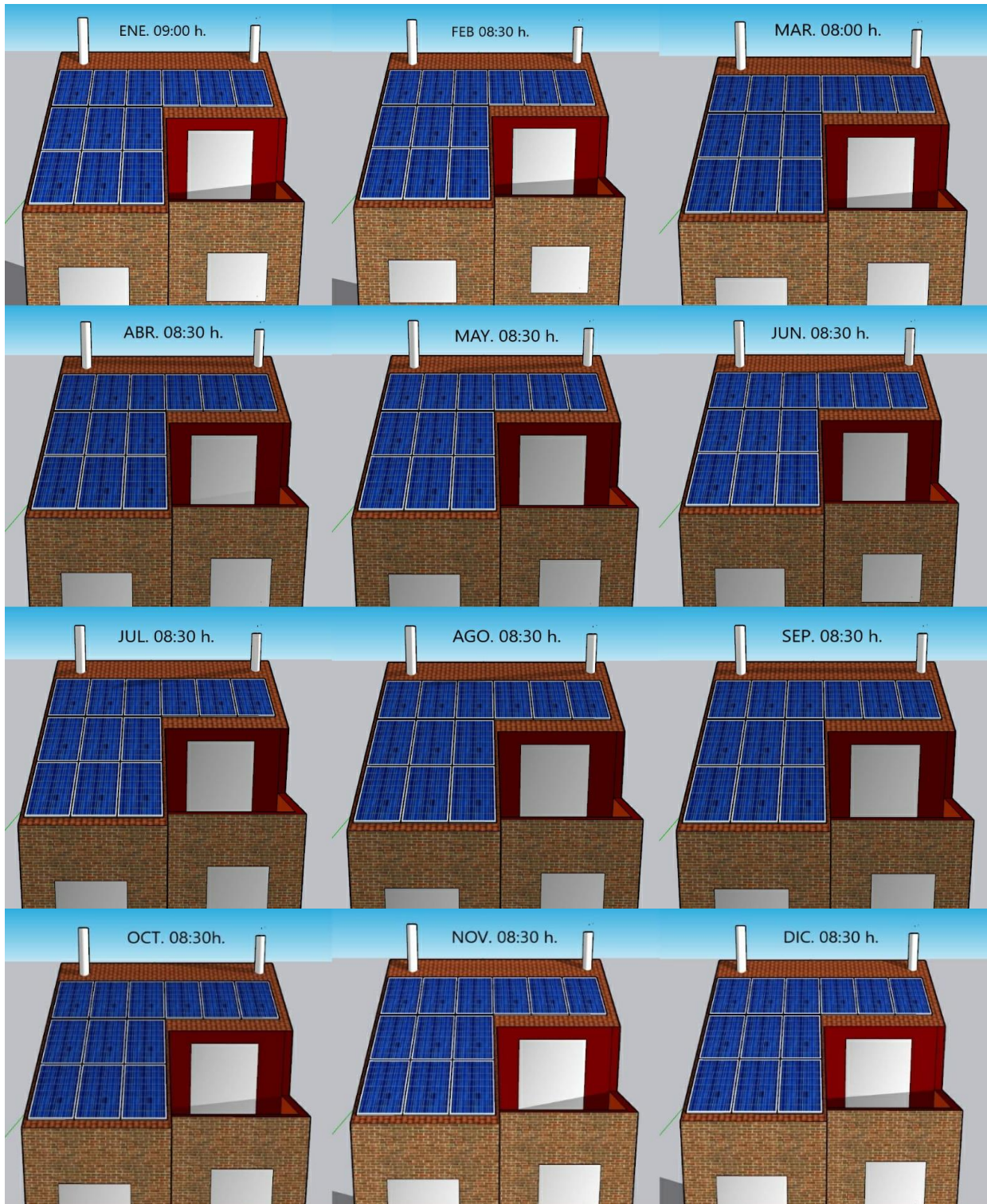


Figura 4.12. Sombras proyectadas por las chimeneas sobre el tejado al amanecer, con vista desde el suroeste. Elaboración propia.

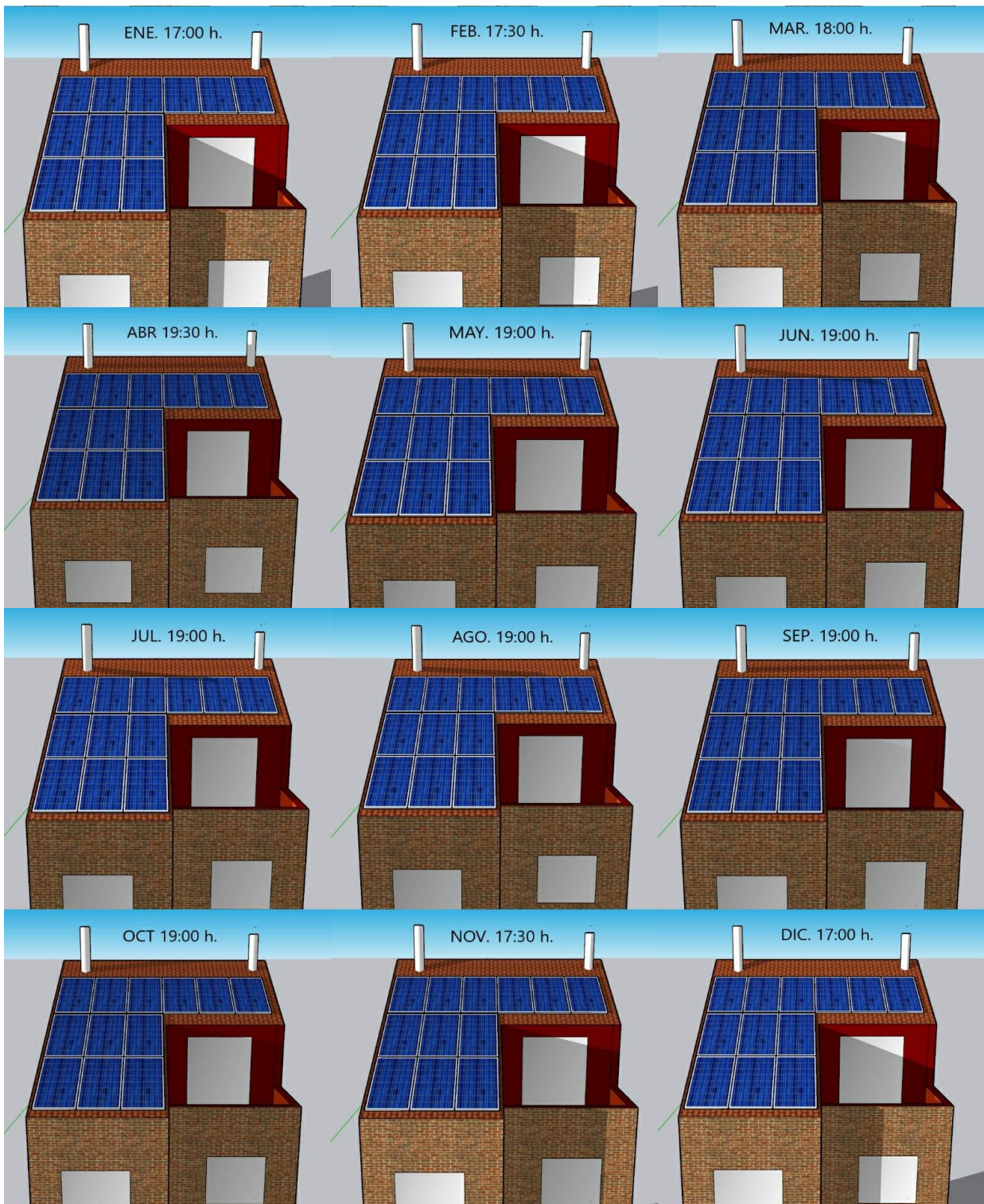


Figura 4.13. Sombras proyectadas por las chimeneas sobre el tejado al atardecer, con vista desde el suroeste. Elaboración propia.

4.6. Separación mínima entre filas de paneles

Las filas de paneles solares pueden llegar a darse sombras entre ellas en determinados momentos del día y año si no están lo suficientemente separadas cuando se usan estructuras de soporte que no sean coplanares. Esto es así porque gracias a este tipo de montaje, coplanar con la superficie del tejado, la altura "h", que se define como la diferencia de altura entre la parte alta de un panel y la parte baja del siguiente, ver **Figura 4.14**, es cero, por tanto, no es necesario considerar una distancia, "d", más allá de la estrictamente necesaria para que los marcos de los paneles no estén en contacto unos con otros. Para el caso particular de este proyecto, los paneles se colocarán en el tejado sur de la vivienda manteniendo la misma inclinación que el plano del tejado. En definitiva, la disposición de los paneles no generará sombras mutuas que les afecten y por lo tanto no es necesario separar las filas.

En cualquier caso, se describe a continuación el procedimiento de cálculo que habría que aplicar si se utilizaran estructuras de soporte inclinadas. Como norma general, se debe cumplir que el sistema reciba cuatro horas de sol libres de sombras al mediodía del solsticio de invierno. La **Ecuación 4.5** determina qué distancia garantiza 4 h libres de sombras alrededor del mediodía, teniendo en cuenta la longitud de la sombra de un obstáculo para el solsticio de invierno. La letra griega fi representa la latitud del lugar.

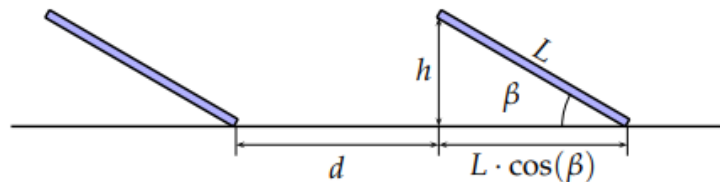


Figura 4.14. Esquemático de una posible colocación de las filas de paneles. Figura obtenida de la referencia [28]

Ecuación 4.5. Distancia mínima de separación entre paneles

$$d_{min} = \frac{h}{\tan(61^\circ - |\phi|)}$$

En el caso de que se quiere aumentar el ángulo β con las estructuras de soporte tenemos que garantizar una distancia mínima entre filas mayor.

Para concluir, se comprueba que el porcentaje de pérdidas por orientación e inclinación más sombras no sea superior al 15 %, valor que fija el CTE para una instalación de tipo general como la descrita hasta ahora. Las pérdidas por OI son del 1,8 % respecto al valor óptimo y las producidas por sombras son insignificantes, por lo que se cumple con creces la condición anterior.

4.7. Análisis preliminar con PVGIS

Con el software web de PVGIS también se puede obtener un valor para el ángulo de inclinación óptimo además de una estimación de la producción específica (kWh/kW_p instalado). Para obtener los resultados se establecen los siguientes datos de partida:

- Localización [Lat./Lon.]: [40.5, -3.5].
- Base de datos PVGIS-SARAH.
- Tecnología de silicio cristalino.
- Potencia FV pico instalada= 1 kW_p.
- Pérdidas en el sistema del 14%.
- Ángulo de azimut de la placa fijo = 22° oeste.

Tabla 4.1. Resultados de la simulación preliminar de PVGIS

| | |
|---|---------|
| Ángulo de inclinación óptimo [°] | 34 |
| Pérdidas totales [%] | -22,16 |
| Producción anual FV [kWh] | 1589,46 |
| Irradiación anual [kWh/m ²] | 2041,97 |

Tanto la ecuación propuesta por Eduardo Lorenzo como la herramienta PVGIS, ratifican que la inclinación de los paneles debe estar comprendida entre los 30 - 35°. Cualquier valor dentro de ese rango sería válido y las consecuencias de elegir uno u otro son insignificantes. Esto justifica la opción elegida de colocar los paneles solares coplanares con el tejado.

Además, PVGIS estima la producción de energía mensual del sistema por kW instalado para los distintos meses del año en función de: la cantidad de irradiación que recibe el plano inclinado a 30° y con azimut de 22° y el porcentaje de pérdidas fijado, por defecto del 14 %. De esta forma, se obtiene la energía producida por el sistema FV para el primer año de operatividad porque no tiene en cuenta la caída lineal de potencia a la salida del panel. La herramienta predice que el mes con menor y mayor producción son diciembre, con 93,47 kWh y julio, con 173,6 kWh. No obstante, estos datos tienen meramente un valor orientativo. El informe de PVGIS es muy escueto y limitado, sus cálculos son mensuales y no permite insertar datos de consumo para calcular porcentajes de autosuficiencia energética, autoconsumo o ahorro en la factura eléctrica.

En consecuencia, en el capítulo 4 se lleva a cabo un procedimiento de cálculo más meticuloso y concienzudo, por horas, detallando las pérdidas y presentando un factor de rendimiento adaptado a cada mes del año. De esta manera se consigue realizar un estudio energético completo.

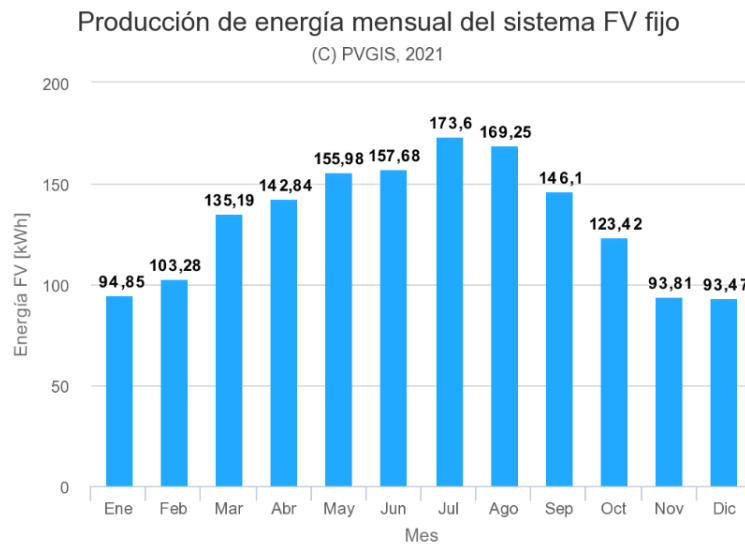


Figura 4.15. Producción energética estimada por kW de potencia instalado. Figura obtenida de la referencia [44].

4.8. Conclusiones

Del capítulo 4 se extraen las siguientes conclusiones:

- El clima de Paracuellos del Jarama (Madrid, España) es propicio para instalar placas solares
- Actualmente, en la ubicación del proyecto, el número de instalaciones de autoconsumo FV en tejado para viviendas unifamiliares está continuamente creciendo
- La base de datos meteorológicos elegida es: PVGIS-SARAH para un año TMY
- Los paneles se colocarán manteniendo la inclinación del tejado de 30° y respetando su azimut de 22° oeste
- Las sombras proyectadas por las chimeneas de la vivienda no son relevantes en la realización del dimensionamiento
- El tejado de la vivienda dispone de una superficie útil de 29 m² donde las pérdidas por OI y sombras no superan los valores límites marcados en el CTE para una instalación catalogada como general.
- No es necesario separar las filas de paneles más allá del espacio mínimo necesario para que los marcos de los paneles no estén en contacto unos con otros
- PVGIS estima que la producción anual por kW instalado para la superficie colectora es de 1589,46 kWh

Capítulo 5. Dimensionamiento y selección de componentes

Durante este capítulo se emprende una redacción para explicar las características y justificaciones referidas al dimensionamiento de la instalación FV. El objetivo final consiste en determinar, a partir de los datos de consumo e irradiación por horas, el número óptimo de m² de panel solar que supongan la opción más rentable económicamente para la vivienda. Con el número de paneles fijado, se calcula de manera inmediata la potencia en kW_p a instalar y la autonomía energética (porcentaje de la energía producida que se autoconsume). Con el dimensionado de la instalación se persigue reducir al máximo el término variable de la factura eléctrica y, así mismo, cubrir los consumos de la manera más satisfactoria posible. Se trata de encontrar un equilibrio entre la maximización del porcentaje de autoconsumo, la cantidad de energía que se inyecta en la red y la inversión económica necesaria para llevarlo a cabo que permita justificar cuál es el número de paneles con mayor ventaja económica.

El objetivo final es encontrar el SFCR óptimo, que se acoplará en paralelo con la red eléctrica convencional. Se trata de un ejercicio de toma de decisiones y durante el capítulo se justificarán y mencionarán todos los criterios seguidos en cada resolución de un dilema.

5.1. Consumo eléctrico de la vivienda

En esta sección se estudian los consumos de energía de la vivienda en el lapso temporal comprendido entre mayo de 2020 y abril de 2021. Se usan los datos de consumo por horas proporcionados por la distribuidora con la que los usuarios de la casa tienen contratada la luz, en este caso UFD - Distribuidora de electricidad del Grupo Naturgy. Las cifras de consumo están disponibles en el área cliente de su página web, y se importan a una hoja de cálculo de Excel.

En este punto se recuerda que la vivienda objeto de la instalación tiene una tarifa acogida al mercado regulado PVPC sin discriminación horaria 2.0 A con una potencia contratada de 3,35 kW, pero, en junio de 2021, coincidiendo con la elaboración de este TFG, las tarifas dentro del PVPC se unificaron para potencias inferiores a 15 kW en la nueva 2.0 TD. Consecuentemente, no se usará el registro de facturación antiguo del hogar.

Con los datos de consumo horario se puede saber cuál es la cantidad de energía que demanda, en las horas de luz, la vivienda y, por tanto, estimar el número de paneles necesarios para satisfacer esa demanda de acuerdo con la irradiación incidente horaria, el *performance ratio*, potencia de los paneles y eficiencia de estos.

Aquí, por simplicidad, solo se mostrarán promedios y consumos totales de la vivienda; los cálculos por horas quedan reflejados en la hoja de Excel. Los consumos eléctricos de los hogares varían ampliamente en función del tamaño, tipo de vivienda, ubicación y número de ocupantes. Por ello, es importante mencionar que, durante el periodo de tiempo a estudio, vivieron 4 personas adultas en la vivienda durante todo el año. Es por ello por lo que estos datos se considerarán como un perfil típico de consumo para la vivienda. Esta cuenta con una superficie de 300 m² repartida en tres plantas y un patio exterior. Los consumos totales mensuales en kWh se recogen en la **Tabla 5.1**. Sumando la energía consumida cada mes, se tiene que la energía total consumida al año que son 3543 kWh. El consumo medio mensual durante estos 12 meses es de 295,26 kWh, lo que implica que el promedio diario es de 9,84 kWh. Según la Red Eléctrica Española [46] el consumo medio de un hogar español es de 3272 kWh anuales, es decir 9 kWh diarios, ligeramente inferior al de la vivienda objeto de la instalación del generador FV.

Tabla 5.1. Consumo en kWh total mensual de la vivienda unifamiliar de 4 personas

| Mes | Ene. | Feb. | Mar. | Abr. | May. | Jun. | Jul. | Ago. | Sep. | Oct. | Nov. | Dic. |
|--------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Energía consumida [kWh] | 224,5 | 244,9 | 260,8 | 266,1 | 318,6 | 310,8 | 400,3 | 373,2 | 385,3 | 273,2 | 240,1 | 245,4 |

En los siguientes párrafos se justifican las diferencias estacionales del consumo para entender el perfil.

El consumo en la vivienda en los meses de invierno es debido fundamentalmente al uso de la calefacción y de la iluminación, pero el ajetreo del día a día hace que los usuarios de la vivienda estén menos tiempo en ella, por lo tanto, el consumo es menor. En los meses de verano la demanda de energía crece por el empleo de los equipos de aire acondicionado y bomba de depuración de la piscina y así mismo el periodo estival suscita a que el tiempo de estancia de los usuarios en la vivienda sea mayor. Por otro lado, se disminuye el tiempo de uso de la iluminación, pero este no compensa lo anteriormente mencionado provocando que el gasto de electricidad sea mayor en verano que en invierno. En general, se demanda más energía en las conocidas horas punta o pico y, en tarifas con discriminaciones horarias, estas son las horas en las que es más costoso consumir la electricidad, ya que es cuando entran en funcionamiento las centrales de producción más caras, que además son las más

contaminantes. Sin embargo, en las horas valle, que se corresponden con las horas nocturnas, la electricidad se puede contratar más barata. En la **Figura 5.1** se observa cuándo se dan estas horas en la casa para el caso particular de invierno, tomando como ejemplo el mes de enero. Las horas pico comprenden el intervalo de 12:00 – 16:00 h coincidiendo con la utilización de hornos y cocinas. El consumo es medio en el periodo comprendido entre las 22:00 – 00:00 h debido, principalmente, al regreso al hogar, uso de cocinas y televisores. Las horas valles en la vivienda están comprendidas en el intervalo 02:00 – 07:00 h, ya que en él no hay actividad en el hogar.

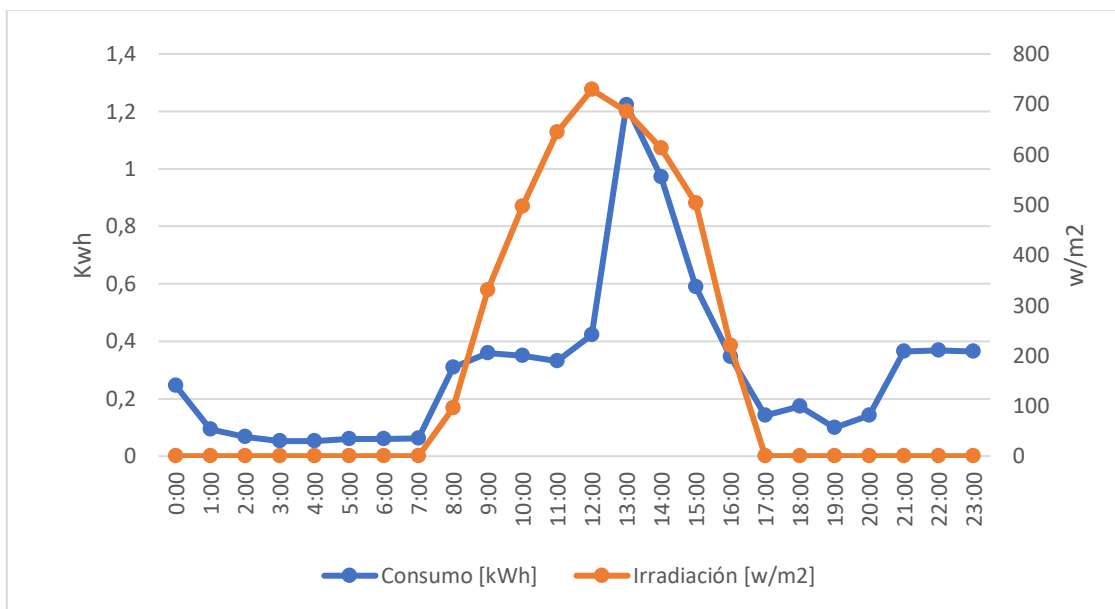


Figura 5.1. Patrón de consumo e irradiación por horas medias del mes de enero. Figura de elaboración propia.

En verano, el patrón de consumo es distinto y se encuentra reflejado en la **Figura 5.2**, que está promediada para el mes de julio. En ella se producen dos picos de consumo de energía que coinciden con las horas en las que la depuradora de la piscina entra en funcionamiento, que es de 12:00 a 14:00 h y de 23:00 a 01:00 h. El primero, con pico en los 2 kWh, se produce en el rango que comprende a las horas centrales del día, 12:00 - 16:30 h y el segundo más pequeño, con pico en 1 kWh, se da de 23:00 - 02:00 h, coincidiendo con el retraso en la vuelta al hogar y el aumento de la actividad nocturna. El periodo valle se da desde las 04:00 - 11:00 h al haberse reducido a su expresión mínima la actividad en el hogar.

Para aprovechar mejor las horas de mayor irradiación, se recomienda reprogramar los encendidos de la depuradora en los intervalos de 08:00 - 10:00 h y de 16:00 a 18:00 h para adaptar más la curva de consumo a la curva de irradiación. A grandes rasgos se puede decir que los picos de consumo se producen en el periodo en el cual el futuro generador FV producirá más electricidad.

Es importante que los usuarios de la vivienda tengan en cuenta cuáles son las horas del día en las que la instalación produce mayor energía para centrar ahí sus consumos. Sea cual sea la índole de estos, por la noche no pueden ser autoabastecidos, ya que en principio la energía excedentaria producida se inyectará en la red. Es primordial que la hora punta de la nueva tarifa 2.0 TD (de 10:00 a 14:00 h) pueda ser autoabastecida casi siempre en su totalidad.

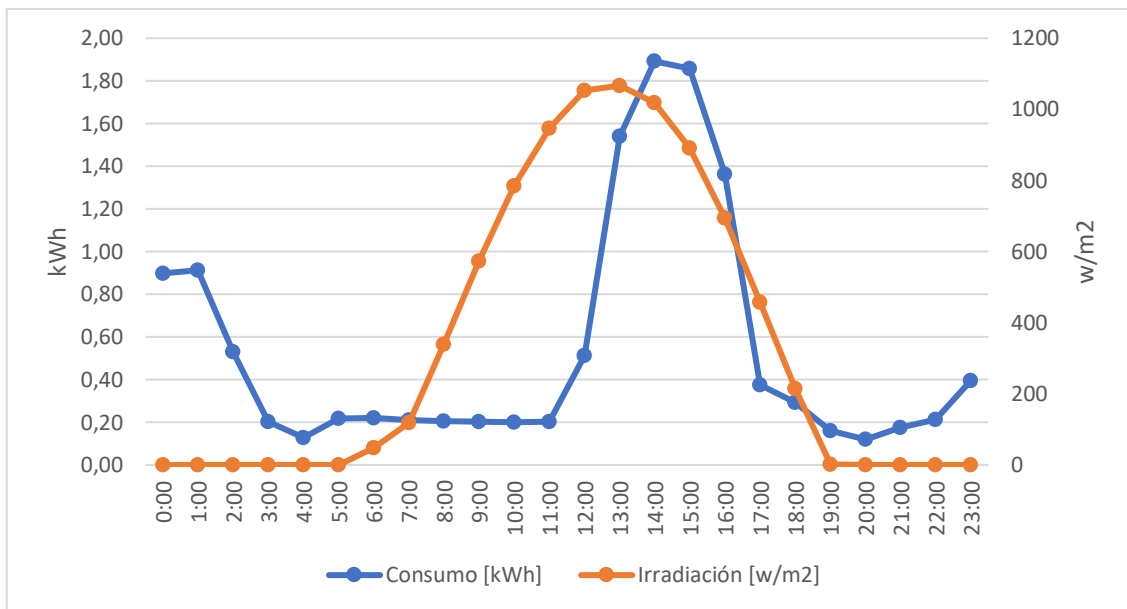


Figura 5.2. Patrón de consumo e irradiación medios por horas del mes de julio. Figura de elaboración propia.

En las **Tabla 5.2 y 5.3**, de modo intuitivo, se muestran los diferentes dispositivos receptores de potencia de la vivienda con sus gastos energéticos asociados y horas de uso. De todos ellos destacan por un consumo de energía constante y continuo al año la iluminación, el frigorífico, la cocina, el horno y los televisores. Existen otros aparatos que estacionalmente elevan el consumo, como el aire acondicionado, la calefacción o la depuradora, y otros de poco consumo individual que, sumados, alcanzan valores altos, como los pequeños electrodomésticos. Este desglose del consumo no se usa para los cálculos del dimensionamiento, pero es de utilidad para saber cómo se modificaría el consumo si se cambiase algún hábito de vida o se incrementase el número de personas que residen en la vivienda. A su vez, se puede usar para obtener, extrapolando, los datos de consumo de otras viviendas equivalentes.

Tabla 5.2. consumo iluminación

| Ubicación | Tipo | Uds. | P [W] | P _{total} [W] | Horas/día | Wh día |
|-----------|------|------|-------|------------------------|-----------|--------|
| | | | | | | |

| | | | | | | |
|---------------------|----------------------------|---|----|-----|-------|------|
| Cocina | Downlight LED | 5 | 20 | 100 | 2 | 200 |
| Exterior | Foco exterior LED | 4 | 50 | 200 | 0,5 | 100 |
| Entrada | Bombilla LED | 1 | 12 | 12 | 0,1 | 1,2 |
| Baño 1 | Downlight LED | 1 | 10 | 10 | 0,17 | 1,7 |
| salón | • Plafón LED | 2 | 18 | 36 | 2 | 72 |
| | • Lámparas halógenas | 2 | 40 | 80 | 1 | 80 |
| Recibidor | bajo consumo | 1 | 12 | 12 | 0,17 | 2,04 |
| Escalera 1 | halógena | 1 | 40 | 40 | 0,075 | 3 |
| Garaje | Tubos fluorescentes | 4 | 8 | 32 | 0,085 | 2,72 |
| Dormitorio 1 | • Plafón Led | 1 | 18 | 18 | 1 | 18 |
| | • lámparas de bajo consumo | 2 | 15 | 30 | 1 | 30 |
| Dormitorio 2 | Bajo consumo | 1 | 20 | 20 | 2 | 40 |
| Dormitorio 3 | • Plafón LED | 1 | 20 | 20 | 1,5 | 30 |
| | • Bombillas LED | 2 | 8 | 16 | 1 | 16 |
| Baño 2 | • Lámpara led de espejo | 1 | 5 | 5 | 0.1 | 0,5 |
| | • Downlight led | 2 | 6 | 12 | 0,4 | 4,8 |
| Baño 3 | Downlight led | 4 | 6 | 24 | 0.17 | 4,08 |
| Vestidor | halógena | 1 | 50 | 50 | 0.2 | 10 |
| Descansillo | Bajo consumo | 1 | 15 | 15 | 0.5 | 7,5 |
| Escaleras 2 | Bajo consumo | 1 | 15 | 15 | 0.1 | 1,5 |
| Buhardilla | • Plafón Led | 2 | 60 | 120 | 0,5 | 60 |
| | • Bajo consumo | 4 | 15 | 60 | 0,3 | 18 |
| | • Led | 2 | 5 | 10 | 0,3 | 3 |
| Total=706,04 | | | | | | |

En la tabla se puede ver que los habitáculos de uso mayoritario, donde se producen los principales consumos, cuentan con iluminación LED, con las ventajas asociadas a ello en consumo, lúmenes y vida útil. Las lámparas halógenas, fluorescentes y bombillas de bajo consumo se encuentran en puntos de uso esporádico siendo su influencia en el consumo mínima. Por ello no se considera cambiarlas.

Tabla 5.3. Consumo total

| Elemento | $P_{\text{máx}}$ [W] | Wh (1h) | Horas/día | Wh/día |
|--|----------------------|---------|----------------------------|--------|
| Frigorífico A++(284 kWh al año) | 350 | 32,87 | 24 | 788 |
| Lavavajillas | 2000 | 246 | 1,14 (2 h ,4 veces/semana) | 280,44 |
| Microondas | 1200 | 900 | 0,33 | 297 |

| | | | | |
|-----------------------------------|---|------|---------------------------|--------|
| vitrocerámica | 1500 | 1500 | 1 | 1200 |
| Plancha | 1200 | 1200 | 0,143 (1h semana) | 171,43 |
| Horno | 2500 | 2500 | 0,57 (4h semana) | 1425 |
| Televisor 32" | 150 | 150 | 5 | 750 |
| Televisor 42" | 225 | 225 | 2 | 450 |
| Lavadora | 2000 | 365 | 0,43 (1 h 3 veces/semana) | 157 |
| Aspiradora | 800 | 600 | 0,29 (2h semana) | 171,43 |
| Bomba piscina | 3000 | 3000 | 0,41 (2h día 2,5 meses) | 1230 |
| Aire acondicionado comedor | 1300 | 1300 | 0,2 (1 h día 2,5 meses) | 260 |
| Aire ac. Dormitorio 1 | 750 | 750 | 0,13 (1 h día 1,5 meses) | 97,5 |
| Aire ac. Dormitorio 2 | 750 | 750 | 0,13 (1 h día 1,5 meses) | 97,5 |
| Aire ac. Dormitorio 3 | 750 | 750 | 0,13 (1 h día 1,5 meses) | 97,5 |
| Subtotal = 7472,8 | | | | |
| Iluminación = 706,04 | | | | |
| Miscelánea y standby (10%) | Total = 8178,84 * 1,1 = 8996,72 Wh/día | | | |

Ahora que ya sabemos a qué comportamiento obedece el perfil de consumo por horas de la vivienda y se ha visto qué aparatos lo producen, es hora de estimar la energía que producirán los paneles solares FV. En apartados posteriores a partir de la irradiación diaria por horas, el consumo demandado y el *performance ratio* se calculan los m² de panel necesarios que aporten el mayor beneficio económico.

5.2. Elección del panel solar

El módulo FV o panel solar es uno de los elementos más críticos de la instalación. Esto quiere decir que hay que prestar especial atención a los criterios que se van a seguir para su elección. Lo primero es acotar el estudio a un tipo de tecnología. Los módulos cristalinos acaparan el 90% de la cuota de mercado, lo cual es motivo más que suficiente para centrar el estudio en ellos. Dentro de estos se escogen los monocristalinos, ya que presentan mayor eficiencia que los policristalinos y que incorporen tecnologías como la half cell o PERC que no se encuentran en los policristalinos, primando el avance tecnológico a la cada vez menor diferencia en el precio. Se analizarán paneles de dimensiones como máximo 2300 x 1200 x 50 mm al ser estas las que mejor se adaptan a las estructuras de soporte existentes en el mercado. Además, cuanto mayor sean las dimensiones del panel, mayor resistencia ofrecerán estos al viento pudiendo llegar a comprometer la resistencia de sus soportes. Los principales fabricantes que se tendrán en cuenta son Jinko Solar, Longi Solar y JA Solar al ocupar las primeras posiciones en número de ventas de paneles solares en 2020¹² y ,así mismo, ser los principales

¹² Otovo, "Fabricantes de paneles solares," 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.otovo.es/blog/placas-solares/fabricantes-de-placas-solares/>.

proveedores de los puntos de venta web de paneles solares en España. A la hora de establecer un precio para los paneles se toma como referencia las siguientes tres tiendas online dedicadas a la energía solar, todas con domicilio fiscal en España, con renombre y disponibilidad de una amplia amalgama de marcas y modelos. Estas son Tecnosolab (colabora principalmente con Jinko Solar), Tienda-solar, Autosolar y Suministro del sol.

A continuación, se enumeran los criterios que se van a seguir para seleccionar el mejor módulo FV.

- **Certificaciones:** se valora positivamente la presencia de una extensa lista de certificados de calidad y seguridad en la *datasheet* del componente.
- **Tecnologías:** también se busca que los paneles incorporen las siguientes tecnologías:
 - **PERC (*Passivated Emitter Rear Cell*):** consiste en colocar una capa reflectante (*Dilectric layer*) adicional en la parte trasera del panel.
 - ***Half Cell*:** es una de las tendencias que más se está extendiendo entre los fabricantes. El informe de abril de 2020 elaborado por VDMA (Mechanical Engineering Industry Association) y titulado: International Technology Roadmap for Photovoltaic de la referencia [47] avala este hecho, que queda representado en la **Figura 5.3**, donde se estima que ,para 2022, la cuota de mercado será de un 30% para esta tecnología, siendo muy elevada si se tiene en cuenta que es una tecnología nueva y acentuándose este hecho para 2030, aumentando hasta alcanzar cifras por encima del 60 %. El fundamento de *half cell* es separar el módulo en dos mitades conectadas en paralelo con cajas de conexión independiente para cada polo multiplicando por dos el número de células ya que estas se cortan por la mitad; por lo que un módulo convencional de 72 pasaría a tener 144 células. En la **Figura 5.4** se muestra como el mercado se divide en dos principales tamaños para los principales nichos, a los cuales pertenece la aplicación objeto de este proyecto: 60 *full-cell*/ 120 *half-cell* y 72 *full-cell* /144 *half-cell*. Tamaños mayores o menores a los anteriores están destinados para mercados especiales que representan el 10%. *Half cell* surge para reducir las pérdidas por interconexión porque, al reducir el tamaño, se reduce la corriente que genera cada una de las células y, por tanto, se reducen las pérdidas por resistencia en serie, así como la temperatura, hay menor riesgo de puntos calientes, logrando una mayor eficiencia y una vida útil más larga. Además, el comportamiento ante sombras parciales de estos módulos es mejor, pues si la sombra parcial solo afecta a una mitad del módulo, la otra parte no se vería perjudicada en rendimiento y seguirá produciendo al máximo

para las condiciones de ese momento. Con esta tecnología se alcanza la misma intensidad, tensión y potencia que tendría ese mismo módulo si fuera *full cell* sin influir en sus dimensiones, es decir, estas serían prácticamente idénticas. Como desventaja, se añaden etapas al proceso de fabricación para cortar las células.

Como inciso se menciona que las tiendas de paneles solares anteriormente mencionadas comercializan predominantemente la tecnología *half-cell* para los nuevos modelos de potencia mayor a 380 W_p.

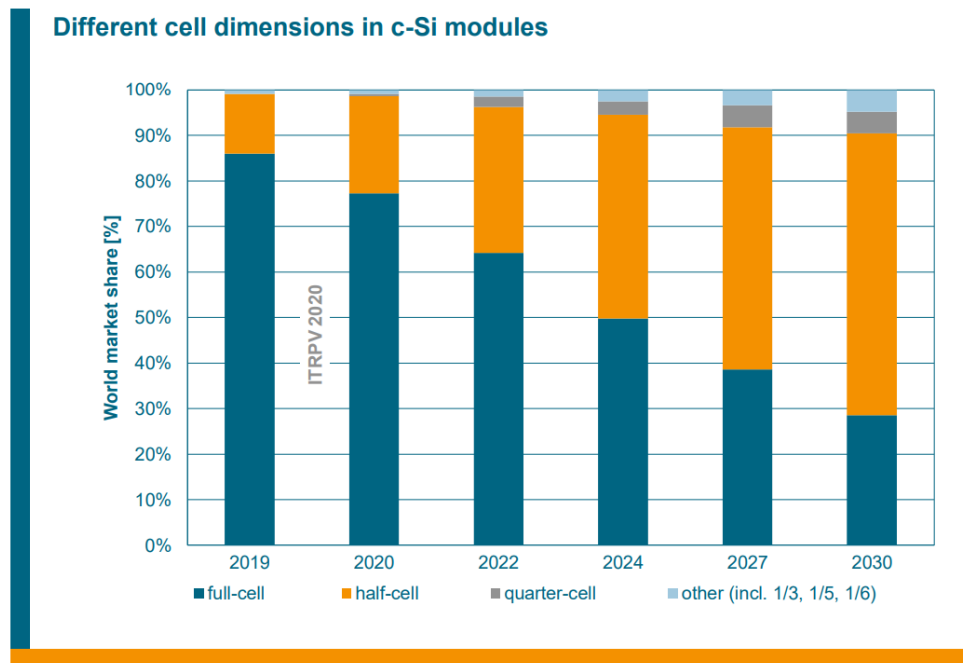


Figura 5.3. Predicción de la cuota de mercado para las diferentes dimensiones de células de los módulos de c-Si. Figura obtenida de la referencia [47]

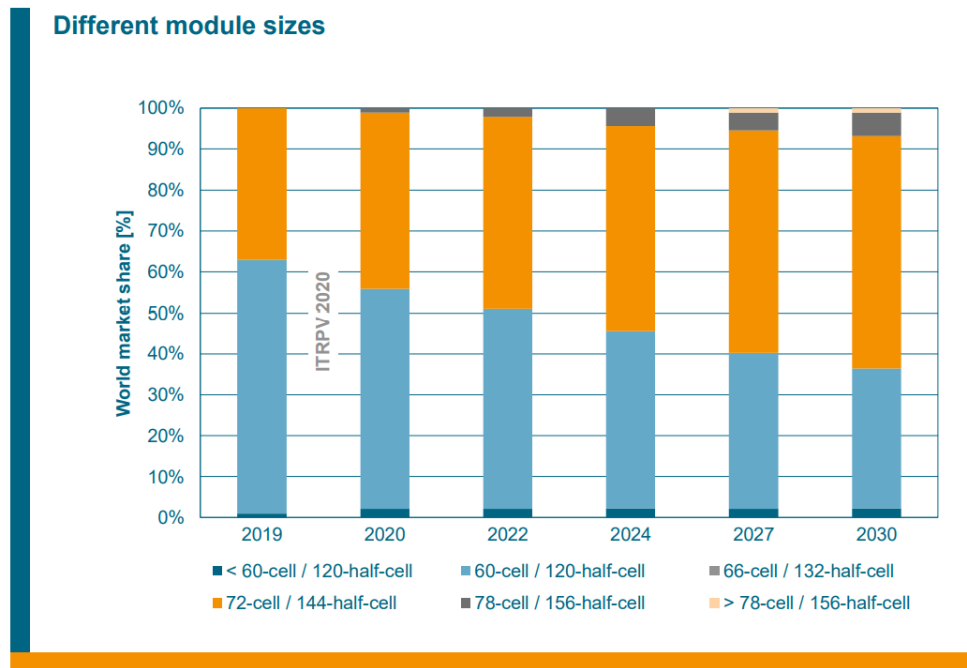


Figura 5.4. Estimación del número de células. Figura obtenida de la referencia [47]

- Garantía del fabricante: se busca el fabricante que proporcione mayor número de años en garantía del producto (mínimo 10) y que garantice una caída lineal de la potencia durante mínimo 25 años y que esta sea la menor posible.
- Relación potencia/superficie del módulo (eficiencia): se busca el máximo valor posible para ocupar la menor superficie de tejado.
- Tolerancia en la potencia: se busca tener la mínima variación en la potencia nominal real del módulo.
- Se valorará, a su vez, el cociente de la eficiencia con el precio del panel.
- Coeficiente de temperatura para la potencia máxima: se recuerda que este parámetro representa la disminución de la potencia de salida del panel por cada grado que aumenta la temperatura de trabajo de este por encima de 25 °C. Por ello, se busca el panel que presente menor valor para este dato.
- Temperatura de operación nominal de la célula (*NOCT*): es la temperatura que alcanza la célula en condiciones de trabajo normales (800 p/m² y 20 °C). Se busca que sea lo menor posible para que el panel entregue más potencia.

Para esquematizar y poder comparar estos parámetros se crea la **Tabla 5.4** con los datos extraídos de sus respectivas *datasheets*.

Tabla 5.4. Comparativa para la elección del módulo FV

| Fabricante | Solar Jinko | JA Solar | Longi Solar |
|--|--------------------------------------|-------------------------------------|--|
| Modelo | JKM535M-72HL4-V (monocristalino) | JAM72S30-535/MR (monocristalino) | LR5-72 HPH 545 M (monocristalino) |
| Año de comercialización | 2020 | 2021 | 2021 |
| Dimensiones [mm] | 2274 x 1134 x 35 | 2279 x 1134 x 35 | 2256 x 1133 x 35 |
| Nº de células | 144 (6x24) | 144(6x24) | 144 (6x24) |
| Potencia STC [W _p] | 535 | 535 | 545 |
| Tolerancia en potencia [%] | 3 | 0,94 | 0,92 |
| Coefficiente de temperatura (P _{máx}) [%/°C] | -0,35 | -0,35 | -0,35 |
| Potencia NOCT [W] | 398 | 405 | No se especifica en <i>datasheet</i> [en archivo .pan 408,6] |
| Temperatura NOCT [°C] | 45±2 | 45±2 | 45±2 |
| Precio [€] | 209,51 ¹³ | 235,20 ¹⁴ | 204,23 ¹⁵ |
| €/W _p | 0,39 | 0,44 | 0,37 |
| Eficiencia para STC [%] | 20,75 | 20,70 | 21,3 |
| Eficiencia/precio [%/€] | 0,10 | 0,09 | 0,10 |
| Garantía de potencia de salida lineal [años] | 25 | 25 | 25 |
| Porcentaje de reducción de la potencia de salida a los 25 años [%] | 84,80 | 84,80 | 84,80 |
| Garantía del producto [años] | 12 | 12 | 12 |
| Nº Diodos <i>bypass</i> | No se especifica en <i>datasheet</i> | 3 | 3 |
| Extras | -Half Cell -MBB (multi bus bar) | -PERC Cell -Half cell -MBB | -PERC Cell -Half cell |

Los precios de los paneles están sometidos a una enorme volatilidad en función de donde y cuando se busquen. En cualquier portal web estos pueden variar de un día a otro e incluso ya no estar disponible el producto.

¹³ Precio medio de las tiendas web: <https://tecnosolab.com> y <https://suministrosdelsol.com> (IVA incluido). Consultado el 05/09/2021.

¹⁴ Precio medio de las tiendas web: <https://autosolar.es> y <https://suministrosdelsol.com> (IVA incluido). Consultado el 05/09/2021.

¹⁵ Precio medio de las tiendas web: <https://tienda-solar.es> y <https://autosolar.es> (IVA incluido). Consultado el 05/09/2021.

| | | | |
|------------------------|--|---|--|
| Certificaciones | <ul style="list-style-type: none"> - IEC 61215 - IEC 61730 - ISO 9001: 2015 - ISO 14001: 2015 - ISO 45001:2018 -CE - Larga durabilidad frente a condiciones ambientales extremas Certificado por TÜV Nord. | <ul style="list-style-type: none"> - IEC 61215 - IEC 61730 - UL 61215 - UL 61730 - ISO 9001: 2015 - ISO 14001: 2015 - ISO 45001:2018 -IEC TS 62941:2016 - CE | <ul style="list-style-type: none"> - IEC 61215 - IEC 61730 - UL 61730 - ISO 9001: 2008 - ISO 14001: 2004 - OHSAS 18001: 2007 - CE |
|------------------------|--|---|--|

Antes de nada, para el panel de Longi Solar, a diferencia de los otros dos paneles sometidos a estudio, se dispone del archivo .pan que resume todas las características del módulo, así como de información y gráficas extras que no se incluyen en su *datasheet* en formato .pdf. Por lo cual, aunque no se especifique la información de potencia en condiciones distintas a las nominales en su *datasheet*, con los archivos .pan y el software de PVsyst se puede recopilar esta. Para el panel LR5-72 HPH 545 M (De Longi Solar) la potencia máxima en condiciones *T_{ONC}*, que es extraída de ahí, es de 408,6 W.

Se descartan los modelos de los fabricantes de JA Solar y Jinko solar atendiendo a las siguientes razones:

- No se dispone de archivo .pan para ninguno de los dos modelos, además Jinko Solar no especifica el número de diodos *bypass*
- Tienen menor eficiencia, mayores tolerancias en la medida de potencia en condiciones STC y mayor coste por unidad de potencia, siendo prácticamente iguales en el resto de las características al modelo de Longi Solar

Por tanto, se elige el LR5-72 HPH 545 M del fabricante Longi Solar. A todo esto, hay que sumar que Longi Solar solo contempla en su línea de negocios la fabricación de células y módulos monocristalinos de alta eficiencia. Es el mayor proveedor de obleas de silicio monocristalino del mundo con presencia en los 5 continentes. A su vez, ha sido galardonada con el premio al 'mejor proveedor de equipos de 2019' que concede Iberdrola por su servicio postventa, calidad, desarrollo sostenible, innovación tecnológica y la responsabilidad social de la empresa. Además, cuenta con el sello ambiental europeo Certisolis CRE₃ y CRE₄ por haber certificado

que su cadena de producción en China al completo usa energía 100% renovable¹⁶. Para terminar, hay que decir que la empresa ha sido incluida durante varios años consecutivos en la lista de las 500 empresas de energía más punteras del mundo. Todo lo descrito hasta ahora en su conjunto es una muestra de la solidez, confianza y fiabilidad que presentan sus productos¹⁷.

En la **Tabla 5.5** se recogen los principales parámetros eléctricos del panel bajo condiciones STC, dadas por el fabricante en la *datasheet*.

Tabla 5.5. Principales características eléctricas del panel LR5-72 HPH 545 M (STC)

| | |
|---|--------|
| Potencia máxima nominal $P_{m\acute{a}x}$ [W _p] | 545 |
| Tensión de potencia máxima V_{mpp} [V] | 41,8 |
| Intensidad en el punto de potencia máxima I_{MPP} [A] | 13,04 |
| V_{oc} [V] | 49,65 |
| Corriente de cortocircuito I_{sc} [A] | 13,92 |
| Coefficiente de temperatura (V_{oc}) [%/°C] | -0,27 |
| Coefficiente de temperatura (I_{sc}) [%/°C] | +0,048 |

A continuación, se muestran distintas gráficas elaboradas por el fabricante que muestran el comportamiento del módulo FV bajo condicionantes distintos a los STC. De ellas se extrae información para determinar los valores de determinados parámetros de funcionamiento para las condiciones más y menos favorables. Estas curvas se explicaron en el apartado **3.3. (pág. 29)**. De ellas, hay que destacar que la mayor eficiencia del panel se produce para una temperatura de 10 °C y una irradiancia cercana a los 1000 W/m² tal y como se puede apreciar en la **Figura 5.7**.

¹⁶ Renewable Energy Magazine, "LONGi, el fabricante de placas solares que solo usa energía 100% renovable en sus fábricas chinas." [En línea]. Disponible en: <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/longi-el-fabricante-de-placas-solares-que-20200724>.

¹⁷ Longi Solar, "Acerca de LONGi Solar." [En línea]. Disponible en: <https://es.longi-solar.com/home/index/index.html>.

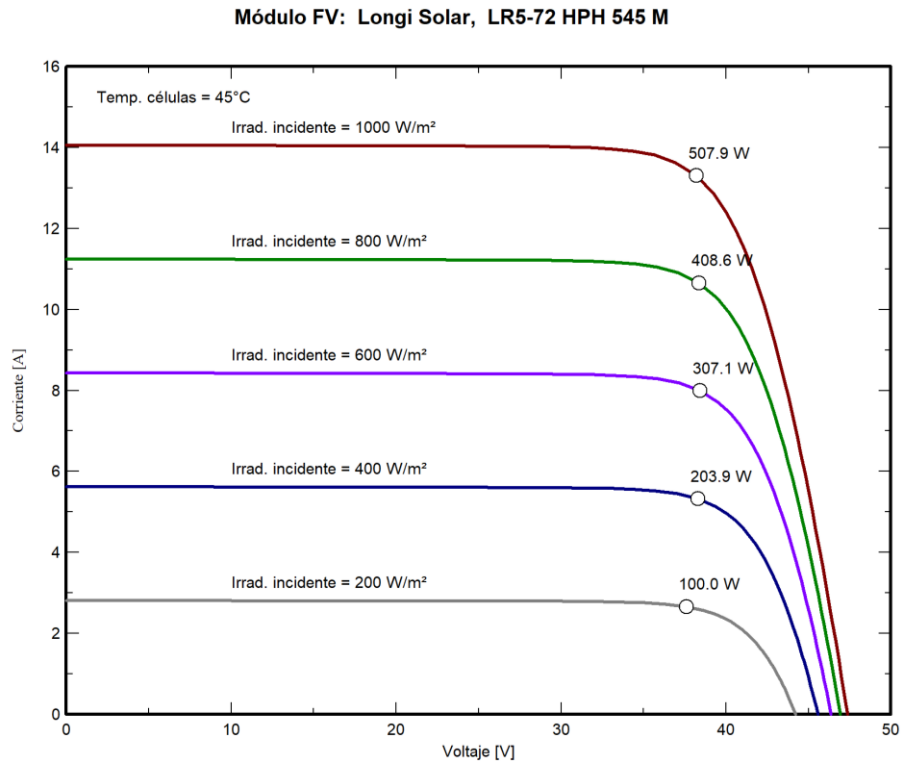


Figura 5.5. Curva Corriente vs Voltaje siendo la irradiancia el parámetro de la curva. Módulo Jinko Solar, JKM LR5-72 HPH 545M. Figura obtenida del archivo .pan del fabricante

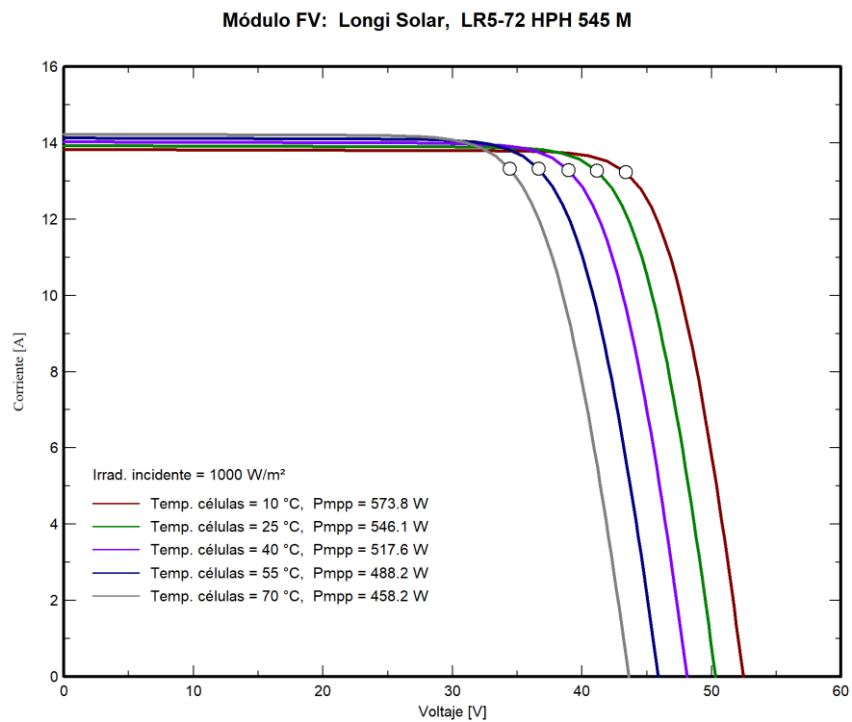


Figura 5.6. Curva Corriente vs Voltaje siendo la temperatura el parámetro de la curva. Módulo Jinko Solar, JKM LR5-72 HPH 545M. Figura obtenida del archivo .pan del fabricante

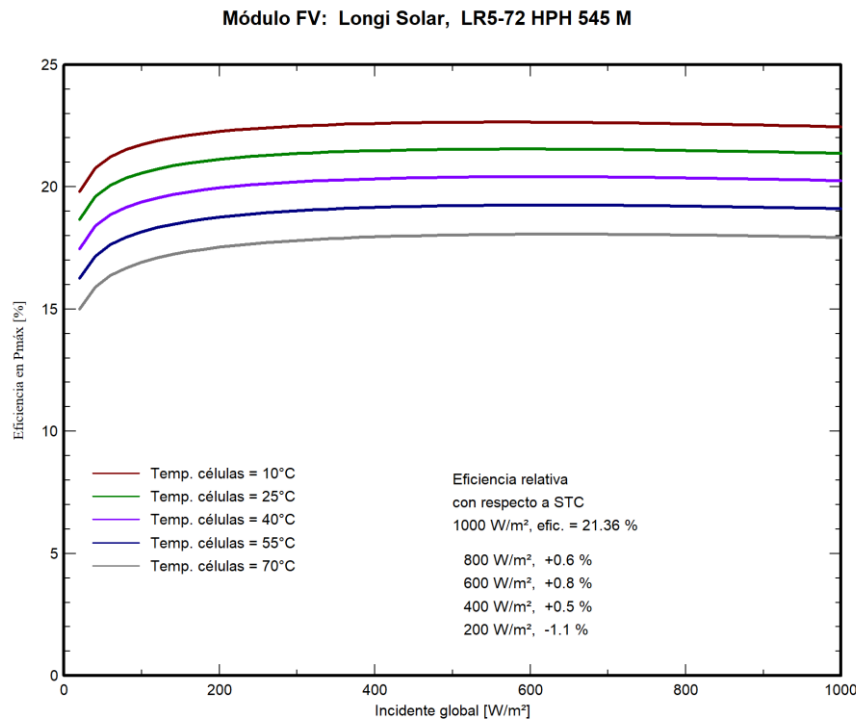


Figura 5.7. Curva eficiencia Vs irradiancia siendo la temperatura el parámetro de la curva. Módulo Jinko Solar, JKM LR5-72 HPH 545M. Figura obtenida del archivo .pan del fabricante

A continuación, se introduce el concepto de *performance ratio* como primer paso necesario para realizar unos cálculos más precisos que permitan estimar de manera fidedigna la producción del sistema para las distintas opciones, y poder elegir con todos los datos en la mesa el óptimo para el criterio de dimensionamiento citado.

5.3. Performance ratio (PR)

El coeficiente global de rendimiento (*PR*) de un sistema FV conectado a red relaciona la energía producida realmente por el sistema con la energía que se obtendría hipotéticamente, si hubiera trabajado este durante todo el tiempo en condiciones ideales. El factor PR se empleará en este proyecto para estimar, de una manera más realista y acorde a la realidad, la producción de electricidad mensual y anual media del futuro generador FV. La generación está afectada por el rendimiento de todos los elementos que forman el sistema y por factores ambientales. El dimensionamiento debe tener en cuenta las pérdidas para poder dimensionar de forma óptima el sistema y realizar un balance de energías verídico. En la práctica se suele incorporar, por comodidad y por dar buenos resultados, un factor de sobredimensionamiento del 20%, pero en este documento se emplea un PR mensual. Este proceder utiliza los rendimientos de los componentes que forman la instalación para aproximar el rendimiento global de la misma. Para su obtención, el diseñador puede tener en cuenta los factores que

considere oportunos para su instalación. Cuantos más se tomen en consideración más próxima a la realidad será la aproximación. Los factores incluidos en el PR de esta instalación son desajustes en las potencias de los paneles, suciedad, corrección espectral, modificación del ángulo de incidencia (IAM), degradación inducida por la luz (LID), sombras, temperatura, efecto joule en los conductores, rendimiento del inversor e indisponibilidad. Se eligen estos por ser los de mayor peso para instalaciones de SFCR con este orden de magnitud [48].

Ecuación 5.1. Fórmula matemática para determinar el PR

$$PR(\%) = (100 - A[\%] - P_{temp}[\%] - B[\%] - C[\%] - D[\%] - E[\%])$$

La **Ecuación 5.1** es una resta de rendimientos donde se acumulan las diferentes pérdidas de energía. A continuación, se explican cada uno de los términos que intervienen en la ecuación. Las pérdidas se dividen en tres grupos; las producidas en el entorno del panel solar (*A*), las de los conductores en continua (*B*), conductores en alterna (*C*), del inversor (*D*), y por último las de temperatura (P_{temp}).

Dentro del grupo *A* tenemos cuatro subgrupos:

- No cumplimiento de la potencia nominal, desajustes en módulos y ramas (A_1)

Todas las células de un módulo FV cristalino son distintas, aun estando fabricadas en serie en la misma tanda. Además, los módulos entre sí, aunque pertenezcan al mismo tipo y clase, tienen desequilibrios en sus curvas de tensión-intensidad. Los fabricantes, en general, especifican en sus *datasheets*, unas tolerancias de ± 5 W, lo que, dependiendo de la potencia del módulo, será un porcentaje más o menos elevado. La del panel elegido según el fabricante es del 0,92%. Además, la conexión de módulos con potencias ligeramente diferentes para formar el generador resulta en limitaciones de corriente de las series y una potencia global del generador menor a la suma de las potencias de los módulos que las componen. El cómputo global se valora en un -2%.

- Pérdidas por suciedad y corrección espectral (A_2)

La suciedad es un factor variable en el tiempo y dependiente en gran medida de la ubicación. La vivienda situada en Paracuellos de Jarama se encuentra en una zona urbana con cierto grado de polución en el ambiente, sin obras cerca ni descampados polvorientos en los alrededores. El clima en esta zona no es extremadamente seco ni cuenta con vegetación excesiva, evitando de esta manera la acumulación de hojas o polen. Es importante tener en cuenta que la rivera de los marcos de los módulos es el lugar donde es más probable que crezcan musgos y líquenes, que pueden producir sombras parciales en las celdas inferiores ya que estos lugares tienden a retener más polvo. Además, la presencia de aves en la zona,

como por ejemplo una plaga de palomas, incrementa la posibilidad de que se depositen excrementos en los paneles que, por lo general, son difíciles de eliminar meramente con la lluvia. Además, hay que mencionar que las pérdidas por reflexión varían en función del ángulo de incidencia y solo se empiezan a considerar pérdidas importantes cuando este ángulo es próximo a los 60°, pero este fenómeno se acentúa cuando se acumula polvo y partículas en la superficie, disminuyendo los grados necesarios para que se aprecien pérdidas.

Las características de los paneles se miden respecto a un espectro normalizado y a un ángulo de incidencia perpendicular. Las células FV tienen un comportamiento espectral selectivo, es decir, diferente según la longitud de onda de la radiación incidente, modificándose el valor de la corriente generada produciendo pérdidas o ganancias. Además, cuanto más difiera de 90° el ángulo de incidencia de la irradiación sobre la superficie del panel más afecta la suciedad y, por tanto, mayor es la dificultad de convertir la radiación incidente sobre ese plano en electricidad.

Teniendo en cuenta lo anterior y que la instalación tendrá un mantenimiento periódico en limpieza adecuado realizado por los usufructuarios, se procede a evaluar el factor de acuerdo con el siguiente criterio. Un 0 % correspondería al periodo de tiempo inmediato después de llover y un 8 % correspondería al periodo de verano con menor lluvia y mayor polución en la ciudad. Teniendo en cuenta las consideraciones hechas al principio del párrafo, se escoge un valor de -2,6 % para la suma de ambas.

- IAM y LID (A_3)

Es un factor que se emplea para corregir la cantidad de irradiancia que llega realmente a las células FV después de atravesar las capas frontera entre los distintos materiales que constituyen el panel, aire-vidrio, vidrio-EVA y EVA-célula FV. Este fenómeno se conoce como déficit en la transmisión y ocurre para cualquier ángulo de incidencia del rayo, pero se acentúa cuando el ángulo de incidencia se aleja de la normal; momento en el que los reflejos en la cubierta de vidrio son mayores. Este fenómeno obedece las leyes de Fresnel que describen el comportamiento de las transmisiones y reflexiones en la frontera de un material con otro de diferente índice de refracción. Las medidas del rendimiento del módulo incluyen estas pérdidas para el ángulo de incidencia normal, es decir, está normalizado para un ángulo de incidencia perpendicular. Sin embargo, el espectro y el ángulo de incidencia de la irradiación solar cambian durante el tiempo de exposición de los paneles solares a ella. Los paneles pueden incluir una fina capa antireflectante en la interfaz de contacto del vidrio con el aire para disminuir el índice de refracción de este primer material. Softwares como PVsyst cuentan con distintos modelos de parametrización de estas pérdidas de acuerdo con el tipo de vidrio especificado por el fabricante (cristal normal, plástico, cristal texturizado, tratamiento

superficial anti reflectante...). El panel elegido cuenta con cristal normal, por lo que el modelo que se aplica es el Fresnel para vidrio normal con índice de refracción igual a 1,526. Para este término se comprueba en varias simulaciones de PVsyst para varios paneles que supone en el diagrama de pérdidas en torno al - 2,8 %.

Por último, también se tiene en cuenta la LID que se produce en los módulos cristalinos únicamente y en las primeras horas de exposición al sol. Todavía no se conoce el tipo de panel que empleará el sistema, pero puesto que los módulos cristalinos acaparan el 90% del mercado, será este motivo suficiente para decantarse por ellos. Se produce LID porque la potencia STC se determina con pruebas de testeo realizadas con *flash* en las fábricas sin exponer a los paneles a la radiación solar. Es un parámetro relacionado con la calidad de fabricación de la oblea y puede ser del orden del 1% al 3%. Para el LID, las pérdidas se fijan en un 2% como valor típico. El total del subgrupo A_3 asciende a 4,8 %.

- Por sombreado (A_4)

Por lo ya visto en el apartado **4.5. (pág. 57)** no hay ningún elemento fijo que proyecte sombra en los paneles. Por tanto, solo pueden producirse sombreados por nubosidad que no se tienen en cuenta en este apartado.

El conjunto de pérdidas consideradas hasta ahora, sumadas, dan el valor total del grupo A.

Ecuación 5.2. Pérdidas únicamente del entorno del panel solar

$$A(\%) = \sum_{i=1}^5 A_i = 2 + 2,6 + 4,8 + 0 = 10 \%$$

En el grupo B están las pérdidas en los conductores de CC. Para el cálculo del *PR* estas toman su valor máximo, pero en el apartado **5.11. (pág. 130)** una vez elegidos los paneles solares y la configuración de todos los equipos, así como la ubicación de estos y la sección del cableado se calcula el porcentaje exacto de pérdidas. La caída de tensión por normativa no debe superar el 1,5%, por ello el valor de B es 1,5%.

El porcentaje para el grupo C, cableado de CA, es igual a su valor máximo, 1,5%, por el mismo motivo que el citado en los cables de continua.

Para el rendimiento del inversor, grupo D, se toma el rendimiento europeo especificado por el fabricante en la *datasheet*. Para el cálculo del *PR* pues aún no se conoce el modelo del inversor se usará el valor típico para estos equipos, 95%.

También es útil prever que la instalación puede estar inoperativa por cualquier motivo (fallos, paradas de mantenimiento o sustitución de algún equipo) mermando las estimaciones de

producción. Se establece que la duración de la indisponibilidad es de 3 días/año y la fecha y hora de comienzo de estas se fijan aleatoriamente. Su contribución año se estima en -1 %/año.

Por último, se consideran las pérdidas por temperatura de operación de la célula. Estas dependen en gran medida de cómo y dónde estén instaladas las placas. Según esto, la refrigeración de estas por convección natural será distinta. Pero, como normal general, se puede emplear la temperatura T_{ONC} (generalmente 45°C) y la **Ecuación 5.3** para determinar la temperatura que alcanzan las células solares en función de la temperatura exterior y la irradiación, sin tener en cuenta el tipo de montaje. Donde $G \equiv$ Irradiación; $T_c \equiv$ Temperatura de la célula y $T_{amb} \equiv$ Temperatura ambiente.

Ecuación 5.3. Ecuación para obtener la temperatura de la célula

$$T_c = T_{amb} + (T_{ONC} - 20^{\circ}\text{C}) \cdot \frac{G}{800}$$

Usando la base de datos de PVGIS para obtener la irradiación por horas en el plano inclinado de un año meteorológico típico y la orientación e inclinación de los paneles indicada se calcula en una hoja Excel, de acuerdo con la **Ecuación 5.3**, la temperatura de la célula para todas las horas de todos los días del año. A continuación, solo se plasmará el 23 julio, día más caluroso del año, a modo de ejemplo.

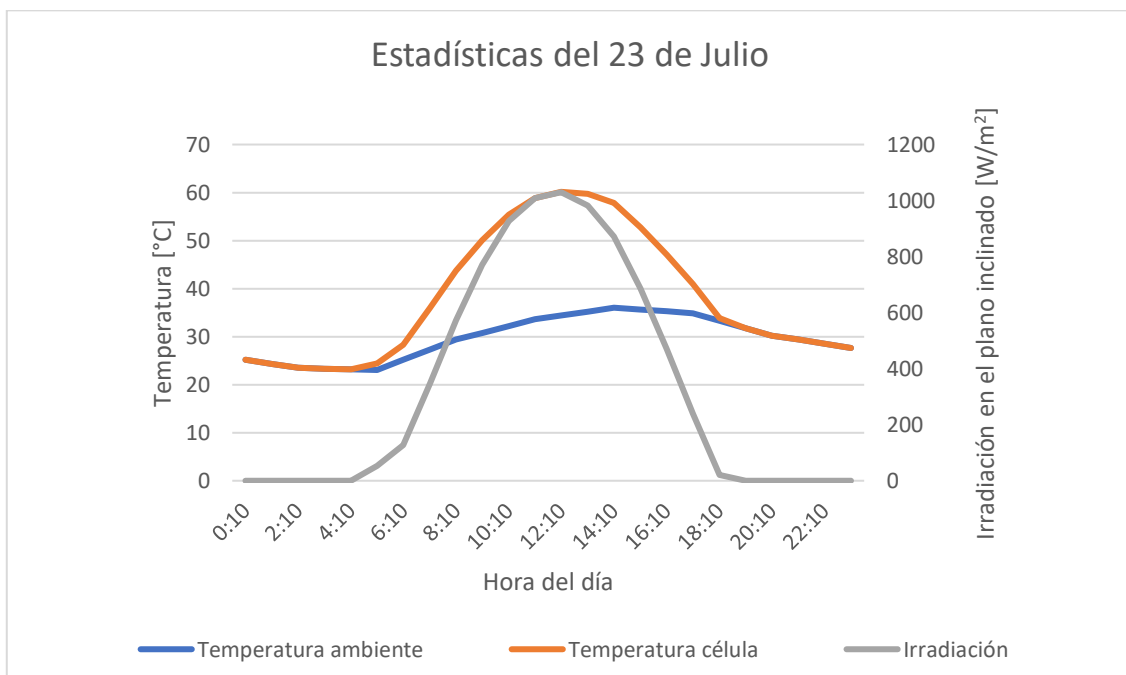


Figura 5.8. Evolución horaria de la irradiación y temperatura de un módulo FV a lo largo de un día. Figura de elaboración propia.

Para obtener la media de un mes se hace una ponderación con los valores de temperatura del módulo, siempre que la irradiación incidente sea superior a 300 W/m², pues no tiene sentido considerar las primeras horas de la mañana ni las últimas de la tarde, donde la irradiación es muy baja, la producción también y la temperatura ambiente es baja comparada con la de las horas de máxima producción. En la **Figura 5.9** el valor medio de irradiación se ha calculado ponderando los valores por horas, incluyendo los de la noche, es decir, se consideran las horas en las que la irradiación es cero.

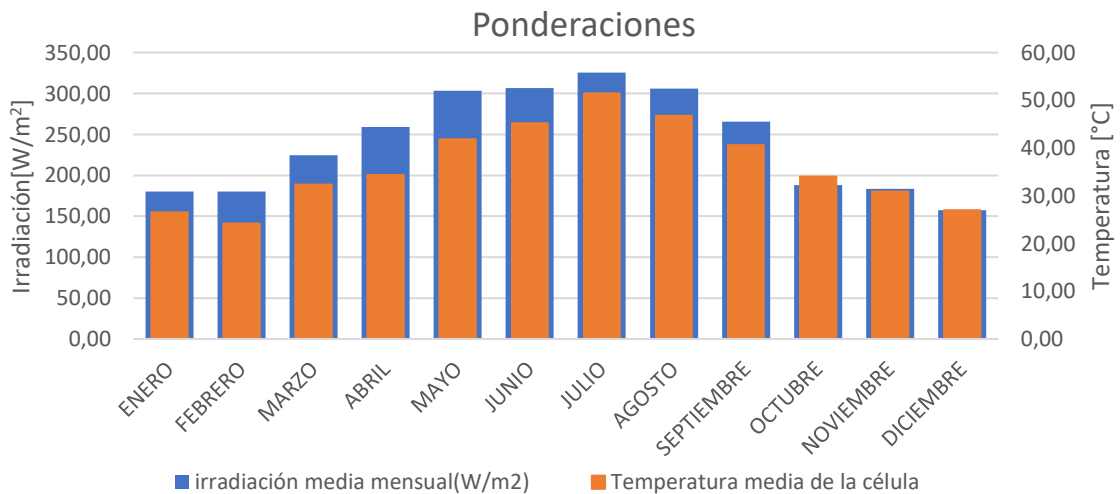


Figura 5.9. Valores de la temperatura media de un módulo FV y de la irradiación en los distintos meses del año. Figura de elaboración propia.

En este punto, se emplea el coeficiente de temperatura para la potencia, κ , que proporcionan los fabricantes de módulos. Para la tecnología de silicio monocristalina el valor suele rondar los -0,37 %/°C de media para los principales fabricantes. Con este dato se calcula la potencia máxima del módulo para su temperatura de funcionamiento e irradiación reales siguiendo la siguiente expresión.

Ecuación 5.4. Cálculo de la potencia del panel para condiciones distintas a las STC

$$P_{mpp,panel} = P_{nominal,m\acute{a}x\ panel(STC)} \cdot \left[1 + \left(\frac{\kappa}{100} \right) \cdot (T^a_c - 25) \right] \cdot \left(\frac{G}{1000} \right)$$

Para terminar con el cálculo del porcentaje de pérdidas por temperatura, se aplica la siguiente ecuación a los resultados de la tabla anterior para un módulo genérico de potencia elevada y se recopilan los resultados en la **Tabla 5.6**.

Ecuación 5.5. Pérdidas por temperatura

$$P_{temp}[\%] = \left(1 - \frac{P_{mpp}(T_m)}{P_{STC}} \right) \cdot 100$$

Tabla 5.6. Pérdidas por temperatura del módulo en los distintos meses del año

| Mes | Ene. | Feb. | Mar. | Abr. | May. | Jun. | Jul. | Ago. | Sep. | Oct. | Nov. | Dic. |
|----------------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| P_{temp} [%] | -0.90 | -0.30 | 2.71 | 3.47 | 6.22 | 7.47 | 9.80 | 8.04 | 5.79 | 3.36 | 2.20 | 0.71 |

La media aritmética de las pérdidas por temperatura es 4,05 %. Es un valor razonable, ya que las temperaturas ambientes de la zona no son extremadamente altas y las placas se encuentran en el tejado de una vivienda unifamiliar alta donde la refrigeración por convección natural es mayor.

5.3.1. Cálculo del PR mensual y anual

Usando la **Ecuación 5.1** y considerando que los valores de los coeficientes para A, B, C, D son constantes durante todos los meses del año y que el porcentaje de pérdidas por temperatura es distinto para cada mes, se obtiene lo siguiente:

Tabla 5.7. Cálculo del PR para cada mes

| Mes | A (generador FV) | B (CC) | C (CA) | E (inversor) | P_{temp} | PR [%] |
|------------|------------------|--------|--------|--------------|------------|--------|
| Enero | 10 | 1,5 | 1,5 | 5 | -0.90 | 81,35 |
| Febrero | 10 | 1,5 | 1,5 | 5 | -0.30 | 82,22 |
| Marzo | 10 | 1,5 | 1,5 | 5 | 2.71 | 79,21 |
| Abril | 10 | 1,5 | 1,5 | 5 | 3.47 | 78,45 |
| Mayo | 10 | 1,5 | 1,5 | 5 | 6.22 | 75,70 |
| Junio | 10 | 1,5 | 1,5 | 5 | 7.47 | 74,44 |
| Julio | 10 | 1,5 | 1,5 | 5 | 9.80 | 72,11 |
| Agosto | 10 | 1,5 | 1,5 | 5 | 8.04 | 73,88 |
| Septiembre | 10 | 1,5 | 1,5 | 5 | 5.79 | 76,12 |
| Octubre | 10 | 1,5 | 1,5 | 5 | 3.36 | 78,56 |
| Noviembre | 10 | 1,5 | 1,5 | 5 | 2.20 | 79,72 |
| Diciembre | 10 | 1,5 | 1,5 | 5 | 0.71 | 81,20 |

El PR anual medio tiene un valor de 77,75 %. Es un valor razonable y coherente para este tipo de instalaciones. En la referencia [48] se toman valores de producción real mensual de 98 instalaciones fijas sobre tejados de vivienda en torno a los 3 kW_p. En este estudio los valores típicos de este parámetro se sitúan entre el 70 y 80%, lo que reafirma la coherencia del resultado.

5.4. Cálculo del número de paneles

Una vez elegido el panel solar FV, hay que determinar el número de paneles necesarios para que la curva de generación y consumo sean lo más parecidas, pero siempre priorizando maximizar el ahorro económico neto tras 25 años de operatividad. La potencia del generador está relacionada directamente con la inversión económica y el espacio ocupado. Es importante encontrar un compromiso adecuado entre la configuración eléctrica, el espacio disponible para la ubicación física de los módulos y el beneficio económico neto del conjunto.

Para determinar el número de paneles necesarios para cubrir una determinada demanda hay que determinar primero los m² de superficie fotovoltaica necesarios y posteriormente dividirlo por la superficie del panel elegido, en este caso 2,56 m². Pero este no tiene por qué ser necesariamente el número de paneles final, pues puede no ser la mejor opción a nivel económico.

La **Ecuación 5.6** muestra la fórmula que determina los m² de panel necesarios para satisfacer la demanda, representada por E_d . Con ella se realiza un cálculo por horas porque, tanto la energía demandada como la irradiación, están cuantificadas por horas durante el año objeto de estudio. Por tanto, se tiene un número distinto de m² de panel necesarios para cada hora del día, lo cual implica más información para conseguir unos resultados finales más fieles a la realidad; manejando 8.760 datos distintos de irradiación, consumo, y m² de panel correspondientes cada uno a una hora distinta del año. El único valor de la fórmula que se considera constante es la eficiencia del módulo y se toma el valor de 21,3 %, que corresponde al dado por el fabricante. El PR es distinto para cada mes del año.

Ecuación 5.6. Determinación de los m² de panel necesarios para producir una cantidad determinada de energía

$$m^2 \text{ de panel} = \frac{E_d}{G \cdot \eta_{panel} \cdot PR}$$

A modo de ejemplo, en la **Tabla 5.8** se muestran los cálculos orientativos previos al dimensionamiento que sigue el criterio de buscar el máximo ahorro económico. Esta está particularizada para el día 23 de julio, repitiéndose el mismo proceder para el resto de los días del período analizado. Es evidente que en las horas en las que la irradiación es cero no se puede satisfacer la demanda con ningún número de paneles FV, pues la instalación no produce energía. Como se observa en la tabla, cuanto más baja es la irradiancia, mayor número de paneles se necesitan, obteniéndose cifras disparadas en cuanto a número de paneles para las primeras y últimas horas de sol del día. En la última fila de la tabla se encuentran los promedios calculados para el día en cuestión. Para la temperatura ambiente del módulo solo se promedian los valores que cumplen la condición de que, para la misma

hora del día, la irradiación sea superior a 300 W/m². Esto es así porque es el intervalo donde los paneles producen la mayor parte de la energía y es, por tanto, un valor más significativo para calcular las pérdidas por temperatura. Para las columnas de irradiación, temperatura ambiente y consumo, la última fila es una media aritmética de las 24 horas del día. En cambio, para los m² de panel solo se promedian los valores donde la irradiación correspondiente a ese término es mayor a 80 W/m², pues se considera que con una irradiación inferior a este valor es imposible cubrir cifras de consumo normales, y con ello se evita sobredimensionar el sistema con los valores desmedidos de las primeras y últimas horas del día.

Tabla 5.8. Extracto de la hoja de cálculo de Excel para el dimensionamiento de la instalación

| 23 de julio | | | | | | |
|--------------|---------------------------------|---------------------------|------------------------------|---------------|-------------|-------------------|
| Hora del día | Irradiación [W/m ²] | Temperatura ambiente [°C] | Temperatura de la célula[°C] | Consumo [kWh] | m2 de panel | Número de paneles |
| 00:00 | 0 | 26,0 | 26,0 | 0,14 | Noche | NO IRRADIACIÓN |
| 01:00 | 0 | 25,1 | 25,1 | 0,878 | Noche | NO IRRADIACIÓN |
| 02:00 | 0 | 24,3 | 24,3 | 0,97 | Noche | NO IRRADIACIÓN |
| 03:00 | 0 | 23,5 | 23,4 | 0,637 | Noche | NO IRRADIACIÓN |
| 04:00 | 0 | 23,4 | 23,3 | 0,131 | Noche | NO IRRADIACIÓN |
| 05:00 | 0 | 23,2 | 23,2 | 0,134 | Noche | NO IRRADIACIÓN |
| 06:00 | 53,4 | 23,0 | 24,3 | 0,276 | 33,40 | 13,05 |
| 07:00 | 126,4 | 25,1 | 28,3 | 0,276 | 14,10 | 5,51 |
| 08:00 | 345,7 | 27,3 | 35,9 | 0,226 | 4,22 | 1,65 |
| 09:00 | 573,1 | 29,4 | 43,7 | 0,306 | 3,45 | 1,35 |
| 10:00 | 771,7 | 30,8 | 50,0 | 0,278 | 2,33 | 0,91 |
| 11:00 | 926,3 | 32,2 | 55,3 | 0,236 | 1,65 | 0,64 |
| 12:00 | 1008,2 | 33,6 | 58,8 | 0,244 | 1,56 | 0,61 |
| 13:00 | 1029,8 | 34,4 | 60,1 | 0,302 | 1,90 | 0,74 |
| 14:00 | 982,5 | 35,2 | 59,7 | 1,378 | 9,06 | 3,54 |
| 15:00 | 871,7 | 36,0 | 57,8 | 1,888 | 14,00 | 5,47 |
| 16:00 | 685,2 | 35,6 | 52,7 | 1,946 | 18,35 | 7,17 |
| 17:00 | 470,0 | 35,2 | 47,0 | 1,958 | 26,92 | 10,52 |
| 18:00 | 240,3 | 34,9 | 40,9 | 0,44 | 11,83 | 4,62 |
| 19:00 | 20,8 | 33,3 | 33,8 | 0,266 | 82,57 | 32,25 |
| 20:00 | 0 | 31,8 | 31,8 | 0,139 | Noche | NO IRRADIACIÓN |
| 21:00 | 0 | 30,2 | 30,2 | 0,138 | Noche | NO IRRADIACIÓN |
| 22:00 | 0 | 29,3 | 29,3 | 0,117 | Noche | NO IRRADIACIÓN |
| 23:00 | 0 | 28,5 | 28,5 | 0,149 | Noche | NO IRRADIACIÓN |
| Promedios | 337,74 | 29,6 | 52,15 | 0,561 | 8,98 | 3,51 |

Para el caso concreto del 26 de julio de 2020 se hubiesen necesitado 3,507 paneles para satisfacer la demanda durante la mayor parte de las horas de luz del día. Este proceder se repite para todos los días del año, obteniéndose así los siguientes datos mensuales de número

de paneles necesarios que quedan recogidos en la **Tabla 5.9**. El número final de paneles a instalar en el tejado quedaría comprendido entre 3 y 5 paneles según el mes del año, pero, para determinar el número de paneles final, es necesario realizar un análisis económico de cada una de las opciones. Por tanto, el criterio que se sigue consiste en satisfacer la demanda de la vivienda en horas de sol todos los meses del año, buscando la opción que sea más beneficiosa económicamente. En los cálculos, el mes que más paneles necesitaría para cubrirla es septiembre, con un promedio de 4,96→5 paneles. Y es aquí cuando entra en escena la compensación por excedentes, la cual permite instalar un mayor número de paneles, cubriendo sobradamente el consumo, es decir, reduciendo el porcentaje de autoconsumo de energía y estancando el de autosuficiencia energética, pero recibiendo una compensación económica por ello hasta compensar al completo el término variable de la factura eléctrica. Es por ello por lo que el análisis económico se hará para cualquier número de paneles hasta que se aprecie que el beneficio económico neto empieza a decrecer con el aumento del número de paneles.

Tabla 5.9. Número de paneles necesarios para cubrir la demanda por mes

| Mes | Ene. | Feb. | Mar. | Abr. | May. | Jun. | Jul. | Ago. | Sep. | Oct. | Nov. | Dic. | Media |
|---------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| Nº de paneles | 3,63 | 4,44 | 3,55 | 2,89 | 3,26 | 3,23 | 3,55 | 4,34 | 4,96 | 4,37 | 3,65 | 3,95 | 3,82 |

Antes de determinar qué número de paneles es más beneficioso a nivel económico, es necesario introducir conceptos relacionados con el balance energético.

5.5. Balance energético

Para estimar el beneficio económico que se consigue al instalar un determinado número de paneles respecto a otro, es necesario realizar los cálculos para determinar la cantidad de energía solar FV que producen las distintas opciones durante un año. Para conseguir ese dato se calcula la energía producida por el generador cada hora del día durante los 365 días del año siguiendo la **Ecuación 5.7**. En ella, se puede observar que cuando la irradiación es nula, los paneles no producen energía. Sus símbolos significan lo siguiente: E_{FV} ≡ Energía fotovoltaica producida por hora en el generador [W]; G ≡ Irradiancia media en una hora [W/m^2]; PR ≡ *Performance ratio* del mes en cuestión [%]; N^o ≡ Número de paneles; S ≡ Superficie del panel [m^2] y η ≡ Eficiencia del panel.

Ecuación 5.7. Determinación de la cantidad de energía producida por el sistema FV

$$E_{FV} = G \cdot \eta \cdot \left(\frac{PR}{100}\right) \cdot N^o \cdot S$$

Una vez tenemos los datos de la energía FV generada cada hora y los datos de consumo por horas de la vivienda se calcula la energía inyectada a la red, la comprada a la red y la autoconsumida para cada hora del periodo sometido a estudio. La energía inyectada a la red se define como la energía FV que no es consumida instantáneamente por la vivienda. La energía comprada a la red se define como la energía que demanda la vivienda y que no es capaz de abastecer la instalación FV y, por último, la energía autoconsumida es aquella energía procedente del campo FV que es consumida instantáneamente por la vivienda. A partir de este punto, todos los cálculos, tablas y gráficas relacionadas con el proceso que se ha seguido para calcular el balance energético y el ahorro en la factura de la luz están ejemplificadas para un número concreto de paneles, 5, del modelo elegido LR5-72 HPH 545 M. No obstante, todos estos cálculos se repetirán para las opciones de 1 a X paneles; siendo X el número donde se aprecie la disminución del ahorro económico, pues ya se habría compensado todos los meses el término variable de la factura eléctrica en su totalidad y no se estaría sacando un provecho económico de la energía producida, sin embargo, el gasto en inversión inicial y mantenimiento de la instalación sigue creciendo. En la **Tabla 5.10** se recopilan datos relacionados con el balance energético. En la columna segunda se puede ver cómo los meses con más energía producida son los de verano, llamando la atención que es en mayo cuando se produce el pico de generación. Esto es debido a que en este mes las horas de luz natural aumentan y son parecidas a las de junio, pero las temperaturas alcanzadas son inferiores, por tanto, el rendimiento marcado por el PR es mayor. La energía total FV generada en un año se estima en 4.455,8 kWh. Ahora se recuerda que, en el subapartado 4.7. (pág. 63), se obtuvo, haciendo uso de PVGIS, esta cifra por kW_p instalado quedando recogida en la **Tabla 4.1**. El valor obtenido fueron 1.589,47 kWh/kW_p. Dicho valor se obtenía a partir de unas pérdidas en el sistema fijas del 14%, valor que propone por defecto PVGIS, siendo esta una premisa que no está particularizada para la instalación. En este punto todavía no se han determinado los kW_p que se van a instalar, pero, para el caso ejemplo de 5 paneles de 545 W_p, es decir 2,725 kW_p, la energía total producida al año según PVGIS sería de 4331,31 kWh, cifra muy similar, pero inferior a la obtenida con el cálculo por horas realizado en la hoja Excel en base al PR que previamente se calculó y que si está particularizado para la instalación.

Tabla 5.10. Balance energético para 5 paneles de 545 W_p

| Mes | Energía FV producida [kWh] | Energía consumida [kWh] | Energía comprada [kWh] | Energía autoconsumida [kWh] | Energía FV inyectada [kWh] |
|---------|----------------------------|-------------------------|------------------------|-----------------------------|----------------------------|
| ENERO | 296,92 | 224,46 | 104,39 | 120,07 | 176,85 |
| FEBRERO | 271,20 | 244,92 | 121,74 | 123,18 | 148,02 |
| MARZO | 357,60 | 260,83 | 106,07 | 154,76 | 202,84 |
| ABRIL | 399,99 | 266,13 | 94,83 | 171,30 | 228,68 |
| MAYO | 501,33 | 318,64 | 106,88 | 211,76 | 289,57 |

| | | | | | |
|--------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| JUNIO | 450,31 | 310,78 | 113,95 | 196,83 | 253,48 |
| JULIO | 474,14 | 400,25 | 175,28 | 224,97 | 249,17 |
| AGOSTO | 457,72 | 373,16 | 150,22 | 222,94 | 234,78 |
| SEPTIEMBRE | 398,97 | 385,25 | 161,65 | 223,61 | 175,36 |
| OCTUBRE | 300,29 | 273,15 | 135,80 | 137,35 | 162,94 |
| NOVIEMBRE | 287,90 | 240,07 | 119,16 | 120,91 | 166,99 |
| DICIEMBRE | 259,42 | 245,44 | 126,47 | 118,97 | 140,45 |
| Total al año | 4455,79 | 3543,09 | 1516,44 | 2026,65 | 2429,14 |

La ventaja de la hoja Excel frente a PVGIS es el cálculo del balance energético por horas, es decir, a partir del dato de energía FV producida en una hora particular y el consumo en dicha hora de la vivienda se puede determinar qué cantidad de esa energía es consumida instantáneamente en el hogar, qué parte hay que comprar y qué parte es excedentaria y se inyecta a la red (estas dos últimas, en los momentos en los que sea necesario). De esta forma se conoce la curva de consumo y de producción exacta por horas de todos los días del año. Esto permite analizar el patrón de consumo y el de producción graficando ambas curvas.

Una vez hecha esta cuenta, se pueden dar dos situaciones, que la energía generada supere a la demandada por los usufructuarios de la vivienda, o que esta no sea suficiente para cubrir el total de la demanda de estos. En el primer caso se producirá un excedente de energía que se inyectará en la red eléctrica, en cambio, en el segundo sería necesario comprar energía a la comercializadora. En la hoja de cálculo se resta la energía producida en cada hora del día con el consumo de la vivienda en esa hora. Si la operación da como resultado un número negativo, implica que es energía que hay que comprar, por el contrario, si es un número positivo, es energía sobrante que se inyecta en la red. Por ejemplo, para el mes de enero se tienen 744 datos, cada uno de ellos corresponde a las horas de los días que forman el mes. Haciendo el sumatorio de todos los números negativos se obtiene el total de energía del mes comprada, y sumando los números positivos la cantidad de energía inyectada en la red, es decir, vendida. En la **Figura 5.10** se muestran los resultados de hacer la media del consumo de la vivienda, de la energía comprada, vendida y autoconsumida para cada hora de los 31 días del mes de enero. En ella se puede ver como los valores de la curva gris; demanda energética de la vivienda, son iguales a la suma de la energía autoconsumida más la energía comprada. Además, se observa como en las horas sin luz solar las curvas de consumo y energía comprada se solapan. De este análisis se puede ver como en el intervalo de 10:30 - 13:00 h el consumo de la casa es abastecido sobradamente por la energía FV, en cambio, de 13:00 a 15:00 h no es suficiente con la energía generada, siendo el consumo muy elevado y por tanto produciéndose aquí el pico de energía que es necesaria comprar a la red. La curva de consumo, grosso modo, es seguida por la curva de energía autoconsumida en las horas centrales del día, pero el pico de consumo en esas horas centrales nos hace vaticinar que

todavía queda margen que compensar en la factura eléctrica y que un número mayor de paneles puede ser más beneficioso económicamente.

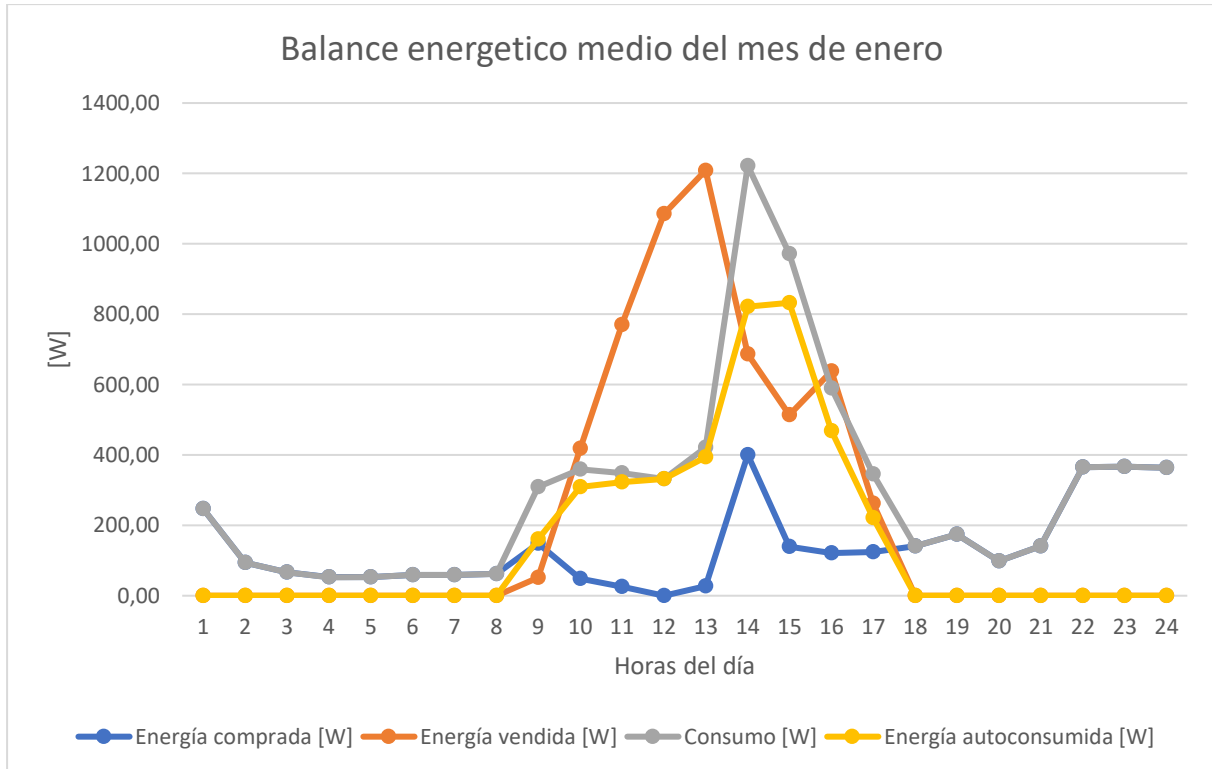


Figura 5.10. Comportamiento energético de la vivienda para 5 paneles. Figura de Elaboración propia

5.5.1. Autosuficiencia energética y autoconsumo

En este apartado se hace referencia a dos términos distintos: "autosuficiencia energética" y "autoconsumo" que se han mencionado anteriormente de pasada. Se define autosuficiencia energética como la cantidad de energía sobre el total que demanda la vivienda que proviene de los paneles solares. El término autoconsumo en este documento se refiere a la porción de la energía FV generada que se consume instantáneamente en el hogar. Por tanto, el complementario de dicho valor será el porcentaje de energía FV vendida a la red sobre el total de la producida.

Es obvio que cuantos más paneles solares instalemos, siempre y cuando la superficie disponible lo permita, mayor producción de electricidad, pero esto no siempre es lo mejor. A priori una mayor producción asegura cubrir con creces la demanda en horas de sol. De esta manera se reduce la cantidad de energía que hay que comprar a la comercializadora, reflejándose en un ahorro en la factura y una mayor autosuficiencia energética. Esta práctica de sobredimensionamiento genera grandes cantidades de energía excedentaria. Estas se miden con el porcentaje de autoconsumo, cuanto menor sea, mayor energía se inyecta a la

red a cambio de la remuneración pactada con la comercializadora, lo cual es menos ventajoso que autoconsumirla en términos económicos. En una instalación acogida a un régimen de compensación por excedentes se venden estos a la comercializadora, generando valor y reduciendo la factura. La cuestión aquí es que el ahorro es mayor por kWh FV empleado en satisfacer la demanda, que por kWh FV vendido a la red. Esto es así porque el precio al que el consumidor compra el kWh a la comercializadora eléctrica es mucho mayor que el precio al cual puede él ser compensado por sus excedentes. Por ello, en la realidad, se alcanza un punto donde el incremento en paneles solares no se ve reflejado en una disminución del importe de la factura de la luz. Por tanto, no se compensarán los gastos asociados a un mayor Nº de paneles, un inversor con más potencia, estructuras de soporte más grandes y caras, más cableado y mayores costes de mantenimiento entre otros.

Por ello se pretende encontrar cuál es el porcentaje de autoconsumo y de autosuficiencia energética para el que se maximiza el beneficio neto de la instalación. Para calcular el porcentaje de autoconsumo de cada mes se emplea la **Ecuación 5.8**, donde sus términos son: $A \equiv$ Porcentaje de energía autoconsumida [%]; $E_{p,FV} \equiv$ Energía FV producida por la instalación; $E_i \equiv$ Energía FV inyectada en la red eléctrica. Para el porcentaje de autosuficiencia energética se emplea la **Ecuación 5.9**, donde $A_s \equiv$ Porcentaje de autosuficiencia energética [%]; $E_c \equiv$ Energía comprada a la red eléctrica; $E_d \equiv$ Energía demandada por la vivienda.

Ecuación 5.8. Determinación del autoconsumo

$$A[\%] = \frac{E_{p,FV} - E_i}{E_{p,FV}} \cdot 100$$

Ecuación 5.9. Determinación de la autosuficiencia energética

$$A_s[\%] = \left(1 - \frac{E_c}{E_d}\right) * 100$$

Los datos de autoconsumo y autosuficiencia energética para cada mes se encuentran recopilados para un caso concreto, a modo de ejemplo, y para facilitar la comprensión de los conceptos en las filas 2 y 3 respectivamente de la **Tabla 5.11**. La media de autoconsumo mensual es aproximadamente de un 50%, en otras palabras, la mitad de la energía FV que se produce se emplea en la vivienda y la otra mitad es vendida. La autosuficiencia energética es equivalente a la reducción en tanto por ciento de la cantidad de energía que es necesaria comprar a la red para satisfacer la demanda de la vivienda. El mes más favorable es mayo donde un 66,4 % de la demanda energética de la vivienda es cubierta con energía solar FV, es decir, la cantidad de energía que hay que comprar a la comercializadora se reduce en dicho porcentaje. El promedio anual es una autosuficiencia energética del 56,21%.

Tabla 5.11. Autosuficiencia energética y autoconsumo de la vivienda en tanto por ciento para 5 paneles de 545 W_p de Longi Solar

| Mes | Ene. | Feb. | Mar. | Abr. | May. | Jun. | Jul. | Ago. | Sep. | Oct. | Nov. | Dic. | Media |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|
| Autosuficiencia [%] | 53,3 | 49,9 | 58,9 | 63,9 | 66,4 | 62,8 | 55,3 | 59,1 | 57,5 | 49,9 | 49,9 | 47,9 | 56,2 |
| Autoconsumo [%] | 40,7 | 46,3 | 44,1 | 43,7 | 42,6 | 44,6 | 48,1 | 49,7 | 57,1 | 46,7 | 42,7 | 46,6 | 46,0 |

A modo de ejemplo, en la **Figura 5.11**, se han representado las curvas de consumo y de producción FV para el mes de enero, para 5 paneles del modelo elegido, promediando el consumo y la producción para cada hora del mes (de esta manera se compensan los excesos de producción con los días en los que el cielo está nublado y la producción es menor que el consumo) y así poder ver de una forma más rápida y visual los momentos del día en los que la autosuficiencia energética suele ser del 100%. Esto significa que, en dicho intervalo, no es necesario comprar energía a la red, de hecho, se producen excedentes que son vendidos a la distribuidora. El valor real, sin compensaciones, en enero para el porcentaje de autoconsumo es del 40,7 %, lo que quiere decir que un 59,3 % de la energía FV producida es vendida. Antes de recopilar los resultados de autosuficiencia energética y autoconsumo para las distintas posibilidades en números de paneles, se introduce el cálculo para determinar el ahorro en la factura eléctrica, y así poder recopilar en una sola tabla toda la información relevante en la decisión final.

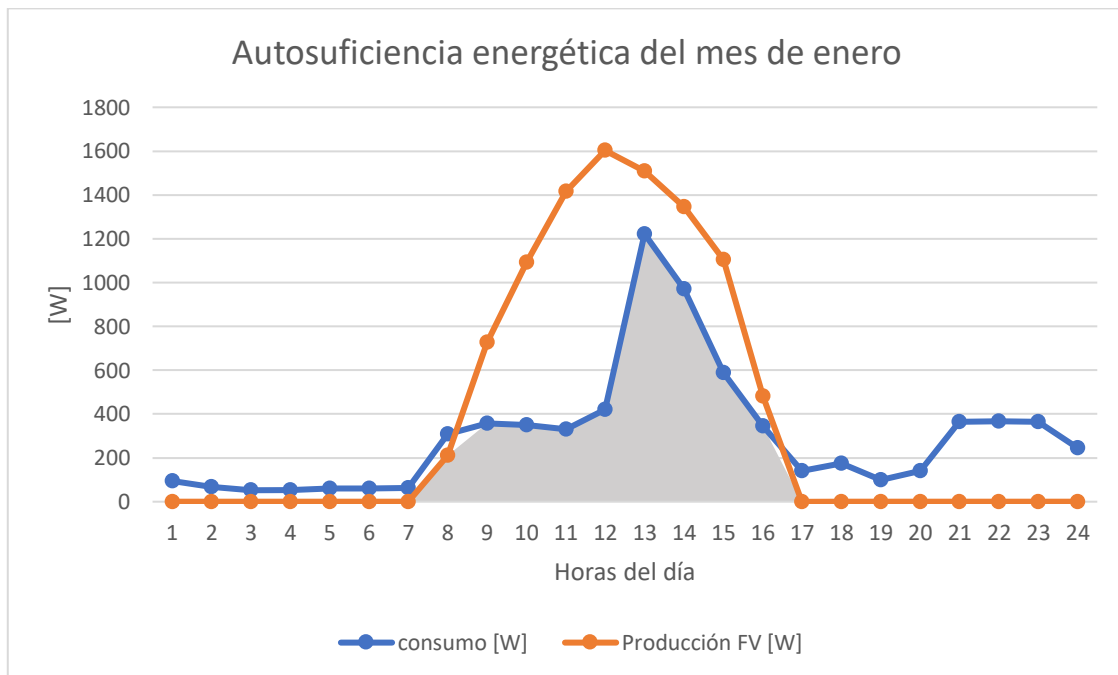


Figura 5.11. Curvas de consumo y producción FV para el mes de enero y 5 paneles. Figura de elaboración propia.

5.5.2. Ahorro en la factura de la luz

Una vez llegados a esta fase del dimensionamiento, es necesario estimar el importe de las venideras facturas de la luz de la vivienda con instalación solar FV para las configuraciones comprendidas en el intervalo de 1 a X paneles, permitiendo esto compararlas con los costes de inversión y mantenimiento asociados a cada opción y así determinar cuál es la más ventajosa a nivel económico. No obstante, primero se detalla el proceso de cálculo para 5 paneles y posteriormente se recopilan los resultados para todas las opciones. En el apartado **2.2. (pág. 18)** se describió la tarifa de la vivienda antigua y la nueva tarifa 2.0 TD, que entró en vigor el 1 de junio de 2021. El descompuesto de esta última se expone a continuación:

- Facturación por potencia contratada ("Término fijo") [49]
 - Potencia contratada en P1 (punta) = 3,45 kW
 - Potencia contratada en P2 (valle)=3,45 kW
 - Peaje de acceso por potencia en P1 = 30,67 (€ / kW *año)
 - Peaje de acceso por potencia en P2 = 1,42 (€ / kW *año)
 - Margen de comercialización fijo= 3,113 (€ / kW *año)
- Facturación por energía consumida ("Término Variable")
 - Peaje de acceso por energía consumida en P1 (punta) = 0,1 € / kWh
 - Peaje de acceso por energía consumida en P2 (llano) = 0,04 € / kWh
 - Peaje de acceso por energía consumida en P3 (valle) = 0,026 € / kWh
 - Importe por coste de la energía en P1 (punta) = 0,147 € / kWh
 - Importe por coste de la energía en P2 (llano) = 0,105 € / kWh
 - Importe por coste de la energía en P3 (valle) = 0,09 € / kWh
 - Impuesto electricidad = 5,1127 %
 - Alquiler de equipos de medida y control= 0,026557 €/día

- IVA= 10%¹⁸

En la facturación de la parte variable de la energía consumida se eligen unos valores fijos probables por kWh. Se hace de esta manera para simplificar los cálculos porque el precio del kWh para el PVPC cambia a diario y cada hora de acuerdo con el pool, aun estando dentro de una franja horaria. Además, actualmente, no se disponen de estimaciones verídicas ni registros que permitan hacer una media. De modo que estos valores referencia serán los usados para calcular las hipotéticas facturas de la vivienda con instalación FV. El procedimiento de cálculo de la facturación de la vivienda sin y con instalación FV sigue el proceder mostrado en la **Tabla 5.14 y Tabla 5.15** respectivamente, que están particularizadas con los datos de consumo para el mes de enero y adaptadas a la nueva tarifa 2.0 TD. Para poder aplicar la metodología, teniendo en cuenta que se trata de una instalación FV acogida al régimen de compensación de excedentes, es necesario previamente haber calculado cuánta energía se compra a la red en cada periodo horario. Esto se hace a partir del balance energético, que da como resultado los datos de energía comprada e inyectada a red que se encuentran recopilados en la columna 3 y 5 de la **Tabla 5.10** respectivamente. Por último, es necesario clasificarlos y cuantificarlos con un pequeño algoritmo realizado en Excel que seleccione solo las cantidades correspondientes a cada periodo horario. El resultado de esto se refleja en la **Tabla 5.12**.

- Sin generador FV

Tabla 5.12. División del consumo de acuerdo con la actual discriminación horaria para 5 paneles de 545 W_p de Longi Solar

| Mes | Energía comprada en P1 sin FV [kWh] | Energía comprada en P2 sin FV [kWh] | Energía comprada en P3 sin FV [kWh] |
|------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| ENERO | 96,16 | 106,82 | 21,48 |
| FEBRERO | 90,71 | 133,01 | 21,20 |
| MARZO | 124,72 | 116,27 | 19,85 |
| ABRIL | 133,47 | 109,60 | 23,07 |
| MAYO | 127,75 | 145,64 | 43,11 |
| JUNIO | 110,44 | 149,37 | 50,97 |
| JULIO | 63,76 | 230,72 | 105,78 |
| AGOSTO | 123,40 | 184,74 | 65,01 |
| SEPTIEMBRE | 148,04 | 197,27 | 39,94 |
| OCTUBRE | 104,68 | 146,83 | 21,64 |
| NOVIEMBRE | 96,14 | 127,64 | 16,28 |
| DICIEMBRE | 105,38 | 124,45 | 15,38 |
| | Total al año | Total al año | Total al año |
| | 1324,64 | 1772,37 | 443,71 |

¹⁸ En aplicación del Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio 2021

- Con generador FV

| Mes | Energía comprada en P1 con FV [kWh] | Energía comprada en P2 con FV [kWh] | Energía comprada en P3 con FV [kWh] |
|------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|
| ENERO | 38,01 | 44,90 | 21,48 |
| FEBRERO | 39,69 | 60,86 | 21,19 |
| MARZO | 46,04 | 42,45 | 17,58 |
| ABRIL | 41,99 | 34,10 | 18,75 |
| MAYO | 34,12 | 37,69 | 34,72 |
| JUNIO | 31,78 | 43,15 | 39,02 |
| JULIO | 19,62 | 59,57 | 96,10 |
| AGOSTO | 38,58 | 55,58 | 56,06 |
| SEPTIEMBRE | 56,01 | 71,74 | 33,90 |
| OCTUBRE | 46,11 | 70,86 | 18,83 |
| NOVIEMBRE | 44,06 | 58,87 | 16,23 |
| DICIEMBRE | 44,04 | 66,89 | 15,31 |
| | Total al año | Total al año | Total al año |
| | 480,04 | 646,66 | 389,15 |

Esta metodología es la misma para todos los meses del año. Los importes de facturación tanto para la vivienda sin instalación FV como para la supuesta instalación FV de todos los meses del año, así como el porcentaje de ahorro de la nueva factura con respecto a la antigua se recopilan en la **Tabla 5.13** calculados a modo ilustrativo para la instalación FV con 5 paneles del modelo elegido.

Tabla 5.13. Comparativa de los importes de las facturas de la luz para 5 paneles

| Mes | Factura sin FV | Factura con FV | Ahorro en € | Porcentaje de ahorro [%] |
|------------|----------------|----------------|-------------|--------------------------|
| ENERO | 61,09 | 25,93 | 35,16 | 57,55 |
| FEBRERO | 62,64 | 29,14 | 33,51 | 53,49 |
| MARZO | 70,61 | 26,09 | 44,52 | 63,05 |
| ABRIL | 72,00 | 22,08 | 49,93 | 69,34 |
| MAYO | 79,52 | 20,18 | 59,34 | 74,63 |
| JUNIO | 75,84 | 22,26 | 53,58 | 70,65 |
| JULIO | 83,91 | 29,81 | 54,10 | 64,48 |
| AGOSTO | 87,77 | 29,85 | 57,92 | 65,99 |
| SEPTIEMBRE | 93,13 | 36,89 | 56,23 | 60,38 |
| OCTUBRE | 70,25 | 32,88 | 37,37 | 53,19 |
| NOVIEMBRE | 63,46 | 29,34 | 34,12 | 53,77 |
| DICIEMBRE | 65,86 | 32,19 | 33,66 | 51,12 |
| Media | 73,84 | 28,05 | 45,79 | 61,47 |

En un SFCR es importante conocer la cantidad de energía comprada a red porque ésta ya no coincide con el consumo de la vivienda, pues ha disminuido su valor gracias a la autosuficiencia que aporta la instalación FV a la vivienda. Además, en esta modalidad de autoconsumo, el porcentaje de energía FV no autoconsumido, dicho de otra forma, los excedentes de energía se vierten a la red y son remunerados. Cada comercializadora compra el kWh a un precio distinto, normalmente camuflado en una estrategia de marketing jugando con el precio al que vende el kWh. Lo normal es que la cifra varíe entre los 0.04 y los 0.06 €/kWh. Para los cálculos de este documento se ha supuesto un precio de venta de 0.04 €/kWh, clasificándose esta cifra como pesimista, pero igual de posible.

Por ejemplo, para el mes de enero de 2020, la energía comprada pasa de 224,46 kWh a 104,39 kWh, es decir, una reducción del 53,49 % y, además, se producen 176,85 kWh de energía FV excedentaria que no son consumidos instantáneamente y, por tanto, son inyectados en la red. Todo esto implica un ahorro en la factura mensual de 35,16 €, es decir, esta es un 57,55 % menor que la factura sin FV. Aun así, el término variable de la factura tiene un importe de 11,33 €, que podría ser compensado hasta quedarse en 0 € si la instalación solar FV produjera más energía. El importe mínimo posible para los meses con 31 días es de 12,83 €, para febrero con 28 días 11,59€ y para los restantes, de 30 días, es de 12,42 €. Esta cifra corresponde a la facturación del término fijo. En la **Figura 5.12** hay una representación de estos datos, para los 12 meses del año, en un gráfico de barras con objeto de presentar una comparativa visual más cómoda.

A su vez, para las condiciones de la **Tabla 5.13**, la factura de la luz con instalación FV, respecto a la actual sin ella, es de media, en términos porcentuales, un 61,47 % menor. Esto equivale para los datos energéticos de la vivienda en un ahorro medio de 45,79 €/mes. Es importante destacar que cuando mayor ahorro se genera es en primavera y en verano, mientras que en las estaciones de otoño e invierno el beneficio de este tipo de instalación es menor. Más adelante, se cuantifican estas diferencias, que son debidas al incremento en horas de luz e irradiación que se produce en el semestre primavera-verano, favoreciendo así la producción. Esto unido a que el consumo en estos meses es mayor, provoca una mayor cantidad de energía compensada y, por tanto, el ahorro es más significativo, puesto que en estos meses es cuando la factura de la luz alcanza su pico, concretamente en septiembre, con 93,13 €.

Del procedimiento de cálculo de las facturas eléctricas hay que destacar que el impuesto eléctrico se aplica sobre la suma de los términos fijos y variable de la factura. Una vez aplicado este impuesto, se suma a la cifra el alquiler de los equipos que actúan como contadores y son propiedad de la comercializadora, y al total de todo esto se le aplica el IVA.

Tabla 5.14. Factura del mes de enero de la vivienda recalculada para la nueva tarifa 2.0 TD

| Factura sin instalación FV acogida a compensación | | | |
|--|------------|--------------------|---------------|
| Potencia contratada | kW | €/ kW / año | €/ mes |
| Peaje de acceso: | | | |
| P1 (punta) | 3,45 | 30,673 | 8,99 |
| P2 (valle) | 3,45 | 1,42 | 0,42 |
| Margen de comercialización fijo | 3,45 | 3,113 | 0,91 |
| Total término fijo | | | 10,32 |
| Energía consumida | kWh | €/ kWh | €/ mes |
| Coste energía: | | | |
| P1 (punta) | 96,157 | 0,147 | 14,14 |
| P2 (llano) | 106,820 | 0,105 | 11,22 |
| P3(valle) | 21,4841 | 0,09 | 1,93 |
| Peaje de acceso: | | | |
| P1 (punta) | 96,157 | 0,1 | 9,62 |
| P2 (llano) | 106,8196 | 0,04 | 4,27 |
| P3(valle) | 21,4841 | 0,026 | 0,56 |
| Total término variable | | | 41,73 |
| Subtotal | | | 52,05 |
| Impuesto eléctrico (%) | 5,11269632 | | 2,66 |
| Alquiler contador(€/día) | 0,026557 | 31 | 0,82 |
| Subtotal | | | 55,53 |
| Iva (%) | 10 | | 5,55 |
| TOTAL FACTURA | | | 61,09 |

Tabla 5.15. Factura hipotética del mes de enero con instalación FV acogida compensación para 5 paneles de 545 W_p

| Factura con instalación FV acogida a compensación | | | |
|--|------------|--------------------|---------------|
| Potencia contratada | kW | €/ kW / año | €/ mes |
| Peaje de acceso | | | |
| P1 (punta) | 3,45 | 30,673 | 8,99 |
| P2 (valle) | 3,45 | 1,420 | 0,42 |
| Margen de comercialización fijo | 3,45 | 3,113 | 0,91 |
| Total término fijo | | | 10,32 |
| Energía consumida | kWh | €/ kWh | €/ mes |
| Coste energía | | | |
| P1 (punta) | 38,02 | 0,147 | 5,59 |
| P2 (llano) | 44,91 | 0,105 | 4,72 |
| P3(valle) | 21,48 | 0,09 | 1,93 |
| Peaje de acceso | | | |
| P1 (punta) | 38,02 | 0,1 | 3,80 |
| P2 (llano) | 44,91 | 0,04 | 1,80 |
| P3(valle) | 21,48 | 0,026 | 0,56 |
| Excedentes FV | 176,72 | 0,04 | -7,07 |
| Total término variable | | | 11,33 |
| subtotal | | | 21,64 |
| Impuesto eléctrico (%) | 5,1127 | | 1,11 |
| Alquiler contador(€/día) | 0,026557 | 31 | 0,82 |
| subtotal | | | 23,57 |
| Iva | 10 | | 2,36 |
| TOTAL FACTURA | | | 25,93 |

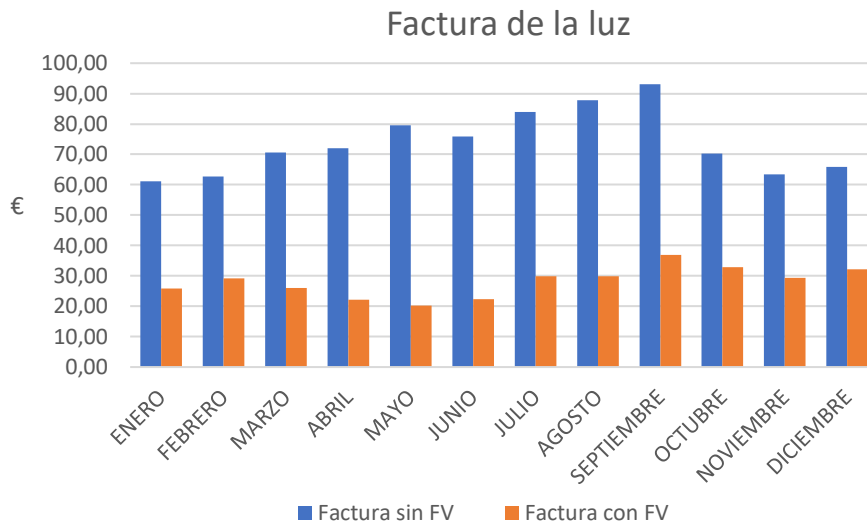


Figura 5.12. Comparación mensual del ahorro en la factura de la luz para 5 paneles. Figura de elaboración propia.

En este párrafo se cuantifican las diferencias estacionales anteriormente mencionadas. Primero se consideran como meses pertenecientes a invierno: enero, febrero y marzo. Para ellos el porcentaje de ahorro es del 58,03 % respecto a una facturación media sin FV de 64,78 €, lo que en euros para el balance energético de la vivienda supone una reducción media de 37,73 € en la facturación. Primavera comprende los meses de abril, mayo y junio, en los cuales el ahorro porcentual medio es del 71,54 % respecto a un importe sin FV medio de 75,79 € que se traduce para esta vivienda en 54,28 € menos que pagar al mes por la luz. En los meses de julio, agosto y septiembre, pertenecientes al periodo estival, su porcentaje de ahorro es del 63,62 % respecto a la media de facturación más alta de todo el año, 88,27 €, lo que supone en términos absolutos un ahorro de 56,09 € al mes. Por último, otoño, formado por los meses restantes, tiene una factura media sin FV de 66,52 €, la cual se reduce en un 52,69 % con la instalación FV, reflejándose en un ahorro mensual de 35,05 €. A partir de estos datos se concluye que el semestre primavera-verano es el de mayor rentabilidad para la instalación con una rebaja mensual media de 57,96 €. Estos datos quedan agrupados y reflejados en el gráfico de la **Figura 5.13**.

Siguiendo criterios puramente económicos, el trimestre de verano es el mejor, pues en términos absolutos el ahorro es mayor, seguido de primavera, invierno y, en último lugar, otoño. Sin embargo, es en primavera cuando en términos porcentuales la factura de la luz se reduce a su término mínimo. Esto es debido a que en verano el consumo es mayor, hecho explicado en el apartado **5.1. (pág. 65)**. Una demanda más elevada provoca una facturación más elevada y, por tanto, la existencia de un mayor margen que compensar con energía FV, la cual alcanza su pico de generación también en verano. El precio de la factura en verano es

superior al de primavera en 12,48 €, pues el porcentaje de autosuficiencia de la instalación es menor, es decir, es necesario en términos absolutos comprar más energía a la red. Aunque la energía autoconsumida sea mayor, esta no llega a compensar el aumento del consumo debido a una mayor actividad nocturna en la casa. En conclusión, una mayor cantidad de energía autoconsumida instantáneamente, unido a un alto consumo con un porcentaje bajo de autosuficiencia energética, provoca dicha casuística.

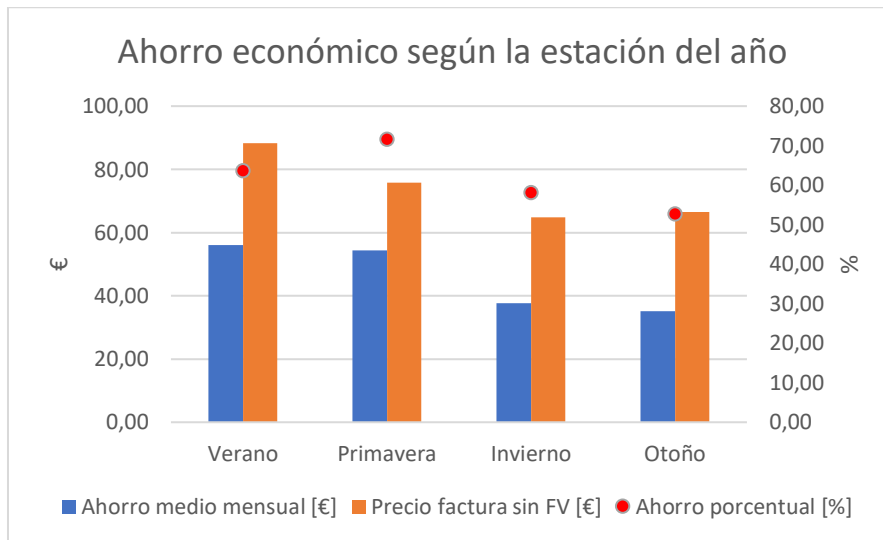


Figura 5.13. Comparativa de la facturación eléctrica según la estación del año (para 5 paneles de 545 W_p). Figura de elaboración propia.

De este análisis energético-económico se deduce un incremento continuado del ahorro, asociado a una mayor producción de energía FV que coincide temporalmente con el semestre de primavera-verano, donde el consumo es mayor. En la **Figura 5.14** se contrasta este hecho. Los meses de mayo, julio, agosto y junio son los de mayor producción FV del año, estando estos citados de mayor a menor. Además, también son los de mayor ahorro en términos de reducción del importe en la factura de la luz [€/mes]. También se puede ver como los de menor producción FV, ordenados de menos a más, son diciembre, febrero, noviembre, enero donde la producción FV es la más baja del año y tiene asociado el menor ahorro en términos absolutos en la tarificación de la luz.

La tendencia descrita en el párrafo anterior disiente en los meses de abril y julio, teniendo ambos una producción mayor que su mes predecesor, pero el ahorro en [€/mes] es inferior. Para explicar esta discrepancia se ha representado en la misma gráfica el consumo de la vivienda y el porcentaje de autosuficiencia. Para el caso de julio, a pesar de que tiene mayor consumo y producción que agosto, tiene menor ahorro absoluto, pues el porcentaje de autosuficiencia energética se reduce concretamente a 56,21 % teniendo esto una mayor influencia en el ahorro que la energía inyectada a la red, pues la energía autoconsumida se

descuenta de la que hay que comprar a la red, la cual tiene un precio de compra superior al de venta de excedentes. También hay que tener en cuenta que tanto los excedentes como la energía autoconsumida provocan un ahorro en impuestos. Esto es así porque tanto el impuesto eléctrico como el IVA se aplican una vez cuadrado el balance FV. Por ello, en las facturas sin instalación FV con importes mayores son en las que el ahorro que se produce al instalar un generador FV, hablando en cantidades absolutas, es mayor. Además, en estas disminuye considerablemente la cantidad de dinero que se paga al Estado al bajar el importe total de la factura sin incluir impuestos. Por tanto, estos se aplican sobre una cifra mucho menor.

Por otro lado, en abril, en comparación con su mes predecesor, se produce un descenso brusco del consumo, acompañado de una disminución del ahorro en la factura a pesar de producirse un aumento en la producción FV. De este hecho se extrae la siguiente conclusión. Para que un aumento de la producción (mayor número de placas) sea beneficioso económicamente, debe ir este acompañado de un aumento/congelación del consumo y de un porcentaje de autosuficiencia energética mayor o de que los excedentes continúen compensando la parte variable de la factura porque esta no se haya hecho todavía cero.

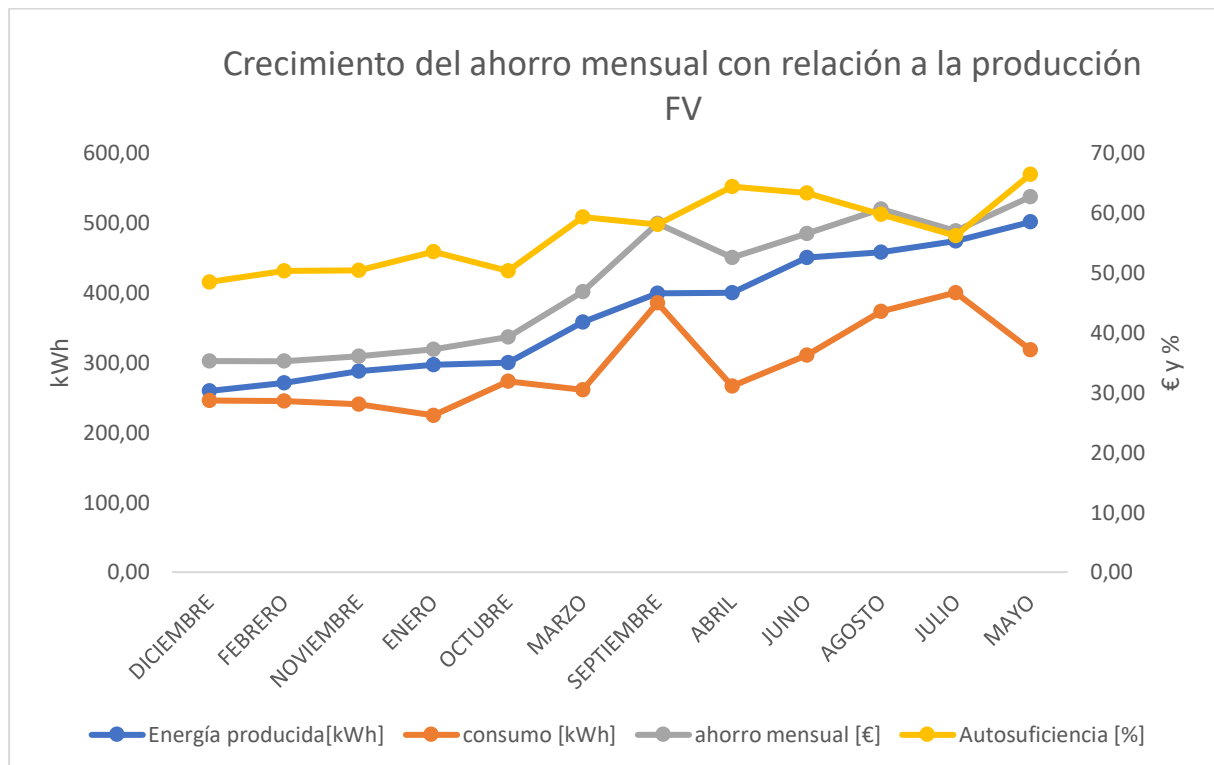


Figura 5.14. Ahorro absoluto por mes ordenado de menor a mayor producción FV. Figura de elaboración propia.

5.5.3. Ahorro acumulado hasta el final de la vida útil de la instalación

El gasto anual en la factura de la luz de la vivienda en el año estudiado sin FV es de 886,06 €. En cambio, si la vivienda hubiese contado ese año con una instalación solar FV de 5 paneles de 545 W_p de Longi Solar, y bajo todas las premisas y consideraciones que se han ido mencionando hasta ahora, el gasto total hubiese sido de 308,37 €, o lo que es lo mismo, se habrían ahorrado 577,69 € al año. Con este dato, se calcula grosso modo el ahorro en la factura eléctrica que se produciría al acabar los 25 años que se suponen de vida útil mínima de la instalación, delimitados por la caída de potencia no lineal del panel FV, dando como resultado 14.442,25 €. Este dato es aproximado y no real, puesto que la cifra es volátil, ya que depende de muchos factores que pueden variar en un rango amplio en el periodo de tiempo para el que se ha realizado el cálculo. Entre los más importantes se encuentran la irradiación, la curva de consumo de la vivienda, el precio del kWh, las modificaciones en el tipo de tarifa eléctrica o en la normativa, la disminución de la producción debida a la degradación de los módulos, etc. Como se explicó al inicio, los datos de irradiación corresponden a un año meteorológico típico y, bajo la hipótesis simplificada que se realiza, serán aplicados como invariantes para los 25 años de vida útil. En cuanto a la producción, la potencia de los paneles decrece hasta un 84,80% (según los datos que el fabricante proporciona en la datasheet del producto) respecto a la producción del primer año, quedando esto reflejado en una reducción de la producción anual de energía de acuerdo con él. La **Ecuación 3.2** determina el rendimiento de los paneles; también llamado eficiencia, donde la potencia en condiciones STC determina su valor. El rendimiento, a su vez, influye en la generación de energía con la relación marcada en la **Ecuación 5.7**. Es por ello por lo que para cada año tendremos una producción distinta, lo que a su vez significa distintas cantidades de energía que hay que comprar a la red en cada franja horaria; lo que se traduce en un ahorro distinto para cada año, quedando todo esto reflejado en el Excel de dimensionamiento.

Tabla 5.16. Variación lineal de la potencia de salida del panel LR5-72 HPH 545 M

| | | | | | | | | | |
|--------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Año | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| Potencia (STC)[W] | 545 | 541,69 | 538,37 | 535,06 | 531,75 | 528,43 | 525,12 | 521,80 | 518,49 |
| Año | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| Potencia (STC)[W] | 515,18 | 511,86 | 508,55 | 505,24 | 501,92 | 498,61 | 495,30 | 491,98 | 515,18 |
| Año | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | |
| Potencia (STC)[W] | 488,67 | 485,36 | 482,04 | 478,73 | 475,41 | 472,10 | 468,79 | 465,47 | |

El patrón de consumo empleado es el que realmente tuvo la vivienda para un periodo de tiempo concreto. No obstante, no se puede estimar con exactitud cómo evolucionará este patrón en el futuro. Se sabe que es una variable volátil que no será constante durante los 25 años porque depende de muchos factores, como, por ejemplo, el número de habitantes en el hogar, la incorporación de nuevos dispositivos demandantes de energía o cambios en los hábitos de consumo. Sin embargo, para este dimensionamiento, se emplea, durante los 25 años de vida útil, la plantilla de consumo utilizado el primer año, pues se considera este un modelo típico y representativo para una vivienda unifamiliar de 4 personas.

En cuanto al importe de la facturación eléctrica se entiende que es un aspecto que tampoco se puede determinar con exactitud pues, como se ha visto hasta ahora, está constantemente cambiando. Como se indicó en el capítulo 1, las centrales de carbón están desapareciendo, y cuándo la demanda no se logra abastecer con las energías renovables, las cuales están sujetas de manera intrínseca a una volatilidad en la producción, entran en juego los ciclos combinados de gas como última tecnología para atender los picos de demanda. Luego las energías con cambios en la producción, causada por fenómenos externos, condicionan el precio de las actuales franjas horarias P2 y P3. Mientras que, el precio en el periodo P1 está influenciado por el precio del gas, que compran los ciclos combinados para producir electricidad. En cualquier caso, se considerarán constantes para los 25 años los precios establecidos para el año 1, pues de lo contrario se estaría divagando sobre algo que no se puede predecir con suficiente exactitud. Esto, unido al patrón de consumo, causa que, para los 25 años, la factura anual de la luz tenga para la vivienda el mismo valor; 886,06 €. En ningún cálculo se tiene en cuenta la inflación que pudiese sufrir la moneda.

Una vez marcados los criterios anteriores se recopilan los datos de energía FV producida, energía comprada a la red en P1, P2 y P3 y energía inyectada a la red, y se calcula el ahorro anual para cada año. Esto genera la siguiente tabla, que permite sumar el ahorro acumulado tras 25 años.

Tabla 5.17. Evolución del sistema con el paso del tiempo

| Número de paneles = 5 | | | | | | |
|--|-----------------------------------|--|--|--|--------------------------------|-------------------------|
| Año | Energía producida FV [kWh] | Energía comprada en P1 con FV [kWh] | Energía comprada en P2 con FV [kWh] | Energía comprada en P3 con FV [kWh] | Energía inyectada [kWh] | Ahorro anual [€] |
| 1 | 4453,51 | 480,15 | 646,88 | 389,17 | 2427,21 | 549,44 |
| 2 | 4426,43 | 481,71 | 649,87 | 389,39 | 2404,90 | 547,44 |
| 3 | 4399,35 | 483,27 | 652,86 | 389,61 | 2382,59 | 545,43 |
| 4 | 4372,27 | 484,84 | 655,85 | 389,83 | 2360,29 | 543,42 |
| 5 | 4345,20 | 486,40 | 658,84 | 390,04 | 2337,98 | 541,41 |
| 6 | 4318,12 | 487,96 | 661,83 | 390,26 | 2315,67 | 539,40 |
| 7 | 4291,04 | 489,52 | 664,82 | 390,48 | 2293,36 | 537,40 |
| 8 | 4263,97 | 491,08 | 667,81 | 390,70 | 2271,06 | 535,39 |
| 9 | 4236,89 | 492,64 | 670,80 | 390,91 | 2248,75 | 533,38 |
| 10 | 4209,81 | 494,21 | 673,79 | 391,13 | 2226,44 | 531,37 |
| 11 | 4182,73 | 495,77 | 676,78 | 391,35 | 2204,13 | 529,36 |
| 12 | 4155,66 | 497,33 | 679,77 | 391,57 | 2181,83 | 527,36 |
| 13 | 4128,58 | 498,89 | 682,76 | 391,79 | 2159,52 | 525,35 |
| 14 | 4101,50 | 500,45 | 685,75 | 392,00 | 2137,21 | 523,34 |
| 15 | 4074,42 | 502,01 | 688,74 | 392,22 | 2114,90 | 521,33 |
| 16 | 4047,35 | 503,57 | 691,73 | 392,44 | 2092,60 | 519,32 |
| 17 | 4020,27 | 505,14 | 694,72 | 392,66 | 2070,29 | 517,32 |
| 18 | 3993,19 | 506,70 | 697,71 | 392,88 | 2047,98 | 515,31 |
| 19 | 3966,11 | 508,26 | 700,70 | 393,09 | 2025,67 | 513,30 |
| 20 | 3939,04 | 509,82 | 703,69 | 393,31 | 2003,37 | 511,29 |
| 21 | 3911,96 | 511,38 | 706,68 | 393,53 | 1981,06 | 509,28 |
| 22 | 3884,88 | 512,94 | 709,67 | 393,75 | 1958,75 | 507,28 |
| 23 | 3857,81 | 514,51 | 712,66 | 393,96 | 1936,44 | 505,27 |
| 24 | 3830,73 | 516,07 | 715,65 | 394,18 | 1914,14 | 503,26 |
| 25 | 3803,65 | 517,63 | 718,64 | 394,4 | 1891,83 | 501,25 |
| Ahorro acumulado tras 25 años = 13.133,70 € | | | | | | |

Para la opción de 5 paneles en serie se tiene un ahorro económico tras 25 años de operatividad de la instalación de 13.133,7 €, en lugar de los 14.442,25 € que se estimaron sin tener en cuenta la degradación anual. En la columna 7 de la **Tabla 5.17** se muestra la disminución del ahorro año a año provocada por la caída lineal de potencia de los módulos FV para un precio referencia fijo de la facturación eléctrica.

5.5.4. Alternativas de dimensionamiento

Hasta ahora, todos los cálculos y análisis mostrados en este documento relacionados con el balance energético han sido ejemplificados para la opción de 5 paneles. En Excel se han desarrollado los algoritmos que determinan todos los datos previos necesarios para estimar el beneficio económico de la instalación tras 25 años y que se han ido explicando en los apartados anteriores. Por lo tanto, llegados a este punto, solo falta recopilar los resultados para las distintas opciones de número de paneles.

Tabla 5.18. Elección del número de paneles. Comparativa

| Valores medios | Número de paneles | | | | | | |
|---------------------------------|-------------------|---------|---------|-----------|----------|-----------|-----------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| Producción FV [kW/año] | 825,71 | 1651,43 | 2477,14 | 3302,85 | 4128,58 | 4954,28 | 5779,99 |
| Energía comprada en P1 [kW/año] | 954,78 | 758,99 | 642,11 | 557,83 | 498,89 | 459,25 | 431,36 |
| Energía comprada en P2 [kW/año] | 1382,55 | 1139,25 | 938,88 | 789,94 | 682,76 | 605,70 | 550,62 |
| Energía comprada en P3 [kW/año] | 430,26 | 418,00 | 407,69 | 399,02 | 391,79 | 385,77 | 380,84 |
| Energía inyectada [kW/año] | 84,61 | 425,92 | 923,58 | 1.507,22 | 2.159,52 | 2.862,49 | 3.600,31 |
| Autoconsumo [%] | 89,58 | 74,05 | 62,62 | 54,32 | 47,69 | 42,24 | 37,76 |
| Autosuficiencia energética [%] | 20,91 | 34,49 | 43,62 | 50,34 | 55,12 | 58,49 | 60,91 |
| Ahorro tras 25 años [€] | 4306,54 | 7395,49 | 9824,01 | 11.922,95 | 13.133,7 | 15.402,60 | 16.915,70 |

| Valores medios | Número de paneles | | | | | |
|---------------------------------|-------------------|---------|---------|---------|---------|-----------|
| | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| Producción FV [kW/año] | 6605,70 | 7431,44 | 8257,16 | 9082,87 | 9908,59 | 10.734,30 |
| Energía comprada en P1 [kW/año] | 410,87 | 395,68 | 383,52 | 374,06 | 366,08 | 359,72 |
| Energía comprada en P2 [kW/año] | 511,98 | 483,98 | 462,92 | 446,09 | 432,52 | 421,35 |

| | | | | | | |
|--|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Energía comprada en P3 [kW/año] | 376,75 | 373,33 | 370,49 | 368,12 | 366,11 | 364,42 |
| Energía inyectada [kW/año] | 4362,79 | 5141,92 | 5931,57 | 6728,64 | 7530,79 | 8337,28 |
| Autoconsumo [%] | 34,03 | 30,90 | 28,26 | 26,02 | 24,11 | 22,45 |
| Autosuficiencia energética [%] | 62,66 | 63,96 | 64,96 | 65,77 | 66,45 | 67,00 |
| Ahorro tras 25 años [€] | 16.922,27 | 17.705,27 | 18.276,71 | 18.661,47 | 19.039,71 | 19.046,25 |

Todavía, para poder decidir qué número de paneles aporta el máximo beneficio, es necesario determinar, de forma simplificada, la inversión necesaria para cada una de las configuraciones. Es trivial que cuantos más paneles instalemos, mayor será la inversión inicial. Pero no solo por el coste de los paneles, sino también por el inversor, cableado, estructura de soporte, mano de obra, memoria técnica y mantenimiento. Por ello, a continuación, se presentan los criterios elegidos para la elección del inversor, que es uno de los elementos más importantes de la instalación, así como la evolución del precio de las distintas partidas que componen el presupuesto inicial más los costes de operatividad del sistema y, así, poder determinar cuál es el beneficio neto de cada opción.

5.6. Principales costes de inversión

Para poder elegir el inversor hay que saber la potencia de este y para ello hay que conocer el número de paneles. Este, a su vez, es fruto del resultado del análisis económico de las distintas opciones. Por ello, a continuación, se determinan los costes de inversión y funcionamiento de la instalación durante 25 años.

- Potencia del inversor - €

El inversor es uno de los elementos más caros de la instalación. Por ello, para calcular lo descrito en el párrafo anterior, hay que determinar cuál es el incremento de precio del inversor cuando se aumenta la potencia de este. Para su estudio se eligen cuatro fabricantes con prestigio y gran presencia en el mercado de inversores para conexión a red. Además, disponen de una amplia gama de modelos para soportar todas las posibles potencias fotovoltaicas de entrada y suministrar potencia en CA hasta los 6 kW. Los fabricantes elegidos son: SolaX Power (con una gama de productos de 0,7 - 5 kW de potencia CA), Growat (con una gama de productos centrada en potencias mayores, MIN 2500 - 6000 W TL-XE de potencia CA), Fronius (1,5 - 5 kW de salida) y Riello (de 1,5 - 5 kW CA)

En la siguiente tabla se recopilan los precios para las distintas potencias y fabricantes extraídos de la tienda online Autosolar.

Tabla 5.19. Determinación del incremento de precio del inversor por kW de potencia

| Growat MIC 750-1.5 TL-X | | | | | Growat MIN 2500-6000 TL-XH | | | | | |
|-------------------------------------|--------|--------|-----|-------|----------------------------|--------|--------|--------|--------|-----|
| Potencia de salida (CA) [kW] | 0,75 | 1 | 1,5 | 2 | 2,5 | 3 | 3,6 | 4,2 | 4,6 | 5 |
| Precio [€]¹⁹ | 311,14 | 328,43 | 363 | 440,8 | 665,50 | 708,71 | 777,86 | 829,71 | 916,14 | 968 |

| SolaX X1 MINI | | | | SolaX X1 AIR | | SolaX X1 BOOST | | | | |
|-------------------------------------|--------|--------|--------|--------------|--------|----------------|--------|--------|--------|---|
| Potencia de salida (CA) [kW] | 0,7 | 1,1 | 1,5 | 2 | 2,5 | 3,3 | 3,68 | 4,2 | 4,6 | - |
| Precio [€]¹⁹ | 372,79 | 386,46 | 433,26 | 481,47 | 547,65 | 593,54 | 838,36 | 899,59 | 969,79 | - |

| Fronius Galvo 1.5-3 | | | | | | Fronius Primo 3.5-6 | | | | |
|-------------------------------------|---|---|--------|--------|--------|---------------------|--------|--------|--------|--------|
| Potencia de salida (CA) [kW] | - | - | 1,5 | 2 | 2,5 | 3 | 3,68 | 4 | 4,6 | 5 |
| Precio [€]¹⁹ | - | - | 1206,5 | 1236,9 | 1266,5 | 1297 | 1328,3 | 1353,9 | 1476,9 | 1488,9 |

| RIELLO Sirio EVO | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|---|---|-------|--------|-----|--------|------|--------|-----|--------|
| Potencia de salida (CA) [kW] | - | - | 1,5 | 2 | 2,5 | 3 | 3,68 | 4 | 4,6 | 5 |
| Precio [€]¹⁹ | - | - | 997,4 | 1079,2 | - | 1192,5 | - | 1220,5 | - | 1367,6 |

| Precio medio para un inversor típico según potencia | | | | | | | | | | |
|---|-------|-----|-----|-----|-------|-----|-------|-------|-------|-------|
| Potencia de salida (CA) [kW] | 0.7 | 1 | 1,5 | 2 | 2,5 | 3 | 3,6 | 4-4,2 | 4,6 | 5 |
| Precio [€]²⁰ | 342 | 358 | 750 | 810 | 827 | 948 | 982 | 1.076 | 1.200 | 1.275 |
| €/kW | 488,6 | 358 | 500 | 405 | 330,8 | 316 | 272,8 | 262,4 | 260,9 | 255 |

Los precios de los inversores están sometidos a una enorme volatilidad en función de donde y cuando se busquen. En cualquier portal web estos pueden variar de un día a otro e incluso ya no estar disponible el producto.

¹⁹ Precio medio de las tiendas web: <https://autosolar.es> y <https://suministrosdelsol.com> (IVA incluido). Consultado el 05/09/2021.

²⁰ El precio medio final se obtiene de hacer la media del importe de los modelos anteriores de acuerdo con su potencia.

De la tabla de arriba se saca un precio medio típico según la potencia de salida del inversor haciendo la media de los cuatro fabricantes. Este precio será el que se use para estimar que número de paneles es más rentable. Pues, por ejemplo, para 8 paneles (4360 W_p) se necesita una potencia mínima de 3,6 kW y una recomendada de 4 - 4,2 kW para el inversor, lo que se traduce en 982 € de presupuesto destinado a él, frente a los 342 € para la opción de un panel. Puesto que todavía no sabemos la potencia exacta no podemos seleccionar inversor todavía.

- Nº de paneles solares - €

El panel FV es el elemento más crítico en cuanto al sobrecoste que sufre la instalación al aumentar el número de paneles. El cálculo del incremento de precio asociado al aumento en número de paneles es trivial puesto que se dispone del precio por unidad para el modelo elegido.

- Tamaño estructura de soporte - €

A continuación, se van a estudiar los sobrecostes asociados al incremento en el tamaño de la estructura de soporte. Para el caso de estudio de este documento; tejado de una vivienda unifamiliar a dos aguas, es necesario instalar una estructura de soporte adecuada para cubiertas inclinadas. Se opta por un sistema de soporte coplanar continuo con dos perfiles portantes por fila de módulos, pudiéndose fijar estos libremente en cualquier punto de la cubierta al no existir limitaciones en ella. Como el tejado es de tejas, se usa el sistema de fijación de salvatejas (Varilla 02V) con anclajes a hormigón. Según el número de paneles se seleccionan distintas configuraciones de los soportes para que estos se puedan adaptar a las peculiaridades de las dimensiones y silueta del tejado. Las configuraciones posibles se muestran en la **Tabla 5.20** ; no siendo viable utilizar soportes para más de 5 módulos al no haber espacio físico en el tejado.

Lo ideal en un conexionado de módulos en serie es colocar todos los paneles en una única hilera para facilitar el conexionado y evitar entrecruzamientos de los cables, pero esto no es una obligación, y la disposición final de los módulos vendrá determinada por las dimensiones del tejado y los sistemas de soporte tal y como se ha indicado.

Tabla 5.20. Precios de la estructura de soporte según número de paneles²¹

Los precios de los soportes están sometidos a una enorme volatilidad en función de donde y cuando se busquen. En cualquier portal web pueden variar de un día a otro e incluso ya no estar disponible el producto.

²¹ Precios con IVA sin incluir gastos de envío de la tienda Autosolar: <https://autosolar.es/estructuras-cubierta-teja>

| Número de paneles | Estructuras de soporte | Precio [€] |
|-------------------|--|---------------|
| 13 | _22 | 633,77 |
| 12 | - | 566,66 |
| 11 | - | 475,7 |
| 10 | - | 469,65 |
| 9 | - | 431,63 |
| 8 | Estructura para cubierta de tejas de 5 paneles solares con varilla 02V | 192,37 |
| | Estructura para cubierta de tejas de 2 paneles solares con varilla 02V | 104,18 |
| | Estructura para cubierta de tejas de 1 paneles solares con varilla 02V | 67,11 |
| | Total | 363,66 |
| 7 | Estructura Cubierta Tejas 2 Paneles Solares 02V | 104,18 |
| | Estructura Cubierta Tejas 5 Paneles Solares 02V | 192,37 |
| | Total | 296,55 |
| 6 | Estructura Cubierta Tejas 1 Paneles Solares con varilla 02V | 67,11 |
| | Estructura Cubierta Tejas 5 Paneles Solares 02V | 192,37 |
| | Total | 259,48 |
| 5 | Estructura Cubierta Tejas 5 Paneles Solares 02V | 192,37 |
| 4 | Estructura Cubierta Tejas 4 Paneles Solares 02V | 186,32 |
| 3 | Estructura Cubierta Tejas 3 Paneles Solares con varilla 02V | 148,3 |
| 2 | Estructura Cubierta Tejas 2 Paneles Solares con varilla 02V | 104,18 |
| 1 | Estructura Cubierta Tejas 1 Panel Solar con varilla 02V | 67,11 |

- Cableado y protecciones eléctricas - €

El coste del cableado y de las protecciones se considera constante con el número de paneles hasta 8, porque la diferencia en la longitud del tendido de este es escasa y el aumento de

²² No se detallan estas configuraciones porque, como se verá más adelante, no se dispone de suficiente espacio físico en el tejado.

potencia no implica todavía un aumento de sección ni un cambio significativo en las protecciones. Este precio se fija en 473,58 € para las opciones de 1-8 paneles, incrementándose en un 10% para las opciones de 9-12 paneles y en un 20% para 13 paneles, puesto que la sección del cableado crece a los siguientes valores normalizados. Todo esto es desglosado en el presupuesto final y la selección de componentes se realiza en los apartados **5.11. (pág. 130) y 5.12. (pág. 136)**

- Mano de obra, alquiler y uso de equipos - €

Se considera que el equipo de trabajo está constituido por un gerente de proyecto, un electricista y un ayudante. Cuantos más paneles se instalen, más tiempo de trabajo, herramientas y demás enseres se emplean. Por tanto, mayor será el precio de la partida. El criterio seguido es que, por panel, el gerente trabaja 30 minutos más y los otros dos miembros del equipo, una hora más. Lo mismo se aplica al alquiler de andamios, herramientas y arneses. El precio del transporte de mercancía y desplazamiento se considera fijo. Los precios unitarios de cada unidad de obra se detallan en el presupuesto final.

- Resto de unidades de obra - €

Las otras principales partidas que componen el presupuesto inicial están relacionadas con la ingeniería, legalización de la instalación y trámites administrativos derivados. Estas partidas se estiman, de acuerdo con el descompuesto de presupuestos ofertados por compañías del sector, en 455,8 €. Esta cifra se desglosa en 370 € fijos en cuestión de tasas e impuestos para la licencia de obra en tejado y legalización eléctrica, mientras que los cálculos ingenieriles y memoria técnica del proyecto incrementan su valor de acuerdo con lo siguiente; 3 h de trabajo extra por panel instalado a 30 €/hora. Por último, hay que recordar que siempre existe un margen de beneficio industrial que en este caso se fija en un 5% sobre el total.

Con lo anterior concluye el desglose de la inversión inicial, pero para que la instalación se mantenga operativa durante 25 años y aporte la energía eléctrica estimada hay que considerar los costos de funcionamiento de la instalación.

- Costes de operatividad - €

Estos, también llamados costes de mantenimiento (aseguran que el sistema se mantenga operativo) se dividen en tres tipos: predictivo, preventivo y correctivo. El primero supone un elevado coste inicial debido al monto para instalar un sistema de monitoreo de los parámetros de operación de todos los equipos. El segundo comprende acciones periódicas para comprobar el estado de las protecciones eléctricas, módulos, inversores, conexiones, estructura y cables. El último son actuaciones necesarias y obligadas a causa de una falla. Un

esmero en las dos primeras partidas disminuye la probabilidad de que ocurra la tercera. Para esta instalación se considera que el mantenimiento predictivo estará ligado con los datos que proporcione el *display* del inversor, por tanto, no es necesario añadir equipos de monitoreo. El conjunto del mantenimiento se realizará una vez al año. Para su estimación, se pide presupuesto a las principales empresas dedicadas a esta rama del sector FV, las cuales ofrecen seguros de protección integral donde de media se cobran 50 €/año para un único panel solar, que se incrementa en un 15% por panel extra. El precio acumulativo del mantenimiento a los 25 años incluye el posible coste provocado por avería del inversor y su necesaria sustitución o de cualquier otro elemento.

Todo lo anterior se refleja en la hoja Excel, y en la **Figura 5.15** se muestra, de manera visual, el incremento en el precio de las diferentes unidades de obra con respecto al número de paneles. Con estos datos ya se puede establecer el precio del presupuesto o inversión inicial para cada potencia pico del campo FV, pero para determinar qué opción proporciona el mayor ahorro en términos económicos netos hay que considerar también el flujo de dinero destinado al mantenimiento durante 25 años. En este punto ya se dispone del ahorro total acumulado en la facturación eléctrica y del gasto total que supone la instalación durante su vida útil. Restando estos dos valores se obtiene el beneficio neto que se obtendría con este proyecto. La **Figura 5.16** grafica lo anterior y permite concluir que la opción óptima, de acuerdo al criterio general seguido de buscar el mayor beneficio económico neto, se da para 8 paneles con un ahorro de 8418,37; cifra a partir de la cual el beneficio neto cambia de tendencia y empieza a disminuir pues la inversión inicial y los costes de mantenimiento siguen aumentando a la vez que el ahorro en la factura eléctrica llega a su máximo por haber compensado ya en su totalidad el término variable de esta y quedando reducida al término fijo. Esto último significa que los excedentes se están inyectando en la red eléctrica sin recibir remuneración económica.

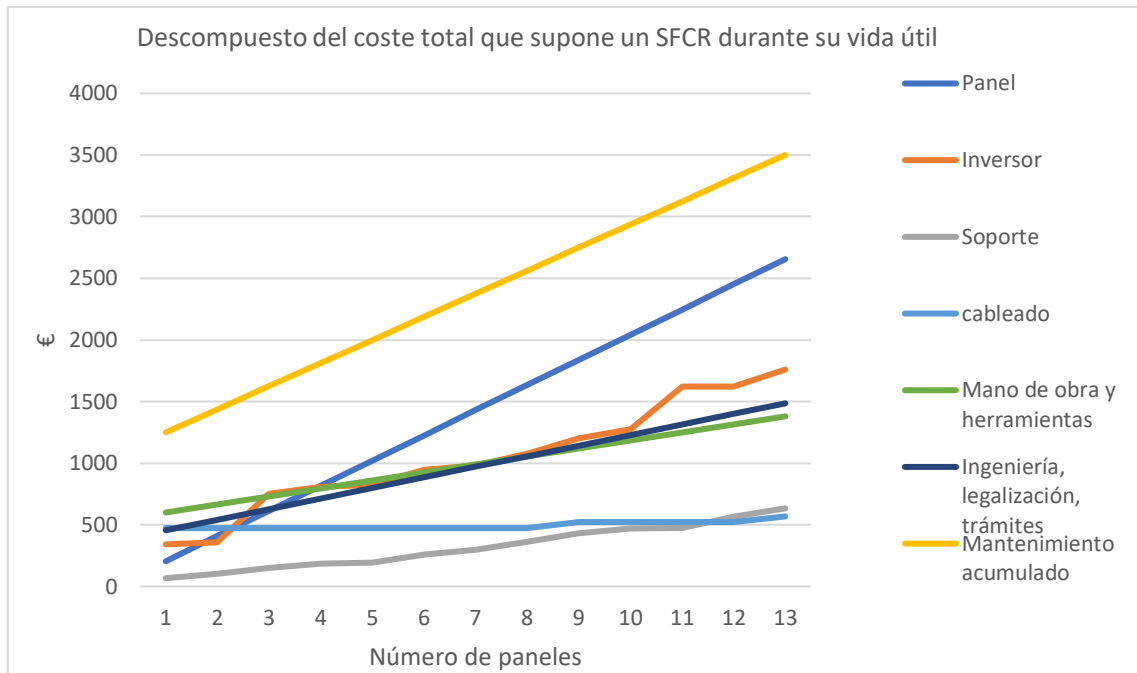


Figura 5.15. Descompuesto de las diferentes partidas que componen el costo de la instalación durante toda su vida útil en función del número de paneles. Figura de elaboración propia.

Por otra parte, en la **Figura 5.17** se representan los porcentajes de autosuficiencia energética y autoconsumo para cada opción de potencia pico FV. En ella se puede comprobar cómo, para las opciones 10 - 13, ésta se estanca alrededor del 66%, pues se está compensando casi en su totalidad el consumo en las horas del día en el que las placas producen electricidad y el resto del consumo pertenece a los periodos en los cuales estas no producen y nunca se podrá autoabastecer con una instalación del tipo SFCR. Siendo este el mismo motivo por el que, a medida que crece el número de paneles, el porcentaje de autoconsumo disminuye, pues ya se está abasteciendo toda la demanda de la vivienda y no queda otra que verter a la red los excedentes que no se consumen instantáneamente a la red. Esto a su vez provoca que la compensación recibida por estos excedentes haya compensado toda la parte variable de la factura eléctrica y no esté produciendo beneficio alguno.

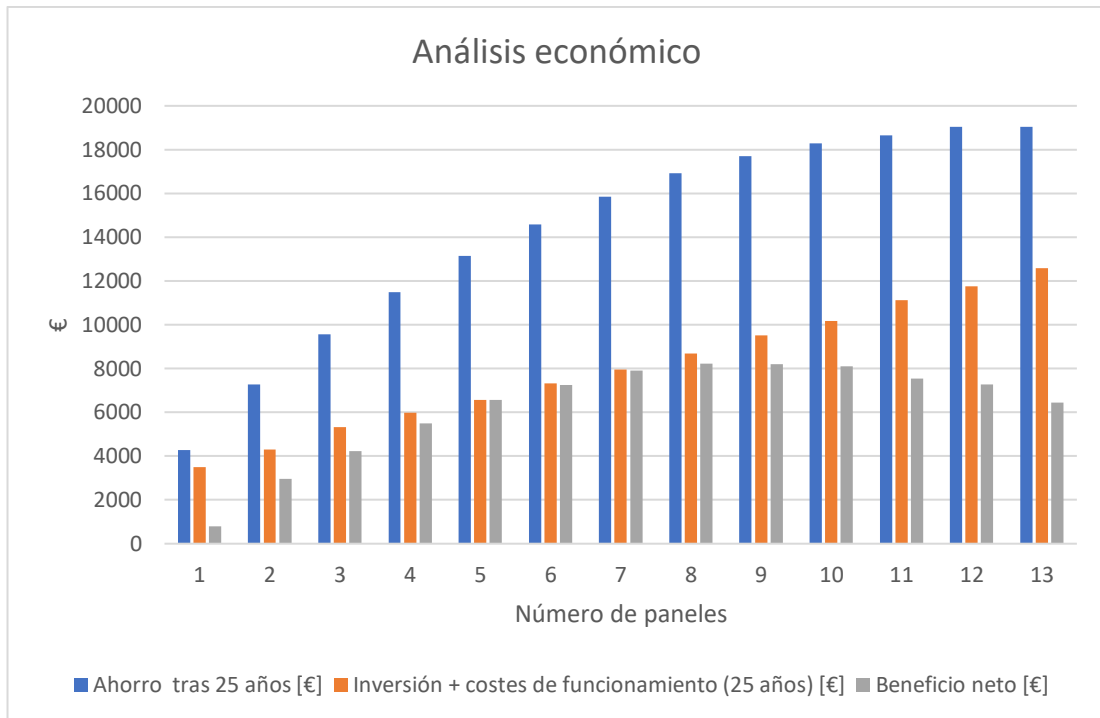


Figura 5.16. Beneficio económico de una instalación SFCR en función del número de paneles. Figura de elaboración propia.

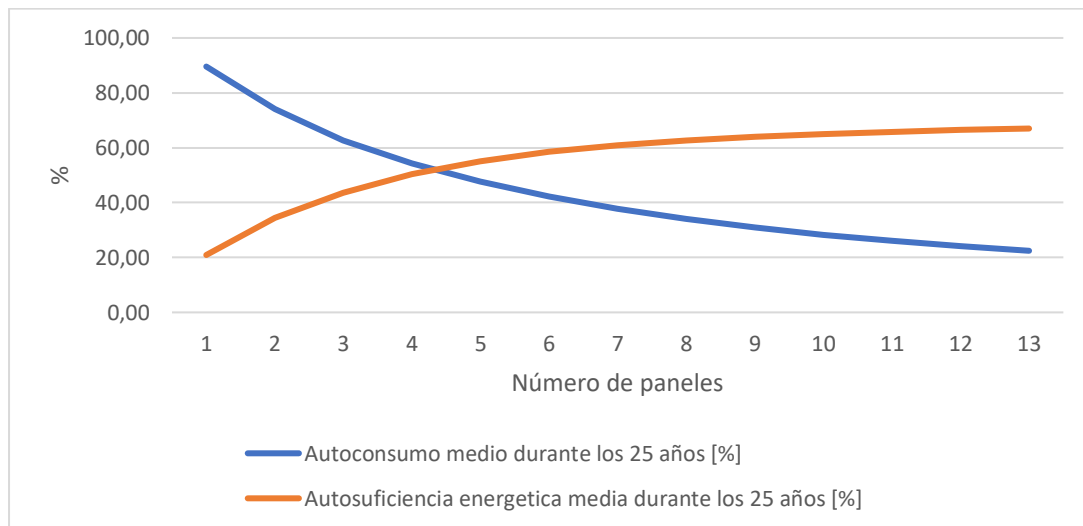


Figura 5.17. Autoconsumo y Autosuficiencia energética en función del número de paneles. Figura de elaboración propia.

En resumen, el número de paneles óptimo es 8, pero antes de poder establecerlo como cifra definitiva hay que estudiar cómo se van a colocar estos en el tejado y cuántos caben en él. Se recuerda que los paneles y el tejado sur tienen las siguientes dimensiones 2256 x 1133 mm y 29 m² respectivamente.

Acorde con lo anterior, el número máximo de módulos son 11, pero debido a las peculiaridades del contorno de la superficie no existe forma de disponer los módulos para que quepan once. El número máximo de módulos del modelo elegido que es posible colocar en el tejado es 8. Estos quedan repartidos de acuerdo con la siguiente disposición representada en la **Figura 5.18**. En la parte superior del tejado se coloca una primera hilera de 5 módulos dispuestos en vertical. Seguidamente se coloca en la zona oeste del mismo un único panel en disposición horizontal y debajo de este se disponen dos paneles colocados verticalmente.

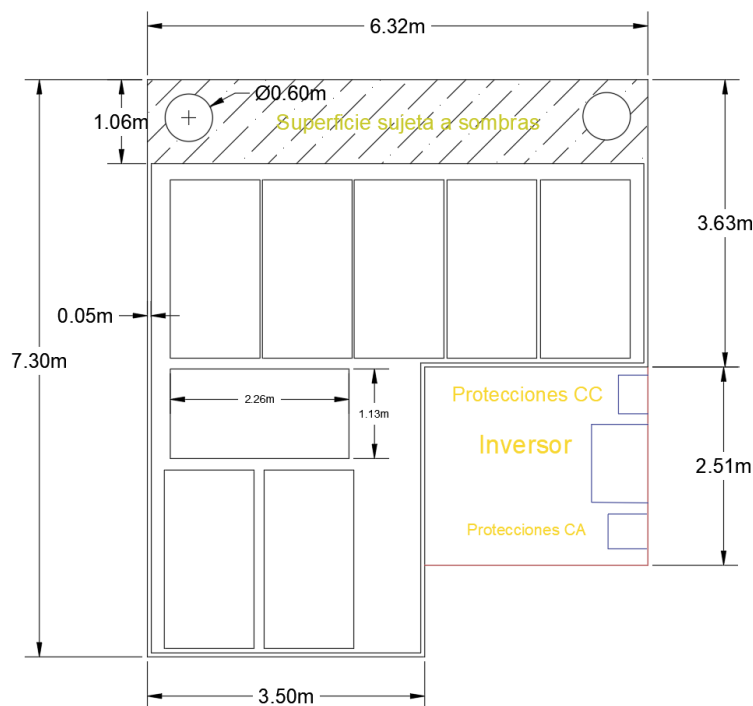


Figura 5.18. Disposición final del número óptimo de módulos. Figura de elaboración propia.

Por ello, el número óptimo de módulos FV calculado es viable al cumplir con las limitaciones de superficie y ser el resultado que logra maximizar el criterio del algoritmo seguido para la determinación de este parámetro. El CTE, en la sección HE5 - 3.2 establece que la potencia del inversor será, como mínimo, el 80% de la potencia pico real del generador y recomienda una relación P_g/P_{inv} entre 1 - 1,2. Con ocho módulos la potencia FV pico del sistema es de 4360 W_p , por lo que, para seguir las recomendaciones del CTE, el inversor elegido debe tener una potencia de salida aproximada de 4000 W y soportar la potencia de entrada pico, así como la intensidad máxima de CC a la entrada. Según la normativa, para esta potencia del campo FV, sería obligatorio aumentar la potencia que tiene contratada la vivienda con la comercializadora a un valor superior a 4.360 W_p .

5.7. Selección del inversor

Un generador fotovoltaico suministra potencia en tensión continua. Esta debe ser acondicionada para el acoplamiento con la red eléctrica, que trabaja en corriente alterna con una determinada magnitud y fase, y poder así ser usada para alimentar las cargas de la vivienda. Hay dos grupos de inversores, los pensados para conexión a red y los creados para sistemas con baterías. El principio de funcionamiento de ambos es igual, pero los de sistemas autónomos tienen una entrada para la batería y disponen de regulador de carga interno.

Un inversor conectado a red está compuesto por varios bloques, donde cada uno de los cuales cumple una función determinada. Recorriéndolo en el sentido: entrada, CC, hacia salida, CA, se encuentran en orden secuencial los siguientes subsistemas. Un filtro de entrada, un convertidor CC/CC, un puente inversor, un filtro de salida y un transformador (opcional). La energía de salida debe presentar baja distorsión armónica (*THD*), elevado factor de potencia y bajas interferencias electromagnéticas. Los inversores de conexión a red tienen un factor de potencia idealmente igual a uno, es decir no producen potencia reactiva ($\cos(\varphi_{ac}) = 1$).

El filtro de entrada consiste en un condensador en paralelo con la fuente de tensión FV que actúe atenuando las variaciones de tensión en la entrada del inversor. La inductancia presente a la entrada del convertidor CC/CC, aunque esta puede estar en otro sitio según la topología del convertidor, reduce las variaciones en la corriente provocadas por la conmutación de los transistores del convertidor, el cual, ateniendo a su tipología, puede elevar o reducir la tensión de salida del generador para adecuarla a la requerida por el puente inversor. Tanto el convertidor CC/CC como el puente inversor CC/CA están constituidos por dispositivos semiconductores de potencia (MOSFETs o IGBTs) colocados estratégicamente para que, mediante patrones controlados de conmutación, consigan las formas de onda deseadas a la salida de estos. El filtro a la salida del puente inversor atenúa los armónicos no deseados y el transformador adapta el valor de tensión de salida del inversor a la red, proporcionando también aislamiento galvánico entre la zona en CC y la de CA. Finalmente, existe un circuito de gobierno, que controla las tensiones de entrada y salida del convertidor CC/CC y del CC/CA dando las consignas necesarias para que estos puedan seguir el MPP del generador siempre y cuando la tensión del generador esté dentro de la ventana de búsqueda [28].

En España, el REBT indica que debe existir un transformador de aislamiento o cualquier otro dispositivo que cumpla las mismas funciones. El Ministerio de Industria Comercio y Turismo dictaminó la *nota de interpretación técnica de la equivalencia de la separación galvánica de la conexión de instalaciones generadoras en baja tensión* [50] para aclarar lo indicado en el REBT sobre este tema. En ella se establecen tres objetivos que debe satisfacer el transformador o equipo equivalente. Los dos primeros son evitar la transferencia de defectos a la red y

proporcionar seguridad personal. Ambos quedan cumplidos con tan solo realizar una adecuada conexión de las masas y tierras que se detallará más adelante. Para el tercero, evitar la inyección de corriente continua en la red, es necesario un transformador de salida en baja o alta frecuencia entre el inversor y el punto de conexión con la red de distribución. En caso de no disponer de él es necesario aportar un ensayo que verifique el cumplimiento de este tercer objetivo.

Otro aspecto a tener en cuenta es que, cuando la potencia nominal del inversor no supere los 5 kW, la conexión a red de distribución debe ser monofásica.

Para la elección del inversor se tendrán en cuenta las siguientes características que son consideradas las más relevantes.

- Eficiencia del inversor.

Representa el cociente entre la potencia a la salida del inversor (CA) y la potencia a la entrada del inversor (CC). Actualmente, las eficiencias de los inversores de la mayoría de las fabricantes, para potencias comprendidas entre 1 kW y 5 kW, son muy parecidas rondando todas el 96%.

Otro concepto importante es la curva de eficiencia, dado que la potencia del generador varía a lo largo del día y es función de las condiciones meteorológicas, el inversor trabajará en diferentes zonas de esta. Por lo cual, es importante comprobar la eficiencia del inversor para los distintos valores de potencia de entrada. El inversor trabajará durante más tiempo en la zona de alta eficiencia, cuanto mayor sea la relación P_g/P_{inv} .

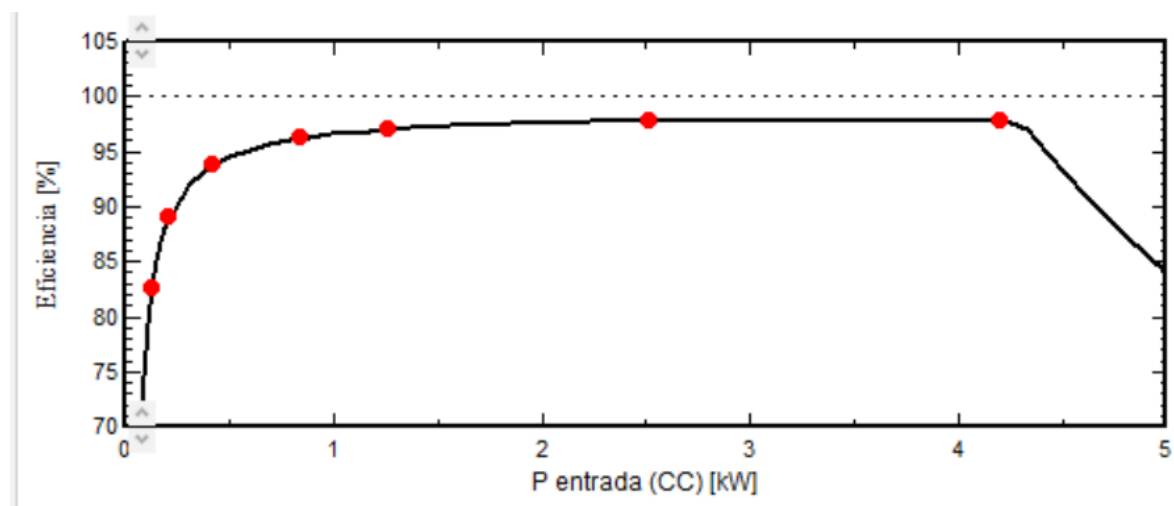


Figura 5.19. Eficiencia=f(P_{IN}) del inversor SolaX Power X1-Boost-4,2 kW. Figura obtenida del archivo .pan del fabricante

- Tipo de inversor, tipo de red y número de puertos MPPT

Se elige el inversor de acuerdo con la potencia FV instalada y el tipo de red final, monofásica o trifásica. El inversor debe tener un número adecuado de entradas y puertos MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) que se adapte a la configuración eléctrica de los paneles. Por ejemplo, un inversor con dos entradas y cada una con un MPPT brinda la posibilidad de conectar sin perder eficiencia dos ramas con diferente número de paneles, incluso estando estos situados en tejados con diferentes orientaciones. Para este dimensionamiento, los paneles se colocarán en serie, con una potencia pico determinada, por tanto, solo habrá una rama, que será la que se conecte al inversor (*string-inverter*). Además, se prima que la CC de entrada que soporte el inversor sea elevada pues se está empleando un panel FV con corriente de cortocircuito de aproximadamente 14 A. Los inversores con dos puertos MPPT suelen soportar una corriente por puerto menor a 13 A. De esta manera se descartan los microinversores y los inversores con optimizadores de potencia.

- Registro de datos

Se valorará positivamente la existencia de una pantalla de visualización de datos. En ella se debe mostrar toda la información relacionada con la conversión gracias a algún tipo de software interno y propio del fabricante que registre e indique los parámetros de funcionamiento. Entre ellos la temperatura de trabajo, tensión y CC a la entrada del inversor, radiación solar en el plano de los paneles (medida con un módulo destinado para ello) y potencia consumida e inyectada en red. Todos ellos facilitan el mantenimiento y las medidas preventivas y correctoras.

- Fiabilidad, soporte técnico, garantía del fabricante y precio

La fiabilidad del inversor está determinada entre otros aspectos por la presencia y calidad de sus protecciones contra polarización inversa, fallo de la red, cortocircuitos, modo isla y para altas temperaturas y condiciones meteorológicas (p.ej. marcado IP65 que asegure su estanqueidad). Se denomina situación de isla a un sistema fotovoltaico que queda desconectado mediante un interruptor de la compañía distribuidora. Ante esta situación, el sistema de protección frente a modo isla debe desconectar el inversor del punto de conexión con la red. La garantía y soporte técnico del fabricante son dos aspectos que están muy ligados entre ellos. Se valora el trato directo con el fabricante por si surgiera algún fallo, los cuales suelen ocurrir superados los 10 años de funcionamiento continuo, se pudiera gestionar rápidamente la tramitación para que el servicio de garantía entre en acción o, en su defecto, se tenga acceso al soporte necesario para sustitución de alguna pieza. Como norma general,

estas dos características son buenas en fabricantes con renombre y suelen repercutir en un aumento del coste del producto.

Para la elección del inversor es imprescindible que verifique lo siguiente:

- Que la tensión e intensidad de CC máximas soportadas a la entrada sean superior a los valores de tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito en las condiciones de operación más desfavorables del campo FV (es decir, menor temperatura de operación para la tensión máxima y mayor temperatura para la corriente máxima).
- La existencia de las principales protecciones eléctricas: anti-isla, inversión de polaridad, contra cortocircuitos, sobrecorrientes, sobrevoltajes y excesos de temperatura entre otros.

Asimismo, es recomendable que verifique lo siguiente:

- Que la tensión de arranque sea baja y el rango de tensiones de funcionamiento amplio con eficiencias altas para estos valores, porque de esta manera el sistema empieza a producir electricidad con menor radiación y continúa funcionando bajo condiciones adversas como lluvia, niebla o baja luminosidad.
- La existencia de una cómoda pantalla de visualización de datos. Esta es importante para conocer la información básica del sistema y poder llevar un monitoreo mínimo de los parámetros de generación. Además, es conveniente que el fabricante disponga de un portal gratuito donde se registren los datos relativos a la planta solar FV, tanto los históricos como en tiempo real, para disponer de una vista completa del rendimiento del sistema.
- Una amplia bornera de conexiones. Esta debe contar con un seccionador de corriente continua, válvula de ventilación, entradas fotovoltaicas con conectores MC4 para cada MPPT, puerto USB para el complemento WIFI, que dota al inversor de conectividad inalámbrica, puerto de comunicaciones para conectar con el vatímetro y la salida de CA.
- Que la compra del inversor incluya un kit de complementos y accesorios. Estos pueden ser: ficha para el cableado de alterna, conectores MC4, cables, tornillería, sujeciones del inversor a pared, instrucciones y manual de uso, el complemento WIFI y el vatímetro. Este último comunica al inversor la demanda de energía en cada instante. Con él se puede saber el porcentaje de autoconsumo que tiene el sistema en cada momento.

- La reputación del fabricante, garantía y precio del producto. Disponibilidad y presencia en varios mercados y posibilidad de adquirir el producto con una garantía de 10 años.

De entre las cuatro marcas estudiadas; SolaX, Growat, Fronius y Riello, se descarta la penúltima por su elevado precio respecto a los otros tres modelos equivalentes de los otros tres fabricantes.

Tabla 5.21. Comparativa de las características de los diferentes inversores que se estudian para el sistema

| | Growatt MIN 4200TL-XE monofásico | SolaX X1-4.2T Boost monofásico sin transformador | Riello Sirio EVO 4000 monofásico |
|---|---|---|---|
| Datos de entrada | | | |
| Potencia CC máxima [W] | 5880 | 4600 | 4600 |
| Máxima corriente de entrada ($I_{dc,máx}$) [A] | 12,5 | 12 | 16 |
| Máxima corriente de cortocircuito por serie FV [A] | 16 | No se especifica | No se especifica |
| Mínima tensión de arranque ($V_{cc,arranque}$) [V] | 100 | 150 | 90 |
| Tensión de entrada nominal ²³ ($V_{cc,n}$) [V] | 360 | No se especifica | No se especifica |
| Máxima tensión de entrada ($V_{cc,máx}$) [V] | 550 | 600 | 800 |
| Rango de tensión MPP ($V_{mpp,min} - V_{mpp,máx}$) [V] | 80-550 | 125-580 | 150-720 |
| N.º de MPPT | 2 | 2 | 1 |
| Datos de salida | | | |
| Potencia nominal CA ($P_{ca,n}$) [W] | 4200 | 4200 | 4000 |
| Corriente de salida máxima ($I_{ca,máx}$) [A] | 19 | 19 | 20 |
| Acoplamiento a la red (rango de tensión) | 230V(160V-300V) | 220/230/240; 180~280 | De acuerdo con regulación local |
| Frecuencia (rango de frecuencia) | 50Hz/60Hz,±5Hz | 50Hz/60Hz,±5Hz | De acuerdo con regulación local |
| Datos generales | | | |

²³ A esta tensión, el inversor obtiene los mejores valores de rendimiento y mantiene una reducción mínima de potencia con el aumento de temperatura.

| | | | |
|---|---------------------|---|---|
| Rendimiento europeo [%] | 97,5 | 97 | 96,15 |
| Dimensiones (alto x ancho x profundidad) [mm] | 375 x 350 x 160 | 339 x 420 x 143 | 590 x 325 x 168,5 |
| Peso [Kg] | 10,8 | 16,7 | 24 |
| Protección | IP65 | IP65 | IP65 |
| Consumo nocturno [W] | <1 | <10 | 1 |
| Refrigeración | Convección natural | Convección natural | Convección natural (radiador de calor) |
| Margen de temperatura [°C] | -25...60 | -25...60 (a + 45 reducción de potencia) | -20...60 (a + 45 reducción de potencia) |
| Pantalla de visualización de datos | OLED+LED | Backlight 16*4 character | LCD 2 cadenas de 16 caracteres |
| Garantía [años] | 5-10 | 5-10 | 5-10 (promedio entre averías de más de 11 años) |
| Extras | Todos + vatímetro | Todos + vatímetro | Todos + vatímetro |
| Conectividad | Equipo completo | Equipo completo | Equipo completo |
| Instalación | Interior y exterior | Interior y exterior | Interior y exterior |
| Precio [€] ¹⁹ | 829,71 | 899,54 | 1.220 |

Con toda la información reunida y los criterios de elección determinados se elige para la instalación, de entre las opciones restantes, el inversor Riello Sirio EVO 4000 monofásico, fabricado por la empresa Aros Solar Technology. El motivo principal es que, de los preseleccionados, es el único que soporta una corriente de entrada mayor a 13,04 A (corriente del panel en el punto de máxima potencia). De los tres es el inversor más caro, pero el único que soporta las características eléctricas del panel FV de gran potencia elegido. Es de los pocos inversores de conexión a red para potencias elevadas del mercado que solo tienen un puerto MPPT, pero al que se le pueden conectar dos series de paneles, puesto que dispone de dos entradas. Cuenta con amplios márgenes de funcionamiento para las tensiones de entrada en CC presentando la más baja tensión de arranque, lo que permitirá producir energía eléctrica bajo peores condiciones meteorológicas.

Un único MPPT no supone ningún problema, pues solo se dispone de una única orientación del campo FV por lo que no habrá caídas de rendimiento en la serie. La presencia de dos MPPT suele limitar la corriente de entrada de los inversores típicamente a valores de 12 A, lo que imposibilita usarlos con el panel actual.

También cuenta con uno de los consumos en standby y nocturno más bajo, y la pantalla presenta tres botones para una navegación cómoda e intuitiva por los menús.

En cuanto a la reputación de la marca, hay que indicar que pertenece al grupo italiano *Riello elettronica*. Según la UNEF, es uno de los líderes mundiales en la fabricación de equipos de electrónica de potencia. Con presencia en España desde el 2005 y registrando en 2017 una potencia instalada de más de 1 GW, de los cuales 9 MW fueron destinados a sistemas de autoconsumo. La empresa suministra a países en todo el mundo, con inversores en Egipto, Chile, México, Italia, Grecia, Rep. Checa, Rumania, Inglaterra, Guinea y España. Por último, la política de la empresa apuesta por un servicio técnico exclusivo disponible 24 horas al día los 365 días del año²⁴.

La relación de potencias ($4,36/4 = 1,09$) es adecuada para trabajar la mayor parte del tiempo en los puntos de máxima eficiencia del inversor. Además, la instalación FV cumple con las potencias aconsejadas por el fabricante del inversor para él: 3200 mín. – 4600 máx. [W_p]. Se plantea un diseño con los 8 paneles conectados en serie formando una única cadena conectada al MPPT en una sola de sus dos entradas. En caso de usar las dos entradas estas deben ser cadenas de idénticas características de tensión y potencia, lo que en principio se cumpliría con una configuración de 2 cadenas de 4 paneles idénticos en serie, pero la corriente de entrada se multiplicaría por dos, superando el límite del inversor. A continuación, se muestra el cálculo que dictamina que es imposible conectar más de una rama en paralelo. El factor limitante de esta conexión es la corriente de entrada máxima del inversor que es de 16 A.

Ecuación 5.10. Número máximo de ramas en paralelo

$$N_{pMAX} = \frac{I_{max,INV}}{I_{scM}} = \frac{16}{13,92} = 1,15 \rightarrow 1 \text{ rama en paralelo}$$

$$I_{scG} = N_p \cdot I_{scM} = 1 \cdot 13,92 = 13,92 \text{ A} < I_{max,INV} (16 \text{ A})$$

Por consiguiente, el número de ramas que se pueden conectar a este inversor es uno, y no se puede usar las dos entradas de las que dispone el inversor con el módulo elegido, pues la corriente máxima de entrada del inversor se superaría.

En la **Figura 5.2**, se ratifica usando PVsyst que, con la primera configuración mencionada, se alcanza la tensión mínima del inversor para obtener la máxima potencia, con unas pérdidas

²⁴ UNEF, "Riello elettronica," 2017. [En línea]. Disponible en: <https://unef.es/2017/11/la-fotovoltaica-es-imparable-y-por-fin-la-gente-ha-perdido-el-miedo-al-autoconsumo/>.

por sobrecarga de 0.0 kWh. Además, en ella se observa como las condiciones de operación no superan ningún límite del inversor para los peores casos.



Figura 5.20. Número de módulos y cadenas. Figura obtenida de PVsyst.

5.8. Disposición y montaje de los paneles solares en el tejado

Una vez determinado el número de paneles y la disposición de estos en el tejado hay que detallar la separación mínima entre paneles y puntos de apoyo de la estructura de soporte.

Como se ha indicado anteriormente, se tienen 8 paneles que se dispondrán de acuerdo con la **Figura 5.18**. Las estructuras de soporte elegidas permiten ubicar en ellas paneles solares con medidas máximas de 2279 x 1150 x 45 mm, por lo tanto, el panel elegido es apto (2256 x 1133 x 35 mm). Al mismo tiempo, permite que la fila de paneles (siempre estos colocados en disposición vertical sobre los perfiles) se pueda instalar de forma paralela o perpendicular a la caída del tejado.

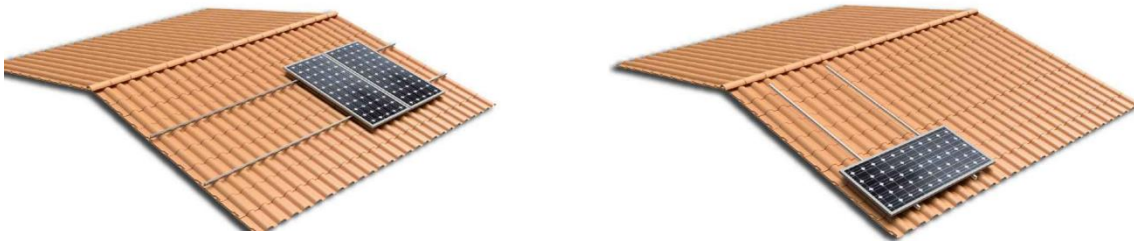


Figura 5.21. Perfiles paralelos a la cumbre (izquierda); Perfiles perpendiculares a la cumbre (derecha). Figura obtenida de la datasheet del anexo B.3.

Al pertenecer las tres estructuras al mismo modelo, que dispone de kits de 1 a 6 módulos posibilita que todas ellas tengan las mismas características. Están fabricadas en aluminio anodizado (EN AW 6005A T6) con tornillería de acero inoxidable (A2-70) y tuercas grover antirrobo. Entre sus características mecánicas principales destacan la resistencia a cargas de nieve de hasta 40 Kg/m² y vientos superiores a 150 Km/h. Estas dos últimas características son más que suficientes para la ubicación de la vivienda.

El primer kit incluye 6 perfiles G1 de 1800 mm, 2 de 900 mm, 14 presores (4 de ellos para fijación lateral y 10 para fijaciones intermedias), 12 salvatejas y 6 elementos de unión para perfiles del tipo G1. En la **Figura 5.22** se boceta cómo deben montarse los perfiles, dónde se ubican los salvatejas y dónde se colocan los módulos FV.

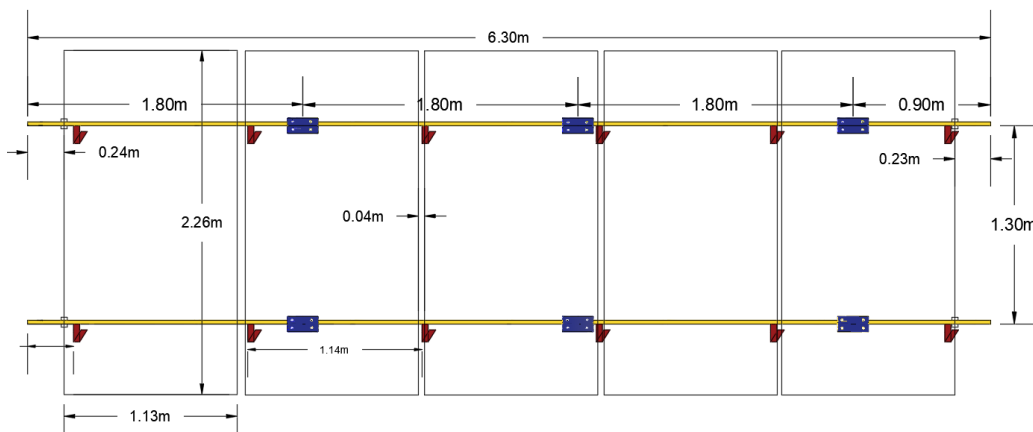


Figura 5.22. Boceto del sistema de soporte coplanar con salvatejas para 5 paneles dispuesto paralelo a la cumbre. Figura de elaboración propia.

El segundo incluye 1 perfil G1 de 1230 mm, 4 presores laterales y 4 salvatejas. El montaje de la estructura y colocación del módulo en ella se boceta en la **Figura 5.23**.

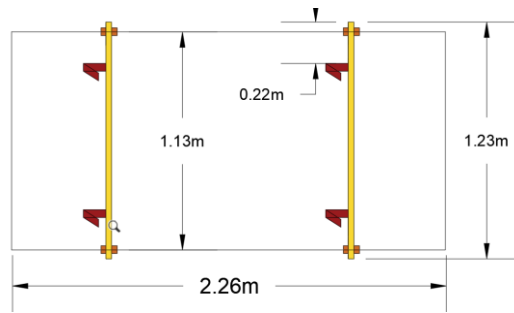


Figura 5.23. Boceto del sistema de soporte coplanar con salvatejas para 1 panel dispuesto perpendicular con la cumbre. Figura de elaboración propia.

El tercer soporte se compone de 4 perfiles G1 de 1230 mm, 4 presores laterales, 2 presores intermedios y 2 elementos de unión para perfiles del tipo G1. En la **Figura 5.24** se muestra a qué altura respecto a la cumbre se colocan los perfiles de cada kit, así como la separación del primer salvatejas con la frontera oeste del tejado.

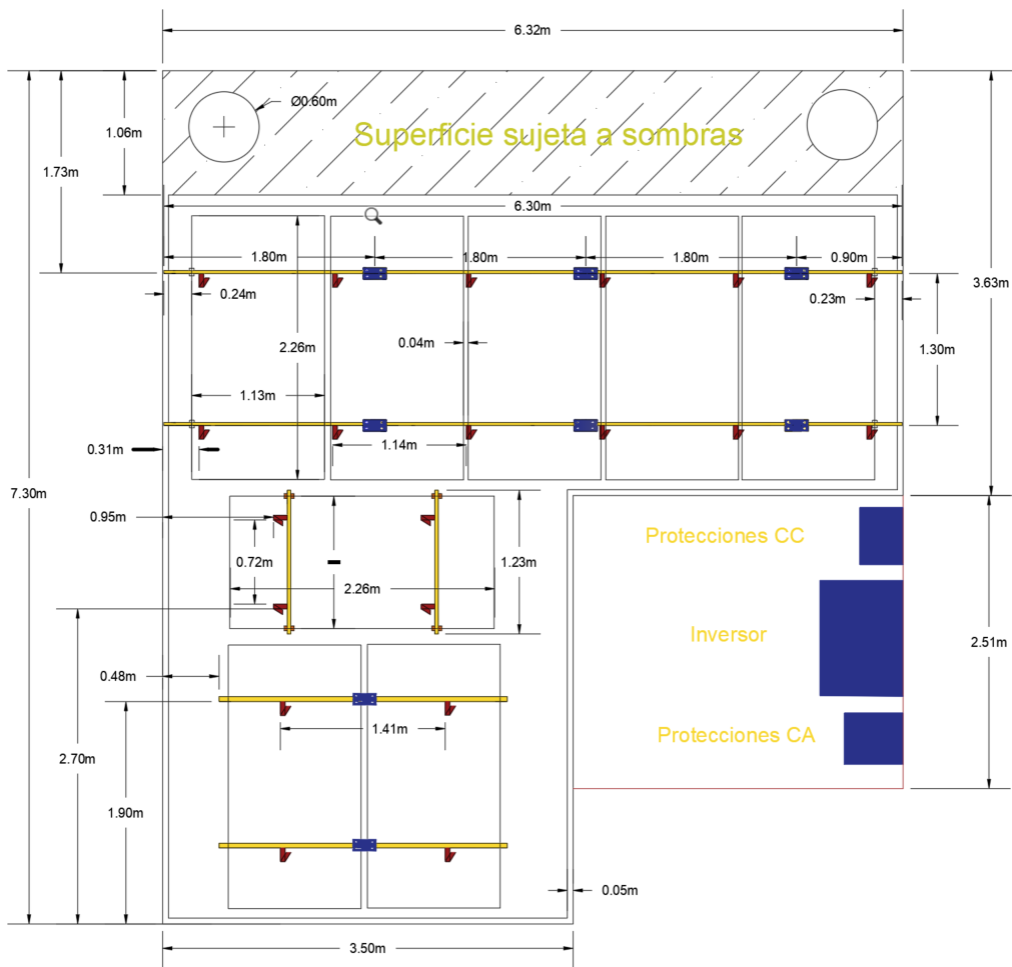


Figura 5.24. Boceto de la disposición de los paneles con su estructura de soporte en el tejado. Figura de elaboración propia.

Para el montaje e instalación de los soportes se siguen los planos proporcionados por el fabricante donde se indica el procedimiento a seguir para una correcta puesta en marcha. Primero se unen las guías/perfiles individuales empleando pletinas a ambos lados de los perfiles individuales. Las pletinas se atornillan con tornillos de cabeza de martillo a los dos perfiles que se quieren unir y el cabezal del tornillo se encaja en la ranura en forma de T del perfil. Para finalizar la unión de los perfiles se emplean las tuercas y arandelas correspondientes para fijar las pletinas, de acuerdo con los pares de aprete fijados por el fabricante en los planos de montaje.

Seguidamente hay que acometer el levantamiento de las tejas correspondientes a los puntos donde se quieren perforar los agujeros, para poder acceder a la losa de hormigón y realizar dichas perforaciones que permitan la colocación del salvatejas mediante los tornillos apropiados. Al realizarse el anclaje sobre una losa de hormigón se recomienda usar varillas roscadas, taco químico y arandelas de acero inoxidable. Estas últimas también sirven para regular la altura del soporte y que no roce con las tejas. La altura de la parte superior del salvatejas se regula mediante el ajuste por medio de un tornillo con cabeza hexagonal de dos piezas adyacentes. Posteriormente se coloca la teja retirada por encima de esta pieza de anclaje. El perfil se sujeta a la parte superior del salvatejas por medio de un tornillo con cabeza de martillo.

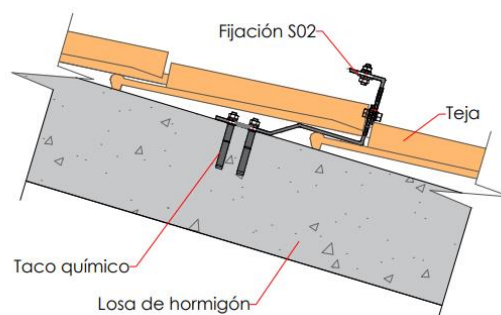


Figura 5.25. Vista en perfil de un salvatejas. Figura obtenida de la referencia²⁵

Un aspecto para tener en cuenta de los salvatejas es que estos están colocados en el canal que forman las tejas por el cual fluye el agua de lluvia. Estos ocupan un espacio de 4 cm obstaculizando el flujo de agua. Esta anchura convierte esta zona, de difícil acceso, en un potencial punto de acumulación de suciedad que arrastra la lluvia.

²⁵ Sunfer Energy, "Ficha técnica de soporte coplanar con salvatejas." [En línea]. Disponible en: <https://autosolar.es/pdf/Ficha-Estructura-Cubierta-Tejas-02V.pdf>.

En los bocetos se muestran en azul las pletinas que unen los perfiles y en rojo los salvatejas. La separación entre paneles es de 4 cm para poder colocar los presores centrales y atornillar estos en los marcos de los paneles.

Se recomienda sujetar con bridas los conectores y cables a la estructura para protegerlos lo máximo posible del sol y la lluvia.

5.9. Restricciones eléctricas

Para acoplar el generador FV con el inversor es necesario conocer los siguientes dos datos: el rango de tensiones que entrega el generador; determinado por el número de módulos que componen cada rama, y el valor máximo de corriente que proporciona; establecido por el número de ramas que componen el generador.

Con una hoja de cálculo, incluyendo en ella como entradas los datos del inversor y del panel extraídos de sus *datasheet* más el número de módulos en serie que se quieren instalar en cada rama en paralelo, conectadas a los puertos MPP del inversor, se pueden calcular los parámetros siguientes: número de módulos en serie máximo y mínimo, voltaje máximo a la entrada del inversor, tensión de seguimiento del punto de máxima potencia e Intensidad máxima en el punto de seguimiento.

Particularizando para el panel Longi Solar LR5-72 HPH 545 M y el inversor Riello Sirio EVO 4000 monofásico se obtiene el máximo número de módulos en serie ($N_{s,m\acute{a}x}$) que viene limitado por la potencia máxima que puede soportar el inversor a la entrada ($V_{m\acute{a}x,inv}$) y por la tensión en circuito abierto del módulo FV ($V_{oc,M}$), que a su vez depende de la temperatura. Esta será mayor cuanto menor sea la temperatura. Por tanto, se calcula la $V_{oc,M}$ máxima, a partir del día más frío del que hay registros en la ubicación⁹, que es de -10 °C, usando el coeficiente de temperatura de la V_{oc} que figura en el *datasheet*, tal y como se muestra en la **Ecuación 5.11**.

Ecuación 5.11. Tensión de circuito abierto del panel para condiciones distintas a las STC

$$V_{oc,M}(-10\text{ }^{\circ}\text{C}) = V_{oc,panel(STC)} \cdot \left[1 + \left(\frac{\zeta^{26}}{100} \right) \cdot (T_c^a - 25) \right] \cdot \left(\frac{G}{1000} \right) = 50,3 \cdot \left[1 + \left(\frac{-0,27}{100} \right) \cdot (-10 - 25) \right] \\ = 55,2\text{ V}$$

A continuación, se calcula el número máximo de módulos en serie que puede soportar el inversor, dividiendo su tensión máxima, por la $V_{oc,M}$ máxima anteriormente calculada, tal y como indica la **Ecuación 5.12**.

²⁶ ζ : coeficiente de temperatura de la V_{oc} del panel [%/°C]

Ecuación 5.12. Número máximo de módulos en serie

$$N_{s,m\acute{a}x} = \frac{V_{max,inv}}{V_{ocM}(-10^{\circ}C)} = \frac{800}{55,2} = 14,5 \rightarrow 14 \text{ m\u00f3dulos}$$

Se calcula la tensi\u00f3n en el punto de m\u00e1xima potencia del panel ($V_{mpp,M}$), a partir de la temperatura m\u00e1s alta registrada en la ubicaci\u00f3n⁹, que son 44 \u00b0C. Por tanto, usando la **Ecuaci\u00f3n 5.3** la temperatura que alcanza la c\u00e9lula es de 75 \u00b0C, que es la que se usa en la **Ecuaci\u00f3n 5.13** para obtener la condici\u00f3n m\u00e1s restrictiva.

Ecuaci\u00f3n 5.13. Tensi\u00f3n en el punto de m\u00e1xima potencia del panel para condiciones distintas a las STC

$$\begin{aligned} V_{mpp,M}(75^{\circ}C) &= V_{mpp,M}(STC) \cdot \left[1 + \left(\frac{\delta^{27}}{100} \right) \cdot (T^a_c - 25) \right] \cdot \left(\frac{G}{1000} \right) = 41,8 \cdot \left[1 + \left(\frac{-0,4}{100} \right) \cdot (75 - 25) \right] \\ &= 33,4 V \end{aligned}$$

El n\u00famero m\u00ednimo de paneles en serie para que el inversor arranque ($N_{s,m\u00edn}$) depende de la tensi\u00f3n m\u00ednima de arranque de este ($V_{CC,arranque}$) y del $V_{mpp,M}$ anteriormente calculado. Con este n\u00famero se busca evitar que la tensi\u00f3n de entrada del inversor se quede fuera de la ventana de seguimiento del MPPT del inversor.

Ecuaci\u00f3n 5.14. N\u00famero m\u00ednimo de m\u00f3dulos en serie

$$N_{s,m\u00edn} = \frac{V_{dc,arranque}}{V_{mpp,M}(75^{\circ}C)} = \frac{90 V}{33,4 V} = 2,7 \rightarrow 3 \text{ m\u00f3dulos}$$

De estos dos primeros c\u00e1lculos se establece que el rango del n\u00famero de paneles con el que se puede jugar para los modelos de inversor y panel elegidos es 3-14. De momento, el n\u00famero \u00f3ptimo de paneles ,8, calculado de acuerdo con el criterio de dimensionamiento elegido en la secci\u00f3n **5.4. (p\u00e1g. 85)**, satisface esta primera restricci\u00f3n. La configuraci\u00f3n el\u00e9ctrica elegida para el generador consiste en conectar los 8 paneles en serie creando una \u00fanica rama o *string*. Para ella se calculan los siguientes valores l\u00edmites:

- Voltaje m\u00e1ximo a la entrada del inversor ($V_{CC,m\u00e1x}$). Este tiene que ser menor que la m\u00e1xima tensi\u00f3n de entrada que ve el inversor.

Ecuaci\u00f3n 5.15. Tensi\u00f3n m\u00e1xima a la entrada del inversor (V_{ocG})

$$V_{dc,m\u00e1x}(-10^{\circ}C) = V_{ocM}(-10^{\circ}C) \cdot N_s = 55,2 \cdot 8 = 441,6 V$$

$$441,6 < 800 [V] \text{ (M\u00e1xima tensi\u00f3n de entrada del inversor)}$$

²⁷ δ : coeficiente de temperatura de la V_{mpp} del panel [%/\u00b0C]

- Tensión en el punto de máxima potencia del generador ($V_{mpp,G}$). Esta tensión debe estar dentro del rango de tensiones de la ventana de seguimiento del MPP del inversor.

Ecuación 5.16. Tensión en el MPPT del generador

$$V_{mpp,G} (75 \text{ }^\circ\text{C}) = V_{mpp,M} (75 \text{ }^\circ\text{C}) \cdot N_s = 33,4 \cdot 8 = 267,2 \text{ V} \in [150 - 720] \text{ V}$$

Se calcula la tensión en el punto de máxima potencia del panel ($I_{mpp,M}$), a partir de la temperatura más alta que sufren las células usando el coeficiente de temperatura de la I_{sc} que figura en el datasheet, tal y como se muestra en la **Ecuación 5.17**.

Ecuación 5.17. Intensidad en el punto de máxima potencia del panel para condiciones distintas a las STC

$$\begin{aligned} I_{mpp,panel} (75 \text{ }^\circ\text{C}) &= I_{mpp,panel(STC)} \cdot \left[1 + \left(\frac{\zeta^{28}}{100} \right) \cdot (T_c^a - 25) \right] \cdot \left(\frac{G}{1000} \right) \\ &= 13,04 \cdot \left[1 + \left(\frac{0,048}{100} \right) \cdot (75 - 25) \right] = 13,4 \text{ A} \end{aligned}$$

- Intensidad en el punto de máxima potencia del generador ($I_{mpp,G}$). Esta tiene que ser menor que la máxima corriente de entrada del inversor ($I_{CC,máx,inv}$).

Ecuación 5.18. Intensidad en el MPPT del generador

$$I_{mpp,G} (STC) = I_{mpp,M} \cdot N_p = 13,4 \cdot 1 = 13,4 \text{ A}$$

$$13,4 < 16 \text{ [A]} (I_{dc,máx,inv})$$

- Potencia pico del generador STC (P_G). Esta se define como el producto de la potencia del panel (P_p) por el número de paneles (N_p).

Ecuación 5.19. Potencia pico del generador

$$P_G(STC) = P_p(STC) \cdot N_p = 545 \cdot 8 = 4360 \text{ W}_p$$

El inversor puede trabajar hasta con una potencia de 4600 W_p .

Por ende, para la configuración eléctrica del generador FV, se cumplen las condiciones necesarias para un correcto acoplamiento del campo FV con el inversor.

5.9.1. Características del campo FV según las condiciones ambientales

Los valores de las principales especificaciones técnicas del módulo FV dependen principalmente de la radiación y temperatura ambiente. Los datos especificados en las *datasheets* son medidos en condiciones STC y estas raramente se dan. A continuación, se van

²⁸ ζ : coeficiente de temperatura para la corriente de cortocircuito del panel [%/°C]

a distinguir tres escenarios: verano, invierno y otro donde los valores de radiación y temperatura difieren considerablemente entre ellos. A partir de estos datos se calculan las especificaciones de corriente de cortocircuito, tensión en circuito abierto, intensidad en el punto de máxima potencia, tensión en el punto de máxima potencia, y el producto de estos dos últimos tanto para el módulo como para el conjunto del generador. El objeto de este punto es hacerse una idea de los valores de estos parámetros para escenarios más realistas que las condiciones STC. Como ya se sabe, al haber comprobado con anterioridad los casos límites, en ningún escenario se incumplen los márgenes de entrada del inversor para las condiciones de salida del generador generadas por los agentes meteorológicos externos. Las ecuaciones utilizadas para ello se escriben a continuación y los resultados obtenidos se recopilan en la **Tabla 5.22**.

Ecuación 5.20. Temperatura de la célula

$$T_c^a = T_{amb}^a + (T_{Nominal,panel}^a - 20) \cdot \left(\frac{G}{800}\right)$$

Ecuación 5.21. Corriente de cortocircuito del panel en condiciones distintas a la STC

$$I_{sc,panel} = I_{sc,panel(STC)} \cdot \left[\left(1 + \frac{\zeta}{100}\right) \cdot (T_c^a - 25)\right] \cdot \left(\frac{G}{1000}\right)$$

Ecuación 5.22. Potencia del panel para condiciones distintas a las STC

$$P_{mpp,panel} = P_{nominal,panel(STC)} \cdot \left[1 + \left(\frac{\kappa^{29}}{100}\right) \cdot (T_c^a - 25)\right] \cdot \left(\frac{G}{1000}\right)$$

Estas ecuaciones nos permiten obtener las especificaciones del panel para unas condiciones de irradiación y temperatura concretas. Para obtener las características del campo FV se emplean las **Ecuación 5.16** , **5.18** y **5.19** , usando los datos de las especificaciones del panel, calculados para unas condiciones distintas a las STC.

Tabla 5.22. Especificaciones del generador FV para distintas condiciones ambientales

| | Condiciones ambientales | | | Campo FV | | | | |
|-----------------|-------------------------|----------------|------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|
| | E [W/m ²] | T_{amb} [°C] | T_c [°C] | I_{sc} [A] | V_{oc} [V] | I_{mpp} [A] | V_{mpp} [V] | P_{mpp} [W] |
| STC | 1000 | -6,25 | 25,0 | 13,9 | 397,2 | 13,0 | 334,4 | 4360,0 |
| Verano | 1000 | 33 | 60 | 14,2 | 351,9 | 13,3 | 296,3 | 3715,3 |
| Invierno | 1000 | 2 | 20,8 | 13,98 | 388,4 | 13,09 | 327,0 | 4234,1 |
| Otra | 1000 | 20 | 38,8 | 14,10 | 369,0 | 13,20 | 310,7 | 3959,4 |

De esta forma se ven los valores de los parámetros eléctricos del campo FV conectado al MPPT en varias condiciones ambientales típicas de las distintas épocas del año, verificando

²⁹ κ : coeficiente de temperatura para la potencia máxima del panel [%/°C]

que, como es obvio, cumple con todos los requisitos de conexión con el inversor Sirio EVO 4000.

5.10. Balance de emisiones de CO₂

La herramienta PVsyst permite estimar el ahorro en emisiones de CO₂ que va a significar el uso de esta instalación FV. Los cálculos se basan en el concepto *LCE*, cuyas siglas en inglés significan *Life Cycle Emissions*. El *LCE* representa las emisiones de CO₂ asociadas a un componente dado o a una cantidad de energía. Este valor incluye todas las operaciones del ciclo de vida (procesos de producción, operación, mantenimiento, eliminación y etc.).

El razonamiento que se emplea es que la electricidad producida por la instalación FV reemplazará la misma cantidad de electricidad en la red eléctrica española. Relacionado con este aspecto también hay que tener en cuenta que la instalación FV también tiene emisiones de CO₂ en las etapas iniciales de su ciclo de vida. De esta manera, si la huella de carbono, que es el balance entre las emisiones de CO₂ producidas por la instalación FV menos las ahorradas, en términos de kWh es menor que la de la red, también por kWh, existirá un ahorro neto de emisiones de dióxido de carbono.

Para acometer este razonamiento hay que definir cuatro factores clave.

- La energía producida por el sistema durante un año. Este dato se modifica incluyendo una degradación anual de un 0,6 % en el rendimiento para representar el envejecimiento anual de los paneles FV.
- Vida útil del sistema. Permite calcular la energía total de la red que será reemplazada por energía FV.
- *LCE* de la red eléctrica española. Representa la cantidad promedio de emisiones de CO₂ por unidad de energía eléctrica producida por la red. Sus unidades son gCO₂/kWh.
- *LCE* de la instalación FV. Representa la cantidad total de emisiones de CO₂ provocadas por la construcción y operatividad de la instalación FV. Sus unidades son [tCO₂].

Lo más difícil a la hora de realizar el cálculo es encontrar los valores apropiados para los *LCE*. Diferentes autores en diversos informes muestran controversia en la forma en la que esos números deben ser calculados. PVsyst emplea para el *LCE* de la red datos públicos que publican varias instituciones. Concretamente para este análisis se extrae el número del informe titulado '*CO₂ Emissions from Fuel Combustion HIGHLIGHTS, 2020*' del IEA (*International Energy Agency*) para España. De dicho informe se extrae el valor 287 gCO₂/kWh para el *LCE* de la red [51].

Para el valor del índice *LCE* de la instalación FV se recurre a las bases de datos dedicadas *Ecoinvent* y *Carbon Trust*. El software de PVsyst se encarga de recopilar estos valores e introducirlos en su entorno de usuario. El *LCE* para el sistema FV fijado por PVsyst se desglosa en:

Tabla 5.23. Desglose *LCE* de la instalación FV

| Artículo | <i>LCE</i> | Cantidad | Subtotal |
|-------------------------------|---|----------------------|------------------------|
| Módulos FV | 1713 kgCO ₂ /kW _p | 4,36 kW _p | 7476 kgCO ₂ |
| Soportes | 1,91 kgCO ₂ /kg | 80 kg | 153 kgCO ₂ |
| Inversores | 190 kgCO ₂ /Ud. | 1 Ud. | 190 kgCO ₂ |
| Total = 7,81 tCO ₂ | | | |

Como se puede ver, los módulos FV son los elementos de la instalación que mayor impacto tienen en la huella de carbono del conjunto. Es por ello por lo que en el apartado **3.6. (pág. 38)** se hizo hincapié en el módulo FV despreciando y simplificando los estudios del resto de elementos.

Ecuación 5.23. Balance de carbono

$$\text{Balance de carbono}[tCO_2] = E_{red} \cdot \text{Vida del proyecto} \cdot LCE_{red} \cdot LCE_{FV}$$

Aplicando la degradación anual y con los correspondientes cambios de unidades, se obtiene que se evitaron 34,1 tCO₂, lo equivalente a 1,4 tCO₂/año y expresándolo en función de los kW_p instalados: 0,3 tCO₂/kW_p/año.

5.11. Sección del cableado

El documento regulador de las características del cableado es el reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT) e ITC. Las pérdidas en el cableado se estimaron en el apartado **5.2 (pág. 70)**, tomando estas el valor máximo permitido por la normativa. En esta sección se calculará la sección del cableado adecuada para lograr esos valores de pérdidas. La sección depende de dos criterios: el térmico (efecto Joule) y el de caída de tensión. Siendo el segundo más determinante, pues la longitud de los cables es el factor más influyente. Para los cálculos, la instalación se divide en las siguientes tres zonas:

1. Módulos – Inversor
2. Inversor – protecciones en alterna
3. Protecciones en alterna – cuadro general monofásico

De acuerdo con la instrucción técnica complementaria ITC-BT-40, la caída de tensión (*CDT*) máxima en la instalación no debe ser superior al 1,5%. Esta norma indica también que los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima que puede producir el generador. Estas directrices se aplican por igual a los circuitos de continua y de alterna para instalaciones conectadas a red. El IDAE en su pliego de condiciones técnicas recomienda el uso del cobre como conductor. Para los cálculos de la sección es necesario determinar la resistividad de este material. A 20 °C es $\rho_{Cu20} = 0,01785 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$. Sin embargo, esta cambia con la temperatura en función de un coeficiente: $\alpha_{Cu} 0,00393 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$. Para unos cálculos más precisos, se supone una temperatura de los cables más elevada, en torno a los 40 °C, justificada por el efecto Joule.

Ecuación 5.24. Resistividad del cobre en función de la temperatura

$$\rho_{CuT} = \rho_{Cu20} \cdot (1 + \alpha_{Cu} \cdot (T - 20))$$

Particularizando la **Ecuación 5.24** para 40°C obtenemos un valor de resistividad de: 0,01926 $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$. A partir de este dato y de la longitud de la tirada del cableado (*d*), se calculan las secciones mínimas para cumplir con la normativa.

Para conocer el valor de *d*, primero, es necesario determinar la posición de los diferentes bloques de la instalación. Los paneles FV se instalan en la zona del tejado determinada en el apartado **5.8. (pág. 121)**. La tirada de cable empleada en el conexionado de los paneles es fija, ya que estos traen consigo una longitud determinada de cableado para su conexión en serie o paralelo con otros paneles. Para aprovechar este cableado al máximo se conectan empleando la técnica *leapfrog wiring* representada en la **Figura 5.26**. El positivo y negativo del *string* se llevan por el tejado metidos dentro de tubos de PVC hasta la terraza de la tercera planta de la vivienda. La longitud empleada para cubrir este circuito es de 8,32 m. En las fórmulas usadas para calcular la sección, se emplea un factor 2, el cual simboliza que se necesitan dos conductores, teniendo en cuenta así el camino que cierra el circuito, llamado de retorno. En la pared orientada al este de la terraza se encuentran las protecciones en continua, el inversor y las protecciones en alterna. La distancia entre el último panel del *string* y el inversor es de 2,82 m.

Para el tramo 2, teniendo en cuenta que las cajas de protecciones y el inversor se colocaran en la misma pared, la distancia a cubrir por el circuito, teniendo en cuenta los meandros del cableado ocasionados por las curvas de los tubos de PVC, es de 2 m.

Para el último tramo, el cableado se tiene que llevar hasta el cuadro general eléctrico, situado en la primera planta de la vivienda. La longitud que se estima que se usará para cubrir este tramo es de 11,25 m.

Existen secciones normalizadas para los conductores unipolares que se recogen en la siguiente tabla:

Tabla 5.24. Secciones comerciales

| Sección comercial de conductor unipolar [mm ²] | Diámetro exterior de los tubos de PVC [mm] | | | |
|--|--|----|----|----|
| | Número de conductores | | | |
| | 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1,5 | 12 | 12 | 16 | 16 |
| 2,5 | 12 | 12 | 16 | 20 |
| 4 | 12 | 16 | 20 | 20 |
| 6 | 12 | 16 | 20 | 20 |
| 10 | 16 | 20 | 25 | 32 |
| 16 | 16 | 25 | 32 | 32 |

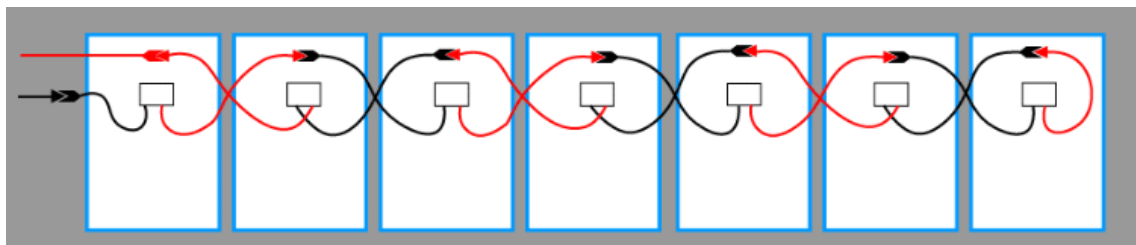


Figura 5.26. Técnica de conexión leapfrog. Figura obtenida de la referencia³⁰.

Con los datos de distancia calculamos la sección (S) aplicando las siguientes ecuaciones.

- Conductores CC

Para los conductores del tramo 1, $d = 8,32 + 2,82 = 11,14$ m, suponiendo una caída de tensión máxima admisible en él de 1,5% y multiplicando por 1,25 para sobredimensionar un 125%, como indica la norma, se obtiene una sección de 1,7 mm². De acuerdo con la **Tabla 5.24**, la sección comercial disponible que garantiza una CDT por debajo del 1,5% es de 2,5 mm². El diámetro del tubo exterior será de 12 mm.

Ecuación 5.25. Sección de los conductores de los conductores para CC

$$S_{CC} = \frac{2 \cdot \rho_{Cu20} \cdot d \cdot I_{mpp,p} \cdot 1,25}{\left(\frac{CDT}{100}\right) \cdot V_{mpp,p} \cdot N_s} = \frac{2 \cdot 0,01926 \cdot 11,14 \cdot 13,04 \cdot 1,25}{0,015 \cdot 41,8 \cdot 8} = 1,7 \text{ mm}^2$$

³⁰ Winaico, "Solar Wiring Techniques." [En línea]. Disponible en: <https://www.winaico.com.au/solar-wiring-techniques>.

- Conductores CA

El tramo dos tiene una parte en corriente alterna con una distancia a cubrir de 1 m. En esta parte del tramo dos también se fija la *CDT* admisible en 0,75%. Usando la fórmula 31, que incluye un factor de sobredimensionamiento de 1,25, se calcula la sección del cableado. El resultado ya normalizado es 1,5 mm². Acorde a esta sección, el diámetro del tubo de PVC tiene que ser de 12 mm.

Ecuación 5.26. Sección de los conductores para CA

$$S_{CA} = \frac{2 \cdot d \cdot \rho_{Cu20} \cdot I_{CA,máx,inv} \cdot 1,25}{\left(\frac{CDT}{100}\right) \cdot V_{mpp,p} \cdot N_s} = \frac{2 \cdot 1 \cdot 0,01926 \cdot 20 \cdot 1,25}{0,0075 \cdot 41,8 \cdot 8} = 0,38 \text{ mm}^2$$

Para el tramo 3, que en su totalidad es corriente alterna, se emplea por consiguiente la fórmula 31. La *CDT* máxima admisible se fija en 0,75%, la distancia a cubrir por el cableado es de 11,25 m. Por tanto, la sección comercial para este tramo será de 6 mm², con un tubo de PVC exterior de 16 mm de diámetro.

5.11.1. Pérdidas en el cableado

Ahora, en función de la sección elegida, se calculan las pérdidas (*P_d*) en W de cada tramo usando la **Ecuación 5.27** y los resultados quedan recogidos en la **Tabla 5.25**.

Ecuación 5.27. Cálculo de los W perdidos en el cableado

$$P_d [W] = \left(N_p \cdot \frac{\rho_{Cu20} \cdot d}{S_{comercial}}\right) \cdot (I_{mpp,G})^2$$

Para obtener el porcentaje de pérdidas totales por caída de tensión, se suman todas las pérdidas para seguidamente dividir las por la producción nominal de generador (*P_{p,G}*) y multiplicarlas por 100.

Ecuación 5.28. Porcentaje que suponen las pérdidas en el cableado

$$P_d [\%] = \frac{\sum \text{de las pérdidas de cada tramo}}{P_{p,G}} \cdot 100$$

Tabla 5.25. Resumen del impacto del cableado

| Tramo | Distancia que cubrir [m] | Sección comercial [mm ²] | Pérdidas [W] |
|------------------------------|--------------------------|--------------------------------------|--------------|
| 1 (CC) | 11,14 | 2,5 | 15,2 |
| 2 (CA) | CA: 1 | 1,5 | 2,3 |
| 3 (CA) | 11,25 | 6 | 13,6 |
| % de pérdidas total = 0,71 % | | | |

Como la instalación FV es un proyecto posterior a la construcción de la vivienda, la canalización también se debe adaptar a ella. Por ello, en su recorrido hasta el cuadro de distribución, se diferencian dos tipos de tramos. Los tendidos, que se encuentran empotrados a paredes y techos quedando a la vista, y los que usan las cajas de derivación para acceder a la acometida eléctrica existente dentro de las paredes de la vivienda para ahorrar tirada de cable, atravesando pisos y estancias. Es importante que los cables situados en el exterior de la vivienda tengan las protecciones adecuadas para garantizar su resistencia y evitar el deterioro ante las posibles inclemencias del tiempo.

5.11.2. Elección de los tipos de cables

El REBT establece qué tipo de conductores se deben usar y qué características deben cumplir según la aplicación para la cual estén destinados. En esta instalación se tendrán dos tipos de cables distintos, los empleados para el tramo de CC y los usados en el de CA. En cuanto a los tubos para cables, es concretamente la ITC_BT-21 la que recoge las características mínimas que deben reunir estos, así como las de las canalizaciones que enrután a los conductores eléctricos.

La misión de los tubos es disminuir el desgaste producido por agentes externos del medio de los conductores y permitir realizar una instalación eléctrica más ordenada. Se emplearán tubos fabricados en materiales termoplásticos y serán flexibles. Se elige un tubo corrugado del fabricante LEXMAN de 16 mm de diámetro, fabricado principalmente con PVC.

Los fabricantes de cables marcan con letras y números normalizados las características y propiedades de estos. Se escogen los dos siguientes modelos por reunir las características técnicas apropiadas para este tipo de instalación, que se van a mencionar a continuación y que se encuentran más detalladas en sus respectivas *datasheet*. Siendo ambos adecuados para instalaciones interiores, exteriores, sobre soportes al aire, en tubos o enterrados.

El cable elegido para el tramo de corriente alterna es la manguera eléctrica Negra 3G1,5 y la 3G10 RV-k 0,6/1kV³¹. El término manguera eléctrica hace referencia a un cable formado por varios hilos, cada uno recubierto con su aislante y todos ellos recubiertos por la cubierta protectora. El conjunto 3GX nos indica el número de conductores en su interior, en este caso 3, y la sección de estos. La nomenclatura 0,6/1kV indica que la tensión nominal entre la fase y tierra es de 600 V y entre fases de 1000 V. Las letras RV-K hacen referencia a las siguientes características. En orden, la primera al tipo de aislamiento, la segunda al revestimiento interior y la letra precedida por un guion a la flexibilidad del conductor. La letra V, tanto para el

³¹ Precio y *datasheet* del fabricante: <https://www.cablesrct.com/productos/cables-por-material/cables-pvc/170-0-6-1kv/1058-rv-k-0-6-1kv#documentos>

aislamiento como para la pantalla interior indica que el material de ambas partes del cable es policloruro de vinilo (PVC). La letra R para asilamiento expresa que el material es polietileno reticulado (XLPE). Para terminar de explicar el código empleado por los fabricantes de cables, -K, significa que es un conductor flexible de cobre, clase 5, para instalaciones fijas.



Figura 5.27. Manguera eléctrica flexible de 3 conductores. Fabricante: Cables RCT. Figura obtenida del catálogo del fabricante

Para corriente continua se usará el cable del fabricante Prysmian, modelo P-SUN 2.0 CPRO con designación genérica ZZ-F con tensión continua de diseño 1,5 kV ³². Está especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas, fijas o móviles (con seguidores). El material del alma conductora es cobre electrolítico, el aislamiento es de goma termoestable y la cubierta es una mezcla libre de halógenos. Es un cable flexible de clase 5 con una vida útil a una temperatura de funcionamiento de 90°C de 30 años.



Figura 5.28. Cable P-SUN 2.0 CPRO. Fabricante Prysmian. Figura obtenida del catálogo del fabricante.

- Conector MC4

Son dos conectores, macho y hembra, que se instalan en los extremos de los cables para conectar los paneles entre ellos y la rama creada al inversor. En el cable positivo de los paneles se introduce el conector hembra, mientras que el macho se asocia al cable negativo. Esto es así porque, en los cables que traen los paneles por defecto, el positivo incorpora el conector macho y el negativo el hembra. De acuerdo con la sección de los cables se usan los conectores *multicontact* MC4 para cable de 1,5-6 mm² que ya vienen incluidos con el panel solar. Soportan una intensidad de 32 A y una tensión de 1500 V. Tienen protección IP68 para asegurar un correcto desempeño en exteriores. Cuentan con aislamiento eléctrico de clase II.

³² Precio y *datasheet* del fabricante: <https://es.prysmiangroup.com/Especiales-P-Sun-CPRO-2.0-ZZ-F>



Figura 5.29. Conectores MC4 para cable de 4-6 mm². Figura obtenida del catálogo del fabricante.

5.12. Seguridad eléctrica

En este apartado se estudian los dispositivos de protección aplicables a un sistema FV, se evalúan las posibilidades de accidentes y riesgo para las personas, edificio y red eléctrica, para posteriormente actuar evitando el riesgo. En el caso de no ser posible su eliminación, se aplicarán medidas de protección colectiva y, por último, medidas de protección individual.

5.12.1. Puesta a tierra

Todas las viviendas tienen una instalación de puesta a tierra, o también llamado toma de tierra (T.T.). Formada por un conjunto de cables que van desde cada uno de los enchufes de la instalación, donde se conectan aparatos con partes metálicas, hasta el terreno donde se encuentra clavado o enterrado una pica o electrodo. Tanto las posibles corrientes de fuga que se puedan producir, como una descarga atmosférica, se derivan por estos cables a la T.T. Se denomina unión eléctrica a todos los cables que forman la instalación de toma de tierra. El término masa se empleará en adelante para designar el conjunto de partes metálicas de los aparatos que, en condiciones normales, deberían estar aisladas de las partes activas.

Todos los elementos del sistema de puesta a tierra de un sistema FV deben estar interconectados, para que todas las masas metálicas accesibles por una persona estén conectadas a una superficie equipotencial. El objetivo de la puesta a tierra es disminuir la tensión de contacto que aparece al circular una corriente de fugas durante un contacto indirecto.

De las protecciones que se verán a continuación, solo el descargador de sobretensiones protege a la instalación y a las personas a la vez. El resto están enfocados únicamente para una de las dos finalidades. El interruptor diferencial de 30 mA de sensibilidad protege a las personas, mientras que los termomagnéticos y fusibles solo a la instalación.

- Protecciones contra contactos indirectos

Se puede dar el caso de que una persona entre en contacto con una parte del sistema que no debe tener tensión, como puede ser la estructura de soporte, marco de los módulos o carcasa del inversor, pero debido a una posible corriente de fuga, se convierta en una parte activa. La máxima corriente de fuga es la de cortocircuito del generador. El esquema de conexión a tierra del generador es IT (aislado de tierra), ya que un contacto indirecto no puede cerrar el circuito, lo que implica que la corriente de fuga es nula, al igual que la tensión de contacto.

Una correcta instalación de toma de tierra evitará accidentes por contactos indirectos con las masas. Como elemento de seguridad adicional al esquema de conexión a tierra se instala un relé de sensibilidad 30 mA, pues se trata de una instalación doméstica. Cuando se produce una fuga, la corriente que entra y sale por el circuito no es la misma, siendo esto detectado por el relé diferencial, que corta la corriente en toda la instalación. Se ubicará en la parte de corriente alterna de la instalación. De entre las distintas opciones del mercado se elige el interruptor diferencial de la marca Schneider Electric el modelo Resi9 de 2P con una corriente nominal de 25 A y una sensibilidad a la fuga a tierra de 30 mA y clase CA ³³.



Figura 5.30. Interruptor diferencial, Resi9, 2P, 25 A, 30mA, tipo CA. Figura obtenida del catálogo del fabricante.

La ITC-BT-18 establece que la tensión de cualquier masa no puede ser superior, en ambientes mojados, a 24 V en alterna y 60 V en continua. En cambio, para emplazamientos secos, los límites son 50 V en alterna y 120 V para continua. Entonces, para un ambiente mojado, siendo el límite seguro de intensidad de 30 mA en corriente alterna durante un tiempo de exposición máximo de 200 ms, el valor de la resistencia a tierra deberá ser de 800 Ω . Por debajo de 30 mA no es considerado peligroso para el cuerpo humano. Por lo tanto, la instalación de toma de tierra debe estar dimensionada para que su resistencia tenga como máximo dicho valor.

³³ Precio y datasheet del fabricante: <https://www.se.com/es/es/product/R9R51225/interruptor-diferencial%2C-resi9%2C-2p%2C-25-a%2C-30-ma%2C-tipo-ac/>

El RD 1699/2011 en su artículo 15 determina las condiciones de puesta a tierra de este tipo de instalaciones. En él se establece que la puesta a tierra para las instalaciones solares FV que trabajen en paralelo con la red de la empresa distribuidora se hará de forma que no altere las condiciones de puesta a tierra de la empresa, conectando las masas de la instalación FV a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora. Como el sistema de tierra existente pertenece a la instalación de Baja Tensión de la vivienda unifamiliar en la que se ubica el SFCR, se utilizará dicha puesta a tierra, así, en caso de fallo de aislamiento, no podrá estar expuesto a una tensión peligrosa. Si el sistema de tierras existente correspondiera al neutro de media tensión del transformador de la compañía eléctrica, sería necesario separarse lo suficiente para no interferir en su funcionamiento. Dos tomas de tierra son independientes, de acuerdo con la norma ITC-BT-18, cuando al circular la máxima corriente de defecto por una de ellas, la otra no alcance respecto a un punto de potencial cero una tensión superior a 50 V.

La puesta a tierra consiste en unir los marcos de los paneles entre sí y con la estructura de soporte, conectando todo mediante un conductor desnudo a la pica de tierra. La conexión debe permitir quitar un panel y que el resto sigan unidos a tierra. Los paneles tienen un orificio en el marco de aluminio anodizado para la toma de tierra. Se usa un terminal auxiliar para conectar el conductor de protección a tierra y así no interrumpir la conexión del resto de la instalación al quitar un módulo.

Se emplea el esquema de conexión a tierra TT (puestos a tierra) para la salida del inversor del SFCR. Este consiste en un conductor, al ser alterna el neutro, puesto a tierra y las masas también a tierra, pero de forma independiente. Para la parte del generador FV se usa el esquema IT, donde los conductores activos están separados de la toma de tierra y las masas conectadas a ella.

- Protecciones contra contactos directos

Se producen cuando el cuerpo humano entra en contacto directo con partes activas de la instalación. El cuerpo humano presenta una resistencia al paso de la corriente eléctrica que es variable en función del ambiente en el que se encuentre. Ésta, para entornos secos, se fija en 5000Ω y en 2400Ω para húmedos. La corriente que puede llegar a circular por el cuerpo depende del valor de la resistencia y de la tensión entregada por el generador, el peor caso V_{ocG} . Para que la corriente eléctrica atraviese el cuerpo humano, este debe ser conductor (no estar aislado), debe formar parte del circuito y por último tiene que existir una diferencia de potencial entre el punto de entrada y el de salida de corriente.

Las medidas que hay que seguir para evitar esto son: protección de estas partes con aislamiento, empleo de barreras u obstáculos o alejamiento de estas para impedir su alcance.

5.12.2. Protecciones en corriente continua

Los dispositivos de la instalación que trabajan en corriente continua, parte del circuito que va desde los paneles solares hasta el inversor, deben estar protegidos frente a posibles sobreintensidades originadas por cortocircuitos o sobrecargas.

Para esta labor se diseñan los fusibles, que comúnmente son alojados en el interior de un portafusibles. Estos fusibles no son rearmables y cuando se funden hay que reemplazarlos. También existen los PIA, también llamados interruptores magnetotérmicos diseñados para corriente continua, aunque su uso es más común para alterna.

Como el inversor incluye ya protecciones contra fallos en corriente continua, incorporando un diferencial de clase B segunda IEC 60755 no se incluirán otros elementos de protección ya que resultarían redundantes.

Es importante considerar también las sobretensiones transitorias provocadas por tormentas eléctricas, ya que, una vez producida una tormenta, las instalaciones fotovoltaicas tienen mayor probabilidad de impacto de un rayo eléctrico. Para esta finalidad, el inversor incorpora una protección interna de drenaje de sobretensiones tipo 3. Por este motivo no se instalarán otros elementos adicionales para esta finalidad.

5.12.3. Protecciones en corriente alterna

De acuerdo con el RD 1699/2011 se debe incluir protecciones que corten la corriente en tiempos lo suficientemente cortos para no perjudicar ni a la red, ni a la instalación, ni a los aparatos conectados a ella. Para su elección es necesario tener en cuenta la intensidad que deben soportar.

El principio de disparo de un PIA cambia en función del tiempo de respuesta y la relación I/I_n . I_n es la intensidad para la que, a partir de ella, el dispositivo se abre e I es la intensidad que atraviesa el dispositivo. En la curva de disparo del PIA se puede ver cómo, para intensidades muy superiores a la I_n el tiempo de disparo es mínimo e interviene el principio de funcionamiento magnético, por el contrario, para intensidades donde la relación I/I_n no sea muy elevada, los tiempos de apertura son altos y el principio de funcionamiento empleado es el térmico. Las características principales de los magnetotérmicos son:

- Tensión nominal de trabajo (V_n). En el caso de estudio son 230 V

- Intensidad nominal del circuito (I_n). Está normalizada y es usada para clasificarlos en el mercado. En el caso de estudio 17,4 A, que es la corriente de salida nominal.
- El poder de corte, siendo este la máxima intensidad que el dispositivo puede cortar. Se debe garantizar su operatividad para la intensidad de cortocircuito del punto donde esté conectado. El mínimo fijado por el REBT es de 4500 A.
- Existen magnetos tanto para corriente continua como para corriente alterna. El número de polos es el número de cables que corta. En alterna monofásica, bipolar significa que corta la fase y el neutro y omnipolar significa que corta todos los cables del circuito.

El interruptor empleado es un magnetotérmico bipolar del fabricante Schneider Electric para corriente alterna monofásica de 20 A con código de curva C. El nombre del producto es Acti9 iC60³⁴.



Figura 5.31. Magnetotérmico Acti9 iC60N, 2P, 20 A, curva C. Figura obtenida del catálogo del fabricante.

Por último, el sistema SFCR debe poder ser desconectado de la red por un interruptor de la compañía eléctrica. En esta situación, el inversor debe desconectarse de su punto de conexión y para ello este debe poder detectar la entrada en modo isla. Al producirse dicha desconexión, la tensión y/o la frecuencia se modifican saliendo de los rangos de funcionamiento normal que tiene definidos el inversor. Mediante una monitorización de estas variables el inversor puede detectar el modo isla y desconectarse.

- Contador bidireccional

Es un dispositivo, el cual no tiene fusibles asociados, necesario para la legalización de las instalaciones de autoconsumo FV. Debe ser capaz de medir la energía producida en kWh y la energía no consumida instantáneamente que se envía a la red para ser facturada al precio

³⁴ Precio y datasheet del fabricante: <https://www.se.com/es/es/product/A9F79220/magnetot%C3%A9rmico%2C-acti9-ic60n%2C-2p%2C-20-a%2C-c-curva%2C-6000-a-%28iec-60898-1%29%2C-10-ka-%28iec-60947-2%29/>

acordado con la compañía en el contrato. A su vez, también debe registrar la cantidad de energía comprada a la compañía eléctrica. Se tiene que instalar lo más cerca posible de la acometida y debe encontrarse debidamente identificado. Como el contador actual de la vivienda es digital, se puede configurar cambiando la programación de este para conseguir la medida bidireccional.

Todos los elementos de protección quedan instalados dentro del armario OrionPlus FL101A del fabricante Hager ³⁵. Cuenta con un índice de protección IP65 y es compatible con montaje en pared. Sus dimensiones son 250 x 200 x 160 mm.



Figura 5.32. Armario para las protecciones del fabricante Hager. Figura obtenida del catálogo del fabricante.

5.13. Recapitulación del dimensionamiento

En este apartado se recogen y listan las conclusiones más importantes que se han desarrollado en el capítulo 5.

- Se ha determinado el perfil de consumo eléctrico de la vivienda por horas para un año típico
- Se ha calculado el *performance ratio* para cada mes del año
- Se ha elegido el panel solar: LR5-72 HPH 545 M del fabricante Longi Solar
- Se ha establecido como criterio para determinar el número de paneles óptimo de la instalación el siguiente: presentar el mayor beneficio económico neto tras 25 años
- Se han llevado a cabo los estudios energéticos y cálculos pertinentes para encontrar el número de paneles óptimo

³⁵ Precio y *datasheet* del fabricante: <https://www.hager.es/catalogo-de-productos/distribucion-de-la-energia/armarios/orion-plus/cajas-y-armarios-metalicos-ip-65/fl101a/13783.htm>

- Se ha determinado que el criterio de dimensionamiento se optimiza con 8 paneles y se ha comprobado que es viable en términos de espacio físico en el tejado
- El beneficio económico neto de la instalación tras 25 años se ha estimado en 8421,31€
- Se ha elegido el inversor Riello Sirio EVO 4000 monofásico
- Se ha determinado que la conexión eléctrica de los 8 módulos sea en serie formando una única cadena conectada a solo uno de los puertos MPPT
- Se ha detallado la disposición de las estructuras y módulos en el tejado
- Se han hecho los cálculos eléctricos necesarios que han permitido determinar la idoneidad del acoplamiento entre el campo FV y el inversor
- Se han estudiado los cambios en las especificaciones eléctricas del campo FV con las condiciones meteorológicas
- Se ha calculado el balance de carbono, obteniendo como resultado final una reducción de las emisiones totales de CO₂ al cabo de 25 años de 34,1 toneladas
- Se ha determinado la longitud del cableado, sección de este, pérdidas ocasionadas y modelo comercial a emplear, tanto en los tramos de CC como en CA
- Se ha hecho un estudio de la seguridad eléctrica y se han seleccionado las protecciones con las que debe contar el sistema, tanto en CC como en CA.

Se recuerda antes de cerrar el capítulo 5 que los principales datos para la opción de 8 paneles se encuentran recopilados en la **Tabla 5.18**, remarcados de amarillo.

Capítulo 6. Presupuesto final y análisis financiero

Llegados a este punto se realiza un análisis financiero para la opción final, es decir, con todos los elementos particularizados y el número de paneles fijado en 8. Con él, se busca que el interesado en este proyecto disponga de toda la información necesaria para poder tomar una decisión. Con ese fin, primero se elabora un presupuesto que determine la inversión inicial necesaria para hacer realidad la instalación solar FV que se ha ido describiendo hasta ahora. A partir de este y con los datos de flujos de caja que tienen lugar durante los 25 años, que comprenden el intervalo de tiempo a estudiar, se calcula la rentabilidad y el período de recuperación del SFCR diseñado para la vivienda. Para calcular esto último se lleva a cabo un análisis de costes en el que se cuantifican todos los gastos que lleva asociado el proyecto para usarlos como datos de entrada en los indicadores financieros que se van a usar, que son el *TIR* y el *VAN*.

6.1. Presupuesto de la instalación

La cuantía de la inversión se divide en tres partidas. La partida primera hace referencia a los gastos asociados a los cálculos ingenieriles, elaboración del proyecto técnico, legalización y puesta en marcha de la instalación. La partida dos incluye la mano de obra, herramientas, alquiler y transporte de equipos y gastos logísticos. Por último, en la partida tres, se detallan los equipos y materiales que ha comprado el cliente y pasan a ser de su propiedad. Al total de las partidas se añade un porcentaje de beneficio industrial.

Tabla 6.1. Partida 1: ingeniería, legalización y trámites

| Código | Concepto | Tiempo de trabajo | Unidad | Coste unitario | Total |
|------------------------|--|-------------------|--------|----------------|--------------|
| 1.1 | Memoria técnica | 20 | horas | 30 €/h | 600 € |
| 1.2 | Legalización eléctrica | 4 | horas | 30 €/h | 120 € |
| 1.3 | Licencia de obra para instalación de paneles solares | 1 | horas | 250 €/h | 250 € |
| Total (con IVA) | | | | | 970 € |

Tabla 6.2. Partida 2: montaje de la instalación y gastos logísticos

| Código | Concepto | Tiempo de trabajo | Unidad | Coste unitario | Total |
|--------|----------|-------------------|--------|----------------|-------|
|--------|----------|-------------------|--------|----------------|-------|

| Mano de obra | | | | | |
|------------------------------|---|---|-------|----------|--------------|
| 2.1 | Gerente de proyecto (Planificación, supervisión, gestión cliente) | 4 | horas | 20 €/h | 80 € |
| 2.2 | Electricista | 8 | horas | 15 €/h | 120 € |
| 2.3 | Ayudante | 8 | horas | 10 €/h | 80 € |
| 2.4 | Gastos logísticos | - | - | - | 120 € |
| 2.5 | Viaje y dietas | - | - | - | 320 € |
| Herramientas-Alquiler | | | | | |
| 2.6 | Arneses y línea de vida | 7 | horas | 10,7 €/h | 75 € |
| 2.7 | Herramientas y andamios | 7 | horas | 19,3 €/h | 135 € |
| 2.8 | Furgoneta y transporte de mercancía | 1 | horas | 60 €/h | 60 € |
| Total (con impuestos) | | | | | 990 € |

Tabla 6.3. Partida 3: materiales

| Código | Concepto | Cantidad | Unidad | Precio unitario | Precio total |
|------------------------|--|-----------------|---------------|------------------------|---------------------|
| 3.1 | Módulo FV del fabricante Longi Solar: LR5-72 HPH 545 M | 8 | Ud. | 204,23 €/Ud. | 1633,84 € |
| 3.2 | Estructura para cubierta de tejas de 5 paneles solares con varilla 02V | 1 | Ud. | 192,37 €/Ud. | 192,37 € |
| 3.3 | Estructura para cubierta de tejas de 2 paneles solares con varilla 02V | 1 | Ud. | 104,18 €/Ud. | 104,18 € |
| 3.4 | Estructura para cubierta de tejas de 1 paneles solares con varilla 02V | 1 | Ud. | 67,11 €/Ud. | 67,11 € |
| 3.5 | Cableado continua P-SUN 2.0 CPRO | 30 | m | 2,91 €/m | 87,42 € |
| 3.6 | Cableado alterna RTC 3 conductores | 40 | m | 3,17 €/m | 126,62 € |
| 3.7 | Conector MC4 de EfectoLED (repuesto) | 4 | Ud. | 2,95 €/Ud. | 11,8 € |
| 3.8 | Protección magnetotérmica Acti9 iC60N, 2P, 20 A, curva C | 1 | Ud. | 88,08 €/Ud. | 88,08 € |
| 3.9 | Protección diferencial, Resi9, 2P, 25 A, 30 mA, tipo CA | 1 | Ud. | 85,56 €/Ud. | 85,56 € |
| 3.10 | Armario de protecciones Hager | 1 | Ud. | 75 €/Ud. | 75 € |
| 3.11 | Inversor Riello Sirio EVO 4 kW | 1 | Ud. | 1220,5 €/Ud. | 1220,5 € |
| 3.12 | Tubo corrugado de PVC de 16 mm de diámetro del fabricante LEXMAN | 40 | m | 0,08 €/m | 3,2 € |
| Total (con IVA) | | | | | 3695,7 € |

| | |
|------------------------------------|------------------|
| TOTAL DE LAS TRES PARTIDAS | 5655,68 € |
| BENEFICIO EMPRESARIAL (5 %) | 282,78 € |
| PRESUPUESTO FINAL | 5938,46 € |

El presupuesto final asciende a la cifra de 5938,46 €. A partir de este número, se calculan dos índices orientativos para poder comparar, en un futuro, con otras alternativas. El primero de

ellos es la división del precio final del presupuesto entre los vatios del inversor. Es decir $5938,46 \text{ €} / 4000 \text{ W} = 1,48 \text{ €/W}$. El segundo es equivalente al anterior, pero dividiendo entre la potencia pico nominal en condiciones STC del campo fotovoltaico. Esto es $5938,46 \text{ €} / 4360 \text{ W}_p = 1,36 \text{ €/W}_p$.

Por último, se analizan las componentes del presupuesto para ilustrar, de forma cualitativa, en la **Figura 6.1**, la distribución de los costes del proyecto. En ella, se observan como los costes asociados a inversor, paneles y estructura de soporte de estos suponen el 55% del total. Los bloques asociados a la mano de obra, tramitaciones y gastos relacionados suponen un 37% del total. Con lo anterior, se forma el grosor del presupuesto.

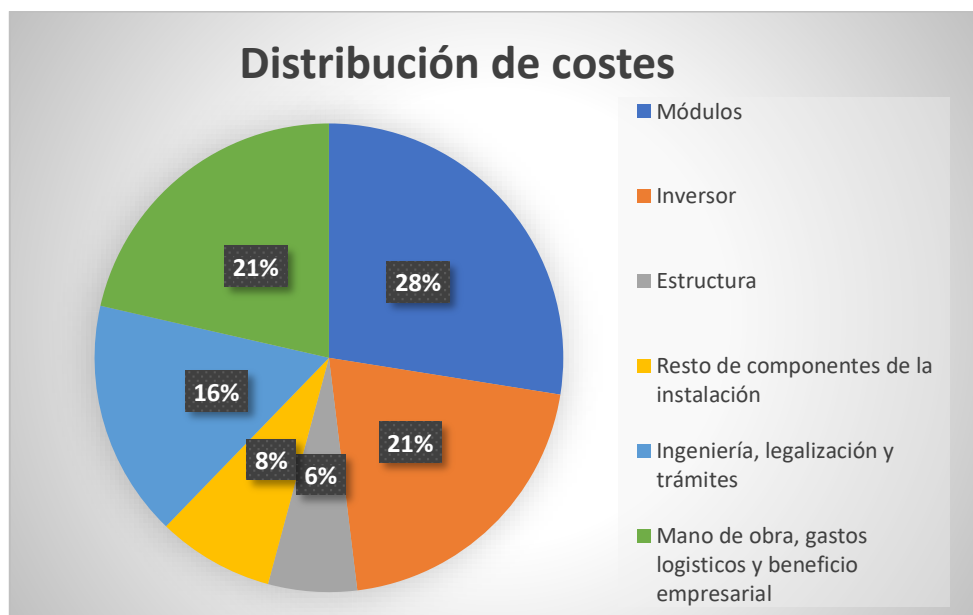


Figura 6.1. Distribución de precios del proyecto. Figura de elaboración propia.

6.2. Análisis financiero

En este punto se comprobará si la instalación proyectada es lo suficientemente rentable como para hacerla realidad [52]. Para responder a esto, en este apartado, se desarrollan cinco criterios de inversión indicativos de la viabilidad de un proyecto, que son: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Retorno Sobre la inversión (ROI), el LCOE y el periodo de recuperación. En este punto ya se dispone de todos los datos necesarios para sus cálculos. Estos son:

- El balance energético horario, diario, mensual y anual de la instalación FV que permita estimar el ahorro de esta
- La determinación de los costes de operatividad y mantenimiento

- La determinación de los costes de inversión

6.2.1. Valor Actual Neto (VAN)

El acrónimo VAN es un procedimiento que permite calcular el valor en el momento presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. El resultado se expresa en unidades monetarias. Para aplicar su metodología de cálculo es necesario definir y determinar la tasa de descuento. Esto es un tipo de interés determinado que se descuenta a los flujos de caja futuro para trasladarlos al momento presente. Esta operación se llama actualizar mediante una tasa. La literatura de proyectos de similares características a este emplea tasas de descuento desde el 3,5 al 6,5 %. Cuanto más elevada sea la tasa, menor valor tiene el dinero futuro en el presente. En virtud de ello, para esta instalación se elige la tasa de descuento (i) mínima que resulte razonable para el inversor. En este TFG se supone que es del 5 % y el periodo de estudio para el que tiene que ser viable es de 25 años, clasificado este como a largo plazo, pues no es urgente recuperar la inversión. El inversor debe estar de acuerdo con estas dos suposiciones. Un $VAN > 0$ implica que, para la tasa de descuento anterior, el proyecto generará beneficios. Por el contrario, un $VAN < 0$ quiere decir que el proyecto de inversión traerá pérdidas para dicha tasa de descuento y deberá ser rechazado. La fórmula empleada para calcularlo es la siguiente:

Ecuación 6.1. VAN

$$VAN = -C_o + \sum_{t=1}^{N^o} \frac{F_t}{(1+i)^t}$$

Donde $F_t \equiv$ Flujo de dinero en el periodo t ; $C_o \equiv$ Inversión realizada en el momento inicial ($t=0$); $N^o \equiv$ número de periodos de tiempo; $i \equiv$ tasa de descuento.

En este proyecto el $C_o = 5938,46$ €, el periodo de tiempo considerado es $N^o = 25$ años. El flujo de dinero para cada año se representa en la **Tabla 6.4**, donde en la fila de las entradas se refleja el ahorro estimado en la factura de la luz y en la fila de las salidas los costes de mantenimiento y funcionamiento de la instalación. Estos últimos se fijan en un coste anual de 102,5 € para todos los años, por revisión periódica de toda la instalación. Con este descompuesto temporal se obtiene la misma cifra total de costes de operatividad que se estimó en el apartado **5.6. (pág. 105)** para la opción de 8 paneles, 2563 €. El ahorro neto sin aplicar la tasa de descuento es de 8418,37 €.

Tabla 6.4. Flujos de caja durante el periodo estimado de vida útil de la instalación

| Años | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | |
|--|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-------------------------------|
| Entradas [€] | 0 | 700,33 | 698,4 | 696,43 | 694,47 | 692,52 | 690,57 | 688,61 | 686,66 |
| Salidas [€] | 5938,5 | 102,5 | 102,5 | 102,5 | 102,5 | 102,5 | 102,5 | 102,5 | 102,5 |
| Valor presente [€] (tasa de descuento : 5%) | -5938,5 | 569,37 | 540,48 | 513,06 | 487,02 | 462,30 | 438,82 | 416,54 | 395,38 |
| Años | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| Entradas [€] | 375,29 | 356,22 | 338,12 | 320,93 | 304,61 | 289,12 | 274,41 | 260,45 | 247,20 |
| Salidas [€] | 102,5 | 102,5 | 102,5 | 102,5 | 102,5 | 102,5 | 102,5 | 102,5 | 102,5 |
| Valor presente [€] (tasa de descuento : 5%) | 400,27 | 380,01 | 360,78 | 342,51 | 325,16 | -275,3 | 293,1 | 278,20 | 264,10 |
| Años | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | Total acumulado |
| Entradas [€] | 667,12 | 665,17 | 663,22 | 661,26 | 659,31 | 657,35 | 655,40 | 653,45 | 16.922 € |
| Salidas [€] | 102,5 | 102,5 | 102,5 | 102,5 | 102,5 | 102,5 | 102,5 | 102,5 | 2562 € |
| Valor presente [€] (tasa de descuento : 5%) | 234,61 | 222,67 | 211,33 | 200,56 | 190,34 | 180,64 | 171,44 | 162,70 | VAN (25 años) = 2225 € |

Sustituyendo los datos de entradas y salidas por año en la **Ecuación 6.1** y usando la hoja Excel, obtenemos los valores actuales netos de tales flujos de caja. La inversión inicial, al efectuarse en el año 0, su valor presente es idéntico. La **Figura 6.2** representa dichos valores de forma acumulativa. De acuerdo con este indicador no se recupera la inversión hasta el año 16 de funcionamiento del generador FV. En el año 14 se observa como el conjeturado fallo del

inversor retrasa la fecha a partir de la cual se obtiene rentabilidad. Para el año 25 el VAN es de 2225,15 €, por consiguiente, el proyecto es rentable para las premisas especificadas.

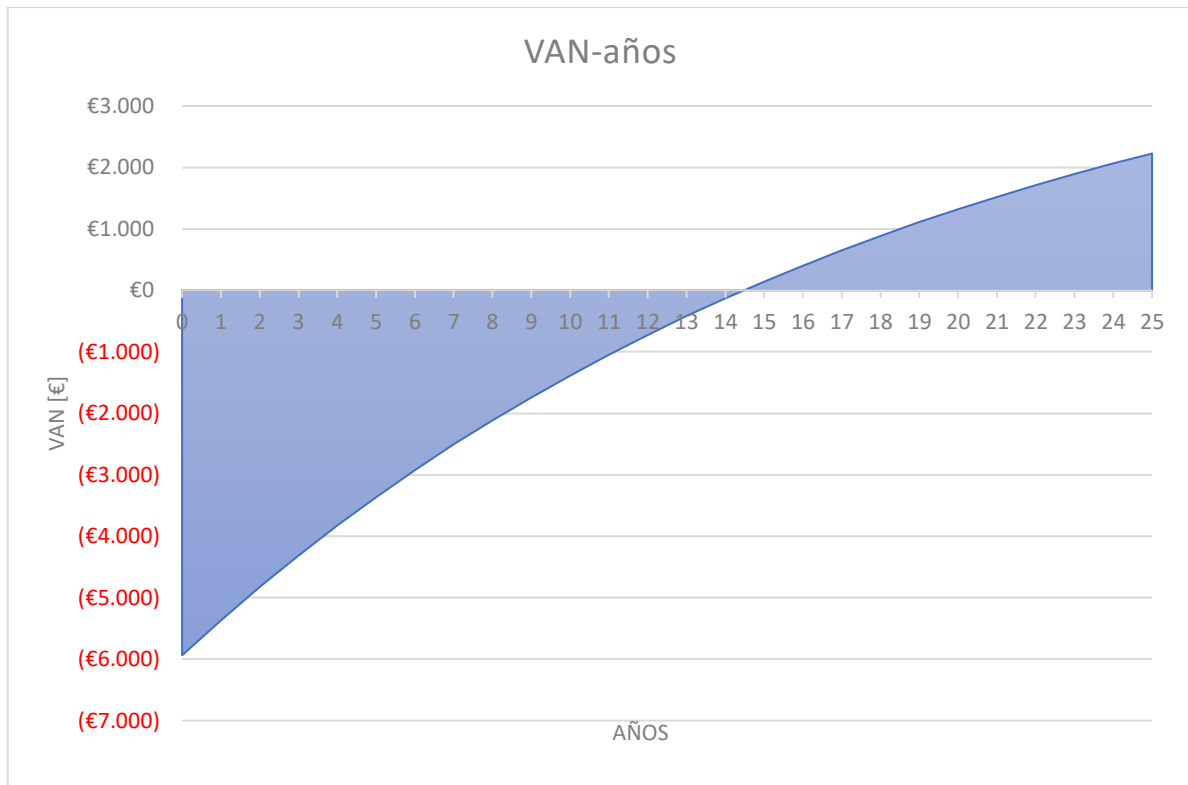


Figura 6.2. VAN en función de los años de operatividad de la instalación. Figura de elaboración propia.

6.2.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

El segundo criterio de inversión que se calcula es el *TIR*. Este está vinculado con el VAN y se define como la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero. Luego la i_{TIR} se calcula igualando a cero la **Ecuación 6.1**. Es un indicador de la rentabilidad del proyecto. El valor de i_{TIR} debe ser superior al valor de la tasa de descuento fijada para el cálculo del VAN en el mismo periodo de años. En este caso debe ser superior al 5 % tras 25 años.

Ecuación 6.2. i_{TIR}

$$VAN = -C_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + i_{TIR})^t} = 0 ; i_{TIR}(25 \text{ años}) = 9 \% > 5 \%$$

La i_{TIR} resultante de la inversión tras 25 años es del 9%, un 4% más que la mínima necesaria para que el proyecto fuese rentable. Por ende, es aconsejable realizar la inversión si lo que se busca es recuperarla y obtener rentabilidad a largo plazo. Esto último se refleja en la **Figura 6.3** donde se representa el VAN para corto plazo (5 años), medio plazo (15 años) y largo plazo (25 años), en función de la tasa de descuento aplicada.

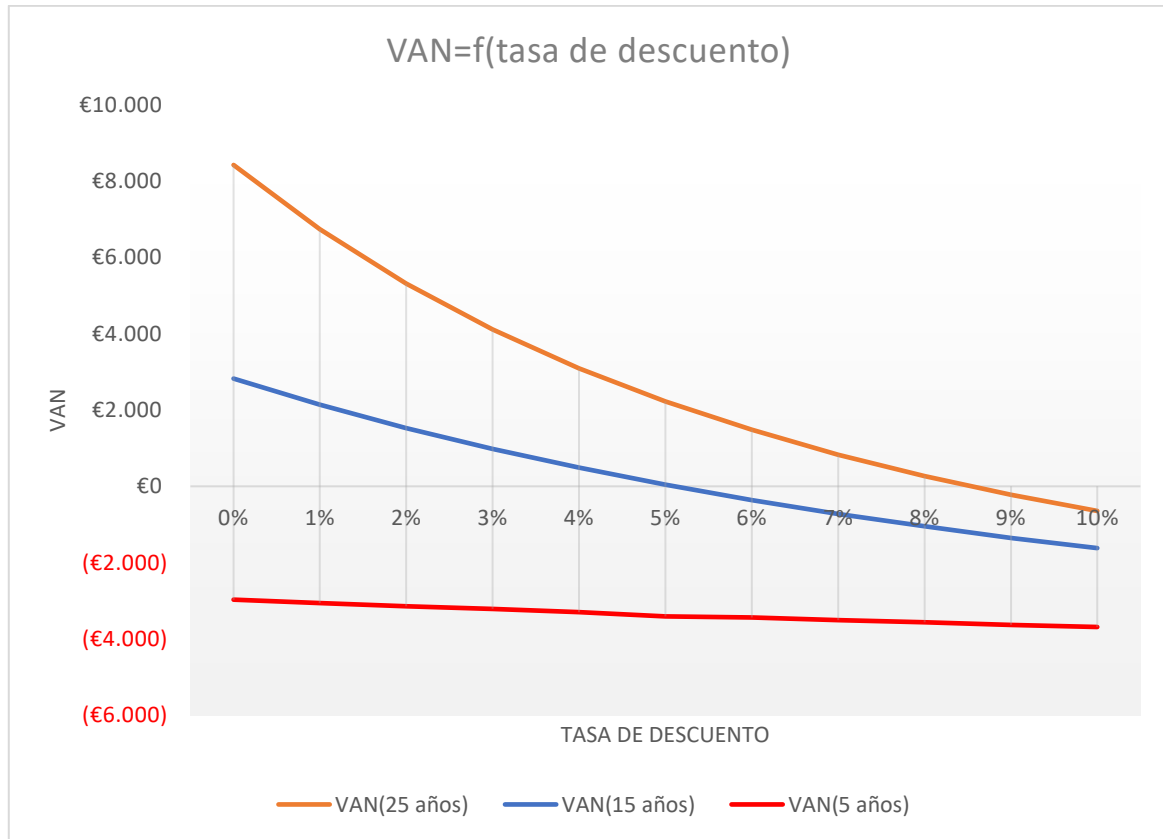


Figura 6.3. Gráfica comparativa: VAN-Tasa de descuento. Figura de elaboración propia.

De los cálculos se extrae que, para un periodo de 15 años, es decir a medio plazo, la tasa de descuento debe ser de un 4 % para un VAN ligeramente mayor a cero y poder aceptar el proyecto según el criterio elegido. Como esta tasa de descuento es inferior al 5 %, a medio plazo el proyecto no sería visto como rentable para el inversor. Es evidente, por tanto, que a corto plazo el proyecto tampoco es rentable.

6.2.3. Retorno Sobre la Inversión (ROI)

Es una métrica usada para medir los resultados de una inversión. Representa el valor económico generado como resultado de la realización de una inversión en un determinado periodo. Para el cálculo se usa el VAN a los 25 años. De esta forma, un valor positivo del ROI ligado a que el VAN sea positivo, implica que el proyecto es rentable.

Ecuación 6.3. ROI

$$ROI = \frac{VAN}{C_0} \cdot 100 = \frac{2.225,15}{5.938,46} \cdot 100 = 37,47 \%$$

Para esta instalación FV se obtiene un ROI del 37,47 %. Es decir, por cada € invertido el retorno de la inversión es de 1,37 €.

6.2.4. Costo Nivelado de la Energía (LCOE)

El concepto de *LCOE* particularizado a este proyecto consiste en calcular el costo promedio total de construir y operar la instalación FV planteada, para posteriormente dividirlo entre la energía total que se va a generar durante toda su vida útil (25 años). A partir de los datos de costo de inversión y costo de operación y mantenimiento para cada año se obtiene dicho valor. De su valor se puede obtener la siguiente información:

- Su resultado en €/kWh puede interpretarse como el precio mínimo del kWh de la factura eléctrica al que se compraría la electricidad para no ganar ni perder dinero con el proyecto.
- Se puede usar como herramienta para comparar la competitividad entre diferentes fuentes de energía o entre distintos tipos de instalaciones y dimensionamientos dentro de la misma.
- Un análisis periódico anual de estos índices permite medir la evolución de la competitividad y madurez de la planta, tecnología o instalación.

Ecuación 6.4. LCOE (25 años)

$$LCOE = \frac{C_o + \text{Costes de mantenimiento y operatividad}}{E_T \text{ generada}} = \frac{5.938,46 + 2562}{6.605,7 \frac{kWh}{año} \cdot 25 \text{ años}} = 0,0514 \text{ €/kWh}$$

Se ha obtenido un *LCOE* de 0,0514 €/kWh, acorde a la tendencia actual de la energía solar FV mostrada en la **Figura 1.5**.

6.2.5. Periodo de recuperación

Por último, se va a tener en cuenta el indicador llamado periodo de recuperación de la inversión. De los tres mencionados en este apartado es el único que no tiene en cuenta el cambio del valor del dinero con la escala temporal. La metodología es simple, se suman a la inversión inicial los flujos de caja positivos y negativos de la instalación sin trasvase temporal. Esto proporciona el resultado más optimista en cuanto a rentabilidad. El cálculo determina que la recuperación de la inversión se produce tras 11 años, 1 mes y 3 días, logrando una ganancia neta a los 25 años de 8421,31 €.

6.3. Resumen de las métricas

A continuación, en la **Tabla 6.5** se resumen todas las métricas mercantiles. Hay que destacar que son volátiles, pues entre otras cosas dependen de los precios aplicados a la factura eléctrica durante 25 años, tiempo durante el cual sus importes no paran de fluctuar entre ciertos límites. En cualquier caso, para el estudio se atiende a que no existe evolución de la factura durante los 25 años, pues se considera que los valores fijos de los precios unitarios del kWh son lo suficientemente representativos del conjunto.

Tabla 6.5. Recopilación de las métricas del análisis financiero

| Precio W_p | LCOE | VAN | TIR | ROI | Periodo de recuperación |
|--------------------------------|-------------|------------|------------|------------|--------------------------------|
| 1,36 €/W _p | 0,051 €/kWh | 2.225,15 € | 9 % | 37,47 % | 11 años, 1 mes y 3 días |

Del análisis financiero se concluye que la instalación objeto de este TFG es productiva a medio-largo plazo y se recomienda llevarlo a cabo.

Capítulo 7. Conclusiones

7.1. Conclusiones

En este apartado se recogen las conclusiones de este trabajo de fin de grado.

El texto de este proyecto empezó analizando el contexto, la historia y la evolución de la tecnología solar FV en España en todos sus aspectos. Con especial atención al estudio del RD 244/2019 y a la nueva facturación eléctrica para hogares domésticos del 1 de junio de 2021, que han permitido ratificar la gran proyección de futuro que presenta la modalidad de autoconsumo FV con excedentes acogidos a compensación. Además, la urgente transición energética y los esfuerzos, tanto estatales como europeos, para mitigar los efectos del cambio climático hacen que esta fuente de energía renovable tenga un apoyo social y gubernamental prácticamente garantizado para que continúe desarrollándose y madurando en los próximos años. Estos hechos motivaron el diseño y dimensionamiento del SFCR de autoconsumo para la vivienda unifamiliar elegida. A su vez, se contempla este proyecto como una oportunidad para el ciudadano de formar parte del freno del cambio climático. Como este es uno de los alicientes primordiales del proyecto, se ha realizado un análisis del impacto ambiental de todo el ciclo de vida de la instalación, prestando especial atención al panel FV, componente principal y con mayor repercusión en la huella de carbono, para posteriormente cuantificar las emisiones de CO₂ que se han evitado con la instalación haciendo uso de la herramienta PVsyst. Cifrando esta cantidad en 34,1 tCO₂.

Seguidamente se ha descrito de forma generalista el funcionamiento de la tecnología solar, sus principios físicos, los distintos tipos de paneles y las líneas de investigación actuales. De igual modo, durante todo el texto se ha aportado una descripción de la utilidad y funcionamiento de todos los componentes que intervienen en la instalación.

Una vez relatado el anterior contexto técnico, se define la ubicación y las características de la vivienda unifamiliar donde se lleva a cabo el proyecto. Esta se encuentra situada en Paracuellos del Jarama y se conocen todos los datos relativos a ella, puesto que se tiene acceso a la misma. De su estudio se extraen las limitaciones particulares del emplazamiento y de la vivienda, planteando a la vez los grados de libertad existentes en el diseño.

Uno de los puntos clave del dimensionamiento ha sido conocer las necesidades energéticas de los usuarios de la vivienda, así como disponer de los datos de consumo reales por horas de esta. Estos últimos han sido proporcionados por la distribuidora de electricidad del Grupo

Naturgy, la cual presta sus servicios a la vivienda. De esta manera, el diseño y las simulaciones se harán a partir de estos, obteniendo resultados acordes a la demanda real y no a estimaciones. De esta forma se ha visto que los picos de consumo se dan en verano por la mayor actividad en la casa y por el uso de la depuradora de la piscina.

Por otra parte, se ha realizado el modelo 3D de la vivienda con la herramienta de diseño gráfico SketchUp, para verificar que las chimeneas situadas más al norte que la superficie útil de tejado disponible para los paneles, está libre de sombras. A partir de la geolocalización del modelo se ha comprobado que las sombras que se proyectan en el tejado a lo largo del año no alcanzan los módulos hasta el anochecer y/o el amanecer. En cualquier caso, solo alcanzarían parcialmente a una de las mitades de un único módulo de todo el conjunto, el cual cuenta con tecnología *half cell* que atenúa aún más el impacto negativo que esto podría acarrear. Consecuentemente, las sombras parciales que puedan generar las chimeneas tienen un impacto insignificante que, por ende, se desprecia.

Todas las posibilidades de diseño de la instalación han sido debidamente justificadas atendiendo a los criterios que se han expuesto previamente a los pertinentes análisis. Las principales decisiones del dimensionamiento están relacionadas con la disposición de la instalación y tamaño de esta.

La primera decisión tomada ha sido colocar los paneles en la cubierta sur del tejado, coplanares con este dentro de la superficie delimitada para evitar ser afectados por las sombras de las chimeneas. Por lo tanto, la inclinación y azimut de los paneles corresponde con la del tejado, siendo estas de 30° y 22° respectivamente. Con lo anterior fijado, se calcula que las pérdidas por orientación e inclinación respecto a la solución marcada como óptima para lograr la mayor producción anual son del 1,8%, más que asumibles.

El criterio principal para definir la potencia del campo FV es cubrir la demanda eléctrica de la vivienda durante las horas de luz, con el tamaño de la instalación que mayor beneficio económico neto proporcione. Para ello, se ha realizado un balance energético que posibilite el posterior estudio económico de cada posibilidad de potencia FV del campo. Es decir, se ha hecho un estudio de la producción y del ahorro en la factura eléctrica de la vivienda asociada en función del número de paneles solares a instalar. Obviamente, el número de paneles solares máximo está limitado por la superficie del tejado, no obstante, el estudio se realiza hasta encontrar el punto de inflexión de la curva donde, aunque se aumente el número de paneles solares, el beneficio neto se estanca y seguidamente empieza a disminuir, pues ya se ha compensado prácticamente todo el término fijo de la factura eléctrica, mientras que el coste de la inversión y mantenimiento de la operatividad de la instalación sigue creciendo.

Para poder realizar esta parte crítica del dimensionamiento, se ha elegido un panel solar atendiendo a un estudio de mercado para modelos fabricados desde 2020 en adelante por

parte de las empresas con mayor volumen de ventas del sector. Para reducir el alcance del estudio de mercado, se ha limitado este a tecnologías *half cell* de silicio monocristalino y elevada potencia, en torno a los 545 W_p.

Con el fin de conocer con más precisión qué elementos pueden afectar a la producción de la instalación fotovoltaica se ha desarrollado un amplio estudio de todos los factores que influyen en el *performance ratio*. De esta manera, se ha calculado un coeficiente de rendimiento para la instalación distinto para cada mes del año.

A partir de los datos de irradiación, especificaciones del panel solar elegido y el *performance ratio*, se calcula, aplicando la fórmula oportuna, la producción FV por horas. A partir de esta se obtiene, sumando todos los valores, la mensual y la anual. Este cálculo horario, junto con los datos de consumo, permite calcular el porcentaje de autoconsumo y autosuficiencia energética para cada hora del día, permitiendo obtener ponderaciones para estos datos.

Analizando la facturación energética de la vivienda con potencia menor a 10 kW se fijan unos valores para el precio del kWh en cada franja horaria estipulada en la tarifa 2.0 TD. A partir de estos y del consumo por horas, se calcula la factura eléctrica de la vivienda sin FV. Se sigue este procedimiento pues la discriminación horaria se impuso en junio de 2021 y no se dispone de datos de importes asociados a esta tarificación para los meses a los que corresponden los datos de consumo.

Se realiza el balance energético en Excel para cada opción, calculando la energía comprada en cada periodo horario y la energía inyectada a la red, ambas para todos los meses del año, permitiendo estimar el ahorro absoluto en la factura eléctrica. Con estos datos se estima el beneficio absoluto acumulado de la instalación para cada opción de potencia tras 25 años. A este dato es al que se le descuenta el coste de la inversión y los costes asociados a mantener operativa la instalación en el periodo temporal de estudio.

Para estimar estos costes se hace un análisis de cómo aumentan en función del tamaño de la instalación, diferenciándolos en las siguientes partidas: aumento de potencia del inversor, mayor número de paneles solares, más estructuras de soporte, incremento en la sección del cableado y protecciones, mayor cantidad de mano de obra, alquiler y uso de equipos, aumento en horas de dedicación a ingeniería, legalización y trámites y, por último, la acentuación de los costes de operatividad al incrementar el número de equipos (incluye la sustitución programada del inversor por falla).

Mediante estos estudios se ha determinado que la opción que presenta un mayor beneficio económico neto es la de 8 paneles cifrándolo en 8421,31 € tras 25 años. Por último, se ha comprobado que es viable, en cantidad de espacio físico disponible, instalar ese número de paneles. Una vez encontrado el punto que maximiza el criterio de dimensionamiento, se elige

el modelo del inversor concreto que soporte y sea compatible con las características eléctricas del campo FV de 4360 W_p de potencia. Los módulos se conectan en serie a una de las entradas del puerto MPPT logrando así el mejor aprovechamiento. Finalmente, se determina la sección del cableado y las protecciones eléctricas a instalar haciendo un pequeño balance de la seguridad del sistema.

En términos energéticos, la opción final tiene una producción anual de 6605,70 kWh. De esta solo se autoconsume el 33,9 %, inyectando en la red 4362,80 kWh/año. El porcentaje de autosuficiencia energética es del 63,3 % de un consumo total de 3543,09 kWh/año, reduciendo la energía comprada en P1 hasta los 410,87 kWh/año, en P2 hasta los 511,98 kWh/año y en P3 hasta los 376,75 kWh/año.

Llegado a este punto se elabora el presupuesto final, que asciende a 5938,5 € y se analizan los flujos de caja durante la vida útil de la instalación para calcular los índices financieros de VAN, TIR, ROI, periodo de recuperación y el concepto LCOE. Materializándose estos en un VAN (25 años, 5%) de 2225,15 €, un TIR del 9%, un ROI del 37,47%, el periodo de recuperación en 11 años y 1 mes y el LCOE de 0,051 €/W_p. El precio del W_p instalado está dentro del margen esperable, siendo de 1,36 €/W_p. Por tanto, se concluye que, económicamente, es un proyecto viable a medio-largo plazo.

No obstante, el beneficio que traería consigo esta instalación no es solo económico. Primeramente, este tipo de instalaciones reducen las pérdidas eléctricas generadas en el transporte de la electricidad, al coincidir el punto de generación con el de consumo, y presentan un valor LCE mucho menor que el de la REE. Además, este tipo de proyectos que fomentan las energías renovables suponen un incremento en la concienciación social sobre la contaminación, que es un problema global. Por tanto, estas suponen un beneficio indirecto para toda la sociedad.

En opinión del escritor, el proyecto no es una inversión de donde sacar un lucro económico, sino una apuesta por las energías renovables, cada vez más presentes en las sociedades modernas, donde cada ciudadano puede contribuir a parar el cambio climático con gestos sencillos, de poco riesgo y muy gratificantes para el planeta y el porvenir de la humanidad. Cuantas más personas se involucren en la transición energética, mayor será su aceptación pública, provocando una presión a los dirigentes del país para fomentar su uso y viabilidad, reduciendo así su coste y haciéndolas asequibles para una mayor cantidad de personas.

En los anexos se adjunta el informe final de la simulación hecha con PVsyst, particularizada con los modelos de inversor y panel elegidos, las *datasheets* de los componentes usados y el vínculo a la hoja de cálculo Excel usada para el dimensionamiento.

7.2. Líneas futuras

Una vez llegado al culmen del proyecto se plantean algunas consideraciones y líneas pendientes que darían lugar a distintas variantes de la instalación. Estas variantes están relacionadas con:

- La gestión del consumo.
 - Estrategias de gestión activa de la demanda. Como se conoce exactamente la curva de generación, es conveniente que los usuarios de la vivienda centren sus consumos para adaptar la curva de generación y la de demanda, aprovechando esa energía que no se consume instantáneamente y se inyecta en la red, ya sin retribución económica, pues ya se ha compensado todo el término fijo de la factura. Esto ocurre sobre todo en los meses de verano y en las horas centrales del día.
 - El cambio en la curva de consumo debido a la necesidad de carga de los cada vez más pujantes vehículos eléctricos y la presencia de un garaje interior en la vivienda. A partir de esta nueva necesidad se estudiaría la viabilidad de realizar una derivación de la energía FV excedentaria hacia el cargador del coche eléctrico. Teniendo en cuenta que, debido a las limitaciones de espacio, no es posible aumentar la potencia instalada en el tejado sur. Se puede contemplar estudiar la posibilidad de instalar estas en el tejado norte u optar por la integración arquitectónica de los módulos en la fachada sur del edificio. Adicionalmente, habría que comparar el coste de esta nueva inversión con la opción de cargarlo por la noche con los nuevos precios del kWh para esta franja horaria y la posibilidad de contratar dos potencias distintas, pues la nueva factura 2.0 TD está diseñada también para fomentar estos vehículos.

- Gestión de la energía excedentaria
 - Elementos acumuladores de energía. Esta variante tiene que ver con el nuevo destino de los excedentes FV y la posibilidad de autoconsumir toda la energía producida. De esta forma, se podría aprovechar la energía excedentaria en horas donde no hay producción o esta no cubre la demanda. Tanto la normativa actual, que solo favorece el autoconsumo instantáneo, como la falta de madurez en el desarrollo de baterías y su precio de mercado actual hacen que esta posibilidad en el 2021 no sea viable, pero en el futuro puede jugar un papel importante.

- Compensación por energía inyectada a la red. Para que el autoconsumo FV pueda instaurarse como una de las principales alternativas a las energías provenientes de combustibles fósiles, la legislación estatal debe madurar aún más en relación con la gestión de esta energía no consumida instantáneamente, por lo menos mientras que los acumuladores de energía no empiecen a disminuir su *LCOE* (16,34-47,35 €/kWh [53]) y *LCE*. Para subsanar estos aspectos, el gobierno de España debería plantear urgentemente planes de fomento para este tipo de instalaciones, como los tomados por el resto de los países europeos hace ya 20 años. Entre ellos, programas de ayuda para instalar placas solares en tejados, similares a los ya llevados a cabo en Italia o Alemania, o la medida ya empleada en Italia para recuperar los excedentes de energía vertidos a la red cuando estos se necesiten.

Referencias

- [1] Ministerio para la transición ecológica, “Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica,” *BOE*, 2019.
- [2] REE, “REData,” 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-renovables>.
- [3] Sala de prensa de la red eléctrica de España, “Nota de prensa: 2019, punto de inflexión de la transición energética en España,” 2020.
- [4] IDAE, “El consumo de energía en España,” 2016. [En línea]. Disponible en: <http://guiaenergia.idae.es/el-consumo-energia-en-espana/>.
- [5] UNEF, “Informe anual 2019: El sector fotovoltaico impulsor de la transición energética,” pp. 1–126, 2019.
- [6] Asociación nacional de productores de energía, “Anuario Fotovoltaico 2019,” 2019.
- [7] Dirección General de Energía (Comisión Europea), “Energía limpia,” 2019. [En línea]. Disponible en: <https://op.europa.eu/es/publication-detail/-/publication/b4e46873-7528-11e9-9f05-01aa75ed71a1/>.
- [8] Irena, “www.irena.org,” 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Costs/Solar-Costs>.
- [9] P. Ralón, “Las renovables: una solución climática económica,” pp. 1–10, 2019.
- [10] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, “Sección HE 5 Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica,” *Documento Básico de HE Ahorro de Energía*, 2009. [En línea]. Disponible en: https://www.coit.es/system/files/link_group/he_5_contribucion_fotovoltaica_minima_de_energia_electrica_77f479a7.pdf.
- [11] REE, “Autoconsumo en los hogares,” 2019. [En línea]. Disponible en: https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/05_Autoconsumo_DIGITAL.pdf.
- [12] Ministerio de Economía, “Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. En,” *BOE*, 2004.
- [13] IDAE, “Plan de energías renovables en España 2005-2010,” 2005.
- [14] Ministerio de Industria Turismo y Comercio, “Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.,” *BOE*, vol. 2007.

- [15] Ministerio de Industria Turismo y Comercio, "Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/," *BOE*, 2008.
- [16] Ministerio de Industria Turismo y Comercio, "Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.," *BOE*, 2010.
- [17] Jefatura del Estado, "Real Decreto 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.," *BOE*, 2011.
- [18] Ministerio de Industria Turismo y Comercio, "Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.," *BOE*, 2011.
- [19] C. Sánchez, "La fotovoltaica supera a la eólica en la tercera subasta de renovables," 2017. [En línea]. Disponible en: <https://www.energynews.es/la-fotovoltaica-supera-la-eolica-la-tercera-subasta-de-renovables/>.
- [20] Jefatura del Estado, "Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.," *BOE*, 2018.
- [21] Ministerio de Industria Energía y Turismo, "Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. (BOE núm. 140, de 10 de junio de 2014)," *BOE*, 2014.
- [22] Ministerio de Economía, "Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.," *BOE*, 2000.
- [23] Ministerio de Industria Turismo y Comercio, "Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. (BOE núm. 295, de 8 de diciembre de 2011)," *BOE*, 2012.
- [24] UNEF, "Resiliencia del autoconsumo FV," 2021. [En línea]. Disponible en: <https://unef.es/2021/01/el-autoconsumo-muestra-su-resiliencia-y-avanza-un-30/>.
- [25] CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia), "La nueva factura de la luz," pp. 1–7, 2021.
- [26] Esios, "Término de facturación de energía activa del PVPC." [En línea]. Disponible en: <https://www.esios.ree.es/es/pvpc?date=06-07-2021>.
- [27] IDAE and EnerAgen, "Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo," *Guías IDAE*, pp. 1–160.
- [28] O. Perpiñan Lamigueiro, "Energía Solar Fotovoltaica," 2012. [En línea]. Disponible en: <http://procomun.wordpress.com/documentos/libroesf>.
- [29] J. C. Bueno Sanchez, "Ampliación de Física : Mecánica Cuántica."

- [30] B. Pérez, *Todo lo que necesitas saber sobre la energía fotovoltaica*, Tercera ed. Academia de Energía Solar, 2020.
- [31] J. R. Vaello, "Diodo de bypass," 2020. [En línea]. Disponible en: <https://automatismoidustrial.com/curso-energia-solar-fotovoltaica/componentes-energia-solar-fotovoltaica/diodo-de-bypass-modulo-fotovoltaico/>.
- [32] J. González, "New Technologies on Solar Cells Development," *Perfiles Ing.*, vol. 14, no. Universidad Ricardo Palma, pp. 1–61, 2018.
- [33] Ossila, "Ossila enabling materials science," 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.ossila.com/pages/perovskites-and-perovskite-solar-cells-an-introduction>.
- [34] M. Montero, D. Acosta, G. Fernández, and C. Cadena, "Deterioro del EVA de paneles FV," *Av. en Energías Renov. y Medio Ambient.*, vol. 6, pp. 1–48, 2002.
- [35] Prosumidores academia de las renovables, "Sistemas de provechamiento de energía solar fv." pp. 1–40.
- [36] Sistema Español de Inventario y Proyecciones de Emisiones a la Atmósfera, "Producción de silicio (emisiones de proceso)," 2020. [En línea]. Disponible en: https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/040303-produccion-silicio-proceso_tcm30-509728.pdf.
- [37] C. Del, C. Nadal, and A. Luque López, "Procesos de extracción de impurezas contaminantes y aplicación a estructuras de células solares," Universidad Politécnica de Madrid, 2000.
- [38] A. Cabello Villar, "Análisis de la influencia ambiental de las diferentes tecnologías fotovoltaicas," Sevilla, 2013.
- [39] Ministerio de Agricultura Alimentación y Medio Ambiente, "Real Decreto 110/2015, de 20 de febrero, sobre residuos de aparatos eléctricos y electrónicos: Análisis del nuevo modelo de responsabilidad ampliada del productor," *BOE*, 2015.
- [40] C. E. L. Latunussa, F. Ardente, G. A. Blengini, and L. Mancini, "Life Cycle Assessment of an innovative recycling process for crystalline silicon photovoltaic panels," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 156, pp. 1–111, 2016, doi: 10.1016/j.solmat.2016.03.020.
- [41] C. A. Guzman Niño, "Análisis del impacto ambiental de diferentes tipos de paneles solares segun los materiales utilizados y los componentes tóxicos generados," Bogotá DC, 2017.
- [42] A. R. Chan Freddy, Torres Emmanuel, Sánchez Víctor, Toral Homero, "Determinación de la vida útil de un inversor para aplicaciones fotovoltaicas," *Rev. Ing. eléctrica, electrónica y Comput.*, vol. 12, 2014.
- [43] INE, "INE , censo de viviendas." [En línea]. Disponible en: <https://www.ine.es/jaxi/Tabla.htm?path=/t20/e244/viviendas/p06/&file=10mun28.px>.
- [44] Comision europea, "Simulador PVGIS," 2021. [En línea]. Disponible en: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>.
- [45] IDAE, "Energía Solar Fotovoltaica Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones

- Conectadas a Red,” 2011.
- [46] REE, “Consumo medio de un hogar español.” [En línea]. Disponible en: https://www.ree.es/sites/default/files/interactivos/como_consumimos_electricidad/como-varia-mi-consumo.html.
- [47] VDMA, “International Technology Roadmap for Photovoltaic,” *Itrpv*, vol. 11th Editi, no. April, pp. 1-76, 2020.
- [48] G. Luis Vilariño García, Javier Vilariño García, Cristina Arenas Rayo and N. R. e H. F. M. Milanés, “Rendimiento Global de sistemas FV conectados a la red eléctrica,” *Tecnol. y Desarro.*, vol. 12, 2014.
- [49] M. de los Llanos Matea Rosa, F. Martínez Casares, and S. Vázquez Martínez, “El coste de la electricidad,” *Boletín Económico. Artículos Analíticos*, no. 1/2021, pp. 1-17, 2021.
- [50] Ministerio de Industria Turismo y Comercio, “Nota de interpretación técnica de la equivalencia de la separación galvánica de la conexión de instalaciones generadoras en baja tensión.,” pp. 1–4, 2002.
- [51] IEA, “The Emissions Factors database,” 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/emissions-factors-2021>.
- [52] A. Ríos, “Evaluación de Proyectos Energía Renovable y Eficiencia Energética: Finanzas de Cambio Climático,” 2014.
- [53] C. Kost *et al.*, “Fraunhofer ISE: Levelized Cost of Electricity - Renewable Energy Technologies, March 2018,” *Fraunhofer ISE Levelized Cost Electr. - Renew. Energy Technol.*, no. March, pp. 1-25, 2018.

Anexo A. Simulación final con PVsyst

versión 7.2

De manera complementaria al análisis realizado con la hoja de cálculo en Excel, se simula en PVsyst la instalación que previamente ya ha sido dimensionada. En este anexo se comentan los aspectos más importantes de la configuración del entorno y de la simulación final, adjuntando el informe que genera la aplicación.

A.1. Consideraciones Generales

Para poder empezar a simular con esta herramienta hay que completar los siguientes campos generales, necesarios para la creación del proyecto: cargar el archivo meteorológico de la base de datos elegida, definir los parámetros de orientación, definir la configuración del sistema, detallar las pérdidas, determinar el perfil de autoconsumo y evaluación económica. Como el proyecto ya está definido, solo hay que introducir los datos y conclusiones que se han ido exponiendo en puntos anteriores de esta memoria. Antes de adjuntar el informe se quiere destacar lo siguiente:

- Al igual que se ha hecho en el Excel, se importan los archivos meteo de la base de datos SARAH de PVGIS para un año TMY en la ubicación de Paracuellos del Jarama, Madrid.
- El perfil de consumo de la vivienda es el mismo que se utiliza en el Excel y es importado a PVsyst desde un archivo .csv.
- A la hora de establecer los precios de la tarifa eléctrica para la evaluación económica se importa otro archivo .csv que contiene en su interior los precios fijados para cada periodo horario de la nueva tarifa 2.0 TD.
- A la hora de calcular el ahorro anual por venta de energía excedentaria el sistema está limitado, pues no es posible tener en cuenta que la parte variable de la factura eléctrica, una vez compensada en su totalidad, no se puede reducir más. En este caso, los excedentes no estarían reflejándose en ahorro económico.

A.2. Resultados de la simulación

Una vez introducidos en el software todo el paramétrico de entrada, que define el diseño óptimo que se ha descrito en el capítulo 5, se procede a lanzar la simulación. De ella se

obtienen una inmensidad de datos a considerar y analizar. El software crea un informe de la simulación con los gráficos y datos que son más relevantes para entender y comparar la instalación. Sin embargo, en las opciones de navegación dentro de la simulación avanzada se pueden consultar todo tipo de datos clasificados por categorías: geometría solar, datos meteorológicos, irradiancia incidente sobre plano colectivo, factores en la energía incidente, comportamiento del campo FV, pérdidas del inversor, condiciones de funcionamiento del sistema, uso de la energía, eficiencia e índices de rendimiento normalizado. Además, cada grupo que se ha enumerado se desglosa en una ristra de opciones de las cuales se pueden extraer los datos en formato tabla para Excel o imprimir gráficas; ambos en diversas escalas temporales (por horas, por días o por meses).

Hay que aclarar que el informe adjuntado solo muestra los resultados predeterminados como más significativos para el cliente y que más peso tienen en el correcto y esperado funcionamiento del sistema.

Se recuerda que el objetivo final es comparar los resultados de esta simulación con la anterior realizada en Excel y comprobar la coherencia y correspondencia de estos.


Tabla A.1. Excel vs PVsyst

| Excel | | PVsyst | |
|--------------------------------|--------|--------------------------------|--------|
| Producción FV [kW/año] | 6606 | Producción FV [kW/año] | 6330 |
| Energía inyectada [kW/año] | 4363 | Energía inyectada [kW/año] | 4176 |
| Autosuficiencia energética [%] | 62,66 | Autosuficiencia energética [%] | 60,59 |
| Ahorro total tras 25 años [€] | 16.922 | Ahorro total tras 25 años [€] | 18.961 |

Se puede comprobar como los resultados son coherentes. La diferencia en el ahorro se debe a que, con 8 paneles, en los meses de verano de los primeros años de uso de la instalación se compensa en su totalidad el término variable de la factura eléctrica, reduciéndose está a su término fijo, el cual no es calculado ni tenido en cuenta por PVsyst para estimar los beneficios anuales. Por tanto, existe energía que se inyecta a la red sin recibir compensación económica. Concluyendo así que la cifra de ahorro de PVsyst está sobrecalculado, al no poder incluir en sus entradas la casuística anterior.

Con una estimación realizada de grosso modo, partiendo de que la diferencia en el ahorro es de 2039 € y el kWh se vende a 0,04€, se puede decir que en torno al 50 % de la energía que se inyecta en la red no recibe compensación económica. Aun así, instalar este número de paneles sigue siendo más rentable que decantarse por un número menor, tal y como se vio en el capítulo 5 de dimensionamiento.

A.2. Informe



Versión 7.2.4

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Paracuellos_de_Jarama_TFG

Variante: Consumos de la vivienda por horas- UFD

Sin escena 3D definida, sin sombras

Potencia del sistema: 4360 Wp

Paracuellos de Jarama - Spain

PVsyst estudiante

PVsyst estudiante

PVsyst estudiante

Autor(a)
Sergio García Hernández (Spain)

**PVsyst V7.2.4**

VC0, Fecha de simulación:
31/07/21 17:31
con v7.2.4

Proyecto: Paracuellos_de_Jarama_TFG

Variante: consumos_distribuidora

Resumen del proyecto**Sitio geográfico**

Paracuellos de Jarama
España

Datos meteo

Paracuellos de Jarama
PVGIS api TMY

Situación

Latitud 40.50 °N
Longitud -3.52 °W
Altitud 671 m
Zona horaria UTC+1

Configuración del proyecto

Albedo 0.20

Resumen del sistema**Sistema conectado a la red**

Simulación para el año n° 25

Orientación campo FV

Plano fijo
Inclinación/Azimut 30 / 22 °

Información del sistema**Conjunto FV**

Núm. de módulos 8 unidades
Pnom total 4360 Wp

Sin escena 3D definida, sin sombras**Sombreados cercanos**

Sin sombreados

Necesidades del usuario

Ext. definida como archivo
PARAMS_Hourly_Parameter_Template.csv

Inversores

Núm. de unidades 1 Unidad
Pnom total 4000 W
Proporción Pnom 1.090

Resumen de resultados

| | | | | | |
|-------------------|--------------|-----------------------|------------------|---------------------|---------|
| Energía producida | 6.33 MWh/año | Producción específica | 1451 kWh/kWp/año | Proporción rend. PR | 70.95 % |
| | | | | Fracción solar (SF) | 60.59 % |

Tabla de contenido

| | |
|--|----|
| Resumen de proyectos y resultados | 2 |
| Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema. | 3 |
| Resultados principales | 6 |
| Diagrama de pérdida | 7 |
| Gráficos especiales | 8 |
| Evaluación P50 - P90 | 9 |
| Costo del sistema | 10 |
| Análisis financiero | 11 |
| Balance de emisiones de CO ₂ | 14 |



Proyecto: Paracuellos_de_Jarama_TFG

Variante: consumos_distribuidora

PVsyst V7.2.4

VC0, Fecha de simulación:
31/07/21 17:31
con v7.2.4

Parámetros generales

Sistema conectado a la red

Sin escena 3D definida, sin sombras

Orientación campo FV

Orientación

Plano fijo

Inclinación/Azimut 30 / 22 °

Configuración de cobertizos

Modelos usados

Transposición

Perez

Difuso

Importado

Circunsolar

separado

Horizonte

Horizonte libre

Sombreados cercanos

Sin sombreados

Necesidades del usuario

Ext. definida como archivo

PARAMS_Hourly_Parameter_Template.csv

| Ene. | Feb. | Mar. | Abr. | Mayo | Jun. | Jul. | Ago. | Sep. | Oct. | Nov. | Dic. | Año | |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|
| 224 | 245 | 261 | 266 | 318 | 311 | 404 | 375 | 385 | 273 | 240 | 245 | 3548 | kWh |

Características del conjunto FV

Módulo FV

Fabricante

Generic

Modelo

LR5-72 HPH 545 M

(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia

545 Wp

Número de módulos FV

8 unidades

Nominal (STC)

4360 Wp

Módulos

1 Cadena x 8 En series

En cond. de funcionam. (50°C)

Pmpp

3985 Wp

U mpp

299 V

I mpp

13 A

Potencia FV total

Nominal (STC)

4 kWp

Total

8 módulos

Área del módulo

20.4 m²

Área celular

18.5 m²

Inversor

Fabricante

Generic

Modelo

Sirio EVO 4000

(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia

4.00 kWca

Número de inversores

1 unidades

Potencia total

4.0 kWca

Voltaje de funcionamiento

150-720 V

Proporción Pnom (CC:CA)

1.09

Potencia total del inversor

Potencia total

4 kWca

Núm. de inversores

1 Unidad

Proporción Pnom

1.09

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto

Frac. de pérdida

2.3 %

Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia

Uc (const) 20.0 W/m²K

Uv (viento)

0.0 W/m²K/m/s

Pérdidas de cableado CC

Res. conjunto global

39 mΩ

Frac. de pérdida

0.2 % en STC

Pérdida diodos serie

Caída de voltaje

0.7 V

Frac. de pérdida

0.2 % en STC

LID - Degradación Inducida por Luz

Frac. de pérdida

2.0 %

Pérdida de calidad módulo

Frac. de pérdida

-0.3 %

Pérdidas de desajuste de módulo

Frac. de pérdida

2.0 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas

Frac. de pérdida

0.1 %

Módulo de degradación media

Año n°

25

Factor de pérdida

0.4 %/año

Desajuste debido a la degradación

Dispersión Imp RMS

0.4 %/año

Dispersión Vmp RMS

0.4 %/año



Proyecto: Paracuellos_de_Jarama_TFG

Variante: consumos_distribuidora

PVsyst V7.2.4

VC0, Fecha de simulación:
31/07/21 17:31
con v7.2.4

Pérdidas del conjunto**Factor de pérdida IAM**

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

| 0° | 25° | 45° | 60° | 65° | 70° | 75° | 80° | 90° |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1.000 | 1.000 | 0.995 | 0.962 | 0.936 | 0.903 | 0.851 | 0.754 | 0.000 |

Corrección espectral

Modelo FirstSolar

Agua precipitable estimada a partir de la humedad relativa

| Conjunto de coeficientes | C0 | C1 | C2 | C3 | C4 | C5 |
|--------------------------|---------|----------|------------|---------|----------|-----------|
| Monocrystalline Si | 0,85914 | -0,02088 | -0,0058853 | 0,12029 | 0,026814 | -0,001781 |



Proyecto: Paracuellos_de_Jarama_TFG

Variante: consumos_distribuidora

PVsyst V7.2.4VC0, Fecha de simulación:
29/07/21 11:04
con v7.2.4**Pérdidas del sistema.****Indisponibilidad del sistema**

| | |
|-----------------|------------|
| Frac. de tiempo | 0.8 % |
| | 3.0 días, |
| | 2 periodos |

Pérdidas de cableado CA**Línea de salida del inv. hasta el punto de inyección**

| | |
|------------------|---------------|
| Voltaje inversor | 230 Vca mono |
| Frac. de pérdida | 0.37 % en STC |

Inversor: Sirio EVO 4000

| | |
|-------------------------|----------------------------------|
| Sección cables (1 Inv.) | Cobre 1 x 2 x 10 mm ² |
| Longitud de los cables | 12 m |



Proyecto: Paracuellos_de_Jarama_TFG

Variante: consumos_distribuidora

PVsyst V7.2.4

VC0, Fecha de simulación:
31/07/21 17:31
con v7.2.4

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida 6.33 MWh/año
Producción específica 1451 kWh/kWp/año
Proporción de rendimiento (PR) 70.95 %
Fracción solar (SF) 60.59 %

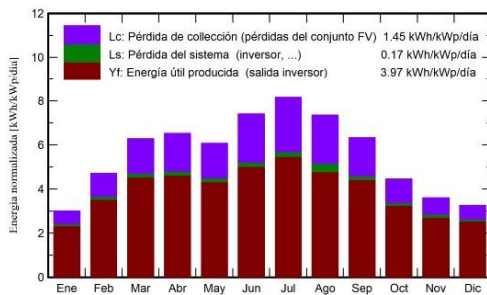
Evaluación económica

Inversión
Global 5'938.46 EUR
Específico 1.36 EUR/Wp

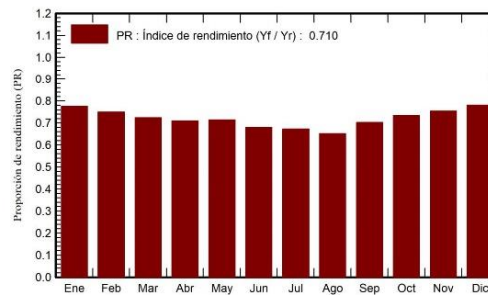
Costo anual
Anualidades 0.00 EUR/año
Costos de func. 112.55 EUR/año
Período de recuperación 10.0 años

LCOE
Costo energético 0.09 EUR/kWh

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

| | GlobHor | DiffHor | T_Amb | GlobInc | GlobEff | EArray | E_User | E_Solar | E_Grid | EFrGrid |
|------------|--------------------|--------------------|--------------|--------------------|--------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | kWh/m ² | kWh/m ² | °C | kWh/m ² | kWh/m ² | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh |
| Enero | 61.5 | 29.44 | 4.64 | 93.4 | 89.4 | 0.329 | 0.224 | 0.111 | 0.205 | 0.113 |
| Febrero | 91.8 | 29.04 | 6.20 | 132.0 | 126.8 | 0.448 | 0.245 | 0.136 | 0.296 | 0.109 |
| Marzo | 156.2 | 45.43 | 10.27 | 194.8 | 187.3 | 0.638 | 0.261 | 0.177 | 0.438 | 0.084 |
| Abril | 178.9 | 62.14 | 14.96 | 195.9 | 187.8 | 0.630 | 0.266 | 0.186 | 0.421 | 0.080 |
| Mayo | 189.8 | 80.23 | 14.71 | 188.5 | 180.2 | 0.610 | 0.318 | 0.217 | 0.370 | 0.101 |
| Junio | 233.1 | 67.90 | 23.84 | 222.2 | 212.8 | 0.684 | 0.311 | 0.221 | 0.438 | 0.090 |
| Julio | 259.7 | 52.80 | 25.30 | 253.2 | 242.5 | 0.770 | 0.404 | 0.255 | 0.486 | 0.149 |
| Agosto | 215.3 | 54.33 | 25.73 | 228.2 | 218.9 | 0.699 | 0.375 | 0.171 | 0.477 | 0.204 |
| Septiembre | 160.1 | 48.08 | 20.54 | 189.6 | 182.2 | 0.602 | 0.385 | 0.254 | 0.327 | 0.131 |
| Octubre | 103.7 | 43.25 | 14.95 | 138.1 | 132.5 | 0.459 | 0.273 | 0.161 | 0.280 | 0.112 |
| Noviembre | 70.5 | 30.59 | 9.11 | 108.0 | 103.7 | 0.373 | 0.240 | 0.132 | 0.223 | 0.109 |
| Diciembre | 60.3 | 25.67 | 5.42 | 100.9 | 96.7 | 0.357 | 0.245 | 0.129 | 0.215 | 0.116 |
| Año | 1781.0 | 568.91 | 14.68 | 2044.8 | 1960.8 | 6.602 | 3.548 | 2.150 | 4.176 | 1.398 |

Leyendas

GlobHor Irradiación horizontal global
DiffHor Irradiación difusa horizontal
T_Amb Temperatura ambiente
GlobInc Global incidente plano receptor
GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
EArray Energía efectiva a la salida del conjunto
E_User Energía suministrada al usuario
E_Solar Energía del sol
E_Grid Energía inyectada en la red
EFrGrid Energía de la red

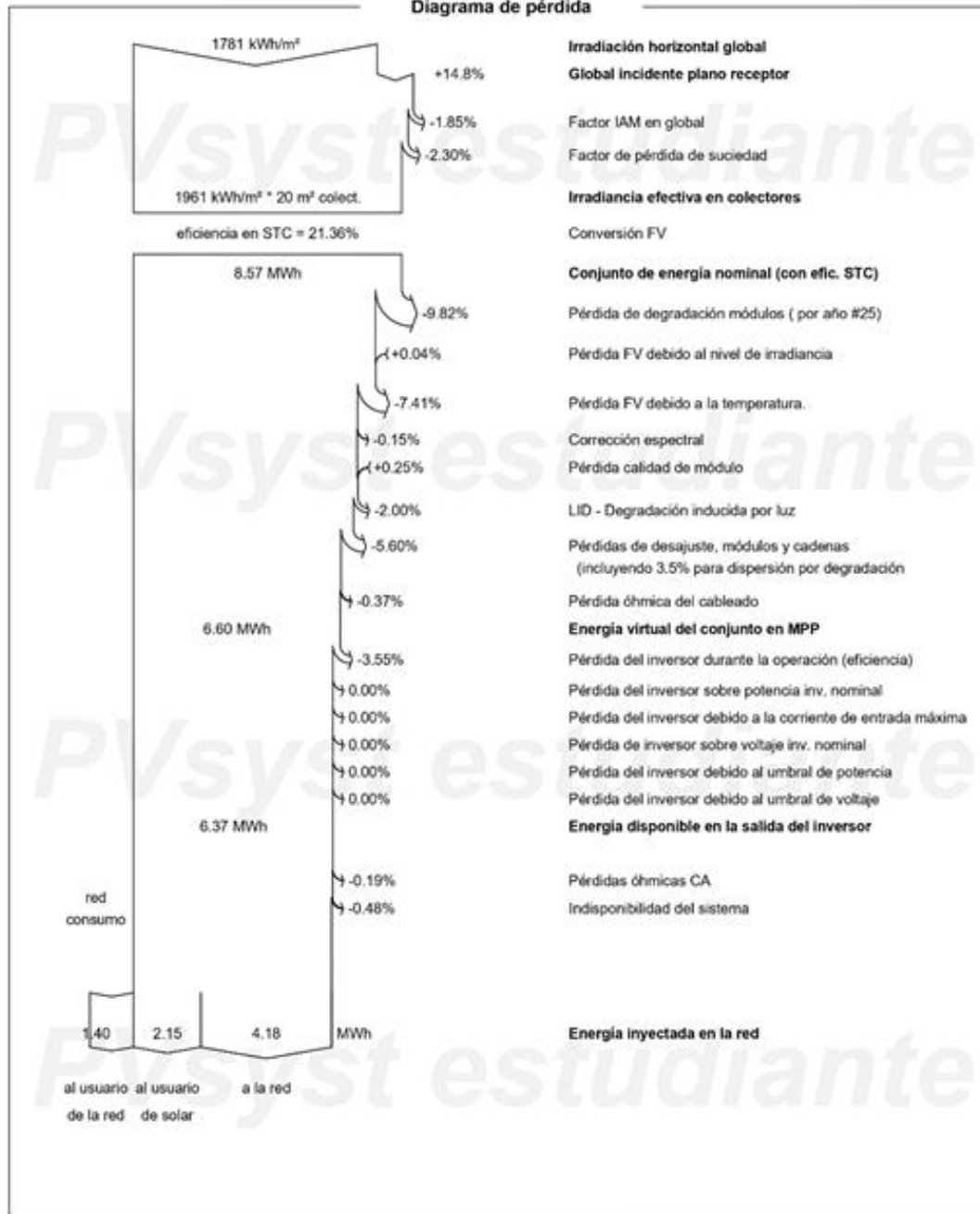


Proyecto: Paracuellos_de_Jarama_TFG

Variante: consumos_distribuidora

PVsyst V7.2.4
 VC0, Fecha de simulación:
 31/07/21 17:31
 con v7.2.4

Diagrama de pérdida



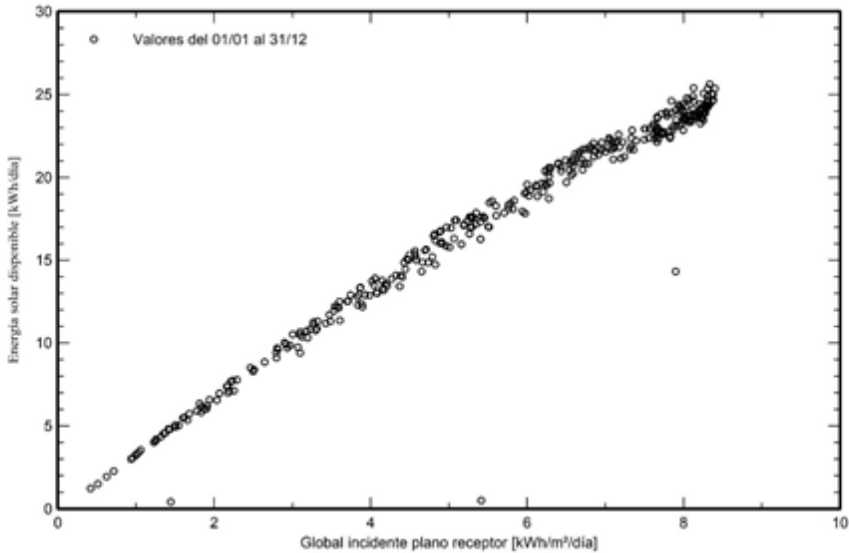


Proyecto: Paracuellos_de_Jarama_TFG
Variante: consumos_distribuidora

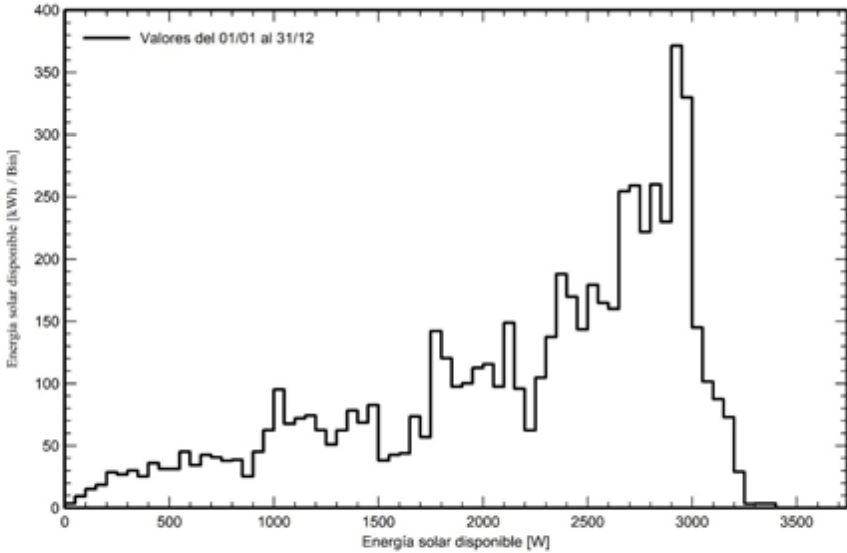
PVsyst V7.2.4
VC0, Fecha de simulación:
29/07/21 11:04
con v7.2.4

Gráficos especiales

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





Proyecto: Paracuellos_de_Jarama_TFG
Variante: consumos_distribuidora

PVsyst V7.2.4
VC0, Fecha de simulación:
31/07/21 17:31
con v7.2.4

Evaluación P50 - P90

Datos meteo

| | |
|-----------------------------------|-----------------|
| Fuente de datos meteo | PVGIS api TMY |
| Tipo | TMY, multianual |
| Variabilidad año a año (Varianza) | 0.5 % |
| Desviación especificada | |
| Cambio climático | 0.0 % |

Variabilidad global (meteo y sistema)

| | |
|--------------------------------|-------|
| Variabilidad (Suma cuadrática) | 1.9 % |
|--------------------------------|-------|

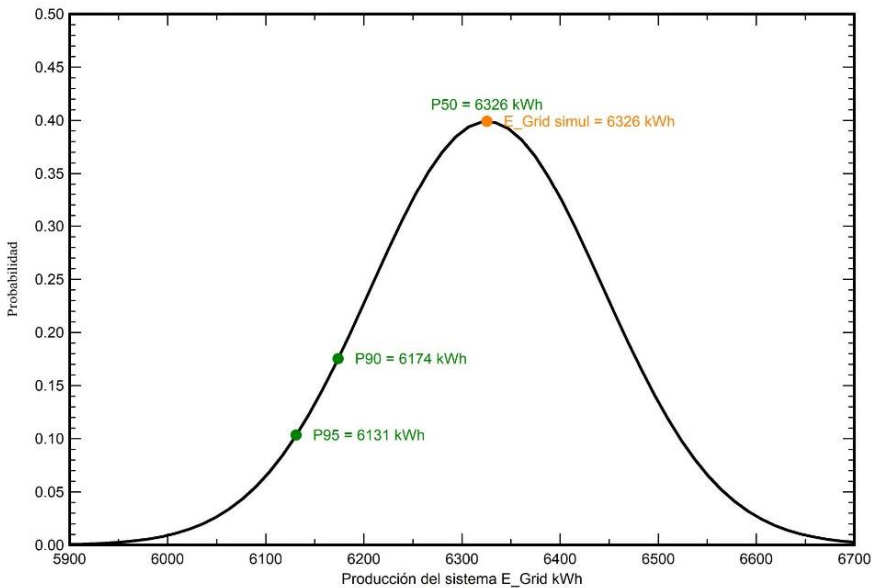
Incertidumbres sobre la simulación y los parámetros

| | |
|--|-------|
| Modelado/parámetros del módulo FV | 1.0 % |
| Incertidumbre eficiencia inversor | 0.5 % |
| Incertidumbres de suciedad y desajuste | 1.0 % |
| Incertidumbre de degradación | 1.0 % |

Probabilidad de producción anual

| | |
|--------------|----------|
| Variabilidad | 118 kWh |
| P50 | 6326 kWh |
| P90 | 6174 kWh |
| P95 | 6131 kWh |

Distribución de probabilidad



PVsyst estudiante



Proyecto: Paracuellos_de_Jarama_TFG

Variante: consumos_distribuidora

PVsyst V7.2.4

VC0, Fecha de simulación:

29/07/21 11:04

con v7.2.4

Costo del sistema**Costes de instalación**

| Artículo | Cantidad unidades | Costo EUR | Total EUR |
|---------------------------------|----------------------|--------------|-----------------|
| Módulos FV | | | |
| LR5-72 HPH 545 M | 8 | 204.23 | 1'633.84 |
| Soportes para módulos | 1 | 363.66 | 363.66 |
| Inversores | | | |
| Sirio EVO 4000 | 1 | 1'220.50 | 1'220.50 |
| Otros componentes | | | |
| Protecciones | 1 | 241.48 | 241.48 |
| Cableado | 1 | 183.00 | 183.00 |
| Caja de conexiones | 2 | 25.00 | 50.00 |
| Tubos corrugado | 1 | 3.20 | 3.20 |
| Estudios y análisis | | | |
| Ingeniería | 1 | 720.00 | 720.00 |
| Permisos y otras tarifas admin. | 1 | 250.00 | 250.00 |
| Instalación | | | |
| Transporte | 1 | 320.00 | 320.00 |
| Herramientas-Alquiler m.d.o | 1 | 270.00 | 270.00 |
| Gastos logísticos | 1 | 280.00 | 280.00 |
| Beneficio empresarial | | | |
| Cargo | 1 | 0.00 | 282.78 |
| Total | | | 5'938.46 |
| Activo amortizable | | | 3'459.48 |

Costos de operación

| Artículo | Total EUR/año |
|----------------------|------------------|
| Mantenimiento | |
| Reparación | 48.80 |
| Limpieza | 63.75 |
| Total (OPEX) | 112.55 |

Resumen del sistema

| | |
|--------------------------------------|----------------|
| Costo total de instalación | 5'938.46 EUR |
| Costos de operación | 112.55 EUR/año |
| Energía no utilizada | 2149 kWh/año |
| Energía vendida a la red | 4161 kWh/año |
| Costo de la energía producida (LCOE) | 0.077 EUR/kWh |



Proyecto: Paracuellos_de_Jarama_TFG

Variante: consumos_distribuidora

PVsyst V7.2.4

VC0, Fecha de simulación:

29/07/21 11:04

con v7.2.4

Análisis financiero**Período de simulación**

Vida del proyecto 25 años Año de inicio 2022

Variación del ingreso a lo largo del tiempo

Inflación 0.00 %/año

Variación de producción (envejecimiento) -0.60 %/año

Tasa de descuento 5.00 %/año

Gastos dependientes de ingresos

Tasa de impuesto sobre la renta 0.00 %/año

Otro impuesto sobre la renta 0.00 %/año

Dividendos 0.00 %/año

Financiamiento

Fondos propios 5938.46 EUR

Venta de electricidad

| | | | |
|------------------------|-----------------------|--------------|--------------------------|
| Tarifa de alimentación | Tarifa horas de punta | 0.25 EUR/kWh | |
| | Tarifa hora valle | 0.12 EUR/kWh | 15:00-18:00, 21:00-10:00 |

Duración de la garantía de tarifas 25 años

Impuesto de conexión anual 0.00 EUR/kWh

Variación de tarifa anual 0.0 %/año

Reducción de tarifa de alimentación después de la garantía 50.00 %

Autoconsumo

| | | | |
|-------------------|-----------------------|--------------|--------------------------|
| Tarifa de consumo | Tarifa horas de punta | 0.04 EUR/kWh | |
| | Tarifa hora valle | 0.04 EUR/kWh | 15:00-18:00, 21:00-10:00 |

Evolución de tarifas 0.0 %/año

Retorno de la inversión

Período de recuperación 9.7 años

Valor presente neto (VPN) 4745.08 EUR

Retorno de la inversión (ROI) 79.9 %



Proyecto: Paracuellos_de_Jarama_TFG

Variante: consumos_distribuidora

PVsyst V7.2.4

VC0, Fecha de simulación:
31/07/21 17:31
con v7.2.4

Análisis financiero

Resultados económicos detallados (EUR)

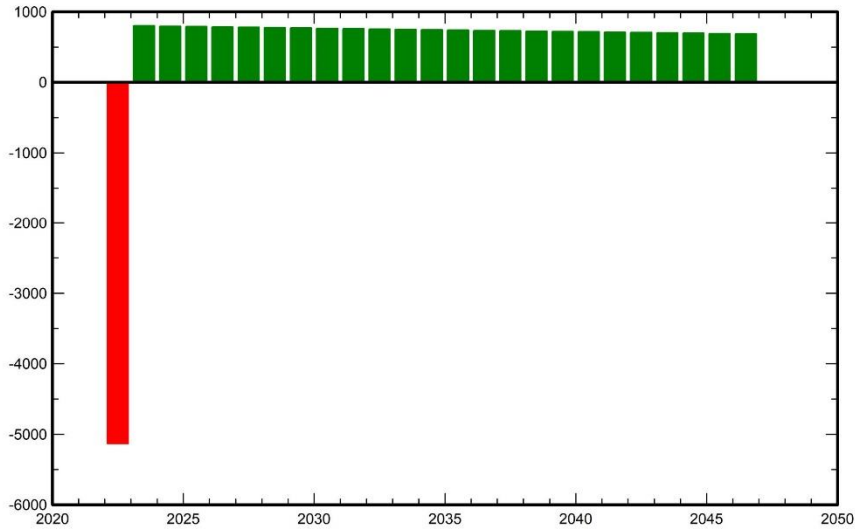
| | Venta de electricidad | Costos de func. | Subsidio de amortización | Ingreso imponible | Impuestos | Beneficio después de impuestos | Ahorro consumo | Cumul lucro | % amorti. |
|--------------|--------------------------|--------------------|-----------------------------|----------------------|-----------|-----------------------------------|-------------------|----------------|---------------|
| 2022 | 817 | 113 | 0 | 705 | 0 | 705 | 86 | -5'185 | 12.7% |
| 2023 | 812 | 113 | 0 | 700 | 0 | 700 | 86 | -4'473 | 24.7% |
| 2024 | 807 | 113 | 0 | 695 | 0 | 695 | 86 | -3'798 | 36.0% |
| 2025 | 803 | 113 | 0 | 690 | 0 | 690 | 86 | -3'160 | 46.8% |
| 2026 | 798 | 113 | 0 | 685 | 0 | 685 | 86 | -2'555 | 57.0% |
| 2027 | 793 | 113 | 0 | 680 | 0 | 680 | 86 | -1'984 | 66.6% |
| 2028 | 788 | 113 | 0 | 675 | 0 | 675 | 86 | -1'443 | 75.7% |
| 2029 | 783 | 113 | 0 | 670 | 0 | 670 | 86 | -931 | 84.3% |
| 2030 | 778 | 113 | 0 | 665 | 0 | 665 | 86 | -446 | 92.5% |
| 2031 | 773 | 113 | 0 | 661 | 0 | 661 | 86 | 12 | 100.2% |
| 2032 | 768 | 113 | 0 | 656 | 0 | 656 | 86 | 446 | 107.5% |
| 2033 | 763 | 113 | 0 | 651 | 0 | 651 | 86 | 856 | 114.4% |
| 2034 | 758 | 113 | 0 | 646 | 0 | 646 | 86 | 1'244 | 120.9% |
| 2035 | 754 | 113 | 0 | 641 | 0 | 641 | 86 | 1'611 | 127.1% |
| 2036 | 749 | 113 | 0 | 636 | 0 | 636 | 86 | 1'959 | 133.0% |
| 2037 | 744 | 113 | 0 | 631 | 0 | 631 | 86 | 2'287 | 138.5% |
| 2038 | 739 | 113 | 0 | 626 | 0 | 626 | 86 | 2'598 | 143.7% |
| 2039 | 734 | 113 | 0 | 621 | 0 | 621 | 86 | 2'892 | 148.7% |
| 2040 | 729 | 113 | 0 | 616 | 0 | 616 | 86 | 3'170 | 153.4% |
| 2041 | 724 | 113 | 0 | 612 | 0 | 612 | 86 | 3'433 | 157.8% |
| 2042 | 719 | 113 | 0 | 607 | 0 | 607 | 86 | 3'681 | 162.0% |
| 2043 | 714 | 113 | 0 | 602 | 0 | 602 | 86 | 3'916 | 165.9% |
| 2044 | 709 | 113 | 0 | 597 | 0 | 597 | 86 | 4'139 | 169.7% |
| 2045 | 704 | 113 | 0 | 592 | 0 | 592 | 86 | 4'349 | 173.2% |
| 2046 | 700 | 113 | 0 | 587 | 0 | 587 | 86 | 4'548 | 176.6% |
| Total | 18'961 | 2'814 | 0 | 16'147 | 0 | 16'147 | 2'150 | 4'548 | 176.6% |



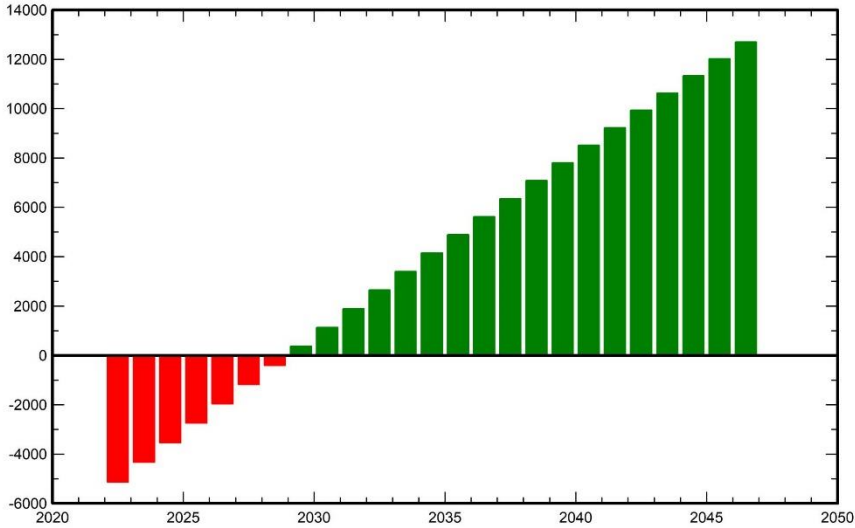
Proyecto: Paracuellos_de_Jarama_TFG
Variante: consumos_distribuidora

PVsyst V7.2.4
VC0, Fecha de simulación:
29/07/21 11:04
con v7.2.4

Análisis financiero
Beneficio neto anual (EUR)



Flujo de caja acumulativo (EUR)





Proyecto: Paracuellos_de_Jarama_TFG

Variante: consumos_distribuidora

PVsyst V7.2.4

VC0, Fecha de simulación:
29/07/21 11:04
con v7.2.4

Balance de emisiones de CO₂

Total: 34.3 tCO₂

Emisiones generadas

Total: 7.81 tCO₂

Fuente: Cálculo detallado de la siguiente tabla:

Emisiones reemplazadas

Total: 45.3 tCO₂

Sistema de producción: 6309.42 kWh/año

Emisiones del ciclo de vida de la red: 287 gCO₂/kWh

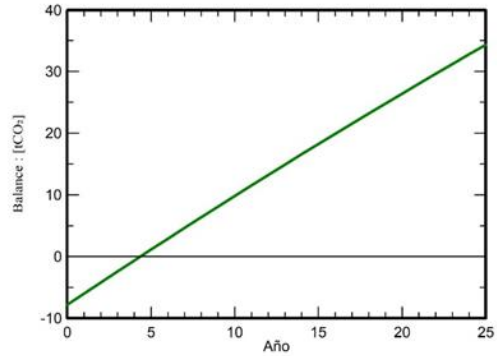
Fuente: Lista IEA

País: Spain

Toda la vida: 25 años

Degradación anual: 0.6 %

Emisión de CO₂ ahorrada vs tiempo



Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema

| Artículo | LCE | Cantidad | Subtotal |
|------------|---------------------------------|---------------|----------------------|
| | | | [kgCO ₂] |
| Módulos | 1713 kgCO ₂ /kWp | 4.36 kWp | 7467 |
| Soportes | 1.91 kgCO ₂ /kg | 80.0 kg | 153 |
| Inversores | 190 kgCO ₂ /unidades | 1.00 unidades | 190 |

PVsyst estudiante

PVsyst estudiante

Anexo B. Datasheets de los componentes

B.1. Módulo FV



Hi-MO 5m

LR5-72HPH
525~550M

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
 - M10 Gallium-doped Wafer • Smart Soldering • 9-busbar Half-cut Cell
- Excellent outdoor power generation performance
- High module quality ensures long-term reliability

12 12-year Warranty for Materials and Processing

25 25-year Warranty for Extra Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730
 ISO 9001:2008, ISO Quality Management System
 ISO 14001:2004, ISO Environment Management System
 TS62341, Guideline for module design qualification and type approval
 OHSAS 18001:2007 Occupational Health and Safety

LONGi

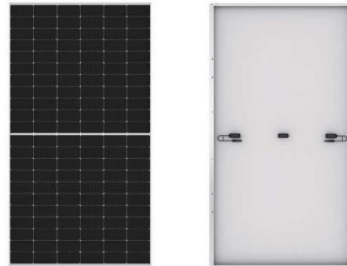
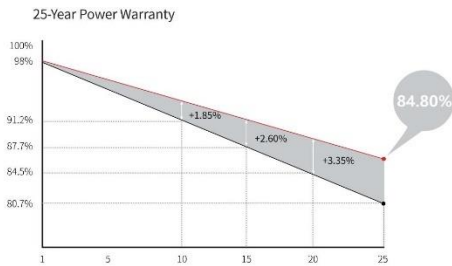
  

Hi-MO 5m

LR5-72HPH 525~550M

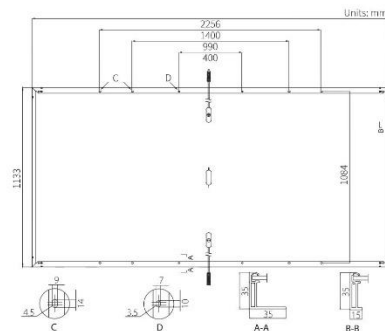
| | | | | |
|--|------------------------------------|--|--|---|
| 21.5% MAX MODULE EFFICIENCY | 0~+5W POWER TOLERANCE | <2% FIRST YEAR POWER DEGRADATION | 0.55% YEAR 2-25 POWER DEGRADATION | HALF-CELL Lower operating temperature |
|--|------------------------------------|--|--|---|

Additional Value



Mechanical Parameters

| | |
|------------------|---|
| Cell Orientation | 144 (6×24) |
| Junction Box | IP68, three diodes |
| Output Cable | 4mm ² , positive 400 / negative 200mm length can be customized |
| Glass | Single glass, 3.2mm coated tempered glass |
| Frame | Anodized aluminum alloy frame |
| Weight | 27.2kg |
| Dimension | 2256×1133×35mm |
| Packaging | 31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC |



Electrical Characteristics STC: AML5 1000W/m² 25°C Test uncertainty for P_{max} ± 3%

| Power Class | 525 | 530 | 535 | 540 | 545 | 550 |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Maximum Power (P _{max} /W) | 525 | 530 | 535 | 540 | 545 | 550 |
| Open Circuit Voltage (V _{oc} /V) | 49.05 | 49.20 | 49.35 | 49.50 | 49.65 | 49.80 |
| Short Circuit Current (I _{sc} /A) | 13.65 | 13.71 | 13.78 | 13.85 | 13.92 | 13.98 |
| Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V) | 41.20 | 41.35 | 41.50 | 41.65 | 41.80 | 41.95 |
| Current at Maximum Power (I _{mp} /A) | 12.75 | 12.82 | 12.90 | 12.97 | 13.04 | 13.12 |
| Module Efficiency(%) | 20.5 | 20.7 | 20.9 | 21.1 | 21.3 | 21.5 |

Operating Parameters

| | |
|---|------------------|
| Operational Temperature | -40°C ~ +85°C |
| Power Output Tolerance | 0 ~ +5 W |
| V _{oc} and I _{sc} Tolerance | ±3% |
| Maximum System Voltage | DC1500V (IEC/UL) |
| Maximum Series Fuse Rating | 25A |
| Nominal Operating Cell Temperature | 45±2°C |
| Protection Class | Class II |
| Fire Rating | UL type 1 or 2 |

Mechanical Loading

| | |
|-----------------------------------|--------------------------------------|
| Front Side Maximum Static Loading | 5400Pa |
| Rear Side Maximum Static Loading | 2400Pa |
| Hailstone Test | 25mm Hailstone at the speed of 23m/s |

Temperature Ratings (STC)

| | |
|---|------------|
| Temperature Coefficient of I _{sc} | +0.048%/°C |
| Temperature Coefficient of V _{oc} | -0.270%/°C |
| Temperature Coefficient of P _{max} | -0.350%/°C |



Floor 19, Lujiazui Financial Plaza, Century Avenue
826, Pudong Shanghai, China
Tel: +86-21-80162606
Web: en.longi-solar.com

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. LONGI reserves the right of final interpretation. (20201231V12)

B.2. Inversor

30
31

01

Inversores TL

Energía de calidad

La gama de inversores para equipos fotovoltaicos Sirio EVO utiliza tecnologías innovadoras y componentes de alta calidad, dimensionados con amplio margen respecto a las condiciones de funcionamiento normal, alcanzando un altísimo grado de fiabilidad (Tiempo transcurrido entre averías > 100.000 horas). Tecnología y componentes que permiten evitar el mantenimiento periódico de los aparatos sin renunciar por ello a una amplia flexibilidad de funcionamiento con cualquier sistema fotovoltaico y cualquier red eléctrica. Los inversores Sirio EVO integran las protecciones contra la sobretensión en entrada y en salida y están dotados de dispositivos de control y protección redundantes, en concreto en el estado de salida (doble relé con doble microprocesador de control), como una garantía adicional de operatividad y de continuidad de funcionamiento.

Dispositivos MPPT

Los Sirio EVO están dotados por 2 dispositivos MPPT innovadores (modelos 5000 a 12500) que aseguran al inversor el máximo aprovechamiento de la potencia del generador fotovoltaico gracias a sus rápidos tiempos de respuesta, los inversores lo hacen posible en cualquier momento y con cualquier condición meteorológica dando la máxima potencia generada por los paneles fotovoltaicos. Además la tecnología multi-string permite gestionar cadenas con orientaciones e inclinaciones diversas, para poder trabajar mejor con múltiples modelos y tipologías de paneles, incluso en presencia de sombreados parciales; lo que hace que los inversores sean aún más flexibles y fáciles de instalar con diferentes configuraciones.

Alta eficiencia de conversión

En los equipos fotovoltaicos de pequeñas dimensiones la reducción de la energía que se pierde en el proceso de conversión es fundamental. Para reducir las pérdidas y alcanzar el máximo rendimiento los inversores de la serie Sirio EVO se fabrican sin transformador y sin partes en movimiento(*). Esta filosofía de construcción permite reducir el volumen y peso de los inversores y, al eliminar las partes sometidas a desgaste mecánico, aumenta su fiabilidad en el tiempo. Gracias a la utilización de las tecnologías sin transformador los inversores fotovoltaicos Sirio EVO garantizan una eficiencia de conversión hasta el 98%, situándose en los niveles máximos de la categoría.

Nivel sonoro reducido

Los inversores fotovoltaicos de la serie Sirio EVO han sido realizados con dispositivos electrónicos estáticos sin utilizar componentes giratorios ni ventiladores de enfriamiento, reduciendo de manera considerable el nivel sonoro del dispositivo y eliminando componentes que estén frecuentemente sometidos a mantenimiento.

Sencillez de instalación y uso

Ligeros, compactos y de diseño atractivo, los inversores de la serie Sirio EVO son fáciles de utilizar y sencillos de instalar. Una pantalla LCD situada en el panel frontal permite visualizar de manera sencilla y intuitiva toda la información principal: potencia, energía producida y eventuales anomalías. Además, con la misma pantalla es posible acceder a otros parámetros como la tensión de red, la tensión de los módulos fotovoltaicos y la frecuencia de la red.

Comunicación sencilla

Todos los modelos de la serie presentan una conexión de serie estándar RS485 y USB (ModBUS y Ethernet opcionales) haciendo de este modo disponibles la conexión en remoto con toda la información accesible y en pantalla. El inversor cuenta con un registrador de datos integrado que memoriza los datos de forma instantánea con una cadencia que puede configurarse entre 5 y 10 minutos, además de guardar los datos de producción con cadencia diaria durante un periodo de aproximadamente dos años. A través de una simple configuración es posible activar la función de consulta nocturna que permite preguntar al inversor a través del bus RS485/422, USB o sus ranuras de tarjeta, incluso durante la noche cuando el dispositivo está normalmente apagado.

GFCI (Fallo a tierra mediante interruptor de circuito interno)

Conforme con el artículo 712.413.1.1.1.2 de la Sección 712 de la Norma CEI 64-8/7, los inversores Sirio EVO, para construcción no son tales para inyectar corrientes continuas de avería de tierra. De hecho, los inversores de la serie Sirio EVO están equipados con un circuito de protección de averías avanzado que controla constantemente la dispersión de corriente hacia tierra. Dicha protección es de hecho un diferencial de Clase B. En el caso de una avería de tierra, el inversor es desactivado y la anomalía se visualiza mediante un LED rojo en el panel de control frontal.

Certificado de Inspección en Fábrica

Los inversores Sirio EVO cumplen con los criterios del "Made in EU" ya que están diseñados, fabricados y probados en nuestra fábrica de Italia.



AROS
SOLAR TECHNOLOGY

www.aros-solar.com



AROS
SOLAR TECHNOLOGY

www.aros-solar.com

(*): A excepción de la versión Sirio EVO 12500 y 12520: estas versiones están equipadas con ventiladores.

38

01

INVERSORES TL



CRITERIOS PARA EL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

Toda la gama es configurable de acuerdo a las siguientes normas:

- CEI 0-21
- CFI 0-16
- VDE AR-N-4105
- VDE 0126-1-1
- G59/2
- Real Decreto 1663-2000
- PO12.3



OPCIONES DISPONIBLES

Conforme con la Norma IEC 60755, los inversores Sirio EVO están equipados con un circuito de protección diferencial de Clase B

(1) Estos valores pueden variar de acuerdo con las regulaciones locales.



www.aros-solar.com

MODELO Sirio EVO 4000

| | |
|--|---------------------------|
| Potencia aconsejada del campo fotovoltaico | 4600 Wp max., 3200 Wp min |
| Potencia nominal corriente alterna | 4000 W |
| Potencia máxima corriente alterna | 4000 W |

| ENTRADA | |
|---|-------------------|
| Tensión continua máxima en circuito abierto | 800 Vcc |
| Intervalo de ejercicio MPPT | 150 ÷ 720 Vcc |
| Rango completo de MPPT | 270 ÷ 720 Vcc |
| Intervalo de ejercicio | 150 ÷ 800 Vcc |
| Corriente de entrada máxima | 16 Acc |
| Tensión de arranque del sistema | 90 Vcc |
| Tensión de umbral para el suministro hacia la red | 270 Vcc |
| Tensión de cierre | 60 Vcc |
| Tensión de Ripple | <3% |
| Número de entradas | 2 |
| Número de MPP1 | 1 |
| Conectores CC | MC4 o compatibles |

| SALIDA | |
|--|---------------------------------------|
| Tensión de ejercicio | 230 Vca |
| Intervalo operativo | 184 ÷ 276 Vca ⁽¹⁾ |
| Intervalo para la máxima potencia | 200 ÷ 276 Vca ⁽¹⁾ |
| Intervalo de frecuencia | 47,5 ÷ 51,5 Hz ⁽¹⁾ |
| Intervalo de frecuencia configurable | 47 ÷ 52 Hz ⁽¹⁾ |
| Corriente nominal | 17,4 Aca |
| Corriente máxima | 20 Aca |
| Corriente de cortocircuito | 20 Aca |
| Componente continua introducida en red | <87 mA |
| Distorsión armónica (THDi) | <3,5% |
| Factor de potencia | de 0,9 ind. a 0,9 cap. ⁽¹⁾ |
| Separación galvánica | No |
| Conectores CA | Conector Wieland RST25 |

| SISTEMA | |
|-----------------------------------|---|
| Rendimiento máximo | 97,10% |
| Rendimiento europeo | 96,15% |
| Consumo en stand-by | -9W |
| Consumo de noche | 1W (4W Si se consulta durante la noche y esta activado) |
| Protecciones internas | Protección Interior de tierra y control de supervisión de fallos tanto en el lado (lado de corriente continua (diferencial de Clase B segunda IEC 60755). Drenaje de sobretensión tipo 3. |
| Protección funcionamiento en isla | Dependiendo de las regulaciones locales |
| Detección dispersión hacia tierra | Si |
| Disipación de calor | Convección |
| Temperatura de servicio | -20°C÷60°C (+45°C sin reducción de potencia) |
| Temperatura de almacenamiento | -20°C÷70°C |
| Humedad | 4÷100% con condensación |



39

01 INVERSORES TL

CARACTERÍSTICAS

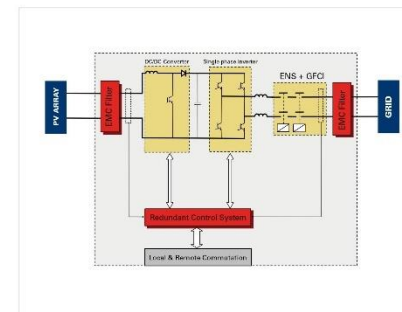
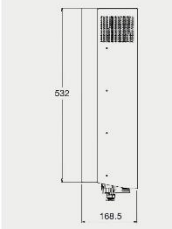
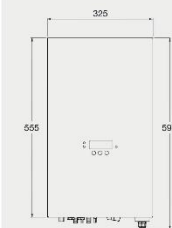
Color: RAL 3020
 Dimensiones (AxPxL): 325x168,5x590 mm
 Peso: 24 kg
 Nivel de protección: IP65
 Nivel sonoro: <35dBA

COMUNICACIÓN

Pantalla: LCD por 2 cadenas, 16 caracteres
 Interfaz de comunicación: RS485, USB y contacto limpio de serie, ModBUS y Ethernet opcionales (slot version)

CONFORMIDAD

EMC: Directiva 2004/108/CE EN61000-6-3: 2007 EN61000-6-2: 2005
 Supervisión de la red: CEI 0-21, CEI 0-16, A70, VDE AR-N-4105, VDE0126-1-1, G59/2, Real Decreto 1663-2000, PO12.3
 Directivas: Directiva 2006/95/CE, EN62109



www.aros-solar.com




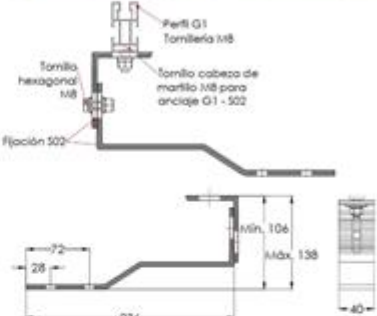
B.3. Estructura de soporte

R1-12/20

Ficha técnica

Soporte coplanar continuo con salvatejas para cubierta de teja mixta

02V


- Soporte coplanar para anclaje a losa de hormigón y/o madera.
- Válido para teja mixta.
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Válido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
- No recomendada para viguetas de hormigón pretensado.
- Kits disponibles de 1 a 6 módulos.

Viento: Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)

Materiales: Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería de acero inoxidable A2-70


Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.
Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.

INICIO




Crear el fondo nuevo proceso del tornillo en horizontal en el interior del perfil por la guía existente. Cada día desactiva hasta la base (proceso del tornillo en vertical).

FINAL



Asegurarse de que la punta del tornillo está en posición vertical y apriete la tuerca. **Evite desde que se inicia la horizontal al instalarse una vez apretado.**

Broca para hormigón N°12
Broca para madera N°9




Perfil compatible G1

Para losa de hormigón, se recomienda utilizar taca química.


***Para anclaje a madera se recomienda un prefalado con una broca del núm. 9**

Dos opciones:


Para módulos de hasta 2279x1150 - **Sistema Kit**

2279x1150  (Ver página 2)


Para módulos de hasta 2400x1350 - **Sistema PS**

2400x1350  (Ver página 3)

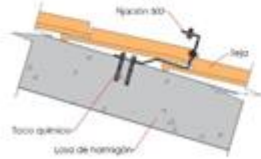

Para la distancia de anclajes de los módulos consultar ficha técnica del módulo



Perfiles paralelos a la cumbre



Perfiles perpendiculares a la cumbre


Por de apriete:

Tornillo Precor: 7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal: 20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal: 40 Nm
Tornillo M6.3 Hexagonal: 10 Nm


Carga de nieve: 40 kg/m²


Nota: Distribuir los módulos para que su colocación sea simétrica a lo largo del soporte y dejando los sobrantes en los extremos. Los presiones no se deben apretar con máquinas de impacto.

Herramientas necesarias:



Seguridad:





100% Reciclable

Marcado E519/86524 CE

Reservado el derecho a efectuar modificaciones - Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

R1-04/21

Velocidades de viento

Soporte coplanar continuo con salvatejas para cubierta de teja mixta

02V
Sistema kit

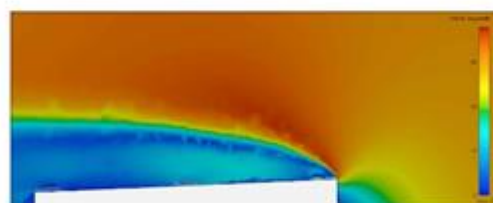


- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

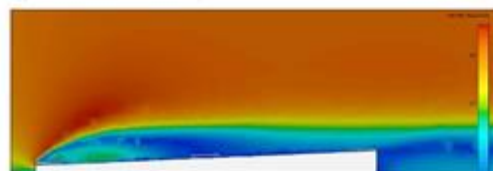
| Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento | | | | | | | |
|---|-----|-----|-----|-----|-----|-----|--------------------------|
| Tamaño del módulo | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | n° de módulos |
| 2000x1000 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | Velocidad de viento km/h |
| 2279x1150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | 150 | |

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.

- Para garantizar la resistencia a la velocidad máxima de diseño se deberán utilizar anclajes adecuados.



Flujo viento norte - En estructura coplanar.



Flujo viento sur - En estructura coplanar.

Para cumplir con las velocidades máximas admisibles de viento especificadas en la tabla 1, se deberán respetar todas las instrucciones indicadas en los planos de montaje.
Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.

Marcado **CE**
ES19/86524

Reservado el derecho a efectuar modificaciones - Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

B.4. Protecciones

- Interruptor diferencial

Hoja de características del producto

Características

R9R51225

Interruptor diferencial, Resi9, 2P, 25 A, 30 mA, tipo AC



Principal

| | |
|--|-------------------------------------|
| Gama | Resi9 |
| Tipo de producto o componente | Interruptor diferencial (RCCB) |
| Número de polos | 2P |
| [In] Corriente nominal | 25 A |
| Tipo de red | CA |
| Sensibilidad de fuga a tierra | 30 mA |
| Retardo de la protección contra fugas a tierra | Instantáneo |
| Clase de protección contra fugas a tierra | Tipo AC |
| Poder de conexión y de corte | Im 500 A conforming to EN/IEC 61008 |
| Corriente condicional de cortocircuito | I _{nc} 6 kA |
| Etiquetas de calidad | EAC UA TR |

Complementario

| | |
|--|---------------------------------|
| Frecuencia de red | 50/60 Hz |
| [Ue] Tensión nominal de empleo | 230 V CA 50/60 Hz |
| Tecnología de disparo corriente residual | Independiente de la tensión |
| [Ui] Tensión nominal de aislamiento | 440 V |
| [Uimp] Resistencia a picos de tensión | 4 kV |
| Corriente de sobretensión | 250 A |
| Tipo de control | Maneta |
| Señalizaciones en local | Indicación de encendido/apagado |
| Tipo de montaje | Ajustable en clip |
| Soporte de montaje | Carriil DIN |
| Pasos de 9 mm | 4 |
| Altura | 81 mm |
| Anchura | 36 mm |
| Profundidad | 73 mm |

24-jul-2021

Life is On | Schneider Electric

1

Aviso Legal: Esta documentación no pretende sustituir ni debe utilizarse para determinar la adecuación o la fiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de los usuarios

| | |
|---|--|
| Peso del producto | 180 g |
| Profundidad incustrada | 44 mm |
| Color | White |
| Durabilidad mecánica | 20000 ciclos |
| Durabilidad eléctrica | 10000 cycles |
| Conexiones - terminales | Terminales de tipo túnel - tipo de cable: arriba o abajo) - 1...35 mm ² - rígido Terminales de tipo túnel - tipo de cable: arriba o abajo) - 1...25 mm ² - Flexible Terminales de tipo túnel - tipo de cable: arriba o abajo) - 1...25 mm ² - flexible con terminal |
| Longitud de cable pelado para conectar bornas | 15 mm for top or bottom connection |
| Par de apriete | 3.5 N.m top or bottom |

Entorno

| | |
|--|------------------------------------|
| Normas | EN/IEC 61008-1 EN/IEC 61008-2-1 |
| Grado de protección IP | IP20 |
| Grado de contaminación | 2 |
| Categoría de sobretensión | III |
| Tropicalización | 2 conforming to IEC 60068-1 |
| Humedad relativa | 95 % at 55 °C |
| Temperatura ambiente de funcionamiento | -5...40 °C |
| Temperatura ambiente de almacenamiento | -40...80 °C |

Packing Units

| | |
|-------------------------------|--------|
| Tipo de unidad del paquete 1 | PCE |
| Número de unidades en empaque | 1 |
| Peso del empaque (Lbs) | 206 g |
| Paquete 1 Altura | 4 cm |
| Paquete 1 ancho | 8,5 cm |
| Paquete 1 Longitud | 9 cm |

Offer Sustainability

| | |
|--------------------------------------|---|
| Reglamento REACH | Declaración de REACH |
| Directiva RoHS UE | Conforme Declaración RoHS UE |
| Sin mercurio | Sí |
| Información sobre exenciones de RoHS | Sí |
| Normativa de RoHS China | Declaración RoHS China Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias |
| RAEE | En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura. |

- Magnetotérmico

Hoja de características del producto
Características

A9F79220

Magnetotérmico, Acti9 iC60N, 2P, 20 A, C curva, 6000 A (IEC 60898-1), 10 kA (IEC 60947-2)



Principal

| | |
|---------------------------------|---|
| Aplicación del dispositivo | Distribución |
| Gama | Acti 9 |
| Nombre del producto | Acti 9 iC60 |
| Tipo de producto o componente | Interruptor automático en miniatura |
| Nombre corto del dispositivo | IC60N |
| Número de polos | 2P |
| Número de polos protegidos | 2 |
| [In] Corriente nominal | 20 A |
| Tipo de red | CC CA |
| Tecnología de unidad de disparo | Térmico-magnético |
| Código de curva | C |
| Capacidad de corte | 6000 A Icn en 400 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1 36 kA Icu at 12...60 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 10 kA Icu en <= 125 V CC acorde a EN/IEC 60947-2 10 kA Icu at 380...415 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 20 kA Icu at 220...240 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 6 kA Icu at 440 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 36 kA Icu at 100...133 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 |
| Categoría de empleo | Category A conforming to EN 60947-2 Category A conforming to IEC 60947-2 |
| Poder de seccionamiento | Yes conforming to EN 60898-1 Yes conforming to EN 60947-2 Yes conforming to IEC 60898-1 Yes conforming to IEC 60947-2 |
| Normas | EN 60947-2 IEC 60898-1 EN 60898-1 IEC 60947-2 |

Aviso Legal: Esta documentación no pretende sustituir ni debe utilizarse para determinar la adecuación o la fiabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de los usuarios

24-jul-2021



Complementario

| | |
|---|--|
| Frecuencia de red | 50/60 Hz |
| Límite de enlace magnético | 8 x In +/- 20% |
| [Ics] poder de corte en servicio | 15 kA 75 % conforming to EN 60947-2 - 220...240 V AC 50/60 Hz 7.5 kA 75 % conforming to EN 60947-2 - 380...415 V AC 50/60 Hz 4.5 kA 75 % conforming to EN 60947-2 - 440 V AC 50/60 Hz 15 kA 75 % conforming to IEC 60947-2 - 220...240 V AC 50/60 Hz 7.5 kA 75 % conforming to IEC 60947-2 - 380...415 V AC 50/60 Hz 4.5 kA 75 % conforming to IEC 60947-2 - 440 V AC 50/60 Hz 27 kA 75 % conforming to IEC 60947-2 - 12...133 V AC 50/60 Hz 27 kA 75 % conforming to EN 60947-2 - 12...133 V AC 50/60 Hz 6000 A 100 % conforming to EN 60898-1 - 400 V AC 50/60 Hz 6000 A 100 % conforming to IEC 60898-1 - 400 V AC 50/60 Hz 10 kA 100 % acorde a IEC 60947-2 - 72...125 V CC 10 kA 100 % acorde a EN 60947-2 - 72...125 V CC |
| Clase de limitación | 3 conforming to EN 60898-1 3 conforming to IEC 60898-1 |
| [U] Tensión nominal de aislamiento | 500 V AC 50/60 Hz conforming to EN 60947-2 500 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60947-2 |
| [Uimp] Resistencia a picos de tensión | 6 kV conforming to EN 60947-2 6 kV conforming to IEC 60947-2 |
| Indicador de posición del contacto | Sí |
| Tipo de control | Maneta |
| Señalizaciones en local | Indicador de disparo |
| Tipo de montaje | Fijo |
| SopORTE de montaje | Carril DIN |
| Compatibilidad de bloque de distribución y embarrado tipo peine | Top or bottom: YES |
| Pasos de 9 mm | 4 |
| Altura | 85 mm |
| Anchura | 36 mm |
| Profundidad | 78,5 mm |
| Peso del producto | 0,25 kg |
| Color | White |
| Durabilidad mecánica | 20000 ciclos |
| Durabilidad eléctrica | 10000 cycles |
| Conexiones - terminales | Single terminal (top or bottom) 1...25 mm ² rigid Single terminal (top or bottom) 1...16 mm ² flexible |
| Longitud de cable pelado para conectar bornas | 14 mm for top or bottom connection |
| Par de apriete | 2 N.m top or bottom |
| Protección contra fugas a tierra | Bloque independiente |

Entorno

| | |
|--|---|
| Grado de protección IP | IP20 conforming to IEC 60529 IP20 acorde a EN 60529 |
| Grado de contaminación | 3 conforming to EN 60947-2 3 conforming to IEC 60947-2 |
| Categoría de sobretensión | IV |
| Tropicalización | 2 conforming to IEC 60068-1 |
| Humedad relativa | 95 % at 55 °C |
| Altitud máxima de funcionamiento | 0 ... 2000 m |
| Temperatura ambiente de funcionamiento | -35...70 °C |
| Temperatura ambiente de almacenamiento | -40...85 °C |

- Armario

Hoja de datos del producto
FL101A
:hager



FL101A

Armario OrionPlus metálico con puerta opaca, 250x200x160 mm

Armario orionplus metálico con puerta opaca, 250x200x160 mmCajas de superficie.Grado de protección IP65.Admiten kits para equipamiento modular, o placas de montaje.

Características técnicas

Arquitectura

| | |
|---------|---------------|
| Montaje | En superficie |
|---------|---------------|

Corriente eléctrica

| | |
|----------------------------|-------|
| Corriente asignada nominal | 630 A |
|----------------------------|-------|

Puerta, tapa

| | |
|--------------------------------|------------------------|
| Tipo de cerradura de la puerta | Cierre triangular 7 mm |
| Bloqueable por candado | si |

Materiales, acabados, colores

| | |
|--------------------------------------|-----------------------------------|
| Color | RAL 7035 |
| Color | gris claro |
| Color RAL | RAL 7035 - Gris luminoso |
| Material | Acero |
| Tipo de tratamiento de la superficie | Revestimiento de pintura en polvo |

Dimensiones

| | |
|------------------------------------|--------|
| Profundidad de montaje | 160 mm |
| Profundidad del producto instalado | 160 mm |
| Profundidad interna | 160 mm |
| Altura del producto instalado | 250 mm |
| Anchura del producto instalado | 200 mm |

Instalación, montaje

| | |
|------------------------|----|
| Adaptado a uso interno | no |
|------------------------|----|

Normas

| | |
|------------------------|-------------|
| Directiva europea WEEE | no afectado |
|------------------------|-------------|


Seguridad

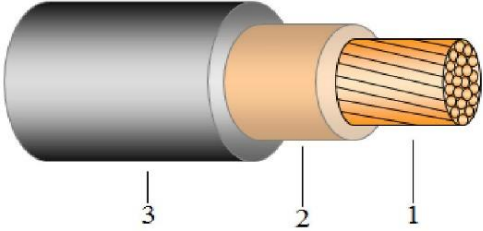
| | |
|---|---------|
| Índice de protección contra choques mecánicos, IK | >IK10 |
| Índice de protección IP | IP65 |
| Clase de protección | Clase I |

Salvo modificaciones técnicas

B.5. Cableado

- CC

| | | |
|---|--|------------------------|
|  | P-SUN CPRO 2.0 ZZ-F Eca 0.6/1 kVac 1.8 kVdc | |
| | Rev 5 | FECHA/DATE: 15/03/2018 |



Descripción / Description:

- Conductor:** Cobre desnudo clase 5 según IEC 60228.
Conductor: Stranded copper class 5 according to IEC 60228
- Aislamiento:** Goma tipo EI6 según UNE-EN 50363-1.
Insulation: Rubber EI6 type according to EN 50363-1.
- Cubierta:** Mezcla cero halógenos tipo EM5, según UNE-EN 50363-2-2 y EM8 según UNE EN 50363-6. Colores negro, rojo o azul. Colores negro, rojo o azul.
Sheath: Halogen free compound EM5 type, according to EN 50363-2-2 and EM8 according to UNE EN 50363-6. Colors black, red or blue. Colors black, red or blue.

Inscripción / Marking:

PRYSMIAN SAP P-SUN CPRO 2.0 Eca 1x[sección]mm² - 0,6/1 kVac – 1.8kVdc - [año] - [lote] – metraje]
 PRYSMIAN SAP P-SUN CPRO 2.0 Eca 1x[section]mm² - 0,6/1 kVac – 1.8kVdc - [year] - [batch] –[meter]

Características técnicas / Technical Data

| | |
|--|--------------------|
| Norma de referencia / Standard: | DKE/VDE AK 411.2.3 |
| Temperatura de servicio (Inst. fija) / Service temperature (fixed inst.): | -40 + 90°C |
| Temperatura máxima en el conductor (20.000h) | 120°C |
| Temperatura máxima de cortocircuito (máximo 5 s) | 250°C |
| Tensión nominal de servicio en c.a. /Rated voltaje a.c.: | 1,0/1,0 kV |
| Tensión nominal de servicio en c.c. /Rated voltaje d.c.: | 1,5/1,5 kV |
| Tensión máxima permitida en servicio c.a. /Maximum permissible operation voltaje a.c.: | 1,2 / 1,2 kV |
| Tensión máxima permitida en servicio c.c. /Maximum permissible operation voltaje d.c.: | 1,8 / 1,8 kV |

©PRYSMIAN. Todos los derechos reservados. La información contenida en este documento no se debe copiar, reimprimir o reproducir en ninguna forma, enteramente o en parte, sin el consentimiento escrito de Prysmian. La información se ha creído correcta a la hora de la edición. Prysmian reserva el derecho a enmendar esta especificación sin previo aviso. Esta especificación no es contractualmente válida a menos que sea autorizada específicamente por Prysmian.
 ©PRYSMIAN, All Rights Reserved. The information contained within this document must not be copied, reprinted or reproduced in any form, either wholly or in part, without the written consent of Prysmian. The information is believed to be correct at the time of issue. Prysmian reserves the right to amend this specification without prior notice. This specification is not contractually valid unless specifically authorized by Prysmian.

| | |
|----------------------------|---------------------|
| Realizado / Performed: MSC | Página/ Page: 1 / 3 |
|----------------------------|---------------------|

| | |
|---|---|
|  | P-SUN CPRO 2.0 ZZ-F Eca 0.6/1 kVAc 1.8 kVdc |
| | Rev 5 FECHA/DATE: 15/03/2018 |

Existencia a ácidos y bases / *Acids and bases resistance:* EN 60811-2-1, 7 days, 23°C, oxalic acid, sodium hydroxide

Radio mínimo de curvatura / *Minimum bending radius* 4D, D= outersheath diameter

Aplicaciones / Applications:

Diseñado para el uso e interconexión de los diversos elementos en sistemas fotovoltaicos para la producción de energía. Pueden ser instalados sin protección en sistemas fijos o móviles tanto en el interior como en el exterior. Instalación también posible en conductos y tuberías. Adecuados para aplicaciones en equipos con aislamiento de protección (clase de protección II) / *Designed for the use and interconnection of various elements in photovoltaic systems for energy production. May be installed both inside and outside in fixed or mobile, unprotected. Installation also possible in ducts and pipes. They are suitable for applications in/at equipment with protective insulation (protecting class II)*

Características técnicas / Technical Characteristics

| Sección / Section [mm ²] | Diámetro máximo / Maximum diameter [mm] ⁽¹⁾ | Peso Apro. / Weight aprox.* [kg/km] ⁽¹⁾ | Corriente máxima / Current-carrying capacity [A] ⁽²⁾ | Corriente máxima / Current-carrying capacity [A] ⁽³⁾ | Código cable Cubierta Negra | | | Código cable Cubierta Roja | |
|---|---|--|--|--|-----------------------------|----------|----------|----------------------------|----------|
| | | | | | 20 km's | 50 km's | 100 km's | 20 km's | 50 km's |
| 1x4 | 5,6 | 59 | 46 | 55 | | 20224472 | | | 20261924 |
| 1x6 | 6,2 | 79 | 59 | 70 | | | 20224471 | | 20257772 |
| 1x10 | 7,2 | 122 | 82 | 98 | | 20224474 | | | |

⁽¹⁾ Valores sujetos a las tolerancias propias de fabricación / *Values subject to manufacturing tolerances.*
⁽²⁾ Instalación monofásica en bandeja al aire (40°C) y temperatura del conductor 90°C. Para exposiciones directas al sol, multiplicar por 0.9. / *Single-phase air tray (40°C) and conductor temperatura of 90°C. For sunlight direct exposure, multiply by 0.9.*
⁽³⁾ Instalación monofásica en bandeja al aire (60°C) y temperatura del conductor 120°C. Para exposiciones directas al sol, multiplicar por 0.9. / *Single-phase air tray (60°C) and conductor temperatura of 120°C. For sunlight direct exposure, multiply by 0.9.*

NOTA / NOTE: El uso de la temperatura máxima del conductor (120°C) y a máxima temperatura ambiente (90°C) está limitado a 20.000h. / *The expected period of use at a max. conductor temperatura (120°C) and at a max. Ambient temperatura (90°C) is limited to 20.000h*

©PRYSMIAN, Todos los derechos reservados. La información contenida en este documento no se debe copiar, reimprimir o reproducir en ninguna forma, enteramente o en parte, sin el consentimiento escrito de Prysmian. La información se ha creído correcta a la hora de la edición. Prysmian reserva el derecho a enmendar esta especificación sin previo aviso. Esta especificación no es contractualmente válida a menos que sea autorizada específicamente por Prysmian.
 ©PRYSMIAN, All Rights Reserved. The information contained within this document must not be copied, reprinted or reproduced in any form, either wholly or in part, without the written consent of Prysmian. The information is believed to be correct at the time of issue. Prysmian reserves the right to amend this specification without prior notice. This specification is not contractually valid unless specifically authorized by Prysmian.

Realizado / Performed: MSC Página/ Page: 3 / 3

- CA

Cables 0,6/1 kV
RV-K 0,6/1 kV














Descripción

Los cables RV-K 0,6/1kV son los indicados para el transporte y distribución de energía eléctrica en baja tensión. Recomendado para conexiones industriales, acometidas, distribución interna y otras instalaciones fijas. Adecuados para instalaciones en interiores y exteriores, sobre soportes al aire, en tubos o enterrados. Dada su gran flexibilidad son muy apropiados para instalaciones complejas y de gran dificultad.

Nomas de Referencia: UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502

Aplicaciones

Según el REBT 2002, para las siguientes instalaciones:

- ITC-BT 07 Redes subterráneas para distribución en baja tensión
- ITC-BT 09 Redes de alimentación subterránea para instalaciones de alumbrado exterior
- ITC-BT 11 Redes de distribución de energía eléctrica. Acometidas subterráneas
- ITC-BT 20 Instalaciones interiores o receptoras
- ITC-BT 30 Instalaciones en locales de características especiales

Adecuados para instalaciones interiores y exteriores, sobre soportes al aire, en tubos o enterrados.

Características Técnicas

| | |
|--------------------|---|
| 1. Conductor | Cobre electrolítico flexible (Clase V) según UNE-EN 60228, EN 60228 e IEC 60228 |
| 2. Aislamiento | Polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502-1 |
| 3. Cubierta | PVC tipo DMV-18 según UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502 |
| Tensión nominal | 0,6/1 kV |
| Tensión de ensayo | 3.500 V C.A. |
| Temperatura máxima | 90 °C |

Otras características

Resistencia UV: ensayo climático según UNE 211605
 Color según UNE 21089 y HD 308 S2 (marcados con colores para menos de cinco conductores), UNE-EN 50334 y EN 50334 (marcados por inscripción para más de cinco conductores)
 No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1-2, EN 60332-1-2 e IEC 60332-1-2
 El uso de polietileno reticulado (XLPE) admite una mayor densidad de corriente, a igualdad de sección, respecto al aislamiento con PVC
 Clasificación CPR según EN 50575

Los datos contenidos en esta página, son meramente informativos, no constituyen compromiso contractual de ningún tipo por parte de Cables RCT. Así mismo Cables RCT, dentro de su proceso de mejora continua, se reserva el derecho de modificar sus especificaciones técnicas sin previo aviso.

24 Junio 2021


cablesrct.com

Cables 0,6/1 kV
RV-K 0,6/1 kV



Dimensiones

| Sección (mm ²) | Resistencia a 20 °C (Ohm/km) | Diámetro Exterior (mm) | Peso (kg/km) | Clase |
|----------------------------|------------------------------|------------------------|--------------|-------|
| 1x1,5 | 13,3 | 5,65 | 35 | Eca |
| 1x2,5 | 7,98 | 6,05 | 45 | Eca |
| 1x4 | 4,95 | 5,90 | 61 | Eca |
| 1x6 | 3,3 | 6,55 | 82 | Eca |
| 1x10 | 1,91 | 7,30 | 120 | Eca |
| 1x16 | 1,21 | 8,50 | 178 | Eca |
| 1x25 | 0,78 | 10,25 | 255 | Eca |
| 1x35 | 0,554 | 11,55 | 351 | Eca |
| 1x50 | 0,386 | 13,10 | 487 | Eca |
| 1x70 | 0,272 | 15,05 | 674 | Eca |
| 1x95 | 0,206 | 17,60 | 901 | Eca |
| 1x120 | 0,161 | 19,40 | 1.127 | Eca |
| 1x150 | 0,129 | 21,80 | 1.410 | Eca |
| 1x185 | 0,106 | 23,60 | 1.728 | Eca |
| 1x240 | 0,0801 | 26,80 | 2.239 | Eca |
| 1x300 | 0,0641 | 29,90 | 2.790 | Eca |
| 1x400 | 0,0486 | 33,20 | 3.632 | Eca |
| 1x500 | 0,0384 | 40,00 | 4.882 | Eca |
| 1x630 | 0,0287 | 48,00 | 6.504 | Eca |
| 2x1,5 | 13,3 | 8,25 | 92 | Eca |
| 2x2,5 | 7,98 | 9,10 | 120 | Eca |
| 2x4 | 4,95 | 10,05 | 158 | Eca |
| 2x6 | 3,3 | 11,20 | 209 | Eca |
| 2x10 | 1,91 | 12,80 | 306 | Eca |
| 2x16 | 1,21 | 16,50 | 532 | Eca |
| 2x25 | 0,78 | 20,80 | 786 | Eca |
| 2x35 | 0,554 | 22,60 | 1.014 | Eca |
| 2x50 | 0,386 | 25,70 | 1.409 | Eca |
| 3G1,5 | 13,3 | 8,85 | 109 | Eca |
| 3G2,5 | 7,98 | 9,70 | 145 | Eca |
| 3G4 | 4,95 | 10,90 | 198 | Eca |
| 3G6 | 3,3 | 11,95 | 260 | Eca |

| Sección (mm ²) | Resistencia a 20 °C (Ohm/km) | Diámetro Exterior (mm) | Peso (kg/km) | Clase |
|----------------------------|------------------------------|------------------------|--------------|-------|
| 3G10 | 1,91 | 13,70 | 390 | Eca |
| 3x16 | 1,21 | 17,55 | 663 | Eca |
| 3x25 | 0,78 | 22,05 | 978 | Eca |
| 3x35 | 0,554 | 24,30 | 1.296 | Eca |
| 3x50 | 0,386 | 27,60 | 1.799 | Eca |
| 3x70 | 0,272 | 31,80 | 2.400 | Eca |
| 3x95 | 0,206 | 35,90 | 3.178 | Eca |
| 3x120 | 0,161 | 41,80 | 4.067 | Eca |
| 4G1,5 | 13,3 | 9,60 | 132 | Eca |
| 4G2,5 | 7,98 | 10,60 | 175 | Eca |
| 4G4 | 4,95 | 11,80 | 239 | Eca |
| 4G6 | 3,3 | 13,20 | 323 | Eca |
| 4G10 | 1,91 | 15,20 | 488 | Eca |
| 4x16 | 1,21 | 19,10 | 813 | Eca |
| 4x25 | 0,78 | 24,00 | 1.193 | Eca |
| 4x35 | 0,5554 | 27,15 | 1.609 | Eca |
| 4x50 | 0,386 | 30,75 | 2.244 | Eca |
| 4x70 | 0,272 | 35,30 | 3.124 | Eca |
| 4x95 | 0,206 | 42,50 | 4.303 | Eca |
| 4x120 | 0,161 | 46,60 | 5.237 | Eca |
| 5G1,5 | 13,3 | 10,40 | 152 | Eca |
| 5G2,5 | 7,98 | 11,40 | 206 | Eca |
| 5G4 | 4,95 | 12,90 | 284 | Eca |
| 5G6 | 3,3 | 14,50 | 388 | Eca |
| 5G10 | 1,91 | 16,80 | 597 | Eca |
| 5G16 | 1,21 | 20,85 | 965 | Eca |
| 5G25 | 0,78 | 26,60 | 1.478 | Eca |
| 5G35 | 0,5554 | 29,60 | 1.936 | Eca |
| 5G50 | 0,386 | 34,00 | 2.751 | Eca |
| 5G70 | 0,272 | 40,00 | 3.852 | Eca |
| 5G95 | 0,206 | 45,00 | 4.879 | Eca |

Los datos contenidos en esta página, son meramente informativos, no constituyen compromiso contractual de ningún tipo por parte de Cables RCT. Así mismo Cables RCT, dentro de su proceso de mejora continua, se reserva el derecho de modificar sus especificaciones técnicas sin previo aviso. 21 Junio 2021

cablesrct.com

Sede ZARAGOZA
 T. 976 500 120
 info@rct.es

Delegación BARCELONA
 T. 93 307 95 62
 barcelona@rct.es

Delegación MADRID
 T. 91 691 85 48
 madrid@rct.es

Delegación SEVILLA
 T. 954 354 946
 sevilla@rct.es

Delegación VALENCIA
 T. 96 375 90 70
 valencia@rct.es

Anexo C. Dimensionamiento con Excel

En este anexo se inserta como objeto vinculado la hoja de Excel llamada Simulación_SFCR donde se han llevado a cabo todos los cálculos de los capítulos 4, 5 y 6 relacionados con el dimensionamiento y análisis financiero de la instalación. En ella se han implementado los algoritmos necesarios para diseñar este tipo de instalaciones creando un proceder y metodología de diseño propias.



Dimensionamiento_S
FCR_vivienda_unifam

Figura C.1. Hoja de cálculo empleada para dimensionar el sistema

FIN