



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería Mecánica

**Dimensionado y optimización de una
instalación fotovoltaica para el abastecimiento
de unos edificios municipales**

Autor:

Pérez Rodríguez, Sergio

Tutor:

Andrés Chicote, Manuel

**Ingeniería Energética y
Fluidomecánica / Máquinas y
Motores Térmicos**

Valladolid, septiembre de 2022.



RESUMEN

En los últimos años, la energía solar fotovoltaica ha experimentado un importante crecimiento debido a la necesidad de electricidad a partir de energía limpia. Gracias al avance de la tecnología y reducción de precios, ocupa el tercer lugar en generación de energía a partir de fuentes renovables en España.

El objetivo del presente proyecto es diseñar una instalación solar fotovoltaica en un municipio de Castilla y León, que permita un autoconsumo colectivo tanto en edificios municipales como particulares. Además, se analizan de forma técnica y económica las distintas modalidades a las que es posible acogerse en función de la normativa vigente.

Dentro del marco de la descarbonización, la idea es establecer una comunidad energética. Con ello, se pretende fomentar el uso de energías renovables en un ámbito rural y ayudar a la lucha contra la despoblación en estas áreas.

PALABRAS CLAVE

Autoconsumo colectivo, energía solar, fotovoltaica, excedentes, eficiencia energética.

ABSTRACT

In recent years, photovoltaic solar energy has experienced significant growth due to the need of electricity from clean energy. Thanks to the progress made in technology and price reductions, it ranks third in power generation from renewable sources in Spain.

The objective of this project is to design a photovoltaic solar installation in a municipality of Castilla y León, that will allow collective self-consumption in both municipal and private buildings. In addition, the different modalities to which it is possible to take advantage of based on current regulations are analyzed technically and economically.

Within the framework of decarbonisation, the idea is to establish an energy community. With this, it is intended to promote the use of renewable energies in a rural area and help to fight against depopulation in these areas.

KEY WORDS

Collective self-consumption, solar energy, photovoltaic, surplus, energy efficiency.



ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS	_____
ÍNDICE DE TABLAS	_____
SIGLAS Y ACRÓNIMOS	_____
1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	1
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. OBJETIVOS	2
2. ANTECEDENTES	5
2.1. DESARROLLO SOSTENIBLE	5
2.2. FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES	7
2.2.1. ENERGÍA EÓLICA	8
2.2.2. ENERGÍA HIDRÁULICA	9
2.2.3. ENERGÍA GEOTÉRMICA	10
2.2.4. ENERGÍA SOLAR	10
3. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	15
3.1. TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA	15
3.2. RADIACIÓN SOLAR	16
3.3. ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	18
3.3.1. MÓDULOS	19
3.3.2. INVERSOR	25
3.3.3. REGULADOR	26
3.3.4. SISTEMA DE ACUMULACIÓN	27
3.4. MARCO NORMATIVO DE REFERENCIA	30
4. AUTOCONSUMO. REAL DECRETO 244/2019	35
4.1. AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES	36
4.2. AUTOCONSUMO CON EXCEDENTES	37
4.2.1. ACOGIDO A COMPENSACIÓN	37
4.2.2. NO ACOGIDO A COMPENSACIÓN	38
5. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA UN CASO BASE	43
5.1. CONSUMOS DEL MUNICIPIO	44
5.2. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	46

5.3.	ASOCIACIÓN EN SERIE	48
5.4.	ASOCIACIÓN EN PARALELO	51
5.5.	ESTRUCTURA	53
5.6.	ESTUDIO VIABILIDAD ECONÓMICA	54
6.	DEFINICIÓN Y ANÁLISIS DE ESCENARIOS	59
6.1.	ESCENARIO BASE: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CON EXCEDENTES ACOGIDA A COMPENSACIÓN	60
6.2.	ESTUDIO DE VARIACIÓN DE POTENCIA DE LA INSTALACIÓN CON EXCEDENTES ACOGIDA A COMPENSACIÓN	71
6.3.	ESTUDIO DE VARIACIÓN DE POTENCIA DE LA INSTALACIÓN CON EXCEDENTES NO ACOGIDA A COMPENSACIÓN	76
6.4.	ESTUDIO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CON SISTEMA ACUMULACIÓN DE ENERGÍA	81
7.	TRAMITACIÓN	87
7.1.	GUÍA DE TRAMITACIÓN	87
7.2.	AYUDAS Y SUBVENCIONES	91
8.	PRESUPUESTO	95
9.	CONCLUSIONES	99
10.	LÍNEAS FUTURAS	103
11.	BIBLIOGRAFÍA	107
	ANEXOS	111
	ANEXO I. CONSUMOS MENSUALES POR EDIFICIO	113
	ANEXO II. FICHAS TÉCNICAS	117
	ANEXO III. CÁLCULO DISTANCIA ENTRE PANELES	125
	ANEXO IV. ESTUDIO ECONÓMICO EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA PARA LA MODALIDAD DE COMPENSACIÓN	129
	ANEXO V. ESTUDIO ECONÓMICO EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA PARA LA MODALIDAD SIN COMPENSACIÓN	135
	ANEXO VI. TRAMITACIÓN	141



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Estructura de generación de energía eléctrica en 2021.	7
Figura 2: Evolución anual de la potencia eólica (MW) instalada en España.	8
Figura 3: Generación hidráulica por comunidad en tanto por ciento (%). Fuente: Informe de REE.	9
Figura 4: Potencia solar fotovoltaica instalada por CC. AA. en 2020 en España. Fuente: Informe de REE.	11
Figura 5: Esquema de la unión P-N de un conjunto de células fotovoltaicas.	16
Figura 6: Representación de las variables geométricas latitud y declinación solar. Fuente: elaboración propia.	16
Figura 7: Representación de las variables geométricas azimut e inclinación. Fuente: Cantos Serrano (2016).	17
Figura 8: Representación de los distintos tipos de radiación. Fuente: elaboración propia.	18
Figura 9: Esquema de los elementos de una instalación fotovoltaica. Fuente: Cantos Serrano (2016).	19
Figura 10: Esquema de las partes de un panel fotovoltaico. Fuente: Cantos Serrano (2016).	20
Figura 11: Tipos de paneles fotovoltaicos. Fuente: Tritec-Intervento (2020).	21
Figura 12: Curva Intensidad - Tensión y Potencia - Tensión. Representación del punto de máxima potencia.	22
Figura 13: Curva experimental de un panel sometido a unas determinadas condiciones de temperatura y radiación. Fuente: Martínez Jiménez (2012).	23
Figura 14: Curva V-I de un módulo a diferentes temperaturas y 1000 W/m ² . Fuente: Martínez Jiménez (2012).	24
Figura 15: Curva V-I de un módulo a diferentes valores de irradiancia y 25 °C. Fuente: Martínez Jiménez (2012).	25
Figura 16: Sistema de acumulación de baterías estacionarias. Fuente: Cantos Serrano (2016).	29
Figura 17: Batería monoblock para instalaciones fotovoltaicas domésticas aisladas. Fuente: Rolls Battery Engineering (2022).	29
Figura 18: Diferentes posibilidades de autoconsumo.	39
Figura 19: Demanda mensual de energía (kWh) por edificio y total del conjunto.	45
Figura 20: Reparto porcentual de la demanda de energía por edificios.	45
Figura 21: Esquema del soporte inclinado de los módulos fotovoltaicos. Modelo Varifix de Würth.	54
Figura 22: Ejemplo de posibles curvas de demanda y generación de energía (Wh).	61
Figura 23: Curvas de demanda y generación de energía (kWh)	62
Figura 24: Flujos mensuales de energía (kWh).	66
Figura 25: Flujos mensuales de energía (kWh). Energía de red.	67
Figura 26: Flujos mensuales de energía (kWh). Energía compensada.	68
Figura 27: Curvas de producción de diferentes potencias instaladas frente a la demanda.	71
Figura 28: Flujos mensuales de energía (kWh) para 39 kWp. Energía compensada.	72
Figura 29: Flujos mensuales de energía (kWh) para 58 kWp. Energía compensada	72
Figura 30: Comparativa económica en función de la potencia instalada.	73

Figura 31: Gráfica en la que se puede visualizar el periodo de retorno. _____	74
Figura 32: Comparativa económica en función de la potencia instalada. _____	74
Figura 33: Representación de los ahorros obtenidos en función de la potencia instalada _____	75
Figura 34: Tasa Interna de Retorno en función de la potencia instalada. _____	76
Figura 35: Comparativa de ahorros según la modalidad de autoconsumo. _____	78
Figura 36: Comparativa económica en función de la potencia instalada. _____	79
Figura 37: comparativa de rentabilidad en función de la potencia y modalidad de autoconsumo. _____	79
Figura 38: Esquema de las variables geométricas. Elaboración propia. _____	125
Figura 39: Esquema de las dimensiones de la estructura utilizada en el diseño. _	126



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Características eléctricas de un panel fotovoltaico	21
Tabla 2: Características térmicas básicas de un panel fotovoltaico	23
Tabla 3: Parámetros eléctricos de un inversor	26
Tabla 4: Parámetros eléctricos de una batería	27
Tabla 5: Demanda mensual de energía (kWh) por edificios y total del conjunto	44
Tabla 6: Datos de energía mensual generada. Fuente: PVGIS	46
Tabla 7: Características del modelo de panel fotovoltaico escogido	46
Tabla 8: Producción total de energía (kWh)	47
Tabla 9: Características del modelo del inversor escogido	48
Tabla 10: Datos del observatorio meteorológico de Valladolid. AEMET	48
Tabla 11: Ejemplo de configuración de paneles dispuestos en 6 ramales	52
Tabla 12: Ejemplo de configuración de paneles dispuestos en 8 ramales	53
Tabla 13: Reparto anual de la energía generada (kWh)	62
Tabla 14: Energía (kWh) mensual auto consumida por edificio	63
Tabla 15: Energía (kWh) mensual excedentaria por edificio	64
Tabla 16: Energía de red (kWh) mensual por edificio	64
Tabla 17: Energía (kWh) excedentaria que participa en la compensación	65
Tabla 18: Energía (kWh) compensada	66
Tabla 19: Ahorro económico con instalación FV acogida a compensación de excedentes	69
Tabla 20: Cuenta de resultados (€). 48 kWp con compensación	70
Tabla 21: Ahorro económico con instalación FV NO acogida a compensación de excedentes	77
Tabla 22: Demanda de energía eléctrica (kWh) del ayuntamiento	113
Tabla 23: Análisis de la demanda de energía eléctrica (kWh) del centro cívico	114
Tabla 24: Análisis de la demanda de energía eléctrica (kWh) de la piscina	114
Tabla 25: Cuenta de resultados (€). 67 kWp acogida a compensación	129
Tabla 26: Cuenta de resultados (€). 58 kWp acogida a compensación	130
Tabla 27: Cuenta de resultados (€). 50 kWp acogida a compensación	131
Tabla 28: Cuenta de resultados (€). 39 kWp acogida a compensación	132
Tabla 29: Cuenta de resultados (€). 29 kWp acogida a compensación	133
Tabla 30: Cuenta de resultados (€). 67 kWp no acogida a compensación	135
Tabla 31: Cuenta de resultados (€). 58 kWp no acogida a compensación	136
Tabla 32: Cuenta de resultados (€). 50 kWp no acogida a compensación	137
Tabla 33: Cuenta de resultados (€). 39 kWp no acogida a compensación	138
Tabla 34: Cuenta de resultados (€). 29 kWp no acogida a compensación	139



SIGLAS Y ACRÓNIMOS

ACS: Agua Caliente Sanitaria
AEE: Asociación Empresarial Eólica
AEMET: Agencia Estatal de Meteorología
CAU: Código de Autoconsumo
CIE: Certificado de Instalación Eléctrica
CTE: Código Técnico de la Edificación
CUPS: Código Unificado del Punto de Suministro
ED: Empresa Distribuidora
EI: Empresa Instaladora
ENERAGEN: Asociación de Agencias Españolas de Gestión de la Energía
eSIOS: Web de Sistema de Información del Operador del Sistema
GEI: Gases de Efecto Invernadero
IBI: Impuesto sobre Bienes Inmuebles
ICIO: Impuesto de Construcciones y Obras
IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
MITECO: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
MITMA: Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana
OCA: Organismo de Control Autorizado
ODS: Objetivo de Desarrollo Sostenible
ONU: Organización de las Naciones Unidas
PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
PRTR: Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
PVPC: Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor
RAIPEE: Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica
RD: Real Decreto
REE: Red Eléctrica de España
RISE: Registro de Instalaciones de Seguridad Industrial
TIC: Tecnologías de la Información y Comunicación



CAPÍTULO 1:

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS



1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1. INTRODUCCIÓN

En el presente estudio se pretende analizar los beneficios que puede aportar la modalidad de autoconsumo colectivo a un municipio. El propósito principal es dimensionar una instalación de paneles fotovoltaicos que sirva de apoyo energético a diversos edificios municipales del propio pueblo.

La motivación viene dada por la aprobación del **Real Decreto 244/2019**, el **5 de abril de 2019**, el cual establece las condiciones técnicas, administrativas y económicas por las que se regula el autoconsumo eléctrico en España.

Dicha aprobación implica cambios significativos en el sector energético español. En primer lugar, el cambio más sustancial es el reconocimiento del autoconsumo eléctrico colectivo, ya que hasta la fecha sólo se permitía el autoconsumo individual. Esto significa que un grupo de propietarios pueden consumir energía de la misma instalación de paneles. Siguiendo esta línea, se establece una nueva modalidad consistente en la compensación de energía de red a partir de la energía excedentaria, es decir, aquella energía producida y que no se haya consumido. Además, en el **Real Decreto 244/2019** se encuentran nuevas medidas básicas como la supresión del impuesto al sol.

Lo que se pretende con el nuevo Real Decreto es potenciar el uso de las energías renovables y, junto con el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia financiado por la Unión Europea, implantar los sistemas de generación de energía renovable en el sector residencial. En este contexto, aparece el término de Reto Demográfico que, según el MITECO, consiste en buscar soluciones a la despoblación del medio rural (a donde va dirigido en parte el presente trabajo), caída de la natalidad o sobrepoblación estacional.

Para dar solución a lo expuesto, surge el interés de establecer una comunidad energética en municipios pequeños, que les brinde la oportunidad de beneficiarse de forma social y medioambiental. Para ello, se comienza analizando también en el presente trabajo, las ventajas e inconvenientes de implantar una instalación solar fotovoltaica de la que puedan beneficiarse tanto edificios municipales como particulares.

1.2.OBJETIVOS

El objetivo principal es diseñar una instalación fotovoltaica destinada al autoconsumo colectivo en un municipio tipo del territorio español, representativo de poblaciones de hasta 1000 habitantes.

Para ello, se analizan y se comparan varios casos de estudio. Dichos casos pasan por considerar las diferentes modalidades de autoconsumo que se verán más adelante en detalle, además de distintas formas de aprovechar los excedentes de energía. Todo ello se va a recoger en el presente documento junto con las condiciones técnicas necesarias para realizar la instalación, normativa y cálculos que definan el proceso de diseño de la propia instalación generadora, así como el análisis económico y la correspondiente tramitación para su ejecución.

Asimismo, este estudio tiene como objetivo el diseño de una instalación lo más similar a la realidad, de forma que sirva como modelo de aplicación a distintos municipios de similares características a las expuestas, esto es, municipio de Castilla y León con aproximadamente 1000 habitantes. No se debe olvidar la esencia del propio trabajo, que es conseguir un ahorro en el consumo energético con el fin de reducir el creciente impacto ambiental dimanante de los distintos tipos de generación de energía no renovable.

El propósito es fomentar las instalaciones de este tipo y, con ello, el desarrollo energético sostenible. Para ello, se recorren los siguientes puntos a lo largo del trabajo:

- ❖ Conocer las distintas alternativas de energías renovables.
- ❖ Analizar el sector energético español, en concreto el sector solar fotovoltaico.
- ❖ Conocer el proceso de obtención de energía eléctrica a partir de la tecnología solar fotovoltaica.
- ❖ Definir los diferentes componentes que constituyen la instalación.
- ❖ Estudiar las diferentes modalidades de autoconsumo recogidas en el RD 244/2019.
- ❖ Analizar el consumo energético por tipología de edificio teniendo en cuenta superficie y ocupación.
- ❖ Diseñar una instalación fotovoltaica y plantear varios escenarios en función del uso de los excedentes variando la potencia a instalar.
- ❖ Escoger la solución óptima, presentar un presupuesto y explicar la tramitación necesaria y fondos de financiación actuales.



CAPÍTULO 2: ANTECEDENTES



2. ANTECEDENTES

La línea de investigación del Departamento de Ingeniería Energética y Fluidomecánica se enfoca en cuestiones de análisis de eficiencia energética y desarrollo sostenible. Por ello, se han consultado varios trabajos llevados a cabo en el propio departamento.

El primero de ellos, la tesis doctoral realizada por Castrillón Mendoza (2021) denominada “Herramientas de gestión energética para el desarrollo sostenible en edificios aplicado a un campus universitario en Colombia” en el que establece un análisis energético. Este proyecto junto con la labor realizada por Ramos Díez (2021) en su Trabajo Fin de Grado “Dimensionado de una instalación Fotovoltaica en una casa rural” sirven como precedente para el desarrollo del presente trabajo sobre el dimensionado de una instalación fotovoltaica y, por tanto, continuar la línea de trabajo del departamento.

2.1. DESARROLLO SOSTENIBLE

La sociedad se enfrenta al cambio climático como uno de los mayores desafíos hasta la fecha. Por ello, el compromiso de las instituciones en materia medioambiental es esencial para hacer frente a la gran amenaza que supone.

En la actualidad hay diversos programas internacionales que se basan en la cooperación entre países para alcanzar un objetivo común: desarrollo social, económico y tecnológico con el fin de preservar el planeta. Uno de estos planes enfocados al desarrollo sostenible es la Agenda 2030, el cual es un programa firmado en 2015 por todos los Estados miembros de la ONU.

Por ello, el MITMA define la importancia de la misma, así como la de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) que recoge. Estos se dividen en 169 metas a cumplir en el año 2030. A su vez, poseen 5 ejes centrales, dirigidos a avanzar contra la pobreza en todas sus formas, gestión sostenible de recursos naturales, prosperidad económica, social y tecnológica, así como lograr una sociedad justa e inclusiva en la que poder implementar la Agenda 2030 por medio de la participación colectiva y solidaria.

En lo que ocupa al Estado Español, se ha aprobado recientemente la versión definitiva del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima o PNIEC (2020), el cual contempla medidas como la reducción del 23% de emisiones de GEI, que el 42% de la energía provenga de fuentes de energías renovables, cerca del 40% de mejora de la eficiencia energética y que la producción de electricidad proceda de un 74% de energía renovable.

Es un plan ambicioso que va más allá, poniendo el ojo en la descarbonización de España en 2050, a través de medidas como aumentar la potencia instalada en el sector eléctrico de tecnologías renovables, reducción de emisiones en el sector de la movilidad y transporte o el impulso de biocarburantes.

Un tema importante que trata este plan es la seguridad energética. Es un gran reto compensar la potencia retirada con energía solar y eólica, entre otras. Además, recoge líneas de trabajo como desarrollar la red de transporte y distribución para evitar limitaciones de suministro. Por otro lado, es importante mantener un mercado energético justo y competitivo, con medidas de protección de los consumidores y, en especial, de los más vulnerables. En otra de las líneas principales aparece el nombre de comunidades energéticas, el cual se comenta a continuación con un carácter local.

Una comunidad energética puede ser una comunidad de vecinos o un municipio como el que se presenta en este trabajo, cuyo objetivo principal es aprovecharse del potencial energético a través de una instalación de paneles fotovoltaicos que ofrezcan cobertura a edificios municipales e incluso a propiedades privadas. Asimismo, hay múltiples actividades dentro de la definición de comunidad energética, como, por ejemplo, la instalación de puntos de recarga de vehículo eléctrico, almacenamiento de energía en sistemas de acumulación o servicios de eficiencia energética en edificios.

Según Red de Comunidades Energéticas (2022), una comunidad energética es una entidad jurídica de participación abierta y voluntaria, autónoma y controlada por miembros locales. Tiene como finalidad aportar beneficios en lo económico, social y medioambiental.

El concepto de comunidad energética posee un significado amplio, que nace de la necesidad de la ciudadanía de beneficiarse de la capacidad de producir energía propia que, a su vez, deriva en un ahorro económico. Además de los beneficios ambientales, que son obvios, el término de comunidad energética aporta diferentes beneficios sociales. El más claro viene de la mano de crear un proyecto colectivo, que fomente la incorporación de energías renovables por parte del propio consumidor, el cual adopte un rol con mayor responsabilidad.

Todo esto se traduce en una mayor participación del ciudadano, concienciación de la necesaria transición ecológica, mejora del entramado de negocio local y reducción de pobreza energética favoreciendo la equidad social. Tampoco se debe olvidar los beneficios económicos que supone reducir subordinación frente a compañías eléctricas, favoreciendo la competitividad en precios.

Por lo tanto, una de las ideas del presente trabajo, es aprovechar estos aspectos para combatir la despoblación rural y ayudar a crear un tejido social, laboral y económico en municipios de España, y en concreto, de Castilla y León.



2.2. FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES

Las fuentes de energía se definen, según Acciona (2020), como aquellos recursos naturales de los que el ser humano puede extraer energía con el fin de satisfacer las necesidades de la sociedad. Dichas fuentes de energía se clasifican en dos grupos bien diferenciados. Por un lado, las fuentes de energía no renovables son principalmente aquellas derivadas de combustibles fósiles (petróleo, carbón y gas natural) y de la energía nuclear.

Por otro lado, se tiene que las energías renovables proceden de recursos abundantes como el sol, el agua o el viento. Son fuentes de energías limpias, inagotables y crecientemente competitivas. Destacan por encima de los combustibles fósiles porque apenas producen gases de efecto invernadero ni emisiones contaminantes en comparación con estos. Además, reducen la huella de carbono y contribuyen a la mejora de la calidad del aire.

Un objetivo inteligente es intentar producir este tipo de energía, ya que cada vez es más rentable debido a los avances en ciencia y tecnología. Además, hay que aprovecharse de la situación geográfica de España, de las condiciones climatológicas, de la hidrografía y orografía. La combinación de estas hace que España sea un lugar idóneo donde apostar por energías renovables.

Otra razón para demandar un incremento de uso de energía renovable es para conseguir la mayor independencia energética posible en España. Esto conlleva la generación de empleo directo, favoreciendo la economía a nivel nacional.

En la siguiente Figura 1 generada con el programa Excel a partir de los datos recogidos de Red Eléctrica de España (2022), muestra la estructura de la producción de electricidad en el primer semestre de 2021 en España.

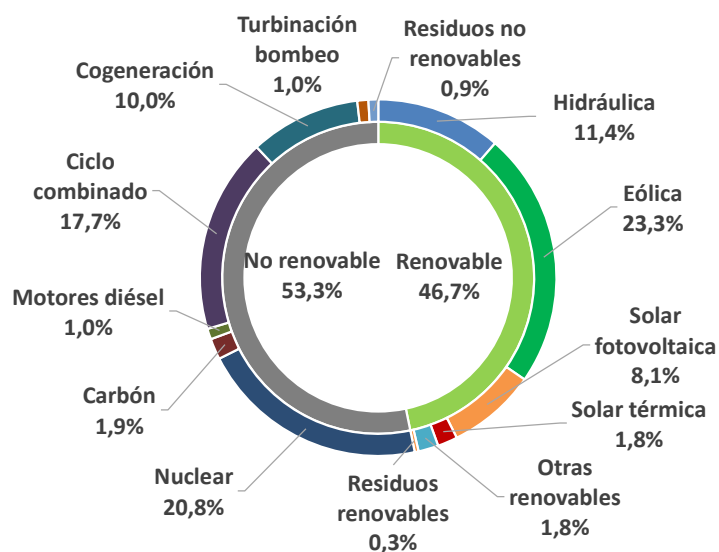


Figura 1: Estructura de generación de energía eléctrica en 2021.
Fuente: elaboración propia a partir de datos de REE.

Como se puede observar, la producción de energía eléctrica en el primer semestre de 2021 a partir de tecnologías renovables alcanza el 46,7%. Esto es casi 3 puntos porcentuales por encima de lo que se cerró el año anterior, 2020.

A continuación, se explican las características de los modelos de producción de energía a partir de las principales fuentes de energía limpia, así como sus ventajas e inconvenientes destacadas. Además, por ser objeto de aplicación en este trabajo, se comentará de forma más exhaustiva la situación de la energía solar fotovoltaica y los principales motivos de aplicación en España.

2.2.1. ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica utiliza las corrientes de aire para transformar la energía cinética en energía eléctrica, según Iberdrola (2022). Para ello hace uso de aerogeneradores encargados de captar la fuerza del viento a través de las palas y, mediante el rotor, convertirla en energía mecánica de rotación. Un multiplicador conectado al generador eleva la velocidad de giro, y este último convierte la energía mecánica de rotación en energía eléctrica.

Se pueden encontrar instalaciones de aerogeneradores tanto en el medio terrestre como marítimo, siendo una característica común agrupaciones de molinos destinados a aprovechar la energía del viento.

Según la Asociación Empresarial Eólica (2022) la energía eólica abasteció de electricidad el 21,9% de la demanda en España en 2020. En el pasado año, 2021, la cifra de cobertura alcanzó el 23% tal y como representa la anterior Figura 1. Por otro lado, como se puede observar en la Figura 2 en 2020 se superó los 27.000 MW de potencia eólica instalada, de los más de 110.000 MW de potencia renovable que había instalada en España.

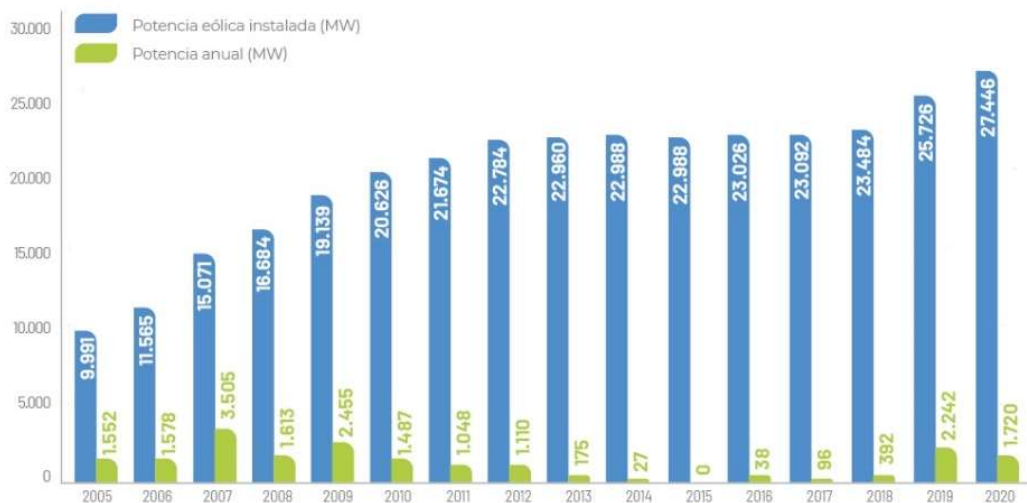


Figura 2: Evolución anual de la potencia eólica (MW) instalada en España.

Fuente: AEE.



Además, España es el tercer exportador de aerogeneradores del mundo. Todos estos datos abalan el entramado industrial sólido y de calidad que crea el sector eólico en nuestro país.

2.2.2. ENERGÍA HIDRÁULICA

Según explica Endesa (2021), la energía hidráulica o hidroeléctrica es la energía renovable que consigue aprovechar la energía cinética y potencial contenida en las corrientes de agua. Es decir, la fuerza de ríos y mares se utiliza para producir electricidad. Para ello se construyen las centrales hidroeléctricas, las cuales funcionan gracias al movimiento que una corriente o salto de agua produce en una turbina.

Tal y como se introdujo en el apartado anterior, nos encontramos con una fuente de energía limpia porque no produce gases contaminantes. Además, es inagotable y flexible, ya que se puede regular teniendo en cuenta la demanda instantánea. En este sentido, la época en la que se produce más energía de este tipo es al final del invierno y principios de la primavera, época en la que se producen los deshielos y aumento de precipitaciones.

Asimismo, en la Figura 1, se pudo observar que la energía hidráulica en el 2021 en España sigue estando por detrás de la eólica y delante de la solar fotovoltaica en cuanto a producción de electricidad. Por comparar en números de potencia instalada, en España a 2021, hay cerca de 17.100 MW instalados de potencia hidráulica, 10.000 MW menos que la tecnología eólica. Claramente se observa una correlación entre potencia instalada y energía producida.

A continuación, en la Figura 3 se puede visualizar la generación de energía hidráulica por comunidad autónoma respecto a la generación a nivel nacional, teniendo como referente el informe sobre “energías renovables en el sistema eléctrico español en 2020” de Red Eléctrica de España (2021):

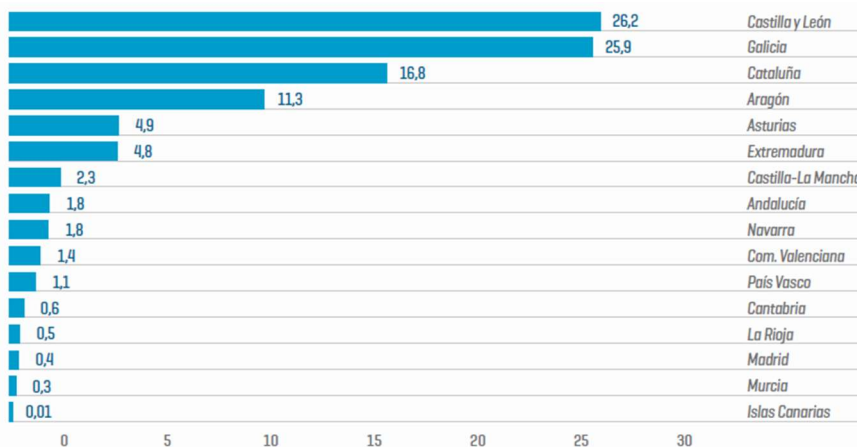


Figura 3: Generación hidráulica por comunidad en tanto por ciento (%).

Fuente: Informe de REE.

Las mayores producciones de electricidad se encuentran en Castilla y León, Galicia y Cataluña. Le siguen otras comunidades como Aragón. Esto se debe a que las principales cuencas hidrográficas son las del Duero y Ebro. No obstante, aparece también Galicia debido a su extensión y al clima tan lluvioso.

2.2.3. ENERGÍA GEOTÉRMICA

Se trata de una energía limpia y renovable que aprovecha el calor almacenado en el interior de la Tierra para generar electricidad, alimentar sistemas de calefacción, climatización o cualquier proceso industrial que requiera grandes cantidades de energía.

Según recoge la página web del Instituto Geológico y Minero de España, la tecnología geotérmica se puede diferenciar en función del nivel térmico del recurso. En primer lugar, cuando el nivel térmico supera los 150°C (denominado “alta temperatura”) se emplea en producir electricidad directamente. En cambio, entre 100 y 150°C (media temperatura) se utiliza principalmente en procesos industriales. Por último, los recursos de baja temperatura van destinados a calefacción en viviendas o procesos industriales.

Cabe destacar que, en España, los recursos geotérmicos analizados en la península son principalmente de baja temperatura (50-90°C). Sin embargo, en el archipiélago de las Islas Canarias es probable que albergue recursos de alta temperatura. El problema es la inviabilidad técnica y económica.

Una de las principales ventajas que posee es que no depende de las estaciones ni es periódica, como podría ser la hidroeléctrica. Por último, se encuentran inconvenientes como el alto coste de la instalación, necesidad de un tedioso estudio previo geográfico y la posible contaminación de acuíferos.

2.2.4. ENERGÍA SOLAR

En términos generales, la energía solar es aquella que aprovecha la radiación electromagnética proveniente del sol. Dependiendo del proceso de obtención podemos distinguir entre **solar térmica** y **solar fotovoltaica**. Siendo ésta última el interés principal del presente trabajo.

La **energía solar térmica** consiste en aprovechar la energía del sol para producir calor. Este calor puede ir destinado a obtener Agua Caliente Sanitaria (ACS) o para producir energía eléctrica. El dispositivo principal es el colector solar. Según Vega de Kuyper y Ramírez Morales (2014) el colector solar es un elemento formado por una superficie negra absorbente que convierte la radiación solar en calor, tubos por donde circula el agua y una cubierta de vidrio que evite las pérdidas, es decir, permite acceder a la radiación procedente del Sol, pero retiene la radiación emitida por la superficie absorbente.



Tal y como se comprobó en la Figura 1, en España representa un porcentaje muy pequeño de generación. Estamos hablando de alrededor de un 2% respecto al resto de energías renovables. A pesar de esto, se ha incentivado a través de ayudas y subvenciones, adaptando además las normativas requeridas para ampliar el número de instalaciones.

El Ministerio de Fomento (2019) recoge en el Código Técnico de la Edificación (CTE) un Documento Básico de Ahorro de Energía (DB-HE) donde se especifica la contribución mínima de energía renovable para cubrir la demanda de agua caliente sanitaria (ACS), en concreto, en edificios de nueva construcción con una demanda de agua caliente sanitaria superior a 100 litros al día o climatización de piscinas, entre otros. La contribución mínima de energía procedente de fuentes renovables en estos casos anteriores será del 70%.

Por otro lado, la **energía solar fotovoltaica** alcanzó en 2020 el liderazgo como la tecnología de generación a nivel mundial, teniendo en cuenta las renovables y no renovables. Según el informe de 2020 de Red Eléctrica de España (2021) China lidera la lista como el país que más potencia instala anualmente, estando España en décimo lugar por detrás de países europeos como Alemania.

Dentro de España, se puede ver claramente en la Figura 4, cómo se distribuye la potencia instalada por Comunidades Autónomas. Solo las Comunidades de Andalucía, Extremadura, Castilla-La Mancha Murcia y Aragón superan el 82% de la potencia solar fotovoltaica instalada a nivel nacional.

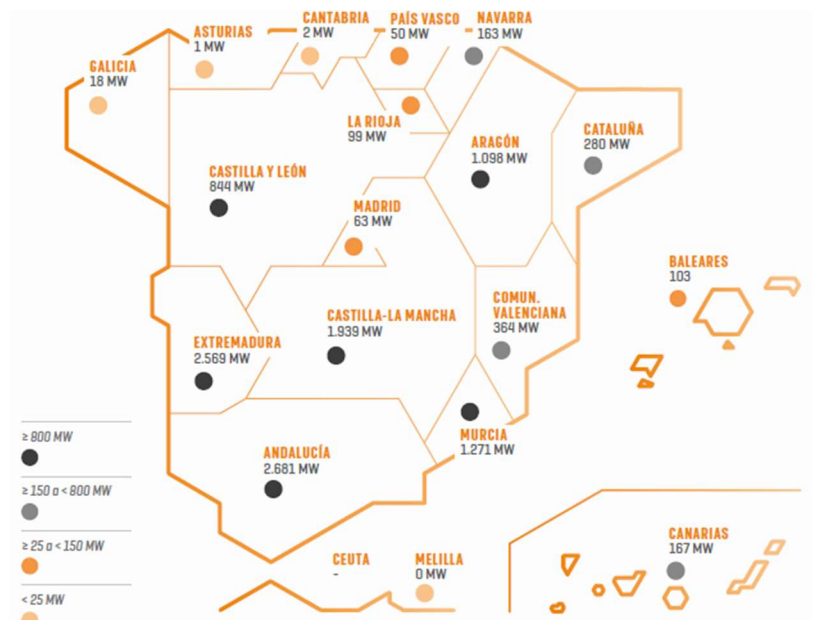


Figura 4: Potencia solar fotovoltaica instalada por CC. AA. en 2020 en España. Fuente: Informe de REE.

Todos estos datos reflejan un mercado en auge el cual se sostiene gracias a la reducción continua de costes, competencia con otras tecnologías renovables, multitud de planes y ayudas para su implantación, así como la cantidad de usos que puede ofrecer. Esto es, aplicaciones en bombeo de agua, recarga de vehículo eléctrico, paneles fotovoltaicos flotantes, autoconsumo colectivo en comunidad de vecinos, etc.



CAPÍTULO 3:

ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA



3. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Es un tipo de energía renovable que se obtiene a partir de la transformación de la radiación solar incidente sobre un sistema de captación, en energía eléctrica. El proceso mediante el cual ocurre esta transformación se denomina efecto fotoeléctrico. El causante del proceso es el fotón, el cual es el elemento básico de la radiación electromagnética, pudiéndose diferenciar varios tipos atendiendo a su origen y energía. Como ya se comentó en el capítulo anterior, la radiación solar, a su paso por la atmósfera, se atenúa al atravesar distintos componentes como principalmente el ozono o el vapor de agua.

3.1. TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA

El dispositivo que lleva a cabo dicha transformación es la célula fotovoltaica. Se fabrica principalmente con silicio, un material semiconductor. La conductividad eléctrica de los semiconductores aumenta cuando se incrementa la temperatura según Vega de Kuyper y Ramírez Morales (2014). Cuando los fotones inciden sobre él, adquiere cierta energía y se libera un flujo de electrones procedente de la última capa de los átomos de silicio. Este mismo flujo de electrones es el que genera electricidad.

Los distintos semiconductores se pueden clasificar en intrínsecos y extrínsecos. Los intrínsecos son los materiales puros como el silicio (Si). Por otro lado, los extrínsecos son aquellos semiconductores dopados con impurezas las cuales permiten aumentar la conductividad eléctrica. Dependiendo del tipo de impureza, aparecen dos familias de semiconductores, los de tipo N y tipo P:

- ❖ **Semiconductor extrínseco tipo N:** se obtiene al introducir átomos con 5 electrones de valencia (en la última capa) como por ejemplo el fósforo (P), en la estructura del silicio, el cual tiene 4. De esta forma, el fósforo cede electrones.
- ❖ **Semiconductor extrínseco tipo P:** de forma análoga, se logra al introducir átomos con 3 electrones de valencia, como por ejemplo el boro (B), en la estructura del silicio. De esta forma se crea un hueco que atrae a un electrón de un átomo de silicio vecino. De manera consecutiva, los electrones se desplazan en sentido contrario a la creación de huecos.

Llegados a este punto, si se superponen ambas estructuras, se obtiene una unión de semiconductor tipo n y tipo p, a la que denominamos anteriormente célula fotovoltaica.

Cada conjunto de células fotovoltaicas está formado por dos regiones de semiconductor unidas por un conductor en cortocircuito, tal y como podemos ver en la Figura 5 y señala el blog Área Tecnología de Rodríguez. En la propia unión, se produce un potencial eléctrico que resulta de la distribución de cargas positivas y negativas.

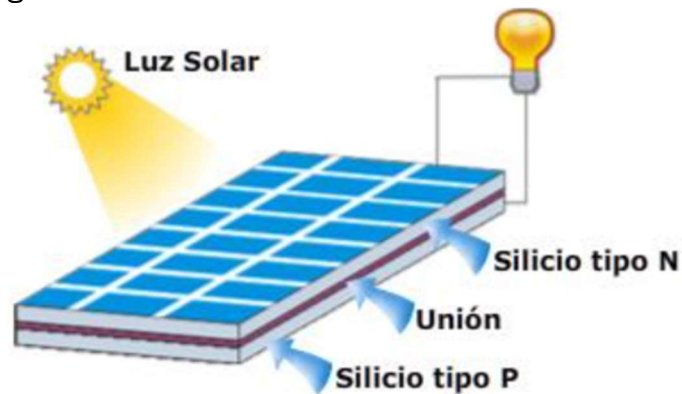


Figura 5: Esquema de la unión P-N de un conjunto de células fotovoltaicas.
Fuente: Blog Área Tecnología.

Cuando los fotones inciden en el material generan un movimiento de electrones y huecos que da lugar a una corriente eléctrica a través del conductor. Uniendo varias células en serie, obtenemos un módulo fotovoltaico.

3.2. RADIACIÓN SOLAR

En primer lugar, es preciso conocer la cantidad de energía que se puede aprovechar de la total emitida por el Sol. Según Velasco Gómez (2007) esto depende en gran medida de factores como la posición de la Tierra en función de su movimiento de rotación y traslación, posición de los paneles fotovoltaicos o composición del medio que tiene que atravesar hasta llegar a la superficie terrestre. Se comienza definiendo algunas variables geométricas que afectan al cálculo de la radiación, las cuales son la **latitud** (ϕ) y la **declinación solar** (δ).

La **latitud** es el ángulo formado por un punto geográfico determinado y el plano del Ecuador. En cambio, la **declinación solar** es el ángulo formado por la línea Sol-Tierra (al mediodía solar) y el plano del Ecuador. A continuación, los esquemas de la Figura 6 muestran de forma clara estos dos conceptos.



Figura 6: Representación de las variables geométricas latitud y declinación solar.
Fuente: elaboración propia.



Una vez que se define el emplazamiento donde se va a situar el sistema fotovoltaico, se debe conocer cuál es la posición del propio panel respecto del Sol. Básicamente nos encontramos con dos variables geométricas más que afectan directamente al rendimiento de la instalación, que son el **azimut (α)** y la **inclinación (β)**.

El **azimut** es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la línea perpendicular a la superficie del panel con el meridiano del lugar (dirección norte-sur geográfico). Debido a que España se encuentra en el hemisferio norte, la orientación de los módulos debe ser con ángulo azimut 0° . Un valor positivo de azimut representa orientación oeste mientras que un azimut negativo hace referencia a la orientación este.

Por otro lado, se define la **inclinación** como el ángulo que forma el módulo fotovoltaico con el plano horizontal. Este último depende directamente de la latitud y de la época de uso de la instalación. Ya sea en el caso de tener mayor latitud o dar un uso invernal a los paneles, se requiere una mayor inclinación. En definitiva, la forma de aprovechar al máximo la radiación incidente es inclinando la superficie del panel hasta conseguir que la radiación incida lo más perpendicular posible. En la Figura 7 se pueden ver representados ambos conceptos:

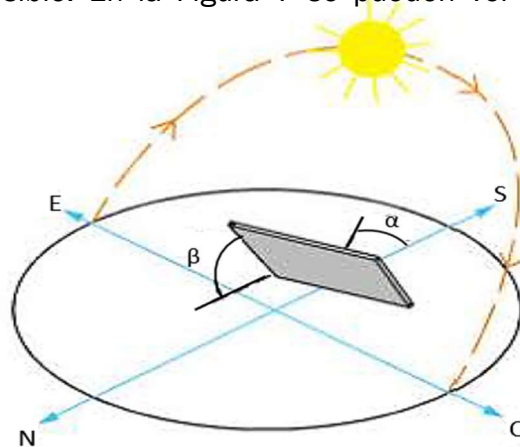


Figura 7: Representación de las variables geométricas azimut e inclinación.
Fuente: Cantos Serrano (2016).

Se sabe que la intensidad de la radiación solar medida con ayuda de satélites artificiales nos ofrece un valor de 1353 W/m^2 . Hay que tener en cuenta que este valor, llamado Constante Solar, está medido en el vacío, ligeramente por encima de la atmósfera. Si tenemos en cuenta el efecto de la atmósfera, este valor se verá reducido.

En primer lugar, la **radiación global** que recibe la tierra está compuesta por radiación **directa, difusa y reflejada**. La **radiación directa** es la que llega en línea recta procedente del sol a la superficie de la tierra, pero se ve minorada por el

vapor de agua presente en la atmósfera, gases como el dióxido de carbono (CO₂), ozono (O₃), o metano (CH₄) y distintas partículas en suspensión. La **radiación difusa** es aquella que, al colisionar con polvo en suspensión o nubes, se dispersa y llega a la superficie terrestre desde todos los puntos de la bóveda celeste, sin un patrón definido. La suma de estas dos es la radiación total que se tiene en cuenta a la hora de calcular la producción de energía de un sistema solar fotovoltaico como este caso. Por último, se tiene la **radiación de albedo**, la cual es reflejada tanto por la atmósfera, por la superficie terrestre y por las nubes. Se representan los distintos tipos de radiación en la Figura 8:

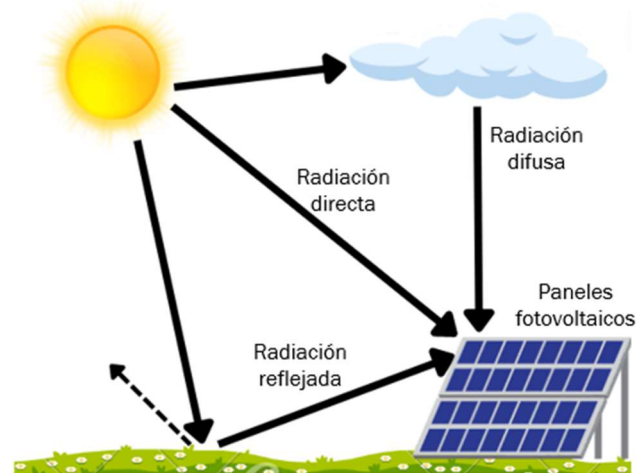


Figura 8: Representación de los distintos tipos de radiación.
Fuente: elaboración propia.

Una vez tenido en cuenta el efecto de la atmósfera sobre la radiación total, ésta es minorada hasta llegar a un valor que ronda los 1000 W/m².

En la práctica, la radiación solar se puede determinar a partir de tablas de energía recibida en una superficie horizontal situada en una ciudad a lo largo de un año. Actualmente, es más común utilizar herramientas online o aplicaciones que permiten obtener datos de radiación solar en un lugar geográfico concreto.

3.3.ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Para poder entender el desempeño de la instalación generadora de energía eléctrica, es necesario analizar y estudiar todos los componentes imprescindibles para el correcto funcionamiento. En líneas generales, una instalación de este tipo está formada por los módulos fotovoltaicos, un inversor de corriente, un regulador si se añade sistema de acumulación y el correspondiente cableado y cajas de conexiones. Además, en el caso de autoconsumo colectivo, es necesario un contador individual por cada consumidor, así como un contador de consumo bidireccional en el caso de existir energía excedentaria.



En la Figura 9 se puede ver un esquema de una instalación fotovoltaica, cuyos elementos describiremos a continuación.

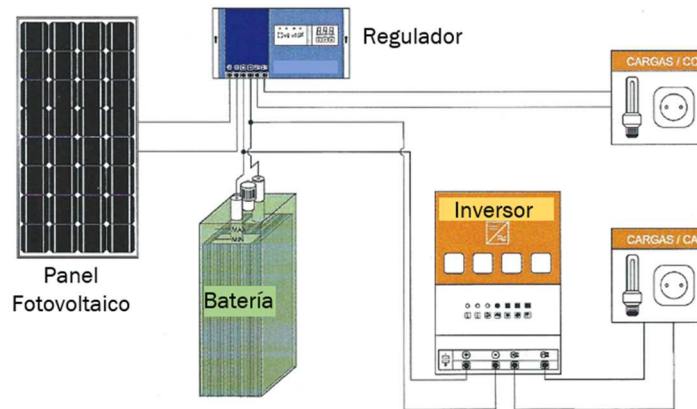


Figura 9: Esquema de los elementos de una instalación fotovoltaica.
Fuente: Cantos Serrano (2016).

3.3.1. MÓDULOS

En este apartado, conviene hacer una introducción acerca de los contenidos que se van a tratar. De forma resumida, se va a explicar las partes de un módulo fotovoltaico, tipos de módulos en función de la eficiencia, las características eléctricas y térmicas y, por último, las diferentes formas de conectar los módulos en función de las necesidades.

Los módulos o paneles fotovoltaicos son los encargados de captar la radiación solar y transformarla en corriente continua. Están formados por la conexión sucesiva en serie y/o paralelo de células solares. Esta conexión en serie de las células permite aumentar la tensión de salida mientras que la asociación en paralelo permite obtener la intensidad deseada.

Según Cantos Serrano (2016) el conjunto de células fotovoltaicas está dispuesto sobre una plancha de aluminio que hace de base. A su vez, por la parte superior (en contacto con la luz solar), la cubierta exterior de vidrio favorece la transmisión de energía solar. Además de proteger, posee propiedades antiadherentes para evitar que se acumule suciedad. Un nivel por debajo se añade una capa de silicona o EVA (etilen-vinil-acetato) llamada encapsulante, la cual aísla eléctricamente a las células y permite una buena transmisión de la radiación. Todo ello se recoge dentro de un marco metálico de aluminio que facilita el montaje a partir de distintos elementos de sujeción. Proporciona estanqueidad y rigidez al panel.

Para completar el montaje, el panel incluye una caja estanca, el cableado y bornes de conexión. Generalmente la caja de conexión incluye diodos bypass, los cuales se encargan de cortocircuitar aquellas zonas del panel que no están generando electricidad (ya sea por daños o sombras) de forma que no perjudique al comportamiento del resto del panel. Así, en la Figura 10, se puede ver un esquema representativo de la estructura de un módulo fotovoltaico.

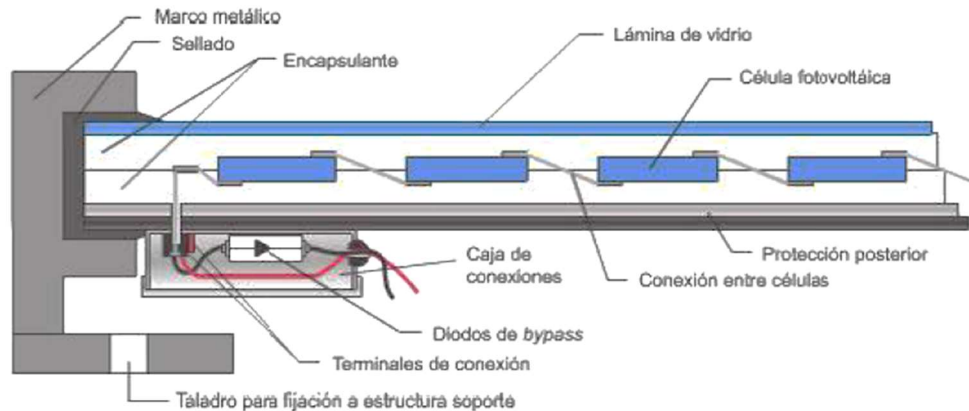


Figura 10: Esquema de las partes de un panel fotovoltaico.
Fuente: Cantos Serrano (2016).

Más adelante, en este mismo trabajo, se verán los criterios a seguir para diseñar las características del módulo fotovoltaico más adecuado a las necesidades.

Prácticamente la mayoría de las células fotovoltaicas están formadas por silicio. Podemos distinguir los paneles fotovoltaicos por su eficiencia en función de los siguientes tipos de silicio según Cantos Serrano (2016):

- ❖ **Silicio monocristalino:** el silicio es elaborado a partir de un procedimiento de solidificación para obtener una determinada estructura cristalina, la cual permite un mejor movimiento de los electrones. Se consigue una eficiencia de alrededor del 18%, por lo que encarece su precio. Cabe destacar que tanto las células de silicio policristalino como las de silicio monocristalino son las más utilizadas en el mercado.
- ❖ **Silicio policristalino:** el silicio no tiene una estructura uniforme ya que se fabrican a partir de silicio fundido y se solidifica sin un control específico. Esto hace que su eficiencia sea levemente menor que el monocristalino (13-15%) y se traduce en un menor precio. Se caracterizan por su tono azulado, a diferencia de las células de silicio monocristalino que se aprecian con un tono negro.
- ❖ **Silicio amorfo o de capa fina:** son flexibles y se amoldan a cualquier superficie. El problema es su baja eficiencia, la cual se sitúa en torno a un 10%.

En la Figura 11 se puede ver las diferencias en el color antes citadas según Tritec-Intervento (2020):

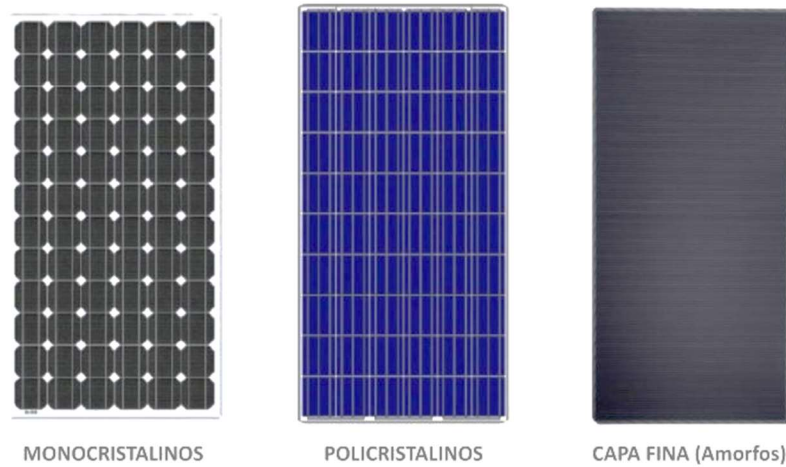


Figura 11: Tipos de paneles fotovoltaicos. Fuente: Tritec-Intervento (2020).

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Para poder seleccionar el módulo más adecuado a las necesidades, es preciso conocer detalladamente las especificaciones eléctricas, según Martínez Jiménez (2012). En primer lugar, las **condiciones estándar de medida (CEM)** a las que el fabricante hace referencia para caracterizar sus módulos son las siguientes:

- ❖ Irradiancia 1000 W/m²
- ❖ Temperatura de la célula 25°C con una tolerancia de ±2°C

A continuación, se adjunta en la Tabla 1 de la siguiente página, un resumen de las especificaciones eléctricas que deberían ser proporcionadas por cualquier fabricante de paneles solares fotovoltaicos.

Tabla 1: Características eléctricas de un panel fotovoltaico

MAGNITUD	SÍMBOLO	UNIDAD
Potencia pico	P_{PMP}	W_p
Tolerancia	ΔP	%
Corriente de máxima potencia	I_{PMP}	A
Tensión de máxima potencia	V_{PMP}	V
Corriente de cortocircuito	I_{SC}	A
Tensión circuito abierto	V_{OC}	V
Tensión máxima	$V_{m\acute{a}x}$	V
Tensión nominal	V_o	V
Factor de forma	FF	%

Potencia pico (P_{PMP}): es el mayor valor de potencia que se obtiene como resultado del producto de la tensión e intensidad en las condiciones estándar de medida. Viene dado por la ecuación (E-1):

$$P_{PMP} = V_{PMP} \cdot I_{PMP} \quad (E-1)$$

Como ya se ha visto, es habitual que el propio panel reciba una radiación por debajo de 1000 W/m^2 . Esto implica que la potencia será siempre inferior a la potencia nominal pico.

Se añade en la Figura 12 una gráfica que representa dos conceptos. Por un lado, se tiene en color rojo la curva intensidad - tensión o curva característica del panel. Esta representa el comportamiento del panel en unas condiciones de temperatura y radiación determinadas. Por otro lado, en color azul se observa la curva de potencia del panel solar. Se aprecia que en el punto de máxima potencia, esta curva alcanza el máximo valor.

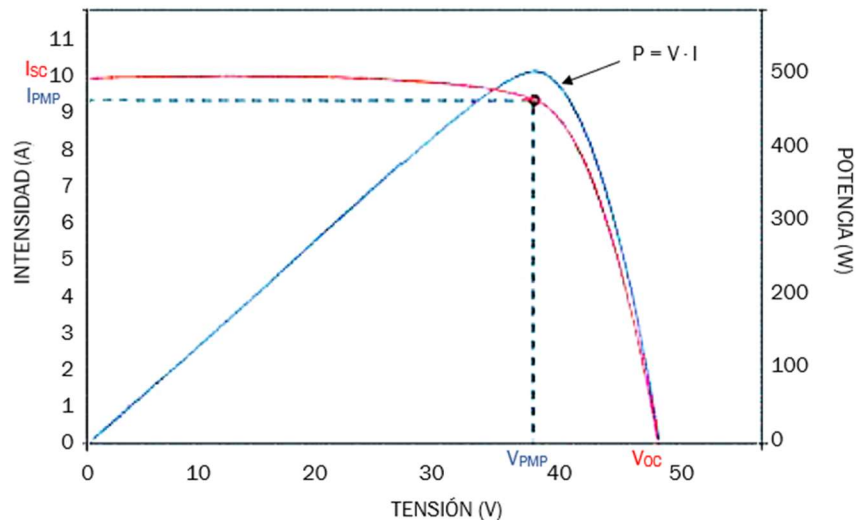


Figura 12: Curva Intensidad - Tensión y Potencia - Tensión. Representación del punto de máxima potencia.

Corriente de cortocircuito (I_{sc}): es la corriente máxima que es capaz de proporcionar el módulo cuando, al colocar un amperímetro conectado a sus bornes, la tensión es nula. La diferencia de potencial es nula ya que no hay resistencia al paso de corriente. Se dice que está en cortocircuito, del inglés “short-circuit”.

Tensión de circuito abierto (V_{oc}): es la tensión máxima que es posible medir con un voltímetro en circuito abierto, del inglés “open-circuit.”. Es decir, es como considerar que la resistencia entre los bornes es infinita, lo que conlleva que no pase corriente entre los bornes del módulo.



Factor de Forma (FF): viene dado por la ecuación (E-2) y resulta del cociente de la potencia pico entre el producto de la tensión a circuito abierto por la corriente de cortocircuito.

$$FF = \frac{P_{PMP}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} = \frac{V_{PMP} \cdot I_{PMP}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (E-2)$$

El Factor de Forma se puede ver de forma más clara en la siguiente Figura 13. El punto de máxima potencia forma un rectángulo de la mayor área posible. Dicha área y la superficie encerrada por la curva característica guardan una relación de 0,8 en módulos de silicio monocristalino y de 0,6 en módulos de silicio policristalino. El factor será mejor cuanto más se acerca a la unidad.

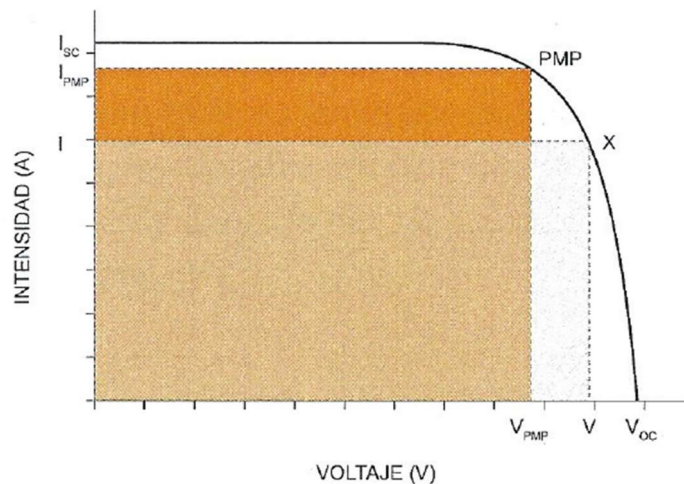


Figura 13: Curva experimental de un panel sometido a unas determinadas condiciones de temperatura y radiación. Fuente: Martínez Jiménez (2012).

El objetivo es que el panel trabaje siempre en el punto de máxima potencia. Sin embargo, esto no es posible ya que el funcionamiento depende de las condiciones y necesidades de cada momento. Por ello, para elegir el punto óptimo en cada instante, el inversor alberga como mínimo un seguidor de punto de máxima potencia MPPT (Maximum Power Point Tracker). Permite aprovechar la máxima potencia instantánea proporcionada por el módulo.

CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

A continuación, se presentan en la Tabla 2 de la siguiente página, las principales características térmicas, las cuales sirven para calcular los parámetros eléctricos en función de la temperatura.

Tabla 2: Características térmicas básicas de un panel fotovoltaico

MAGNITUD	SÍMBOLO	UNIDAD
TONC	TONC	°C
Variación I_{sc} con la temperatura		%/ °C
Variación V_{oc} con la temperatura		%/ °C

En la anterior tabla nos encontramos con la Temperatura de Operación nominal de la Célula (TONC), que es la temperatura que alcanza la célula en condiciones nominales de funcionamiento. Conviene diferenciar las condiciones estándar de medida de las condiciones nominales de medida. Estas últimas se definen a continuación:

- ❖ Irradiancia 800 W/m²
- ❖ Temperatura ambiente 20°C
- ❖ Velocidad del viento 1m/s

Por otro lado, se va a estudiar la variación de las características eléctricas de salida del panel fotovoltaico en función de la temperatura y radiación incidente sobre el propio panel.

En primer lugar, en cuanto a la **temperatura**, cabe destacar que una temperatura elevada consigue un efecto negativo en el rendimiento de los paneles. En cambio, este efecto se ve mitigado en verano gracias al aumento de horas solares respecto al resto del año.

Según se puede observar en la Figura 14 de la siguiente página, un aumento de la temperatura ambiente hace que la corriente del panel aumente, pero no compensa la disminución del voltaje. Por esta razón, la potencia de un módulo ($P = V \times I$) disminuye al aumentar la temperatura.

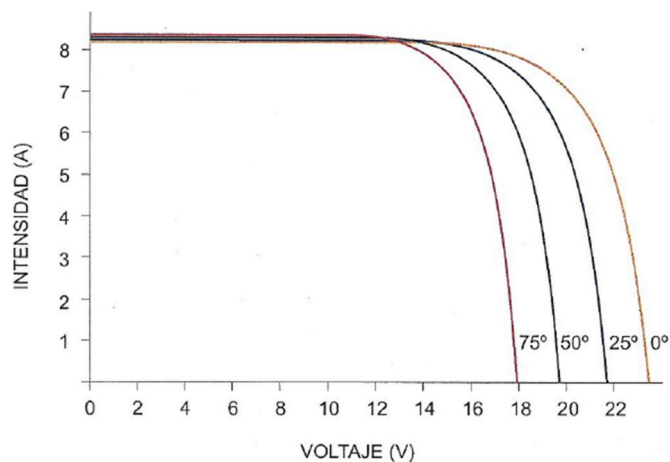


Figura 14: Curva V-I de un módulo a diferentes temperaturas y 1000 W/m².
Fuente: Martínez Jiménez (2012).

En este sentido, para un cálculo más preciso, puede ser necesario obtener la tensión de salida del panel en función de la temperatura ambiente. Así, se logra alcanzar, de forma más ajustada, el número de paneles en serie que se pueden asociar. Como ya se ha comentado, la asociación en serie modifica la tensión de salida del conjunto.



En cambio, no se tendrá en cuenta la variación de la corriente de salida en función de la temperatura. Tal y como se observa en la anterior Figura 14, esta última es despreciable frente a la variación de la tensión en función de la temperatura.

En segundo lugar, se puede ver en la siguiente Figura 15 la influencia la irradiancia sobre la superficie del módulo.

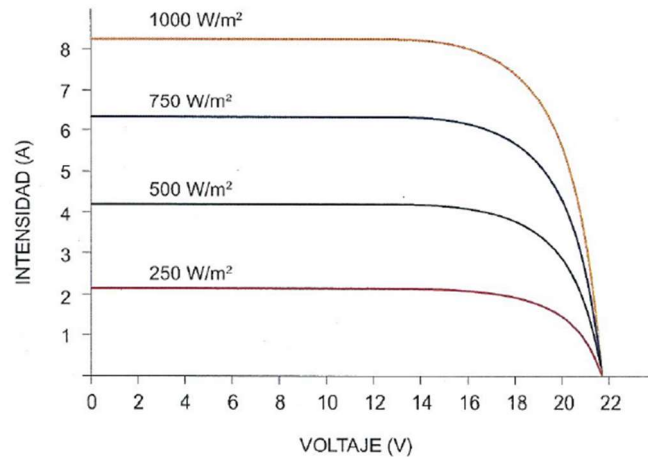


Figura 15: Curva V-I de un módulo a diferentes valores de irradiancia y 25 °C.
Fuente: Martínez Jiménez (2012).

Se llega a la conclusión que cuando varía la radiación solar incidente sobre un panel, lo hace de forma proporcional la intensidad, mientras que el voltaje no se ve modificado. Por lo tanto, un aumento de la irradiancia produce un aumento en la potencia de salida del módulo.

3.3.2. INVERSOR

Se debe tener en cuenta que los paneles producen electricidad en corriente continua, mientras que los aparatos electrónicos instalados en los diferentes edificios trabajan en corriente alterna. En este punto entra en juego en una instalación de este tipo el inversor, el cual se encarga de transformar la corriente continua producida por los paneles en corriente alterna.

Además, el inversor se encarga de buscar el punto de máxima potencia de los paneles. Es decir, el inversor define la tensión e intensidad óptima a la que tienen que trabajar los paneles para poder extraer de ellos la mayor potencia posible. En la actualidad, la mayoría de los inversores incluyen esta función.

Si el inversor posee 4 MPPTs y cada seguidor tiene 2 entradas, quiere decir que se puede diseñar una instalación fotovoltaica con 4 subcampos de paneles, y cada subcampo puede dividirse en 2 cadenas. Por tanto, se debe tener en cuenta el rango de tensión e intensidad en cada entrada del inversor y adecuar, por tanto, la configuración de paneles en serie y paralelo que sea admisible.

En la Tabla 3 se recogen los parámetros más relevantes para tener en cuenta cuando se escoge un inversor:

Tabla 3: Parámetros eléctricos de un inversor

MAGNITUD	UNIDAD
Potencia nominal	W
Eficiencia	%
Corriente de entrada por MPPT	A
Corriente de cortocircuito máxima	A
Tensión de funcionamiento por MPPT	V
Tensión de entrada máxima	V
Número de MPPTs	
Número máximo de entradas por MPPT	

Potencia nominal: se define la potencia nominal como la potencia que aporta el inversor en condiciones normales de funcionamiento dadas por el fabricante, tales como rango de temperatura de operación, máxima altitud, humedad relativa, entre otras.

Eficiencia: es la relación que existe entre la potencia de salida del inversor y la potencia de entrada que recibe del conjunto de paneles o baterías en el caso de que hubiese. Actualmente, la eficiencia toma un valor por encima de 95%.

En cuanto a los parámetros que hacen referencia a la intensidad de corriente, la suma de las intensidades de tantos ramales como se conecten en paralelo debe ser menor a la intensidad de corriente de entrada del inversor. En cuanto a la tensión, la suma de la tensión de tantos paneles como se conecten en serie en una cadena debe ser menor que la tensión de entrada del inversor.

3.3.3. REGULADOR

Ya se ha comentado anteriormente que un panel no posee una tensión e intensidad de salida constante porque depende de factores como la temperatura o la irradiancia. En cambio, a la hora de instalar un sistema de acumulación de energía, es necesario que la tensión que llega a las baterías por parte de los paneles sea ligeramente superior para asegurar un flujo de corriente hacia ellas.

Por tanto, el regulador es un dispositivo que se encarga principalmente de:

- ❖ Regular la entrada de corriente a las baterías cuando se encuentran cargadas.
- ❖ Evitar que las baterías se descarguen a partir de cierto valor de descarga.
- ❖ Registro de datos de tensión e intensidad, carga de las baterías, etc.



3.3.4. SISTEMA DE ACUMULACIÓN

Generalmente, los acumuladores o baterías tienen como objetivo principal satisfacer la demanda de energía eléctrica en periodos de radiación insuficiente. De esta forma, se reduce la dependencia con la red eléctrica o directamente se elimina, como en aquellas instalaciones aisladas de red. Esta última opción se encuentra principalmente a nivel doméstico.

Las baterías almacenan energía eléctrica siempre que los módulos produzcan más energía que la demandada. Dicha energía almacenada puede ser utilizada en periodos nocturnos, días nublados o aprovecharse, si fuese necesario, en aquellos consumos no cubiertos por la instalación fotovoltaica en un periodo tarifario con un alto coste del kWh de energía comprada de red.

Para poder calcular la capacidad de un sistema de acumulación, según Cantos Serrano (2016), se presenta en la Tabla 4 un esquema de los parámetros técnicos a tener en cuenta. Posteriormente se realizará un breve resumen de cada uno de ellos.

Tabla 4: Parámetros eléctricos de una batería

MAGNITUD	SÍMBOLO	UNIDAD
Capacidad	C	Ah
Tensión nominal	V_n	V
Tensión de carga	V_{carga}	V
Profundidad de descarga	P_d	%
Ciclos de vida		
Eficiencia de carga	η_{carga}	%
Autodescarga	A	%

Capacidad (C): es la cantidad de corriente a un nivel de tensión determinado que es capaz de proporcionar una batería en un periodo de tiempo cuando se encuentra totalmente cargada. Se expresa en amperios hora (Ah). Es decir, un acumulador en teoría de 200 Ah es capaz de suministrar 200 A en una hora o 20 A en 10 horas.

Generalmente, es un valor que el fabricante especifica junto con el tiempo de descarga, ya que la capacidad depende de la velocidad de descarga. A mayor velocidad de descarga, la capacidad se reduce ligeramente.

Tensión nominal (V_n): tensión a la que trabaja la batería.

Tensión de carga (V_{carga}): es la tensión necesaria para cargar el acumulador. Es un valor ligeramente superior a la tensión nominal que permite cargar la batería.

Profundidad de descarga (P_d): considerando la batería totalmente cargada, es la relación entre la energía suministrada por la misma y la capacidad de energía.

Ciclos de vida: simplemente es la medida de la vida útil de la batería. Es el número de ciclos de carga y descarga que es capaz de soportar. Hay que tener en cuenta que, a menores profundidades de descarga, la batería alcanzará mayor número de ciclos.

Eficiencia de carga (η_{carga}): es un porcentaje que expresa la relación entre la energía que se puede extraer de la batería y la energía necesaria para cargarla.

Autodescarga (A): pérdida de energía que se produce en el sistema acumulador en periodos en los que no está en uso. Depende del tipo y condiciones a las que está expuesto, pero es un valor aproximado entre 0,5-1% de la capacidad total por día.

TIPOS DE BATERÍAS

En este apartado se va a definir brevemente las distintas tecnologías de baterías que existen en el mercado en la actualidad, según Battery University (2022). El objetivo es partir de una primera aproximación en el tema de baterías para poder elegir la tecnología más apropiada en cada caso.

En primer lugar, se va a tener en cuenta una primera clasificación de baterías en función de la tecnología utilizada en cada una de ellas.

- ❖ **Batería de plomo ácido:** es el tipo de baterías con la tecnología más madura. Esto hace que sean las más económicas y apropiadas en instalaciones de grandes potencias. Poseen una vida útil muy reducida en comparación con el resto, de 1200 ciclos a un 50% de descarga.
- ❖ **Batería AGM (Lámina de vidrio absorbente):** ofrece mejores prestaciones que la batería de plomo ácido. Destaca por ser superior en número de ciclos de vida y profundidad de descarga.
- ❖ **Batería de GEL:** se caracteriza por tener el menor porcentaje de autodescarga del mercado. Esto es debido a la tecnología de electrolito de gel que usa.
- ❖ **Batería de litio:** posee una gran vida útil, alta profundidad de descarga y ofrece la mayor capacidad en menor espacio y peso. En cambio, es un dispositivo con un coste muy elevado en comparación con el resto de los tipos de baterías.



En segundo lugar, se pueden diferenciar en función de la forma de construir las:

- ❖ **Batería estacionaria:** se caracterizan por estar formadas de celdas unitarias de 2V, asociadas en serie hasta obtener niveles de tensión de 12V, 24V o incluso 48V. En el sector de las energías renovables existen principalmente dos tipos:
 - **Batería plomo ácido (OPzS):** de plomo tubular con electrolito líquido. Suelen ser abiertas, por lo que necesitan mantenimiento.
 - **Batería plomo de GEL (OPzV):** en este caso el electrolito es GEL. Están exentas de mantenimiento.

En la Figura 16 se puede ver un sistema de acumulación de baterías estacionarias:



*Figura 16: Sistema de acumulación de baterías estacionarias.
Fuente: Cantos Serrano (2016).*

- ❖ **Batería monoblock:** a diferencia de la batería estacionaria, esta posee las celdas dependientes entre sí y van encapsuladas en un mismo compartimento. Este formato de baterías se asemeja más a las de un automóvil y no están pensadas para consumos medios y altos anuales.

En la Figura 17 se puede ver una batería monoblock:



*Figura 17: Batería monoblock para instalaciones fotovoltaicas domésticas aisladas.
Fuente: Rolls Battery Engineering (2022).*

3.4.MARCO NORMATIVO DE REFERENCIA

El sector eléctrico español ha experimentado grandes cambios gracias a la aprobación de sucesivas reformas en 25 años. Con alguna excepción, la tónica general ha sido fomentar el uso de las energías renovables.

La **Ley 54/1997**, de 27 de noviembre, tiene como objetivo regular el sector eléctrico español, garantizando el suministro eléctrico, al menor coste y con la mejor calidad. Se produce la liberación de las actividades que constituyen el suministro eléctrico. De esta forma, se crea un sistema eléctrico de libre competencia, pero regulado, con el fin de adecuar el suministro de energía a los consumidores.

El **Real Decreto 2818/1998**, de 23 de diciembre, establece una serie de incentivos en lo que se refiere a la producción para cumplir los compromisos fijados anteriormente. Uno de ellos decreta que, en 2010, el 12% del consumo de energía eléctrica debe proceder de fuentes de energía renovables.

El **Real Decreto 436/2004**, de 12 de marzo, sigue tres líneas generales. La primera es que favorece la relación ciudadano-Administración Pública para la incorporación de una instalación de producción de energía eléctrica en régimen especial. Por otro lado, simplifica las modalidades de venta de energía. Finalmente se define el régimen económico compatible con dicha metodología.

El **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, sustituye al Real Decreto anterior, estableciendo un régimen jurídico y económico de la producción de energía eléctrica en régimen especial.

Dado el crecimiento acelerado de la potencia instalada procedente de la tecnología solar, se hace obligatorio definir pautas de implantación que permitan continuar con las expectativas fijadas en el Plan de Energías Renovables 2005-2010. Por ello se aprueba el **Real Decreto 1478/2008**, de 26 de septiembre, con el objetivo de integrar las instalaciones fotovoltaicas en edificios.

En 2013 se produce un antes y un después en el sistema eléctrico español ya que, con la reciente suspensión de incentivos en 2012 para las instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, se aprueba la **Ley 24/2013**, de 26 de diciembre. El imparable crecimiento y evolución del sector durante estos últimos años, así como la insostenibilidad económica del sistema eléctrico ha generado un marco normativo variable e inestable. Por ello, la aprobación de la **Ley 24/2013** establece la regulación del sector eléctrico garantizando calidad al menor coste, asegurando un nivel de competencia efectiva. En el **artículo 9** recoge la definición el autoconsumo y varias modalidades posibles a las que acogerse.



El **Real Decreto 900/2015**, de 9 de octubre, regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de autoconsumo y producción de energía eléctrica. Se introduce el impuesto al sol, una tasa impuesta a ciudadanos con una instalación de autoconsumo.

Se aprueba el **Real Decreto-ley 15/2018**, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y protección de consumidores. Se establecen objetivos de reducción de pobreza energética y protección de consumidores. Por otro lado, se elimina el impuesto al sol y se introduce el nuevo término de autoconsumo colectivo. En paralelo, se simplifica la burocracia en temas de autoconsumo e impulsa el vehículo eléctrico. Todo ello reactiva la transición a un modelo energético renovable.

Por último, se admite el **Real Decreto 244/2019**, de 5 de abril, cuyos objetivos son:

- ❖ Establecer condiciones administrativas, técnicas y económicas para las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica.
- ❖ Definición del concepto de instalaciones próximas que pueden acogerse a la modalidad de autoconsumo.
- ❖ Autoconsumo individual y colectivo.
- ❖ Definición del mecanismo de compensación simplificada de excedentes de las instalaciones de producción asociadas a los consumidores.
- ❖ Organizar y registrar el autoconsumo de energía eléctrica.

Para no interrumpir la cronología de la aprobación de medidas de transición energética, en el siguiente punto, se analizará en detalle dicho Real Decreto. En este sentido, se procede a resumir de forma breve las medidas actuales adoptadas de forma paralela en el resto de los ejes de la política energética nacional, que de una forma u otra intervienen de forma conjunta con el **Real Decreto 244/2019** en la transición energética de nuestro país.

Además, se tiene la reciente aprobación de la **Ley 7/2021**, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, cuyos objetivos son, entre otros, la descarbonización y desarrollo sostenible.

Del mismo modo, como ya se ha señalado anteriormente, el Consejo de Ministros aprobó el **29 de junio de 2021** el **Real Decreto 477/2021**, cuyo objetivo es impulsar el consumo de energía resultante de fuentes de energía renovables, pero también establecer las bases reguladoras para la concesión directa de ayudas a las comunidades autónomas.

El **Real Decreto-ley 29/2021**, de 21 de diciembre, se establecen medidas que fomentan el automóvil eléctrico, autoconsumo y despliegue de energías renovables.

El **Real Decreto-ley 6/2022**, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra de Rusia con Ucrania. Incorpora medidas como regular instalaciones fotovoltaicas flotantes o descuentos en forma de bono social de electricidad. De nuevo, se intenta favorecer el desarrollo de proyectos de energías renovables con el fin de eliminar la dependencia de combustibles fósiles.

Como se ha dicho anteriormente, se va a desarrollar a continuación las distintas modalidades de autoconsumo eléctrico en España.



CAPÍTULO 4:

AUTOCONSUMO REAL DECRETO 244/2019



4. AUTOCONSUMO. REAL DECRETO 244/2019

El autoconsumo de energía eléctrica, tal y como recoge el **artículo 9 de la Ley 24/2013**, se define como “el consumo por parte de uno o varios consumidores de energía eléctrica proveniente de una o varias instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos”.

El **Real Decreto 244/2019** de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, sirve de aplicación a las instalaciones de generación de energía eléctrica conectadas a la red de transporte o distribución. Ya sea directamente o conectadas a la red interior de un consumidor. Por lo tanto, queda fuera de su aplicación a instalaciones aisladas, es decir, aquellas instalaciones que no tienen capacidad física de conectarse a la red eléctrica.

En el **artículo 4 del Real Decreto 244/2019**, se encuentra la clasificación actual vigente del autoconsumo en España. Por un lado, alberga la nueva subdivisión de los tipos de autoconsumo en función del número de consumidores y, por otro lado, la subdivisión atendiendo al tipo de conexión entre consumidor e instalación de generación eléctrica.

Autoconsumo en función del **número de consumidores**:

- ❖ **Autoconsumo individual:** en este caso la instalación de generación de energía eléctrica tiene asociado únicamente un consumidor. La instalación estará próxima al consumidor y asociado al mismo.
- ❖ **Autoconsumo colectivo:** se denomina de esta forma cuando están asociados varias instalaciones productoras con varios consumidores. En caso de no existir un acuerdo de reparto entre consumidores, se establece un coeficiente de reparto en proporción a la potencia contratada de cada consumidor frente a la suma de las potencias máximas de todos los consumidores. Dichos coeficientes de reparto mantendrán valores fijos a lo largo de, como mínimo, un período de facturación.

Hay una segunda subdivisión si se tiene en cuenta el **tipo de conexión**. Se diferencia en el **artículo 3 del Real Decreto 244/2019** entre **instalación próxima a la red interior** e **instalación próxima a través de red**.

Por un lado, se tiene la **conexión en red interior** cuando la instalación está conectada a la red interior de los consumidores o están unidos por medio de líneas directas.

Por otro lado, se denomina **instalación a través de red** cuando se cumpla lo siguiente:

- ❖ Es imprescindible que el empalme se realice a red de Baja Tensión del propio centro de transformación al que le compete al consumidor.
- ❖ La distancia entre los contadores de generación y consumo, ambos conectados a baja tensión, debe haber una distancia inferior a 500 metros.
- ❖ Tanto la instalación generadora de energía eléctrica como los distintos consumidores deben poseer la misma referencia catastral (sus primeros 14 dígitos).

Entendiendo energía excedentaria como aquella energía generada por la instalación y no consumida, se define en dicho **artículo 4** la modalidad de autoconsumo sin excedentes y con excedentes de energía. Por ello, a continuación, se exponen las diferentes **modalidades de autoconsumo** que se rigen por el Real Decreto.

4.1.AUTOCONSUMO SIN EXCEDENTES

Dentro de este grupo están las instalaciones conectadas a la red de distribución y transporte. Sin embargo, conforme al **artículo 9** de la **Ley 24/2013**, este tipo de instalaciones disponen de un sistema antivertido que impide la inyección de los excedentes de energía eléctrica a la propia red. En esta modalidad, cobra un papel más importante el dimensionado óptimo de la instalación fotovoltaica, ya que el mecanismo antivertido adaptará la generación al consumo de energía.

De modo aclaratorio, un mecanismo antivertido debe cumplir con la normativa de calidad y seguridad industrial y, concretamente en este caso con lo indicado en el documento de ITC-BT-40 (Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión).

Como observación, si el autoconsumo sin excedentes es colectivo, sí puede gozar del mecanismo de compensación simplificada de excedentes. Esto es posible, como veremos más adelante, cuando los coeficientes de reparto de la energía generada no coinciden con el perfil individual de consumo.

La tramitación para poner en marcha una instalación de este tipo es muy sencilla ya que no hay productor. Solo aparece la figura del consumidor.



4.2. AUTOCONSUMO CON EXCEDENTES

Con arreglo al **artículo 9** de la **Ley 24/2013**, se define instalación de autoconsumo con excedentes cuando, además de generar energía eléctrica para autoconsumo, inyectan a la red la energía excedente. Podemos distinguir dos modalidades en las que aparece el rol de productor:

4.2.1. ACOGIDO A COMPENSACIÓN

Pertencen a esta modalidad las instalaciones de autoconsumo, tanto individuales como colectivas, que pueden verter a la red la energía excedente.

Para compensar la energía de red con excedentes, es necesario acogerse al **mecanismo de compensación simplificada** que, conforme al **artículo 14** del **Real Decreto 244/2019**, establece entre productor y consumidor una compensación entre los adeudos de sus consumos y el monto de los excedentes de las instalaciones a los que están asociadas.

Para poder acogerse a este tipo de autoconsumo se tiene que cumplir lo siguiente:

- ❖ La instalación de generación deberá ser de fuente de energía primaria renovable.
- ❖ La potencia total de las instalaciones de generación de energía eléctrica no puede superar los 100 kW. En una instalación solar fotovoltaica, el límite lo marca la suma de las potencias de los inversores instalados.
- ❖ El consumidor haya pactado únicamente un contrato de suministro para el consumo asociado y de auxiliares con una empresa comercializadora. El consumo de los servicios auxiliares es aquel consumo forzoso para proveer el servicio básico en cualquier régimen de funcionamiento. En el caso de una instalación fotovoltaica, este consumo está asociado a los inversores instalados cuando la propia instalación no produzca energía suficiente como para alimentar los propios inversores. Se consideran despreciables estos consumos si cumplen:
 - Instalación próxima a red interior.
 - Que la potencia instalada no exceda 100 kW.
 - En balance anual, la energía consumida por los servicios auxiliares debe ser menor al 1% de la energía generada.
- ❖ El consumidor haya acordado un contrato de compensación de excedentes con el productor asociado, definido en el **presente artículo 14** del **Real decreto 244/2019**.

- ❖ La instalación de autoconsumo no esté acogida a otro régimen retributivo adicional o específico.

Además, esta modalidad se caracteriza porque la comercializadora, en cada período de facturación (de un mes como máximo), compensará el coste de la energía comprada a la red con la energía excedente inyectada a red teniendo en cuenta el precio horario de mercado en el PVPC (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor). Cabe añadir, que dicho precio también puede ser acordado con la comercializadora, pero en ningún caso la compensación podrá ser negativa ni puede compensar los gastos por peaje de acceso.

Claramente para acogerse al mecanismo de compensación, se debe pertenecer a la modalidad con excedentes acogida a compensación. Además, el productor no podrá acogerse a ningún otro instrumento de venta de energía.

Sin embargo, como ya se ha citado en el apartado anterior, el **autoconsumo colectivo sin excedentes** podría acogerse también al mecanismo de compensación. Esto ocurre cuando el consumo individual no cumple el criterio de reparto de energía. En este caso, gracias a los mecanismos de antivertido de energía eléctrica, es posible adecuar la energía generada por la instalación a la energía consumida. La energía excedente no puede ser inyectada a la red, pero podría compensar el término económico referente a la energía de red.

4.2.2. NO ACOGIDO A COMPENSACIÓN

Dentro de esta modalidad entran las instalaciones de autoconsumo, tanto individuales como colectivas, que no accedan a ninguna de los dos casos anteriores ya sea que de forma voluntaria no pretendan acogerse a ella o que no cumplan con alguno de los requisitos expuestos anteriormente.

En este caso, la energía excedente se considera con valor de mercado o con régimen retributivo adicional o específico. Este último se refiere a la retribución de la actividad de producción de electricidad en base a fuentes renovables, cogeneración y residuos reglado por el **Real Decreto 413/2014**. Es necesario firmar un contrato de representación por vender esos excedentes en el mercado eléctrico.

En cuanto a los **productores**, atendiendo al **artículo 16** del **Real Decreto 244/2019**, deben abonar los peajes de acceso por la energía excedentaria vertida.

En cambio, en cuanto a los **consumidores**, el siguiente artículo recoge que no tienen que satisfacer los peajes de consumo si el autoconsumo proviene de energía primaria renovable.



A diferencia del caso anterior, el coste de la energía consumida puede ser superado por la venta de los excedentes en el periodo de un mes de facturación.

Además, en esta modalidad es necesario abonar el 7% de Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE). Claramente se aplica exclusivamente sobre la energía vendida. Todo esto se detallará posteriormente en el apartado **6. Definición y análisis de escenarios**.

Por último, se añade en la Figura 18, un esquema resumen de las diferentes combinaciones de modalidades a las que se puede acoger una instalación fotovoltaica:

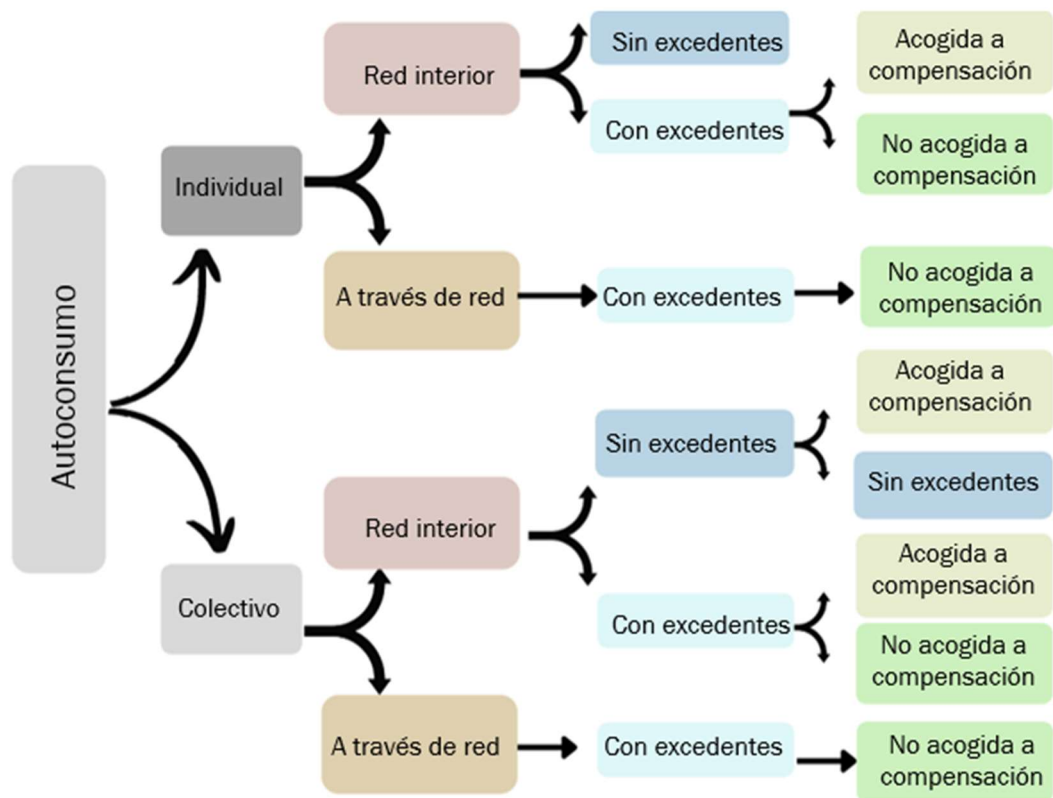


Figura 18: Diferentes posibilidades de autoconsumo.
Fuente: elaboración propia.



CAPÍTULO 5:

DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA UN CASO BASE



5. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA UN CASO BASE

En el presente apartado se describe la **metodología de diseño** de una instalación fotovoltaica para autoconsumo colectivo en un municipio tipo de España. Además, dicha metodología, se aplicará a un caso base cuyos datos se obtendrán de la zona de Castilla y León.

En primer lugar, es conveniente añadir un resumen de los puntos que se van a tratar a lo largo de la metodología para un caso base:

- ❖ Inicialmente, es necesario identificar las principales características del municipio: localización, número de habitantes y superficie, entre otras.
- ❖ Lo siguiente es definir un conjunto de edificios de diversa índole y uso. A continuación, si no se poseen datos directos del consumo eléctrico, se puede estimar el consumo a través de datos estadísticos sobre el consumo por habitante o por metro cuadrado de superficie. En este caso, se consulta el informe de Pérez et al. (2011) revisado por el IDAE, el cual recoge los consumos térmicos y eléctricos de diferentes edificios por kWh/m²-año y zona climática.
- ❖ Al diseñar la instalación, se debe tener en cuenta el emplazamiento, si se ejecuta en terreno o cubierta, orientación, sombras, superficie disponible.
- ❖ Por último, decidir qué porcentaje del consumo eléctrico se desea cubrir, atendiendo siempre a la normativa y, por supuesto, la viabilidad técnica y económica. De esta forma, se procederá a estudiar diferentes escenarios referentes a la modalidad escogida y configuración de la instalación.

Cabe destacar que lo más adecuado para realizar un proyecto de este tipo, es disponer de los históricos del consumo eléctrico, de forma que la instalación fotovoltaica se ajuste lo más posible a las necesidades. Añadir también, que a la hora de estimar consumos de energía atendiendo al número de habitantes del municipio hay que hacerlo con cautela. Esto es porque el censo del municipio puede no asemejarse en absoluto al número de personas que habitan en el pueblo. Ya sea por temas legales, de contribución, impuestos o simplemente variación de la población en época estival.

A continuación, se procede a describir la metodología de diseño de la instalación, aplicándola a un caso base.

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE DISEÑO

5.1. CONSUMOS DEL MUNICIPIO

Tras un estudio propio de los tipos de edificios, dimensiones y ocupación en municipios de este calibre, se ha estimado un consumo anual de los edificios.

Como ya se ha comentado anteriormente, los consumos se estiman a partir del informe del IDAE Pérez et al. (2011) con las limitaciones que ello supone, ya que ofrece **consumos anuales** por tipología de edificio, así como por metro cuadrado construido y zona climática. Por ello, tanto en la estimación como en el reparto mensual de dichos consumos, se aplica a mayores la propia experiencia adquirida en las prácticas en la empresa Tecopysa.

En primer lugar, los edificios considerados para cubrir su demanda de energía son el ayuntamiento, bar, centro cívico, centro médico, piscina, polideportivo y una vivienda social. De esta forma, se tienen en cuenta varios participantes que comúnmente se pueden encontrar en un municipio de este tipo.

Por un lado, la demanda eléctrica del ayuntamiento, bar, centro médico, polideportivo y vivienda social se obtiene teniendo en cuenta el documento del IDAE y estableciendo una superficie de uso por edificio. Al obtener un consumo anual, se procede a repartirlo por meses siguiendo un criterio basado en la experiencia. En el **Anexo I** se completa la explicación.

Por otro lado, el consumo del resto de edificios como el centro cívico o la piscina se obtiene a partir de una estimación propia. Esto es debido a la falta de datos del informe consultado. Se recomienda, de nuevo, la consulta del **Anexo I**, en el cual se justifica lo expuesto. Una vez realizado el estudio, se recoge en la Tabla 5 la demanda mensual de energía por edificios y el total del conjunto de ellos.

Tabla 5: Demanda mensual de energía (kWh) por edificios y total del conjunto

	AYTO	BAR	C. CÍVICO	C. MÉDICO	PISCINA	POLIDEP	VIVIENDA SOCIAL	CONSUMO (kWh)
Enero	458	1118	229	428	0	1136	440	3809
Febrero	414	1087	277	414	0	1149	311	3652
Marzo	512	1159	327	512	0	1116	301	3927
Abril	753	1191	385	753	0	1163	284	4530
Mayo	785	1205	274	785	0	1231	261	4541
Junio	666	1253	257	666	1879	1201	214	6137
Julio	923	1400	600	923	2913	1115	205	8079
Agosto	815	1671	665	815	2913	498	196	7572
Septiembre	753	1233	163	753	940	1101	231	5173
Octubre	650	1203	132	650	0	1211	311	4156
Noviembre	612	1257	409	612	0	1154	341	4384
Diciembre	474	1208	531	474	0	998	269	3954
TOTAL	7815	14985	4248	7785	8644	13073	3364	59915



Capítulo 5 - Descripción de la Instalación Fotovoltaica

Como se puede observar en la siguiente Figura 19, el pico de consumo de energía se concentra en verano. Esto es debido principalmente al grupo de bombeo de la piscina, el cual, a pesar de representar un 14% del consumo total, opera únicamente en verano.

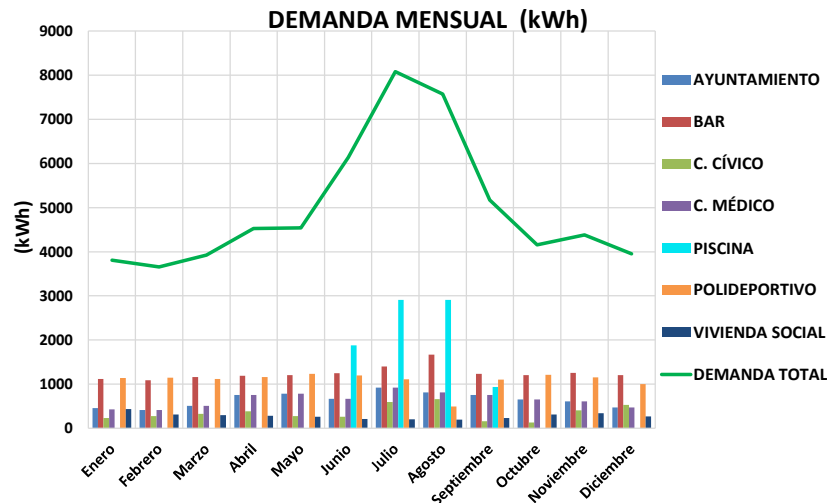


Figura 19: Demanda mensual de energía (kWh) por edificio y total del conjunto.

En la siguiente Figura 20 se puede ver la proporción de la demanda anual de energía por edificio:

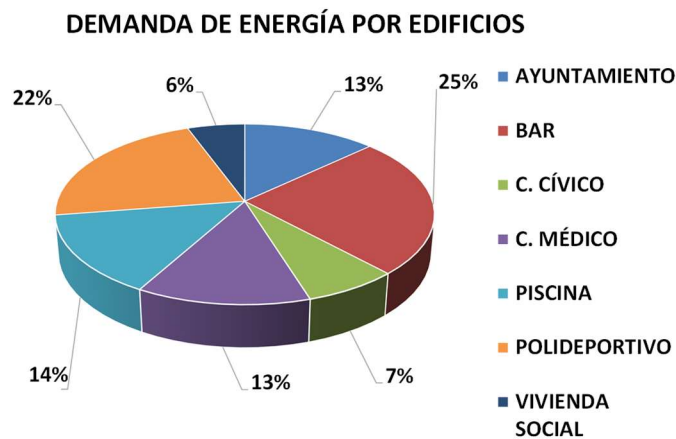


Figura 20: Reparto porcentual de la demanda de energía por edificios.

A modo aclaratorio, la experiencia en tratar este tipo de datos permite justificar el alto consumo del bar en un municipio de estas características. El motivo radica en que el bar es un lugar de reunión de los habitantes del propio pueblo y zonas colindantes. Por otro lado, el resto de los edificios como el centro médico, polideportivo y vivienda social, poseen un consumo anual sin variaciones relevantes, por lo que no requiere un análisis más exhaustivo.

5.2. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Una vez cuantificados los consumos eléctricos del municipio a los cuales se desea enfocar la producción fotovoltaica de la instalación objeto de estudio, para poder dimensionar la instalación se recurre a PVGIS (2022) (*Photovoltaic Geographical Information System*), una aplicación online oficial desarrollada por el Centro Científico de la Unión Europea. Introduciendo la localización, la potencia de 1 kWp y la tecnología de los paneles fotovoltaicos, se obtienen datos como la irradiación global media diaria o mensual, orientación e inclinación de los propios paneles y la **energía media mensual generada en kWh**. Además, la aplicación ya tiene en cuenta pérdidas del sistema, así como pérdidas por temperatura o nivel bajo de irradiación.

La Tabla 6 recoge la energía mensual generada (kWh) obtenida con PVGIS:

Tabla 6: Datos de energía mensual generada. Fuente: PVGIS

Mes	PRODUCCIÓN (kWh) 1 kWp	
Enero	85,0	Latitud: 41,934 Longitud: -4,661 Inclinación: 36° Azimut: -3°
Febrero	107,3	
Marzo	136,5	
Abril	137,6	
Mayo	152,1	
Junio	151,4	
Julio	168,5	
Agosto	166,8	
Septiembre	149,1	
Octubre	124,7	
Noviembre	93,0	
Diciembre	85,8	

Los avances tecnológicos han favorecido en gran medida el desarrollo de la potencia nominal de los paneles. Para el presente trabajo, se ha escogido el modelo de panel Vertex de 500 W, del fabricante TrinaSolar cuya ficha técnica se encuentra en el **Anexo II** y se resume en la siguiente Tabla 7. Está construido con células de silicio monocristalino.

Tabla 7: Características del modelo de panel fotovoltaico escogido

MÓDULO FOTOVOLTAICO: VERTEX TSM-DEG18MC.20(II)								
Parámetros eléctricos	Potencia máxima (Pmax)	500 W						
	Tensión a máxima potencia (Vpmp)	43,4 V						
	Intensidad a máxima potencia (Ipmp)	11,53 A						
	Tensión circuito abierto (Voc)	51,5 V						
	Intensidad de cortocircuito (Isc)	12,13 A						
	Eficiencia del módulo (η)	21 %						
	Temperatura de operación (TONC)	43 °C						
	Coefs. de Tª (%/°c) →	$\Delta v = -0,25$ $\Delta i = 0,04$						
Especificaciones técnicas	DIMENSIONES	<table border="1"> <tr> <td>Largo (L) = 2187 mm</td> <td>Sup (m²)</td> </tr> <tr> <td>Ancho (A) = 1102 mm</td> <td>2,41</td> </tr> <tr> <td>Altura (H) = 35 mm</td> <td></td> </tr> </table>	Largo (L) = 2187 mm	Sup (m ²)	Ancho (A) = 1102 mm	2,41	Altura (H) = 35 mm	
	Largo (L) = 2187 mm	Sup (m ²)						
Ancho (A) = 1102 mm	2,41							
Altura (H) = 35 mm								
	Nº de células 150	PESO 30,1 kg						
	Silicio Monocristalino							



A continuación, se calcula el número de paneles necesarios para cubrir la demanda del mes más crítico. En un principio, como ejemplo de cálculo, se va a considerar como mes crítico el que necesite mayor número de paneles para cubrir el consumo de energía.

Tabla 8: Producción total de energía (kWh)

Mes	PRODUCCIÓN (kWh) 1 kWp	DEMANDA (kWh)	PRODUCCIÓN TOTAL (kWh)	
Enero	85,0	3809	4080	Pot. Panel 0,5 Kwp
Febrero	107,3	3652	5152	Nº paneles 96
Marzo	136,5	3927	6552	Potencia 48 kWp
Abril	137,6	4530	6606	
Mayo	152,1	4541	7300	
Junio	151,4	6137	7269	
Julio	168,5	8079	8089	
Agosto	166,8	7572	8008	
Septiembre	149,1	5173	7158	
Octubre	124,7	4156	5983	
Noviembre	93,0	4384	4464	
Diciembre	85,8	3954	4119	
TOTAL	1558	59915	74779	

Una vez obtenido el número de paneles, se determina la potencia pico de la instalación con el objetivo de seleccionar un inversor adecuado. Los requisitos para cumplir a la hora de relacionar paneles e inversores son:

- ❖ El cociente entre la potencia pico del generador fotovoltaico y la potencia nominal del inversor debe tomar valores dentro del intervalo (1,1-1,4).

$$\frac{N^{\circ} \text{ paneles} \cdot \text{Pot. máxima}}{\text{Potencia inversor}} \cong 1,1 \sim 1,4 \quad (\text{E-3})$$

- ❖ Se debe tener en cuenta que, a cada seguidor del punto de máxima potencia del inversor, es necesario conectar el mismo modelo de panel.

Atendiendo a la ecuación (E-3), se escoge un inversor de la marca Huawei, modelo SUN2000-40KTL que proporciona 40 kW de potencia. Además de su ficha técnica recogida en el **Anexo II**, en la Tabla 9 de la siguiente página se tienen las principales características:

Tabla 9: Características del modelo del inversor escogido

INVERSOR: HUAWEI SUN2000-40kTL-M3			
Parámetros eléctricos	Tensión máxima de entrada	1100	V
	Intensidad de cortocircuito máxima	40	A
	Tensión de funcionamiento (PMP)	200-1000	V
	Intensidad de entrada máxima (PMP)	26	A
	Tensión nominal de entrada	600	V
	Eficiencia	98,7	%
	Temperatura de operación (TONC)	-25 / +60	°C
Especificaciones técnicas	Largo (L) = 1075 mm		
	DIMENSIONES	Ancho (A) = 555 mm	
		Altura (H) = 300 mm	
	Nº de MPPTs	4	PESO CON SOPORTE
Entradas máx por MPPT	2	43 kg	

El siguiente paso es la asociación de módulos. Por ello, cabe recordar que la tensión del generador fotovoltaico es la suma de la tensión de salida de un panel por el número de paneles conectados en serie en un ramal. En cambio, la intensidad del generador es la suma de la intensidad de un panel por el número de ramales en paralelo.

5.3. ASOCIACIÓN EN SERIE

Tal y como se expone en el **Apartado 3.3.1** del presente trabajo, la temperatura afecta a la tensión e intensidad de salida del panel. Por ello, es necesario calcular un rango de número de paneles conectados en serie en función de las temperaturas medias mínima y máxima del emplazamiento. En este caso, se utilizan los datos del observatorio de Valladolid por ser el más cercano, recogidos en la Tabla 10, según AEMET (2022):

Tabla 10: Datos del observatorio meteorológico de Valladolid. AEMET

Variable	Anual
Máx. núm. de días de lluvia en el mes	26 (nov. 2019)
Máx. núm. de días de nieve en el mes	9 (ene. 2009)
Máx. núm. de días de tormenta en el mes	11 (jul. 1987)
Prec. máx. en un día (l/m ²)	56.3 (01 sept. 1999)
Prec. mensual más alta (l/m ²)	166.7 (nov. 1984)
Prec. mensual más baja (l/m ²)	0.0 (ago. 2018)
Racha máx. viento: velocidad y dirección (km/h)	Vel 128, Dir 260 (25 feb. 1989 12:30)
Tem. máx. absoluta (°C)	41.1 (15 jul. 2022)
Tem. media de las máx. más alta (°C)	35.2 (jul. 2022)
Tem. media de las mín. más baja (°C)	-3.8 (dic. 2001)
Tem. media más alta (°C)	26.0 (jul. 2022)
Tem. media más baja (°C)	1.3 (dic. 2001)
Tem. mín. absoluta (°C)	-11.5 (14 feb. 1983)



Para llevar a cabo el procedimiento de cálculo, se tendrán en cuenta los datos de paneles e inversor seleccionados (Tablas 7 y 9 respectivamente).

Asimismo, se comienza calculando en la ecuación (E-4) el **número máximo de paneles por ramal o string**, el cual se obtiene como el cociente entre la tensión máxima de entrada al inversor y la tensión a circuito abierto del módulo a temperatura mínima, siendo esta la tensión máxima del propio módulo. Se entiende que la tensión a circuito abierto del ramal debe ser siempre menor que la máxima tensión de entrada al inversor.

$$N_{m\acute{a}x} = \frac{V_{INV(m\acute{a}x)}}{V_{OC(T_P(m\acute{i}n))}} \quad (E-4)$$

Por un lado, la tensión máxima (tensión de circuito abierto V_{OC}) e intensidad de corriente mínima, se obtienen a la **temperatura ambiente mínima**. Por ello, se procede a calcular con la ecuación (E-5) la temperatura mínima del panel:

$$T_{P(m\acute{i}n)} = T_a + \frac{(TONC -)}{800} \cdot I \quad (E-5)$$

Donde tenemos las siguientes variables:

$T_{P(m\acute{i}n)}$: es la temperatura mínima que alcanza el panel a temperatura ambiente mínima [$^{\circ}C$].

T_a : temperatura ambiente [$^{\circ}C$]. Según la Tabla 10, se escoge una mínima de **$-4^{\circ}C$** .

TONC: (Temperatura de Operación Nominal de la Célula) Corresponde a la temperatura del módulo a $800 W/m^2$ con una temperatura ambiente de $20^{\circ}C$ y viento de $1 m/s$. Para el modelo de panel escogido toma un valor de **$43^{\circ}C$** .

I: valor de irradiancia que permite al panel entrar en funcionamiento. Se considera un valor de **$100 W/m^2$** .

Se sustituye en la ecuación (E-5) y se obtiene la temperatura mínima del panel a temperatura ambiente mínima:

$$T_{p(m\acute{i}n)} = -4 + \frac{(43 - 20)}{800} \cdot 100$$

$$T_{p(m\acute{i}n)} = -1,13^{\circ}C$$

Una vez obtenida la temperatura mínima del panel, es posible calcular las propiedades eléctricas del panel a su salida. Para ello, se utiliza la siguiente expresión (E-6):

$$V_{OC} = V_{OC (STC)} \cdot [1 + (T_{p(mín)} - 25) \cdot \frac{\Delta V}{100}] \quad (E-6)$$

Expresión en la cual se tiene que:

V_{oc}: Tensión de circuito abierto (Open Circuit Voltage) a temperatura mínima de panel

V_{oc} (STC): Tensión de circuito abierto (Open Circuit) medido en condiciones estándar (Standar Test Conditions). Es un valor proporcionado por el fabricante

ΔV: Coeficiente de temperatura de tensión de circuito abierto [%/°C]

Sustituyendo los valores en la ecuación (E-6) se obtiene la máxima tensión de circuito abierto a la salida del panel:

$$V_{OC} = 51,5 \cdot [1 + (-1,13 - 25) \cdot \frac{(-0,25)}{100}]$$

$$V_{OC} = 54,9 V$$

Por lo tanto, sustituyendo en la ecuación (E-4), es posible calcular el **número máximo de paneles por ramal**:

$$N_{máx} = \frac{V_{INV(máx)}}{V_{OC}(T_{P(mín)})} = \frac{1000}{54,9} = 18,2 \approx \mathbf{18 \text{ paneles}}$$

Por otro lado, el **número mínimo de paneles por ramal** se va a obtener a partir del cociente entre la mínima tensión de entrada al inversor (Punto de Máxima Potencia proporcionado por el fabricante) entre la tensión del panel V_{PMP} a temperatura máxima. Lógicamente, el número mínimo de paneles en serie está limitado por la tensión mínima de entrada al inversor.

$$N_{mín} = \frac{V_{INV(mín)}}{V_{PMP}(T_{P(máx)})} \quad (E-7)$$

Así pues, se plantean de nuevo las ecuaciones, pero esta vez teniendo en cuenta la **temperatura ambiente exterior máxima**. De esta forma se obtiene la tensión mínima e intensidad máxima (intensidad de cortocircuito I_{sc}).

En verano para climas como el Valladolid, como podemos ver en la Tabla 10, se considera una temperatura ambiente media de 35°C. A esta temperatura se considera una irradiancia de 1000 W/m². Se sustituyen estos valores en la ecuación (E-7) y se obtiene la temperatura máxima del panel:

$$T_{p(máx)} = 35 + \frac{(43 - 20)}{800} \cdot 1000$$

$$T_{p(máx)} = \mathbf{63,75 \text{ °C}}$$



Una vez obtenida la temperatura máxima del panel, es posible calcular las propiedades eléctricas a su salida. Para ello se utiliza la ecuación (E-8) similar a la ecuación (E-6), por lo que se procede directamente a sustituir los valores:

$$V_{PMP} = V_{PMP (STC)} \cdot [1 + (T_{p(máx)} - 25) \cdot \frac{\Delta V}{100}] \quad (E-8)$$

$$V_{PMP} = 43,4 \cdot [1 + (62,55 - 25) \cdot \frac{(-0,25)}{100}]$$

$$\mathbf{V_{PMP} = 46,5 V}$$

Finalmente, se recurre a la ecuación (E-7) para calcular el número mínimo de paneles que podemos asociar en serie:

$$N_{mín} = \frac{200}{46,5} = 4,3 \rightarrow \mathbf{5 \text{ paneles}}$$

Por lo tanto, se pueden conectar entre 5 y 18 paneles en serie.

5.4. ASOCIACIÓN EN PARALELO

La cantidad de ramales en paralelo se calcula a partir de la ecuación (E-9). Es el cociente de la potencia del generador fotovoltaico entre la potencia de un ramal.

$$N_{ramales} = \frac{P_{PMP,FV}}{P_{PMP,ramal}} \quad (E-9)$$

Es importante señalar que la asociación en paralelo debe cumplir que la corriente de cortocircuito máxima que atraviesa un ramal por el número de ramales conectados a un seguidor de punto de potencia máxima sea menor que la corriente máxima admisible de entrada al inversor. Tal y como se puede ver en la siguiente ecuación (E-10)

$$N_{ramales} \cdot I_{SC,ramal} \leq I_{INV(máx)} \quad (E-10)$$

Del mismo modo, la corriente de cortocircuito I_{SC} máxima en un ramal se podría obtener a temperatura ambiente máxima a través de la ecuación (E-11):

$$I_{SC} = I_{SC (STC)} \cdot [1 + (T_{p(máx)} - 25) \cdot \frac{\Delta I}{100}] \quad (E-11)$$

En cambio, se pudo ver en el **Apartado 3.3.1** Figura 14 que la variación de la corriente en función de la temperatura es mínima y despreciable frente a la variación de la tensión. Además, en la ficha técnica del panel, el coeficiente de temperatura asociado a la intensidad de corriente es del orden de casi 10 veces menor que el coeficiente de tensión. Por lo que se prescinde de su cálculo.

Volviendo a la ecuación (E-10) con:

$$I_{SC,ramal} = 12,13 A$$

$$I_{INV(m\acute{a}x)} = 26 A$$

Vemos que se cumple:

$$2 \cdot 12,13 \leq 26 A$$

De modo aclaratorio, a partir de la tabla de características del inversor, se deduce que se pueden conectar 8 ramales al inversor. Esto es, el inversor contiene 4 seguidores de punto de máxima potencia con la posibilidad de 8 entradas, 2 por cada seguidor. Por lo que, al conectar dos ramales en paralelo a un seguidor, la suma de ambas corrientes de cortocircuito debe ser menor que la intensidad de entrada máxima del inversor (PMP). La suma de tensiones de los paneles de un ramal debe encontrarse dentro del rango de tensiones de funcionamiento del inversor.

De esta forma, para el ejemplo de cubrir el mes con mayor demanda, sería necesario 96 paneles, dispuestos en 6 ramales (2 por cada seguidor de PMP) y 16 paneles en cada ramal (Tabla 11). Otra configuración válida sería 96 paneles, dispuestos en 8 ramales de 12 paneles cada uno (Tabla 12). Se puede ver que las opciones de configuración son varias.

Tabla 11: Ejemplo de configuración de paneles dispuestos en 6 ramales

Configuración de paneles por inversor	16 2 3	paneles en serie ramales en paralelo por entrada n° de entradas
	Módulo	Generador FV
Tensión (V)	V _{pmp} = 43,4 V	694,4 V
Intensidad (A)	I _{pmp} = 11,53 A	23,06 A
N° paneles	96	Potencia panel (kW) = 0,5
Potencia total	48 kW	
Potencia inversor	40 kW	



Tabla 12: Ejemplo de configuración de paneles dispuestos en 8 ramales

Configuración de paneles por inversor	12 2 4	paneles en serie ramales en paralelo por entrada nº de entradas
	Módulo	Generador FV
Tensión (V)	$V_{pmp} = 43,4 \text{ V}$	520,8 V
Intensidad (A)	$I_{pmp} = 11,53 \text{ A}$	23,06 A
Nº paneles	96	Potencia panel (kW) = 0,5
Potencia total	48 kW	
Potencia inversor	40 kW	

5.5. ESTRUCTURA

Una vez definida la cantidad de paneles y su disposición, es imprescindible disponer de una estructura en la cual instalar los módulos fotovoltaicos. Por un lado, permite ajustar tanto la orientación como la inclinación de estos. Además, facilita la colocación de los módulos en cubiertas o el mismo suelo y asegura un correcto anclaje.

Se puede hacer una clasificación general en función del lugar en los que se instalan. La más común quizás a pequeña y media escala es en cubiertas de edificios, siendo frecuente encontrar las grandes instalaciones fotovoltaicas en estructuras situadas en el terreno.

Dada las dimensiones esperadas de la instalación del presente trabajo, la cantidad de cubiertas que puedan albergarla se reducen considerablemente y más, teniendo en cuenta que nos centramos en un municipio de alrededor de mil habitantes. El problema de recurrir a edificios como estructura de soporte es, por un lado, la limitación de superficie y por otro, la limitación estructural y normativa, ya sea por impacto visual o edificios con envolvente protegida. Es posible ejecutar la instalación en la cubierta de un polideportivo, sin embargo, es muy probable que no tenga la orientación ni inclinación esperadas. En determinadas situaciones, es más que aceptable esta solución por las razones expuestas.

Aun así, se opta por una instalación en suelo, aprovechando que es más factible encontrar una parcela libre de sombras y obstáculos en un pueblo.

Llegados a este punto, se escoge una estructura modelo Varifix, sistema inclinado de Würth. Se trata de una estructura regulable en prácticamente todas las uniones y además es modulable, por lo que es muy práctico a la hora de instalar y ajustar a las necesidades requeridas. A continuación, en la Figura 21 se puede ver un esquema del sistema:



Figura 21: Esquema del soporte inclinado de los módulos fotovoltaicos. Modelo Varifix de Würth.

Tal y como apunta el departamento de Ingeniería de Würth, la estructura deberá ir lastrada al terreno con zapatas de hormigón, con dimensiones en función de las características del terreno. Ver **Anexo II Fichas Técnicas**.

Una vez elegida la disposición de los paneles y la estructura, es necesario conocer su distribución en filas de forma que se asegure un funcionamiento óptimo. Por ello, en el **Anexo III** se recoge el cálculo llevado a cabo en este sentido.

5.6. ESTUDIO VIABILIDAD ECONÓMICA

Por un lado, una vez obtenido el estudio energético, se procede a cuantificar los costes aproximados de los flujos de energía dependiendo de las características de la instalación y modalidad escogida. Esto permite comparar los diferentes escenarios que plantearemos a continuación y sacar conclusiones al respecto. Estos costes se detallarán en profundidad cuando se haga uso de ellos en el **Apartado 6. Definición y análisis de escenarios**.

Por otro lado, se va a llevar a cabo un estudio de rentabilidad a 25 años. El objetivo radica en ser capaz de esclarecer las consecuencias de variar la potencia instalada o cambiar la modalidad de autoconsumo colectivo a la que acogerse. Para ello, se plantea un presupuesto de la instalación a partir de los precios de mercado y se deducirán conclusiones acerca de la viabilidad económica de cada situación.



Por lo tanto, en este apartado se va a explicar los diferentes conceptos que se manejarán con el fin de establecer unas bases en el tema económico siguiendo las indicaciones de Arcoya (2021) . Se debe tener en cuenta que, para dar una visión completa al cálculo de viabilidad económica y establecer conclusiones, los siguientes criterios a seguir se complementan:

- ❖ **Payback:** es el denominado período de retorno. Es decir, es el tiempo que transcurre hasta que se recupera la inversión inicial gracias a los sucesivos ahorros logrados debido a las mejoras aportadas.

Para obtener el periodo de retorno, se van sumando los sucesivos flujos de caja al valor negativo de la inversión inicial. Llegará un año en que este resultado será positivo y, por tanto, la suma de años que hayan pasado hasta este momento es el llamando periodo de retorno de inversión. Una vez transcurrido esta etapa se comienza a obtener beneficios.

Es útil valorar este método ya que te da la posibilidad de seleccionar aquellas soluciones que te permiten recuperar la inversión de forma más rápida.

- ❖ **Valor Actual Neto (VAN):** es un valor que indica la rentabilidad de una inversión en un número concreto de años. Es el resultado de sumar los valores actualizados de todos los flujos de caja en cada periodo, al que se le resta la inversión inicial. Dicho resultado de la operación es un índice de rentabilidad en número de unidades monetarias (€).

Es un indicador económico sencillo de calcular que nos ayuda a ver cuál de las opciones genera más beneficios con el paso del tiempo. Un VAN positivo significa que la opción elegida generará beneficios y negativo implica pérdidas. Se calcula a partir de la ecuación (E-13):

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \left(\frac{F_t}{(1+k)^t} \right) \quad (E-13)$$

En dicha ecuación tenemos que:

I₀: Inversión inicial de la instalación [€].

n: es el número de periodos, en este caso años.

F_t: flujo de caja del año t. De forma simple es ingresos menos gastos [€].

K: Tasa de descuento. Hace referencia a la rentabilidad de un proyecto en condiciones similares. Es un factor que se calcula a partir de datos como la inflación. En este caso, se toma un valor del 3%.

❖ **Tasa Interna de Retorno (TIR):** es un índice que coincide con el valor de K (tasa de descuento) que hace que el VAN tenga valor nulo. Se define como el porcentaje de beneficios obtenidos o pérdidas que se obtiene de una inversión.

La TIR se compara con la tasa de descuento, que es el índice mínimo para tener en cuenta. Si la TIR es superior a la tasa de descuento, es posible aceptar el proyecto. En cambio, si es inferior, el proyecto se rechaza.

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \left(\frac{F_t}{(1 + TIR)^t} \right)$$

Para poder comparar diferentes proyectos o soluciones, como ya se ha comentado, se hará una valoración de los tres conceptos que se acaban de definir. Esto es porque cada criterio contiene sus matices.

Una TIR positiva indica que el proyecto es rentable, pero no quiere decir que sea aceptable, ya que si no supera el coste de oportunidad se rechaza automáticamente. Se entiende por coste de oportunidad como lo que se deja de ganar por no elegir otra opción. Es decir, se supone que es lo que vale la mejor opción que no se elige.

Por otro lado, el VAN permite conocer a partir de cuántos años recuperas la inversión en términos monetarios y, por tanto, se comienza a obtener beneficios. Además, permite conocer directamente el valor de dichas pérdidas o beneficios.

Una vez aclarado esto, la TIR es útil cuando se comparan proyectos que requieren distintas inversiones. Se puede dar el caso en el que dos proyectos con distinta inversión, el que tenga mayor VAN posea una rentabilidad inferior. Esto es debido a que los flujos de caja cuando la inversión es mayor pueden ser superiores y proporcionar un mayor VAN en un periodo determinado. En cambio, la TIR compara esos beneficios respecto a la inversión, valorando si la inversión es aceptable en función de los beneficios que se irán obteniendo.

Una vez se estudien diferentes casos en la **Sección 6**, se podrán sacar conclusiones acerca de cómo valorar los resultados arrojados por cada criterio y su combinación.



CAPÍTULO 6:

DEFINICIÓN Y ANÁLISIS DE ESCENARIOS



6. DEFINICIÓN Y ANÁLISIS DE ESCENARIOS

El objetivo del presente trabajo no es más que encontrar una solución óptima tanto técnica como económica al diseño de una instalación fotovoltaica para autoconsumo colectivo en un municipio.

Por esta misma razón, tras la explicación de la metodología a seguir para el dimensionado de la instalación de un caso base y su análisis económico, se plantean posibles escenarios en función de la cobertura de la demanda y de las posibilidades de aprovechamiento de excedentes de energía, cuando los hubiese.

Para comenzar, se plantea un **primer escenario** el cual coincide con el caso base planteado en el **Apartado 5**. Es decir, en el **Apartado 6.1** se diseña una instalación con el objetivo de cubrir el 100% de la demanda de energía eléctrica del mes más crítico. Se escoge la modalidad de compensación porque parece una opción más atractiva desde el punto de vista económica en comparación con la venta de excedentes, ya que esta última modalidad debe hacer frente a mayores al impuesto IVPEE, entre otros conceptos.

A partir de este primer escenario, se plantean dos estudios con sus correspondientes escenarios:

- ❖ Por un lado, en el **Apartado 6.2** se estudia la **variación de la potencia** instalada en aras de elegir la instalación con la potencia óptima. Cabe recordar que la modalidad sigue siendo **acogida a compensación**.
- ❖ Por otro lado, en el **Apartado 6.3** se propone el estudio de la modalidad de **venta de excedentes** y cómo evoluciona la viabilidad al **variar potencia** instalada.

Otro estudio adicional que podría ser interesante analizar es la posibilidad de almacenar la energía excedentaria en sistemas de acumulación. Esto suscita a examinar en el **Apartado 6.4** la viabilidad técnica y económica de esta solución. En este punto, es necesario aclarar que la instalación de un sistema de acumulación en baterías no está limitada por la modalidad de autoconsumo elegida.

6.1. ESCENARIO BASE: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CON EXCEDENTES ACOGIDA A COMPENSACIÓN

Se procede a realizar el estudio energético y, posteriormente, el análisis económico correspondiente.

Cabe recordar que el cálculo recogido en la metodología del **Apartado 5** hace referencia a la presente instalación, la cual se usa como base para poder plantear distintos casos en función del porcentaje de demanda de energía a cubrir, en función del tipo de contrato de autoconsumo o en función del destino de los excedentes de energía.

Además, es necesario señalar que se utiliza el presente escenario para definir los sucesivos cálculos llevados a cabo en cualquiera de los casos.

ESTUDIO ENERGÉTICO

Se trata de una instalación de autoconsumo colectivo de edificios conectados a través de red, y como mínimo, uno conectado a red interior. De esta forma es posible compensar los excedentes cuando sea necesario.

Primeramente, se resume el mecanismo de compensación simplificada en autoconsumo colectivo:

- ❖ A la salida de la instalación fotovoltaica se contabiliza la energía generada.
- ❖ Posteriormente se divide entre los participantes según un criterio de reparto. El coeficiente de reparto, en este trabajo, será constante para cada participante durante todo el año.
- ❖ La energía repartida a cada edificio es autoconsumida de forma individual. Lógicamente, como máximo se puede autoconsumir lo correspondiente tras el reparto.
- ❖ En cambio, la energía que le corresponde a cada participante y no es autoconsumida, se contabiliza como excedente. Esta energía permanece registrada.
- ❖ En este punto entra en juego el mecanismo de compensación simplificada. Consiste en que el término económico de energía de red facturada se ve reducido por el valor económico de los excedentes vertidos a red. Como último apunte, esta diferencia no puede ser negativa, es decir, solo se puede compensar el valor monetario de la energía consumida de red.

Llegado este punto, se dimensiona la instalación fotovoltaica con el objetivo de poder cubrir, a priori, los consumos de julio, el mes más crítico.



En este sentido, se podrá comprobar que, una vez aplicados los coeficientes de reparto entre los distintos edificios, la energía autoconsumida se reduce notablemente.

Además, el autoconsumo se verá minorado también al tener en cuenta que la curva horaria de demanda de energía no coincide con la curva de producción. Por ello, se establece a criterio propio un coeficiente del 0,7. Es decir, el 70% de la energía que le corresponde a un edificio tras el reparto, se autoconsume. De esta forma aparecen excedentes también debido al desfase de las curvas de demanda y producción. En la siguiente gráfica, Figura 22, se puede ver en un ejemplo este efecto:

Perfil mensual de demanda y generación de energía (Wh)

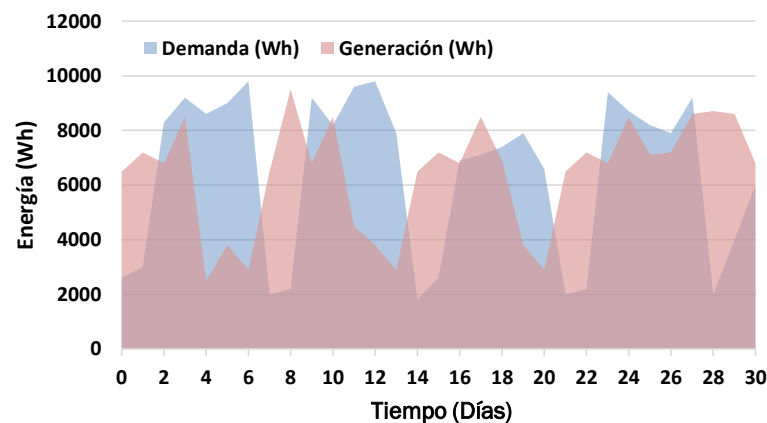


Figura 22: Ejemplo de posibles curvas de demanda y generación de energía (Wh).

En este ejemplo, ambas curvas encierran la misma superficie, es decir, a final de mes se genera la misma energía que se demanda. Si no se tiene en cuenta dicho coeficiente, se estaría suponiendo que a final de dicho mes no habría excedentes ya que el presente estudio es mensual.

En cambio, al tener en cuenta dicho coeficiente, aparecen excedentes particulares de cada edificio que podrán compensar, como máximo, el término individual de energía comprada de red al final de cada mes. Claramente en la gráfica anterior, estos excedentes corresponden al área roja (generación) que **no** se superpone a la azul (demanda).

Para la presente instalación se han utilizado **96 paneles**. En la Figura 23 se puede ver la energía generada frente a la demanda total (kWh/mes).

Por aclarar la utilidad del coeficiente del 70% en este trabajo, se puede observar en la gráfica de la Figura 23, que el mes de julio no tendría excedentes, ya que se genera justamente lo que se demanda. Esto es correcto, pero no todo lo que se genera se autoconsume, porque el autoconsumo se

produce en horas de funcionamiento de los paneles y el resto del día se consume energía de red.

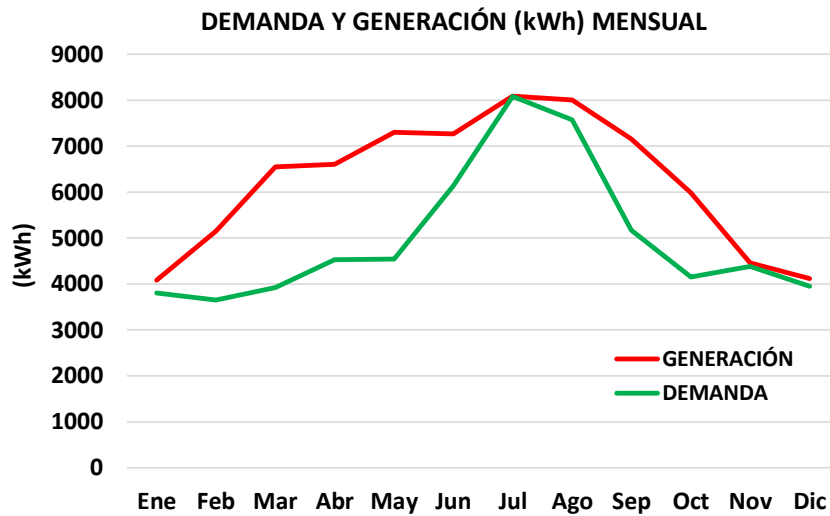


Figura 23: Curvas de demanda y generación de energía (kWh)

El primer paso consiste en repartir la energía generada por la instalación fotovoltaica entre los distintos participantes. En este caso, se reparte según los coeficientes recogidos en la siguiente Tabla 13 (porcentajes en color rojo), y consiste en que cada consumidor recibe un porcentaje constante de energía durante todo el año. El valor de estos coeficientes de reparto se ha obtenido mediante un proceso de optimización en el que se ha buscado maximizar la cantidad de **energía autoconsumida** (Tabla 14) sobre el total de **energía repartida** (Tabla 13).

Tabla 13: Reparto anual de la energía generada (kWh)

Nº PANELES 96 POTENCIA TOTAL 48 kWp		REPARTO (kWh)							
Mes	GENERACIÓN (kWh)	AYTO	BAR	C. CÍVICO	C. MÉDICO	PISCINA	POLIDEP	VIVIENDA SOCIAL	TOTAL
		11%	22%	6%	11%	25%	20%	5%	100%
Ene	4080	449	898	245	449	1020	816	204	4080
Feb	5152	567	1133	309	567	1288	1030	258	5152
Mar	6552	721	1441	393	721	1638	1310	328	6552
Abr	6606	727	1453	396	727	1651	1321	330	6606
May	7300	803	1606	438	803	1825	1460	365	7300
Jun	7269	800	1599	436	800	1817	1454	363	7269
Jul	8089	890	1780	485	890	2022	1618	404	8089
Ago	8008	881	1762	480	881	2002	1602	400	8008
Sep	7158	787	1575	429	787	1789	1432	358	7158
Oct	5983	658	1316	359	658	1496	1197	299	5983
Nov	4464	491	982	268	491	1116	893	223	4464
Dic	4119	453	906	247	453	1030	824	206	4119
TOTAL	74779	8226	16451	4487	8226	18695	14956	3739	74779

Se puede observar que la piscina posee un coeficiente muy elevado pese a concentrar su demanda de energía en los meses de verano. Esto hace que el resto del año genere gran cantidad de energía excedentaria.



Sin embargo, se ha conseguido establecer de forma aproximada el máximo porcentaje de aprovechamiento a partir de los coeficientes de reparto implantados. Para ello, a través del programa *Microsoft Excel*, se han variado dichos coeficientes de forma que el porcentaje de energía autoconsumida respecto al reparto se maximice.

Una vez establecido el reparto de energía entre los distintos edificios, se procede a calcular la cantidad de energía autoconsumida. Para ello, se crea la Tabla 14 de la siguiente forma:

- ❖ Para un edificio, si la demanda es mayor que el reparto de energía que le corresponde ese mismo mes, como máximo autoconsume lo que le corresponde tras el reparto.
- ❖ En cambio, se computa como excedente, si a dicho edificio tras el reparto, le corresponde más energía de lo que autoconsume. Se puede ver en la Tabla 15 los valores que toma por edificio y mes.

Tabla 14: Energía (kWh) mensual auto consumida por edificio

AUTOCONSUMO (kWh)								
Mes	AYTO	BAR	C. CÍVICO	C. MÉDICO	PISCINA	POLIDEP	VIVIENDA SOCIAL	TOTAL
Ene	314	628	160	300	0	571	143	2116
Feb	290	761	194	290	0	721	180	2436
Mar	358	812	229	358	0	781	211	2749
Abr	509	834	270	509	0	814	199	3134
May	550	844	192	550	0	862	183	3179
Jun	466	877	180	466	1272	841	150	4252
Jul	623	980	340	623	1416	781	144	4905
Ago	571	1169	336	571	1401	349	137	4534
Sep	527	863	114	527	658	771	162	3621
Oct	455	842	92	455	0	838	209	2891
Nov	344	687	187	344	0	625	156	2343
Dic	317	634	173	317	0	577	144	2163
TOTAL	5323	9932	2467	5309	4747	8529	2017	38324

Antes de continuar, es necesario aclarar que los coeficientes se consideran constantes a lo largo de todo el año, tal y como se indicaba en la versión del informe de autoconsumo del IDAE que se tuvo en cuenta para realizar este cálculo en concreto. Cabe destacar que actualmente, si se realizase un estudio horario, es posible establecer 8760 coeficientes al año, uno para cada hora y edificio. De esta forma, la energía autoconsumida aumentaría notablemente.

Como apunte, la Tabla 14 recoge que en los meses de verano prácticamente el 60% de la energía generada se autoconsume. El resto del año, esta relación apenas alcanza el 50%.

En la Tabla 15 se recogen los excedentes mensuales por participante:

Tabla 15: Energía (kWh) mensual excedentaria por edificio

ENERGÍA EXCEDENTARIA (kWh)								
Mes	AYTO	BAR	C. CÍVICO	C. MÉDICO	PISCINA	POLIDEP	VIVIENDA SOCIAL	TOTAL
Ene	135	269	84	149	1020	245	61	1964
Feb	277	372	116	277	1288	309	77	2716
Mar	362	630	164	362	1638	529	117	3803
Abr	218	619	127	218	1651	507	131	3472
May	253	762	246	253	1825	598	182	4121
Jun	333	722	256	333	545	613	214	3017
Jul	267	799	146	267	607	837	261	3184
Ago	310	592	144	310	601	1253	263	3474
Sep	260	712	315	260	1132	661	196	3536
Oct	203	475	267	203	1496	359	90	3092
Nov	147	295	80	147	1116	268	67	2120
Dic	136	272	74	136	1030	247	62	1957
TOTAL	2903	6519	2020	2917	13948	6427	1722	36455

Si se echa la vista a la tabla anterior, la energía excedentaria es mayor en los meses en los que la piscina está cerrada, ya que su demanda, y por tanto su autoconsumo, es nulo.

Asimismo, es necesario cuantificar la energía adquirida de red, la cual resulta de la diferencia de la energía demandada menos la autoconsumida. En la Tabla 16 aparecen los distintos valores mensuales:

Tabla 16: Energía de red (kWh) mensual por edificio

ENERGÍA DE RED (kWh)								
Mes	AYTO	BAR	C. CÍVICO	C. MÉDICO	PISCINA	POLIDEP	VIVIENDA SOCIAL	TOTAL
Ene	144	490	69	128	0	565	297	1693
Feb	124	326	83	124	0	428	131	1216
Mar	154	348	98	154	0	335	90	1178
Abr	244	357	116	244	0	349	85	1396
May	236	362	82	236	0	369	78	1362
Jun	200	376	77	200	607	360	64	1884
Jul	300	420	260	300	1497	335	62	3174
Ago	245	501	328	245	1511	149	59	3038
Sep	226	370	49	226	282	330	69	1552
Oct	195	361	39	195	0	373	102	1265
Nov	268	569	221	268	0	529	185	2041
Dic	157	574	358	157	0	421	125	1791
TOTAL	2492	5053	1781	2476	3897	4544	1347	21590

Se observa una ligera tendencia, en los meses más fríos, de un aumento del consumo de energía de red con relación a la energía demandada. De nuevo, una de las causas es la gran cantidad de energía destinada a la piscina en verano, que provoca que el resto de edificios consuman energía de red. Esto se junta a que los meses de invierno los paneles producen menos energía haciendo que, como se expuso anteriormente, el autoconsumo se reduzca.



Capítulo 6 - Definición y análisis de escenarios

Con el fin de completar el cálculo de los flujos de energía, la Tabla 17 alberga la cantidad de excedentes por edificio y mes que participa en el mecanismo de compensación simplificada. Esto es, la cantidad de excedentes que, valorados a precio de energía compensada, compensa como máximo el término económico de energía comprada de red.

Tabla 17: Energía (kWh) excedentaria que participa en la compensación

EXCEDENTES APROVECHADOS (kWh)								
Mes	AYTO	BAR	C. CÍVICO	C. MÉDICO	PISCINA	POLIDEP	VIVIENDA SOCIAL	TOTAL
Ene	135	269	73	137	0	245	61	921
Feb	133	348	89	133	0	309	77	1089
Mar	164	372	105	164	0	358	96	1259
Abr	218	382	124	218	0	373	91	1405
May	252	386	88	252	0	395	84	1456
Jun	213	402	82	213	545	385	69	1910
Jul	267	449	146	267	607	357	66	2158
Ago	261	535	144	261	601	160	63	2025
Sep	241	395	52	241	301	353	74	1658
Oct	203	385	42	203	0	359	90	1283
Nov	147	295	80	147	0	268	67	1004
Dic	136	272	74	136	0	247	62	927
TOTAL	2370	4490	1099	2373	2054	3808	899	17093

Es necesario aclarar que, ciertos meses, existen excedentes que se vierten a red sin obtener beneficio de ellos. La primera razón es porque el saldo económico de energía adquirida de red es nulo tras realizar la diferencia entre el saldo económico de energía de red y la energía excedentaria. La segunda razón es porque directamente ese mes no hay demanda de energía. Esto ocurre con la piscina, por ejemplo, ya que no posee consumo en enero y directamente los excedentes se vierten a red sin obtener beneficio alguno.

Se ve claramente, que en época estival se aprovechan mejor los excedentes, ya que más del 60% de la energía excedentaria se utiliza en el método de compensación. El resto del año, este factor está alrededor del 40%.

Es necesario aclarar que los excedentes vertidos a la red que no intervienen en el mecanismo de compensación son excedentes desaprovechados desde el punto de vista del municipio, como propietario de la instalación fotovoltaica. En cambio, estos excedentes que se vierten a la red benefician, en primer lugar, a la comercializadora en términos económicos. Y, en segundo lugar, no deja de ser electricidad generada a partir de energía limpia, por lo que existe un beneficio ambiental.

No se añade tabla debido a su escasa relevancia en el cálculo posterior.

Para acabar con el cálculo de los flujos de energía, se añade en la Tabla 18 la energía de red que es compensada de forma individual gracias a contratar el mecanismo de compensación simplificada.

Tabla 18: Energía (kWh) compensada

ENERGÍA COMPENSADA (kWh)								
Mes	AYTO	BAR	C. CÍVICO	C. MÉDICO	PISCINA	POLIDEP	VIVIENDA SOCIAL	TOTAL
Ene	126	252	69	128	0	229	57	862
Feb	124	326	83	124	0	289	72	1019
Mar	154	348	98	154	0	335	90	1178
Abr	204	357	116	204	0	349	85	1315
May	236	362	82	236	0	369	78	1362
Jun	200	376	77	200	510	360	64	1788
Jul	250	420	136	250	568	335	62	2020
Ago	245	501	135	245	562	149	59	1895
Sep	226	370	49	226	282	330	69	1552
Oct	190	361	39	190	0	336	84	1201
Nov	138	276	75	138	0	251	63	940
Dic	127	254	69	127	0	231	58	868
TOTAL	2219	4203	1029	2221	1922	3564	842	16000

En la Figura 24 se puede analizar más en profundidad los flujos de energía que se producen. En concreto, la curva de generación se representa en color rojo y la curva de demanda en verde, mientras que el montante de energía de los edificios se agrupa en un diagrama de columnas apiladas:

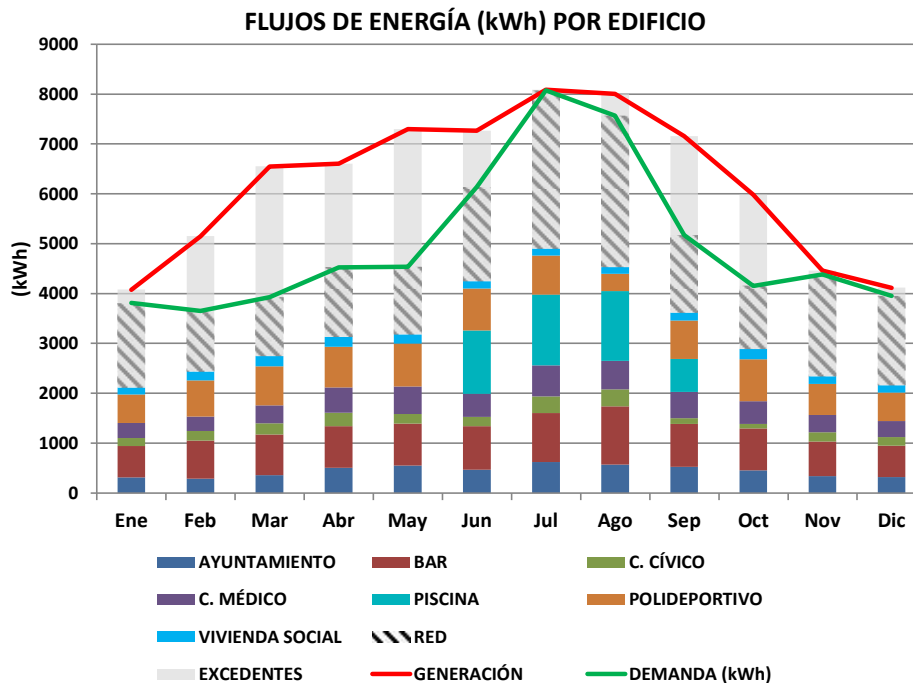


Figura 24: Flujos mensuales de energía (kWh).

En la siguiente página se detalla dicha gráfica.



De modo aclaratorio se añaden las siguientes notas con relación a la anterior gráfica:

- ❖ La suma de los kWh agrupados en columnas de los distintos edificios es el total del autoconsumo. Es vital diferenciar la energía realmente demandada (curva verde), la cual es la suma del autoconsumo más la energía de red (columnas rayadas en color negro) que se compra.
- ❖ La diferencia entre la generación y el autoconsumo son los excedentes. (columnas de color gris)
- ❖ Que existan excedentes, no quiere decir que no sea necesario adquirir electricidad de Red. Esto es debido a que el criterio de reparto es constante a lo largo de todo el año. Un ejemplo claro ya comentado es la piscina en invierno, la cual desaprovecha gran cantidad de energía. En cambio, es necesario adquirir energía de red para suplir la demanda del resto de edificios en dichos meses.

La siguiente Figura 25 representa de forma más simple el balance de energía:

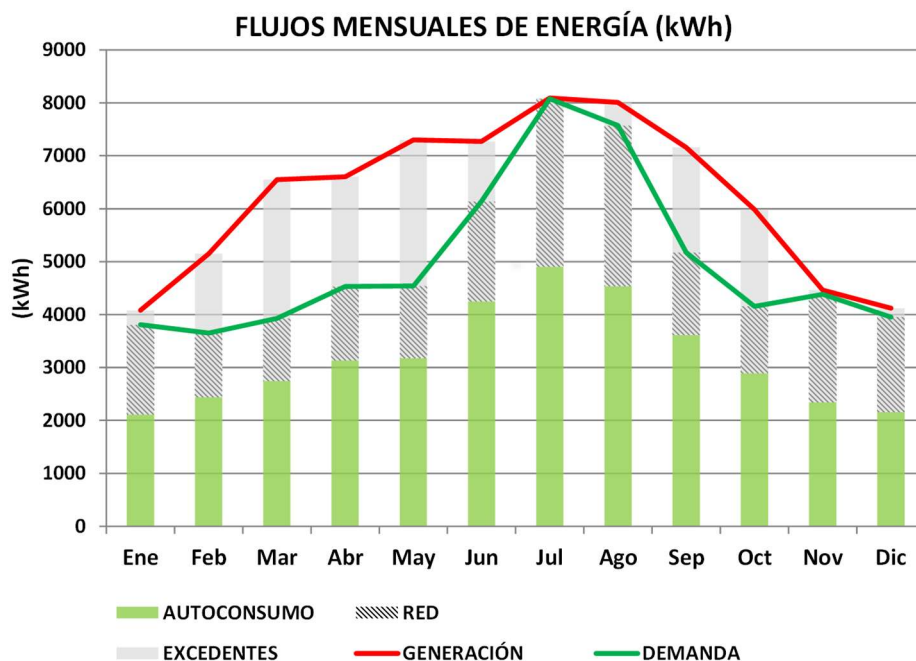


Figura 25: Flujos mensuales de energía (kWh). Energía de red.

A modo de resumen, se tiene en rojo la curva de generación de energía y en verde la demandada. En columnas apiladas, se tiene en verde la energía autoconsumida y la energía adquirida de red en columnas rayadas de color negro. La diferencia entre la curva de generación y las columnas de autoconsumo es el total de los excedentes, en color gris.

Por último, de una forma más visual, puede observarse en la Figura 26, la parte de energía de red que es compensada gracias a la energía excedentaria. Aparece en columnas rayadas de color naranja, y se puede ver como claramente reduce la cantidad de energía adquirida de red.

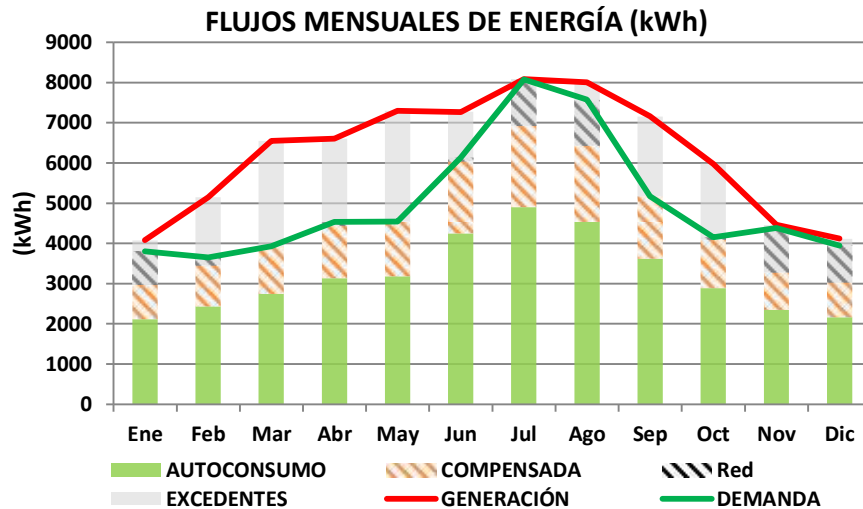


Figura 26: Flujos mensuales de energía (kWh). Energía compensada.

ESTUDIO ECONÓMICO

Una vez determinados los flujos de energía, se realiza un estudio económico con el fin de obtener los ahorros al instalar paneles fotovoltaicos. Se comienza definiendo el coste de la energía. A modo de simplificación, se supone un contrato al PVPC y se escoge el precio medio por MWh en 2021, el cual ronda los **118,8 €/MWh** según REE (2022).

El término de potencia contratada no se va a tener en cuenta ya que en principio no va a variar si se ejecuta la instalación. Únicamente afecta a la energía consumida.

El precio de los excesos de energía para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC) aparece en ESIOS (2022). Como en el caso anterior, varía hora a hora y puede consultarse para cualquier periodo. El valor que se va a tener en cuenta es el precio medio en 2021, el cual fue de unos **111,2 €/MWh**. En el presente estudio se realiza un contrato en el que la energía se valora a precio de mercado. En cambio, si se llevase a cabo un contrato con una comercializadora libre, el precio de la energía excedente se fija por mutuo acuerdo.

En la Tabla 19 de la siguiente página se muestra, en primer lugar, un resumen mensual del balance de energía que se produce como resultado de la instalación de 96 paneles solares. Además, se expone el ahorro económico que genera.



Capítulo 6 - Definición y análisis de escenarios

Tabla 19: Ahorro económico con instalación FV acogida a compensación de excedentes

MES	DEMANDA (kWh)	AUTOCONS. (kWh)	RED (kWh)	EXCEDENT. (kWh)	SIN FV	CON INSTALACIÓN FV			AHORRO (€)
					FACTURA (€)	RED (€)	COMPENS. (€)	FACTURA (€)	
Ene	3809	2116	1693	921	453 €	201 €	102 €	99 €	354 €
Feb	3652	2436	1216	1089	434 €	144 €	121 €	23 €	410 €
Mar	3927	2749	1178	1259	467 €	140 €	140 €	0 €	467 €
May	4541	3179	1362	1456	540 €	162 €	162 €	0 €	540 €
Jun	6137	4252	1884	1910	729 €	224 €	212 €	11 €	718 €
Jul	8079	4905	3174	2158	960 €	377 €	240 €	137 €	823 €
Ago	7572	4534	3038	2025	900 €	361 €	225 €	136 €	764 €
Sep	5173	3621	1552	1658	615 €	184 €	184 €	0 €	615 €
Oct	4156	2891	1265	1283	494 €	150 €	143 €	8 €	486 €
Nov	4384	2343	2041	1004	521 €	242 €	112 €	131 €	390 €
Dic	3954	2163	1791	927	470 €	213 €	103 €	110 €	360 €
	59915	38324	21590	17093	7.118 €			664 €	6.454 €

A simple vista, la factura mensual del término de energía en el caso de no instalar paneles es claramente superior al caso de instalar paneles.

Cabe destacar que existen meses que la compensación de energía supera a la energía de red en términos económicos. Sin embargo, en estos casos el coste económico de la energía será nulo, ya que el ahorro generado por los excedentes no puede ser superior al coste de los kWh comprados de red.

Es preciso señalar que se produce un ahorro anual de prácticamente el 90% en el término de energía. Por un lado, es posible principalmente por el sobredimensionado de la instalación la mayor parte de los meses. En este caso, esto permite que el término económico de red no supere el 50% de la factura mensual sin instalación fotovoltaica. Como apunte, acogerse al mecanismo compensación simplificada acaba anulando por completo el término económico de energía de red en los meses de marzo, mayo y septiembre.

RENTABILIDAD ECONÓMICA

En primer lugar, la rentabilidad se va a tener en cuenta a **25 años**. Esto es debido a que las diferentes marcas de paneles solares proporcionan este valor medio de vida útil. En este caso, el fabricante del modelo de panel escogido proporciona un valor de pérdida de potencia del **2%** el primer año y una degradación del **0,45%** en años posteriores.

No se tendrá en cuenta la degradación anual del resto de los elementos de la instalación. En cambio, se toma un valor estimado anual de mantenimiento de equipos **200€**. Además, se supone un aumento anual del **3%** de los precios.

En la Tabla 19 se muestran los flujos de caja anuales:

Tabla 20: Cuenta de resultados (€). 48 kWp con compensación

					VAN = 94.641 € TIR = 13,5%	
Año	Inversión (€)	Ahorro (€)	Mantenimiento (€)	Flujo de caja (€)	VAN (€)	
0	-53.861	0	0	-53.861		
1	-	6.588	-206	6.382	-47.665 €	
2	-	6.749	-212	6.537	-41.503 €	
3	-	6.914	-219	6.695	-35.376 €	
4	-	7.080	-225	6.855	-29.286 €	
5	-	7.247	-232	7.016	-23.234 €	
6	-	7.438	-239	7.200	-17.205 €	
7	-	7.634	-246	7.388	-11.197 €	
8	-	7.841	-253	7.588	-5.208 €	
9	-	8.053	-261	7.793	765 €	
10	-	8.273	-269	8.005	6.721 €	
11	-	8.496	-277	8.219	12.658 €	
12	-	8.734	-285	8.449	18.584 €	
13	-	8.980	-294	8.686	24.499 €	
14	-	9.233	-303	8.931	30.404 €	
15	-	9.495	-312	9.183	36.298 €	
16	-	9.749	-321	9.428	42.173 €	
17	-	10.010	-331	9.680	48.030 €	
18	-	10.296	-340	9.956	53.878 €	
19	-	10.592	-351	10.241	59.718 €	
20	-	10.897	-361	10.536	65.552 €	
21	-	11.213	-372	10.841	71.379 €	
22	-	11.538	-383	11.155	77.201 €	
23	-	11.875	-395	11.480	83.018 €	
24	-	12.223	-407	11.817	88.831 €	
25	-	12.583	-419	12.164	94.641 €	

PRESUPUESTO	
53.861 €	

TIR	
5,3%	10 años
10,6%	15 años
12,6%	20 años
13,5%	25 años

Se puede ver que el ahorro anual esperado sigue una tendencia en aumento debido al incremento del 3% del precio del kWh, lo cual hace que las facturas con y sin FV se distancien más a medida que pasan los años.

Por otro lado, se observa que a partir del noveno año el VAN es positivo, es decir, se recupera la inversión inicial y por consiguiente los rendimientos comienzan a ser positivos. A priori, parece precipitado aceptar una inversión con un periodo de retorno de 9 años. Esto mismo lleva a estudiar la rentabilidad de diferentes potencias en el siguiente **Apartado 6.2**.

La tasa interna de retorno para un periodo de 25 años es superior al 13%. Claramente superior a la rentabilidad mínima establecida del 3%. De todas formas, es un índice que sirve para comparar escenarios, por lo que se añade con el fin de hacer uso de él a posteriori.



Es necesario añadir que la potencia instalada realmente la marca el inversor, en este caso de 40 kW de potencia nominal. En cambio, en la comparativa de escenarios se va a hablar de potencia de instalación como la potencia que suman el total de los paneles instalados para poder comparar de una forma más sencilla los distintos casos.

6.2. ESTUDIO DE VARIACIÓN DE POTENCIA DE LA INSTALACIÓN CON EXCEDENTES ACOGIDA A COMPENSACIÓN

Una vez que se ha analizado en profundidad el caso base, se procede a variar la potencia para ver los efectos tanto en el estudio energético como en el de rentabilidad.

Se debe tener en cuenta que la demanda de energía y el resto de los parámetros no cambian, únicamente se modifica la potencia instalada.

ESTUDIO ENERGÉTICO

Partiendo de la instalación general del caso anterior, se procede a variar la potencia instalada para conseguir diferentes porcentajes de cobertura del mes más crítico. Como ejemplo, se representa en la Figura 27, el efecto de modificar la potencia desde el 60% de cobertura hasta el 140%:

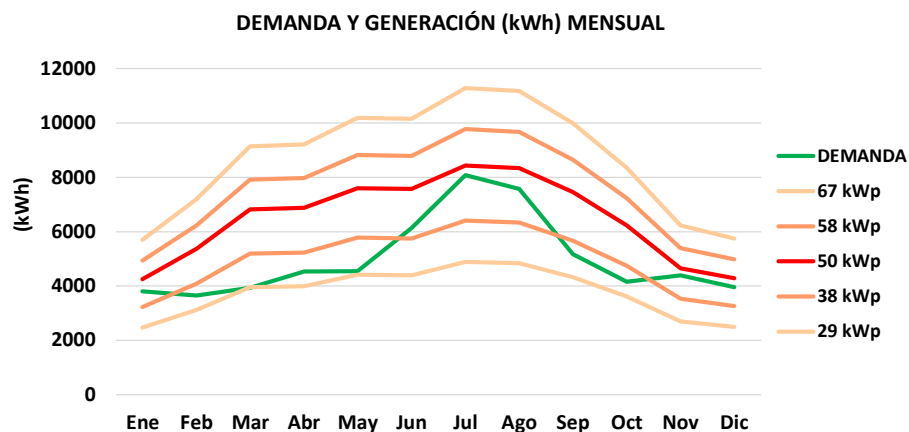


Figura 27: Curvas de producción de diferentes potencias instaladas frente a la demanda.

Para cada caso, se emplea el procedimiento descrito en el **Escenario 1** de obtener los flujos de energía por edificio y mes. Por lo tanto, se omite con el fin de no desviar la atención del objetivo principal del presente apartado, que no es más que comparar la viabilidad económica instalaciones con diferentes potencias.

Se observa en las Figuras 28 y 29 el efecto de disminuir o aumentar respectivamente la potencia respecto a la instalación base de 48 kWp:

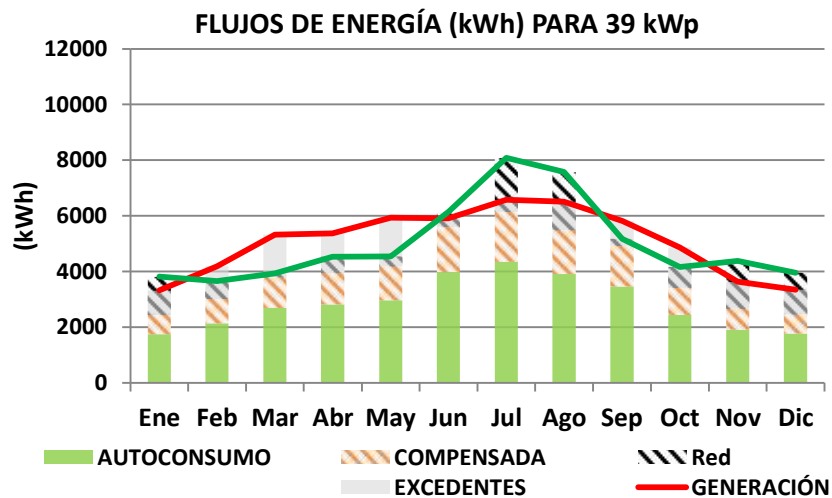


Figura 28: Flujos mensuales de energía (kWh) para 39 kWp. Energía compensada.

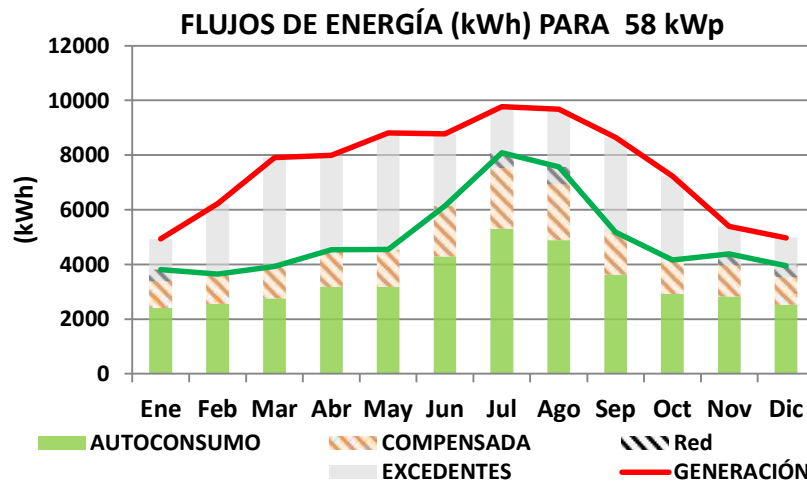


Figura 29: Flujos mensuales de energía (kWh) para 58 kWp. Energía compensada

Ambas gráficas se representan sobre la misma escala del eje Y para poder comparar directamente las curvas y los diagramas de columnas. Cabe recordar que la curva de demanda de energía no varía.

En el caso de reducir la potencia, la curva de generación de energía se desploma y, por tanto, los excedentes se reducen significativamente. Esto perjudica directamente a la compensación de la energía de red.

En cambio, si se aumenta la potencia se genera gran cantidad de energía excedentaria que se utiliza, cuando sea posible, en compensar el término facturado de red.



En este último caso, se puede observar que la suma del autoconsumo y la energía compensada gracias a los excedentes, roza prácticamente la demanda del municipio cuando se instala 58 kWp en paneles. Incrementar en exceso la potencia, pierde el sentido si la energía de red se compensa en su totalidad con excedentes.

Se prescinde del estudio de costes ya que la modalidad de autoconsumo no ha cambiado respecto al anterior caso y se procede directamente a comparar la rentabilidad económica.

RENTABILIDAD ECONÓMICA

En esta sección se va a estudiar la viabilidad económica de las diferentes alternativas de potencia instalada, utilizando los criterios de viabilidad económica explicados en el **Apartado 5.6**.

Las tablas resumen que contienen el estudio de rentabilidad de las distintas potencias se recogen en el **Anexo IV**.

Tras el cálculo de la inversión, las facturas con y sin fotovoltaica y los ahorros esperados para diferentes potencias de instalación, se presenta en la Figura 30 la evolución anual de los beneficios obtenidos en cada caso:

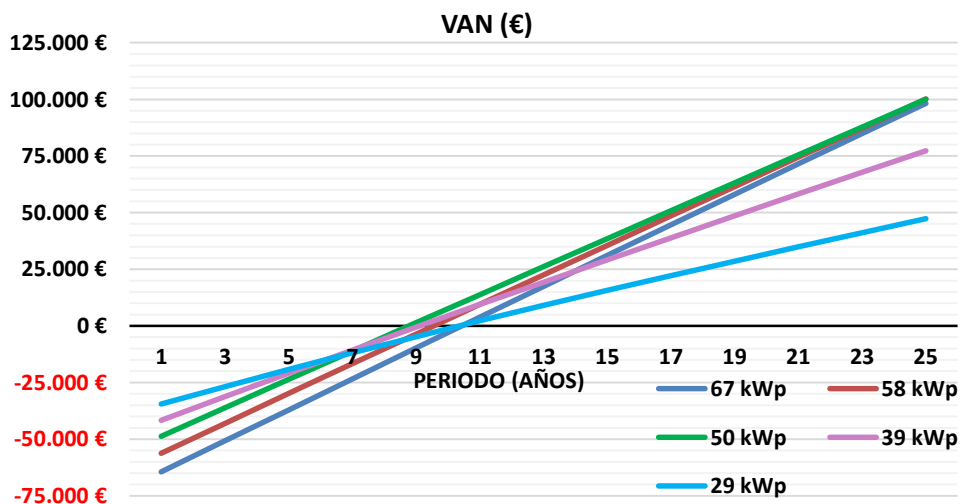


Figura 30: Comparativa económica en función de la potencia instalada.

En la gráfica anterior se representa en el eje abscisas el periodo de años y en el eje de ordenadas los beneficios anuales por potencia instalada.

Una vez cumplidos los 25 años de periodo de análisis, se obtiene que con la instalación de **50 kWp** es una de las que ofrecen mayores beneficios. Además, a partir del año 9 comienza a ser rentable al igual que la instalación del caso base.

La instalación con 50 kWp acogida a compensación posee el menor periodo de retorno tal y como se puede ver en la Figura 31 de forma más precisa:

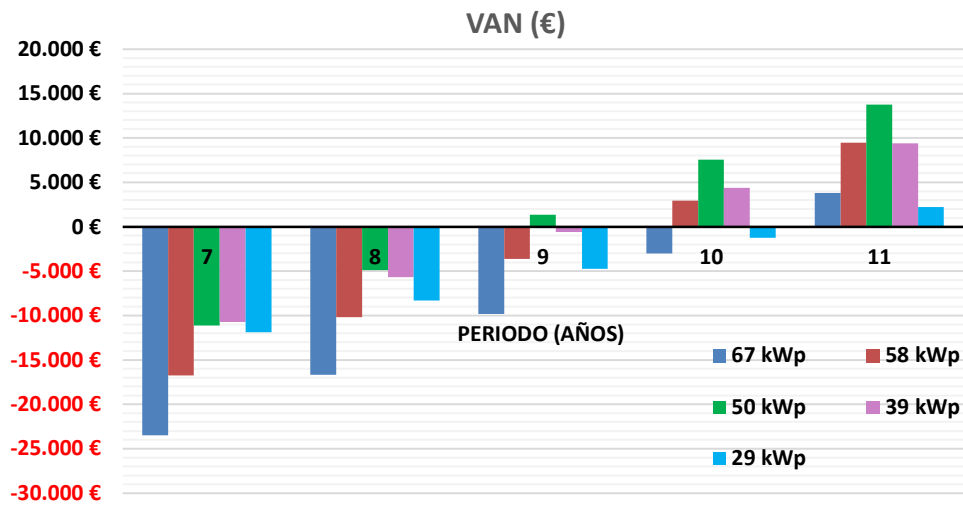


Figura 31: Gráfica en la que se puede visualizar el periodo de retorno.

Antes de continuar, conviene evaluar los casos extremos con el fin de ver la tendencia que sigue el VAN y el periodo de retorno. Para ello, se observa en la Figura 32 la evolución de este para potencias de 10, 50 y 100 kWp:

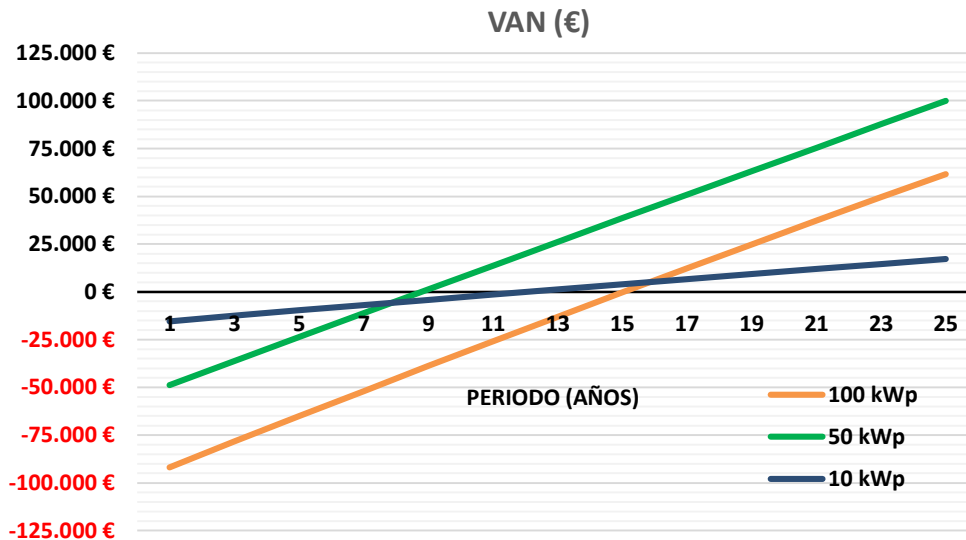


Figura 32: Comparativa económica en función de la potencia instalada.

Se puede comprobar la necesidad de realizar un estudio a largo plazo ya que la instalación de una menor potencia, y por consiguiente menor inversión, cabría esperar un menor periodo de retorno. En cambio, esto no es así ya que el ahorro es inferior, haciendo que el periodo de retorno aumente hasta los 13 años en el caso de instalar 20 paneles de 0,5 kWp cada uno.



Por otro lado, para potencias elevadas, por ejemplo 100 kWp, se observa que los ahorros derivados de compensar más cantidad energía no permite recuperar la inversión a mayor velocidad. Prácticamente es paralela a la línea de 50 kWp, alargando la recuperación de la inversión a 16 años.

A raíz de mencionar los ahorros obtenidos en cada caso, en la siguiente Figura 33 se puede visualizar el comportamiento que siguen los ahorros en función de la potencia instalada:

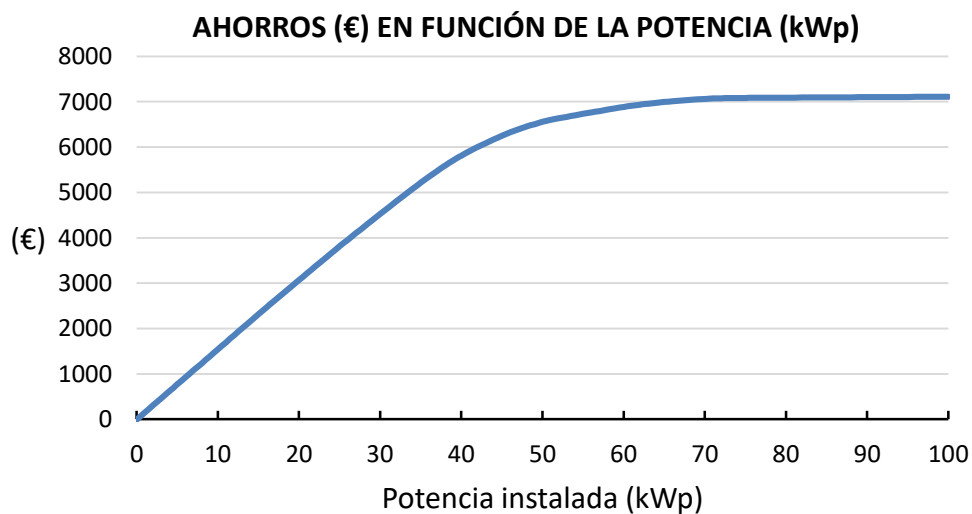


Figura 33: Representación de los ahorros obtenidos en función de la potencia instalada

Por tanto, se comprueba que, en la modalidad de excedentes acogida a compensación, la rentabilidad no aumenta al aumentar la potencia. Se observa en la gráfica anterior que los ahorros se estancan, ya que llega un momento en el que no se puede compensar más cantidad de energía de red con excedentes. Llegado este punto, un aumento de potencia simplemente permite un aumento de excedentes, sin que estos puedan participar en la compensación, ya que la demanda permanece constante.

Se entiende que si los ahorros dejan de crecer, la rentabilidad de las instalaciones con mayor potencia se ven mermadas por el aumento de inversión no recuperada. Por ello, para acabar de justificar el estudio de viabilidad, se evalúa la TIR. Es muy útil a la hora de comparar proyectos con diferente inversión. El VAN simplemente evalúa los beneficios esperados anualmente. En cambio, la TIR tiene en cuenta la inversión necesaria para obtener esos beneficios.

En la Figura 33 se representa la TIR en función de la potencia instalada. Se añaden el rango de potencias entre 10 y 100 kWp:

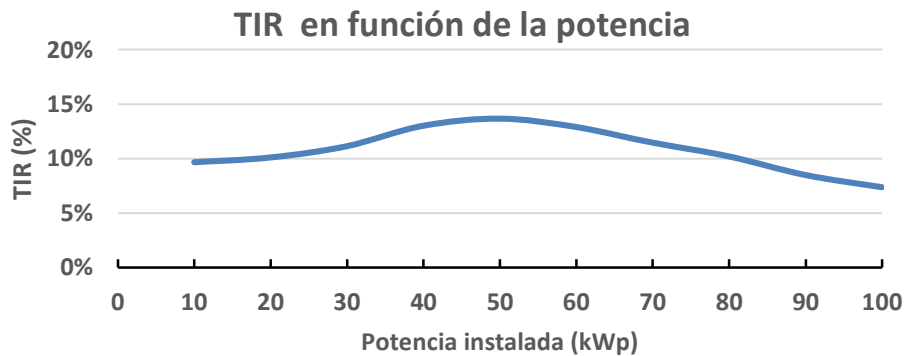


Figura 34: Tasa Interna de Retorno en función de la potencia instalada.

El valor máximo de la TIR toma un valor de 13,7%, y coincide con la instalación de **50 kWp**. Por lo tanto, se considera la mejor opción firmando un contrato con excedentes acogida a compensación. Tal y como predecía la gráfica de los ahorros, la rentabilidad desciende con el aumento de potencia.

En este punto, conviene analizar la modalidad de excedentes no acogidos a compensación en el siguiente **Apartado 6.3**. Es decir, el titular de la instalación pasa a ser productor inscrito en el RAIPEE, y los excedentes se venden en el mercado eléctrico. De esta forma, se aprovecha la totalidad de los excedentes.

A priori, la venta de excedentes no se consideraba como opción, ya que el precio del kWh, tras aplicarle los impuestos correspondientes, es inferior al precio de los excedentes en el mecanismo de compensación. Además, la ventaja de poder vender excedentes de forma ilimitada no parecía compensar el aumento de la instalación fotovoltaica. Sin embargo, para salir de dudas, en el siguiente apartado se analiza esta opción.

6.3. ESTUDIO DE VARIACIÓN DE POTENCIA DE LA INSTALACIÓN CON EXCEDENTES NO ACOGIDA A COMPENSACIÓN

En la sección anterior, se ha comparado el efecto que provoca modificar la potencia sobre la rentabilidad en la modalidad con excedentes acogida a compensación.

Existe otra modalidad con excedentes ya comentada que plantea la posibilidad de prescindir de compensar energía de red con energía excedentaria y, en su lugar, venderla en el mercado eléctrico. De esta forma, el importe de la factura sí puede resultar a nuestro favor ya que no hay límite de venta.



ESTUDIO ENERGÉTICO

Del mismo modo que en la modalidad de compensación, la energía generada se reparte entre los participantes en función de las necesidades de cada uno. La porción que no se autoconsume se vierte a la red y contabiliza como excedente. En el caso anterior de compensar excedentes, computaban de forma individual al participante que no pudo aprovecharlos. En cambio, si la instalación decide no compensar, los excedentes pertenecen al productor y se venden directamente en el mercado eléctrico.

En este caso, el balance de energía generada, energía demandada, energía de red y autoconsumida se realiza de forma análoga que en los casos anteriores. Únicamente varía la manera en la que se tratan los excedentes.

ESTUDIO ECONÓMICO

En primer lugar, se va a resumir los costes que habría que hacer frente en el caso de poseer excedentes y venderlos en el mercado. El precio de la energía de red es el mismo en todos los casos y se toma el valor de **118,8 €/MWh**. Siguiendo la Guía de Tramitación del IDAE (2022), se considera el coste del contrato de representación, valorado en unos **0,6 € por cada MWh** vendido a la Red. Además, es necesario abonar un **7%** de impuesto IVPEE sobre la energía producida y **0,14 €/MWh** de costes por retribución del operador del sistema.

A modo de ejemplo y observar alguna particularidad, en la Tabla 21 se muestra el ahorro económico que se produce como resultado de la instalación de 100 paneles solares (50 kWp). Recordemos que, de momento, es la que se ha elegido como óptima si se escoge la modalidad de compensación.

Tabla 21: Ahorro económico con instalación FV NO acogida a compensación de excedentes

MES	DEMANDA (kWh)	AUTOCONS. (kWh)	RED (kWh)	VENTA (kWh)	SIN PANELES	CON PANELES			AHORRO (€)
					FACTURA (€)	RED (kWh)	VENTA (€)	FACTURA (€)	
Ene	4625	2179	2447	2071	549 €	291 €	227 €	63 €	486 €
Feb	4376	2473	1902	2893	520 €	226 €	317 €	-92 €	611 €
Mar	4713	2749	1964	4076	560 €	233 €	447 €	-214 €	774 €
Abr	5261	3171	2090	3710	625 €	248 €	407 €	-159 €	784 €
May	5267	3179	2088	4425	626 €	248 €	486 €	-238 €	863 €
Jun	6137	4296	1841	3276	729 €	219 €	360 €	-141 €	870 €
Jul	8079	5025	3054	3402	960 €	363 €	373 €	-10 €	970 €
Ago	7572	4606	2966	3735	900 €	352 €	410 €	-58 €	957 €
Sep	5393	3621	1771	3835	641 €	210 €	421 €	-210 €	851 €
Oct	4882	2909	1972	3323	580 €	234 €	365 €	-130 €	710 €
Nov	5131	2441	2690	2209	610 €	320 €	242 €	77 €	532 €
Dic	4770	2253	2517	2038	567 €	299 €	224 €	75 €	491 €
TOTAL	66206	38903	27303	38992	7.865 €			-1.036 €	8.901 €

El ahorro en el primer año, para la misma potencia instalada de 50 kWp en paneles, al vender excedentes es de **8.901 €** frente a **6.558 €** que se obtendría si se aplica el método de compensación. No solo se ahorra la totalidad de la factura de **7.865 €**, sino que, además, se perciben **1.036 €** a mayores.

Esta diferencia radica en que, en la modalidad de compensación, los excedentes los genera cada participante de forma individual a partir de la energía generada que le corresponde tras el reparto y que no autoconsume. Esto hace que haya meses que la energía excedentaria que se necesita para compensar el término de energía de red sea superior y, por tanto, se desaprovechan. El claro ejemplo ya nombrado es la piscina, con gran cantidad de energía excedentaria en invierno que no puede aprovecharse para compensar energía facturada.

Por el contrario, este hecho no ocurre al vender energía ya que los excedentes pertenecen al productor de la instalación, los cuales son vendidos y obtiene un saldo económico a final de cada mes. En este caso, la cantidad económica obtenida sí puede superar el valor de la factura, tanto el término variable (energía) como el fijo (potencia). Aunque este último término no se tiene en cuenta por las razones expuestas anteriormente.

En cuanto al ahorro anual en función de la potencia instalada, se ha comprobado que aumenta. En la Figura 35 se compara el ahorro de la modalidad de compensación y la modalidad de venta de excedentes:

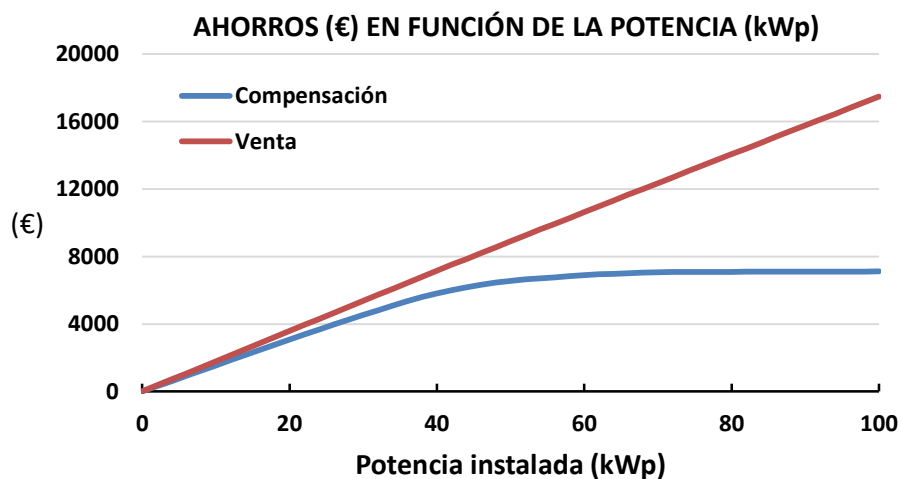


Figura 35: Comparativa de ahorros según la modalidad de autoconsumo.

RENTABILIDAD ECONÓMICA

De forma análoga a como se procedió en la sección anterior, se añade en el **Anexo V** una tabla con los resultados económicos necesarios para comparar la viabilidad de instalar diferentes potencias.



Se comienza también adjuntado la Figura 36, la cual recoge los beneficios anuales obtenidos en función de la potencia. Esta vez se añaden potencias comprendidas entre los 10 y 100 kWp.

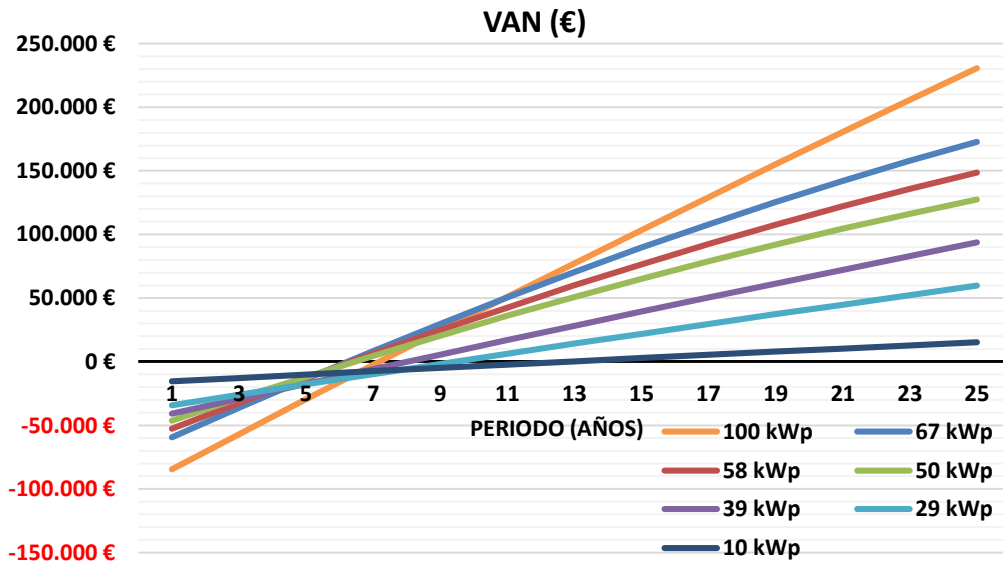


Figura 36: Comparativa económica en función de la potencia instalada.

La primera diferencia que se observa respecto a la modalidad de compensación es que para 50 kWp en paneles, la venta de energía excedentaria consigue mitigar en mayor medida la inversión inicial ya que aprovecha en su totalidad los excedentes. Además, el periodo de retorno en este caso es de 7 años, 2 años menos que si se firma un contrato de compensación. En líneas generales, el periodo de retorno se reduce respecto al caso de compensación.

En la siguiente Figura 37 se compara la rentabilidad obtenida tanto en el caso de compensación como en el de venta de excedentes, en función de la potencia instalada:

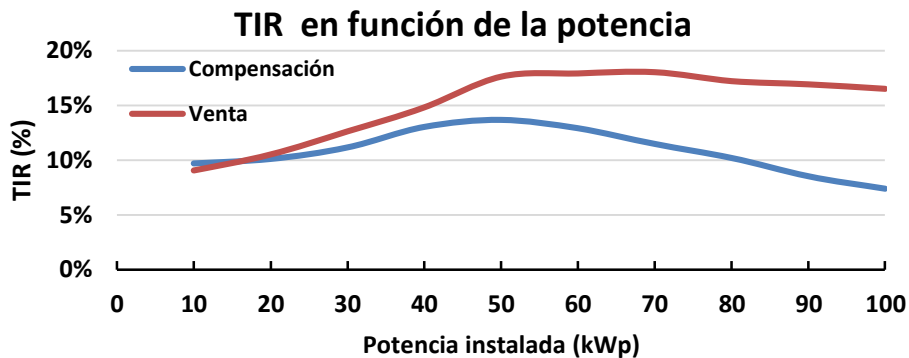


Figura 37: comparativa de rentabilidad en función de la potencia y modalidad de autoconsumo.

Lo primero que llama la atención en la gráfica es que la modalidad de venta de excedentes comienza con menor rentabilidad que la modalidad de compensación. Esto es debido a que ésta última, en potencias bajas, la energía desaprovechada es mínima, haciendo que los excedentes aprovechados en ambas modalidades sean similares. Cabe recordar aquellos excedentes desaprovechados en el método de compensación por la piscina en invierno, ya que, al no tener demanda, no puede compensar energía de red.

De esta forma, teniendo en cuenta que el precio final al que se venden los excedentes tras aplicarle los cargos que corresponden (IVPEE, contrato de representación, retribución a REE) es inferior al precio de compensación, hace que la rentabilidad al vender excedentes sea ligeramente menor.

En segundo lugar, la rentabilidad de vender excedentes es superior en potencias medias. Sin embargo, aunque sea en menor medida que en el caso de compensación, alcanza una tendencia a disminuir en potencias altas.

A partir de los resultados, se puede concluir que la venta de energía **tampoco consigue** mitigar el aumento de potencia. Pero, en principio, los ahorros generados al vender excedentes logran amortiguar la inversión en mayor medida que si dichos excedentes se utilizan en el método de compensación.

Como se puede ver en la gráfica, la venta de excedentes posee mayor rentabilidad a potencias más altas que en el caso de compensación. Esto es porque en la venta los ahorros no se estancan con el aumento de potencia, además de aprovechar económicamente todos los excedentes.

Es más, instalaciones con potencias menores deben hacer frente igualmente a gastos semejantes de terreno y asistencia técnica, lo que reduce su rentabilidad. En cambio, como ya se ha comentado, para potencias superiores los ahorros no aplacan la inversión necesaria.

Se considera oportuno recordar que la TIR es útil para comparar proyectos con distinta inversión. Por ello, se aplican las afirmaciones expuestas en el **Apartado 5.6.** sobre la interpretación de los criterios de rentabilidad. En el presente escenario, se ve claramente que a pesar de que instalar 100 kWp genera mayor cantidad de beneficios (VAN superior), la rentabilidad de elegir 50 kWp es mayor, ya que la TIR tiene en cuenta la inversión realizada. Es decir, valora si los flujos de caja anuales son suficientes para que la inversión merezca la pena.

Como conclusión a este escenario, y teniendo en cuenta que el objetivo es diseñar una instalación de autoconsumo colectivo en un municipio de alrededor de 1000 habitantes, se considera que una inversión de 55.000 € es más que razonable para comenzar un plan de transición energética.



Por ello se considera como diseño preliminar óptimo, una **instalación de 100 paneles (50 kWp) con excedentes no acogido a compensación.**

Cabe recordar que, a priori, se consideraba más ventajosa la modalidad de compensación ya que hacía frente a menos costes. En cambio, se ha concluido que se obtienen mayores beneficios con la venta porque el municipio aprovecha la totalidad de los excedentes.

Sería necesario realizar una auditoría energética, de forma que se analice la demanda horaria por edificio durante un año completo. De esta forma, se podría decidir la potencia óptima a instalar. Además, estableciendo criterios de reparto horarios, el aprovechamiento de la energía para autoconsumo aumentaría notablemente.

En este sentido, la instalación es fácilmente ampliable tanto a nivel técnico como administrativo. Por lo tanto, tras un periodo de un año de observación del comportamiento de la instalación una vez ejecutada, se puede decidir, si merece la pena aumentar la potencia e incluso aumentar la demanda añadiendo edificios municipales o particulares.

En último lugar, el presupuesto adjuntado en dicho trabajo en el **Capítulo 8. Presupuesto** hace referencia a la presente instalación, la cual es la que se elige finalmente como óptima ante el caso que nos encontramos.

En este punto, ya se han agotado las dos vías administrativas en cuanto al trato de excedentes.

En cambio, el aprovechamiento total de los excedentes en esta última modalidad incita a estudiar cómo se podrían aprovechar los excedentes que no participan en el método de compensación. Por ello se plantea la posibilidad de instalar un sistema de acumulación en baterías con el fin aprovechar dicha energía excedentaria.

6.4. ESTUDIO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CON SISTEMA ACUMULACIÓN DE ENERGÍA

Tras analizar las distintas modalidades de autoconsumo colectivo, se propone aprovechar los excedentes a partir de su almacenaje en baterías.

Dicho esto, la instalación fotovoltaica genera energía que primeramente se destina a cargar las baterías. Según el IDAE, una vez que se han cargado completamente, se activa el criterio de reparto de energía entre los distintos participantes.

Por lo tanto, se comienza a contabilizar como excedentes la energía instantánea repartida y no autoconsumida, siempre y cuando las baterías estén cargadas.

De todas las maneras, no tiene sentido plantear un análisis exhaustivo con baterías en un caso como este, ya que es necesario las curvas de demanda horaria. De esta forma se observan claramente los picos de demanda y generación, siendo las baterías las encargadas de aplanar los flujos de energía. Por este motivo no es posible implementar un estudio de baterías a la presente instalación teniendo datos mensuales de demanda y generación.

En cambio, sí se va a proceder a un análisis preliminar de la vida útil de la batería. Para ello, se selecciona una batería estacionaria OPzS (con electrolito líquido) por ser la tecnología intermedia entre las de plomo-ácido y las baterías de litio, siendo estas últimas la tecnología más moderna. En este caso, tras consultar las principales tiendas online, se escoge un pack de baterías de la marca BAE con **3750 Ah de capacidad y tensión de 48 V**.

El objetivo del cálculo es obtener la energía (kWh) que es capaz de transferir en ciclos de carga y descarga, estimando de forma preliminar la energía excedentaria (desaprovechada en otras situaciones) que sería posible acumular con las baterías y utilizar de forma 'gratuita' en periodos de demanda. De esta forma, junto con el precio de las baterías, se puede aproximar un precio por kWh transportado por las baterías.

En primer lugar, se define en la ecuación (E-14) la cantidad de energía que es capaz de acumular en una carga completa:

$$\text{Energía (kWh)} = \text{Capacidad (Ah)} \cdot \text{Tensión (kV)} \quad (\text{E-14})$$

$$E \text{ (kWh)} = 3750 \cdot 48 \cdot 10^{-3} = \mathbf{180 \text{ kWh}}$$

Es decir, en una carga completa de 0-100% entran 180 kWh. No obstante, la descarga de este tipo de baterías no debe ser superior al 30%. Suponiendo este porcentaje de descarga, siendo conservadores, es posible que la batería sea capaz de soportar 3500 ciclos de vida. Por tanto, ya se puede obtener la cantidad de energía que podría transmitir:

$$E \text{ (kWh)} = 180 \text{ kWh} \cdot 3500 \text{ ciclos} \cdot \frac{30\%}{\text{ciclo}} = \mathbf{189000 \text{ kWh}}$$

Esto es, la batería a lo largo de su vida útil es capaz de mover aproximadamente 189000 kWh de energía excedentaria y entregarla en momentos de mayor demanda. Teniendo en cuenta que su precio asciende a alrededor de 32.000 € y que haría falta una caseta prefabricada con ventilación para su instalación, es probable cuantificar una inversión que alcance los **35.000€** como mínimo, con transporte y montaje.



Capítulo 6 - Definición y análisis de escenarios

Si se divide el precio total entre los kWh que es capaz de acumular la batería a lo largo de su vida útil, se obtiene un valor estimativo de **0,186 €/kWh**, ligeramente superior al precio medio en 2021 de compra de energía **0,118 €/kWh**. En el caso de poseer excedentes desaprovechados como es el caso de la modalidad de compensación, puede ser una buena opción tener en cuenta un sistema de acumulación. Ya no únicamente destinado a un consumo cuando haya déficit de energía generada, si no que se puede aprovechar específicamente en los momentos concretos de demanda con periodos tarifarios de precios más elevados. Claramente esto último también se puede aplicar a la modalidad de venta de excedentes.

No es un estudio concluyente por las razones expuestas y, por lo tanto, es necesario conocer el caso concreto y seleccionar la tecnología de batería adecuada a las necesidades.

Como conclusión a este apartado, se reitera la necesidad de un estudio horario de energía para poder estudiar la posibilidad de añadir un sistema de baterías.

Cabe añadir que en el presente trabajo desarrollado se habla de edificios municipales que, si bien es cierto que en la inmensa mayoría de municipios es necesario un diagnóstico energético y hacer uso de buenas prácticas, es muy complicado intentar adaptar la curva de demanda a la de generación. Esto es porque el uso que se les da a estos edificios, en la mayoría de los casos, es de primera necesidad. No se puede prescindir del consultorio médico a primera hora de la mañana porque las placas solares no estén produciendo la energía necesaria.

Por lo tanto, se reitera la descripción de la instalación considerada como óptima. **Esto es, una instalación fotovoltaica de 50 kW (40 kW potencia del inversor) destinada a autoconsumo colectivo con excedentes no acogida al mecanismo de compensación.**



CAPÍTULO 7: TRAMITACIÓN



7. TRAMITACIÓN

En este punto se va a explicar, por un lado, la tramitación necesaria para llevar a cabo la instalación de autoconsumo colectivo no acogida a compensación. Por otro lado, se van a comentar los instrumentos de financiación disponibles en la actualidad, a nivel europeo y nacional, con la finalidad de promocionar el desarrollo de proyectos de energías renovables y todo lo que ello conlleva.

7.1. GUÍA DE TRAMITACIÓN

Se va a resumir de forma breve los pasos a seguir para tramitar y legalizar una instalación como la diseñada en el presente proyecto, la cual trata de una instalación de autoconsumo colectivo conectada a red no acogida al mecanismo de compensación de excedentes.

Aunque se va a seguir la Guía de Tramitación de Autoconsumo de la Junta de Castilla y León (2022), es preciso señalar que la secuencia administrativa a nivel estatal se recoge en el IDAE (2022). Este último, es un documento creado por el Departamento Solar del IDAE en colaboración con el ENERAGEN (Asociación de Agencias Españolas de Gestión de la Energía) y revisado por el MITECO. De forma más técnica y exhaustiva, se detalla cómo afrontar los diferentes problemas y desacuerdos que se pueden encontrar a lo largo de la tramitación, así como plazos para resolver cualquier discrepancia.

1º. PERMISOS DE ACCESO Y CONEXIÓN

Por un lado, según recoge el **Real Decreto 1183/2020**, de **29 de diciembre**, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, es necesario que el promotor de la instalación solicite los permisos de acceso y conexión a la **Empresa Distribuidora (ED)**. Esto es, cuando la conexión se realice a una línea de distribución. No obstante, tras la aprobación del **Real Decreto-ley 29/2021**, de **21 de diciembre**, la presente instalación está exenta, por tener una potencia inferior a 100kW, de presentar la garantía económica para obtener los permisos de acceso y conexión.

En Castilla y León, las principales empresas distribuidoras son Endesa, Gas Natural Fenosa y Viesgo.

Además, el consumidor o **Empresa Instaladora (EI)** debe solicitar el **Código de Autoconsumo (CAU)** a la **ED**. Dicho número estará formado por el **Código Unificado del Punto de Suministro (CUPS)** de 22 dígitos, seguido de la letra A y tres ceros.

2º. AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PREVIA Y DE CONSTRUCCIÓN

Atendiendo a la **Ley del Sector Eléctrico**, la instalación con excedentes no acogida a compensación con potencia inferior a 100 kW conectada a baja tensión queda exenta de solicitar la presente autorización administrativa previa y de construcción.

Tampoco será necesario solicitar, en instalaciones de este tipo, una autorización ambiental y utilidad pública, ya que no supera las **10 hectáreas** de superficie. Simplemente se aplica el régimen de declaración responsable según el **Decreto Ley 4/2020**. El trámite se realiza una vez finalizadas las obras y se adjunta un documento de comunicación ambiental con el Ayuntamiento en cuestión. Dicha declaración responsable irá acompañada del Proyecto Técnico para potencias superiores a 10 kW.

3º. LICENCIA DE OBRAS

Una vez se haya realizado la declaración responsable o se haya obtenido la licencia de obras si fuese necesario, se debe liquidar el **Impuesto de Construcciones y Obras (ICIO)**.

Es importante cerciorarse si en la Guía interpretativa de aplicación de los aspectos urbanísticos al autoconsumo se recoge alguna bonificación sobre el impuesto **ICIO** o el **IBI**.

4º. EJECUCIÓN DE LA INSTALACIÓN

A continuación, tras lograr los permisos hasta el momento, la **Empresa Instaladora (EI)** puede ejecutar la instalación a partir de los datos recogidos en el Proyecto Técnico.

5º. INSPECCIÓN INICIAL Y PERIÓDICAS

Por tratarse de una instalación de autoconsumo de potencia igual o superior a 25 kW conectada a BT, está sometida a inspección inicial por parte de un **Organismo de Control Acreditado (OCA)**. Además, es preciso repetir la inspección de forma periódica cada 5 años.

6º. CERTIFICADOS DE INSTALACIÓN Y/O FIN DE OBRA

Es preciso considerar que todas las instalaciones de autoconsumo deben tramitar el **Certificado de Instalación Eléctrica (CIE)**. Se conoce como boletín eléctrico y garantiza que la instalación cumple los requisitos exigidos. Se puede descargar en la Sede Electrónica JCyL (2022).



Además, para instalaciones conectadas a BT, el instalador eléctrico debe pertenecer a una empresa autorizada por la Administración de la Comunidad de Castilla y León. A continuación, se enumeran los documentos que se pueden entregar a través de la aplicación Registro de Instalaciones de Seguridad Industrial (**RISE**). Se pueden visualizar en el **Anexo VI** del presente trabajo:

- ❖ Entregar carpeta de Baja Tensión junto con la solicitud de inscripción y ficha de características.
- ❖ El Código de Autoconsumo proporcionado por la Empresa Distribuidora.
- ❖ Proyecto Técnico.
- ❖ Certificado de Instalación Eléctrica.
- ❖ Comprobante del Certificado de Inspección Inicial favorable realizada por OCA.
- ❖ Ejemplar de la Dirección de obra y Certificado Final de Obra cuando la potencia supere 10kW.

Por otro lado, atendiendo a la Orden Anual de la Consejería de Economía y Hacienda (**EYH/380/2021, de 31 de marzo – BOCyL 13-04-2021**) es necesario el abono de la Tasa “*inscripción y control de instalaciones eléctricas*” a través de la misma aplicación online RISE.

Por ser instalación de potencia inferior a 100 kW, se debe presentar ante el Servicio Territorial de Industria, Comercio y Economía (**STI**) el Modelo de Datos de Autoconsumo para enviar a la distribuidora y el Modelo de Datos para enviar al registro de autoconsumo, los cuales se ha adjuntado también en el **Anexo V**.

7º. AUTORIZACIÓN DE EXPLOTACIÓN

Se obtiene al solicitar el Certificado de Instalación Eléctrica. Se recuerda que, en una instalación de este tipo, es imprescindible la Autorización de Explotación, independientemente de la potencia y red a la que se conecte.

A continuación, es necesario solicitar ante el STI la inscripción de la instalación en el Registro de Establecimiento Industriales. Esto último es requerido ya que el titular se encuentra realizando una actividad comercial al vender los excedentes.

8º. CONTRATO DE ACCESO

Si se tiene en cuenta que la instalación del presente trabajo es de autoconsumo colectivo no acogida a compensación, precisa un **Contrato de Acceso** realizado por la empresa distribuidora. En él se recoge el acuerdo de **reparto de energía** entre los consumidores conectados a dicha instalación.

Todos los consumidores deben firmar la misma categoría de autoconsumo, así como aportar el acuerdo de reparto de energía. En el acuerdo de reparto cabe destacar que puede ser constante a lo largo de todo el año o estar fijado para cada hora. El único requisito es que la suma de los coeficientes en tanto por uno sume la unidad.

9°. CONTRATO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA PARA SERVICIOS AUXILIARES

En principio no es necesario si se cumplen las siguientes condiciones:

- ❖ Instalaciones próximas a red interior.
- ❖ Potencia menor de 100 kW.
- ❖ Los servicios auxiliares deben tener un consumo menor al 1% de la energía generada anualmente. Se entiende como servicio auxiliar a los consumos mínimos que posee la instalación para abastecer los servicios básicos.

Es la Empresa Instaladora (EI) quien certifica si los servicios auxiliares se consideran despreciables o no.

10°. LICENCIA DE ACTIVIDAD

En este caso sí es necesario, se solicita al Ayuntamiento y se abona el **Impuesto de Actividades Económicas**. Es la única modalidad de autoconsumo que lo contempla, ya que las instalaciones con excedentes no acogidas a compensación venden sus excedentes y, por tanto, realizan una actividad comercial.

11°. INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO AUTONÓMICO DE AUTOCONSUMO

La presente instalación queda exenta de realizar dicha inscripción por estar conectada a Baja Tensión y no superar 100 kW.

12°. INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO ADMINISTRATIVO DE AUTOCONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Es necesario inscribirse en la sección correspondiente del Registro Administrativo de energía eléctrica de la Dirección General de Política Energética y Minas. Este trámite lo realizan las administraciones, quedando libre de acciones a los consumidores.



13°. INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO ADMINISTRATIVO DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (RAIPEE)

Para instalaciones de cualquier potencia con excedentes, el titular debe solicitar la inscripción en el **Registro Autonómico de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica**. Como en el caso anterior, el resto de las gestiones lo realiza el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

14°. CONTRATO DE REPRESENTACIÓN EN EL MERCADO

Se debe tener en cuenta que, en dicha modalidad, los excedentes se venden en el mercado, por lo que es necesario firmar un **Contrato de Representación** en el Mercado con una **Empresa Comercializadora**.

Como ya se ha comentado anteriormente, los documentos necesarios para tramitar la instalación del presente trabajo se encuentran en el **Anexo VI**.

7.2. AYUDAS Y SUBVENCIONES

Para incentivar la transición ecológica y conseguir una cohesión territorial en municipios de reto demográfico de hasta 5000 habitantes o municipios no urbanos de hasta 20000 habitantes formados por núcleos de 5000 habitantes como máximo, el Consejo de Ministros ha aprobado el **Real Decreto 991/2021, de 16 de noviembre**, por el que se regula la concesión directa de subvenciones a las Comunidades Autónomas. Están destinadas a financiar la realización de cuatro programas para la implementación de los Planes Complementarios de I+D+I con las comunidades autónomas, que forman parte del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. Dentro de la estructura general, se encuentra la modificación del **Real Decreto 692/2021, de 3 de agosto**, por el que se regula la concesión directa de ayudas para inversiones a proyectos singulares locales de energía limpia en municipios de reto demográfico PROGRAMA DUS 5000.

En nuestro país, existen casi 7000 municipios que no superan los 5000 habitantes y que concentran alrededor 6 millones de personas, lo que representa el 12% de la población total española. En apenas 10 años, han perdido población 8 de cada 10. Por tanto, IDAE y MITECO (2020) han desarrollado el programa **DUS 5000 (Desarrollo Urbano Sostenible)** en municipios de reto demográfico, siendo su objetivo, fomentar la ejecución de proyectos destinados a la transición energética.

A continuación, se resumen las medidas que tienen cumplir los proyectos en cuestión:

- MEDIDA 1: Reducción de la demanda y consumo energético en edificios e infraestructuras públicas.
- MEDIDA 2: Instalación de generación eléctrica renovable para autoconsumo
- MEDIDA 3: Instalación de generación térmica renovable y de redes de calor y/o frío
- MEDIDA 4: Lucha contra la contaminación lumínica, alumbrado eficiente, Smart Rural y TIC.
- MEDIDA 5: Movilidad Sostenible.

Se ha presentado más en profundidad el fondo **DUS5000** por hacer referencia directa a proyectos de energía verde en municipios de reto demográfico. En cambio, existen otras formas de financiación a nivel regional como el fondo **FEDER** (Fondo Europeo de Desarrollo Regional) o la reciente aprobación de los fondos **Next Generation EU**, dentro del marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

Este último fondo fue acordado por el Consejo Europeo en julio de 2020 con el objetivo de hacer frente a las consecuencias económicas y sociales de la pandemia. En España, según el Ministerio de Hacienda y Función Pública (2020) aportará fondos a proyectos basados en la transición energética y ecológica. El objetivo común es descarbonizar el sistema e instaurar las energías renovables.



CAPÍTULO 8: PRESUPUESTO



8. PRESUPUESTO

El siguiente presupuesto de ejecución se ha planteado a partir de cantidades y precios aproximadas. Se debe tener en cuenta que estamos ante un caso general y, por lo tanto, habría que particularizar para cada situación.

En todo caso, cabe añadir que los precios unitarios se han obtenido del generador de precios CYPE Ingenieros (2022) y de las principales páginas web de proveedores multimarca. Los precios, y más de aparatos relacionados con la energía fotovoltaica, sufren una continua variación debido al avance de las tecnologías y la lucha de nuevos competidores en el mercado.

Una vez aclarado lo anterior, se presenta el Presupuesto de Ejecución para la instalación fotovoltaica de 100 paneles (50 kWp) con excedentes no acogido a compensación, realizado en junio de 2022. Es relevante añadir, que la potencia real de la instalación la marca el inversor instalado, el cual posee una potencia de 40kW.

CAPÍTULO I ACONDICIONAMIENTO DEL TERRENO							
Código	Partida	Nombre	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€)	Subtotal (€)
ADL005	1.1	Desbroce y limpieza	Engloba los trabajos de retirada de plantas, maleza, basura y escombros. El terreno se considera con desniveles mínimos.	m2	1050	1,28	1344,00
GTA020	1.2	Transporte de tierras con camión	Carga de tierras y transporte hasta 10 km sobre camión de los productos resultantes de la excavación y adecuación del terreno.	m3	262,5	5,05	1325,63
UVT010	1.3	Vallado de parcela	Vallado de parcela con malla de simple torsión, de 8 mm de malla y 1,1mm de diámetro, de acero galvanizado y postes de 48mm de diámetro y 2 metro de altura, empotrados en dados de hormigón	m	130	18,92	2459,60
TOTAL CAPÍTULO I							5.129,23 €

CAPÍTULO II							
Código	Partida	Nombre	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€)	Subtotal (€)
201	2.1	Módulo fotovoltaico	Modelo Vertex TSM-DEG18MC.20(II) de la marca TRINASOLAR. Celdas de silicio monocristalino. Potencia pico de 500 W	Ud	100	215,00	21500,00
202	2.2	Inversor	Modelo SUN2000-40KTL de la marca Huawei fabricado para trabajar en instalaciones trifásicas. Dimensiones de 640*530*270 mm. Incluye accesorios para su correcta instalación	Ud	1	4204,73	4204,73
203	2.3	Estructura soportación	Modulo estructura Würth para 6 paneles	Ud	17	500,00	8333,33
204	2.4	Cableado y conexiones		m			1000,00
205	2.5	Tubo corrugado	Tubo enterrado destinado a la protección de la instalación eléctrica	m			100,00
207	2.7	Puesta a tierra	Toma de tierra con placa galvanizada y cable de cobre desnudo	m			1000,00
208	2.8	Otros					1200,00
TOTAL CAPÍTULO II							37.338,06 €

CAPÍTULO III ASISTENCIA TÉCNICA							
Código	Partida	Nombre	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario (€)	Subtotal (€)
401	3.1	Estudio previo de viabilidad	Informe donde se recogen los primeros estudios sobre la instalación fotovoltaica	-	1	600,00	600,00
402	3.2	Estudio de gestión de residuos	Estudio sobre la prevención y reducción de la contaminación del medio ambiente.	-	1	550,00	550,00
403	3.3	Dirección Técnica	Dirección Técnica ofrecida por un órgano competente	-	1	1500,00	1500,00
404	3.4	Puesta en marcha	Tramitación y obtención de permisos de conexión pertinentes	-	1	400,00	400,00
TOTAL CAPÍTULO III							3.050,00 €

RESUMEN DEL PRESUPUESTO			
CAPÍTULO		SUBTOTAL (€)	%
I	ACONDICIONAMIENTO DEL TERRENO	5.129,23 €	0,03
II	MATERIAL ELÉCTRICO	37.338,06 €	0,20
III	ASISTENCIA TÉCNICA	3.050,00 €	0,02
PRESUPUESTO		45.517,29 €	
		21 % IVA.....	55.075,92 €
TOTAL PRESUPUESTO		55.075,92 €	

El presente presupuesto asciende a la cantidad de CINCUENTA Y CINCO MIL SETENTA Y CINCO EUROS con NOVENTA Y DOS CÉNTIMOS



CAPÍTULO 9: CONCLUSIONES



9. CONCLUSIONES

En primer lugar, se ha logrado el objetivo principal del presente trabajo, que es encontrar una solución óptima al dimensionado de una instalación solar fotovoltaica destinada a cubrir la demanda de energía de edificios municipales.

Además, el estudio pasa por analizar diferentes soluciones atendiendo tanto a la modalidad de autoconsumo escogida como a la potencia instalada. Por ello, es necesario conocer el sector energético en todas sus formas. Ya sea el estudio del mercado energético en España, interpretación y aplicación de la normativa vigente referente al autoconsumo, así como el análisis de los distintos componentes que forman una instalación fotovoltaica.

Tras un análisis de la demanda de energía por uso y tipología de edificio, se establece una demanda mensual tipo para un municipio de unos 1000 habitantes de la zona de Castilla y León. Esto permite dimensionar la instalación a partir de las necesidades consideradas y se establece una solución óptima.

Asimismo, la comparativa entre las dos modalidades de autoconsumo colectivo que aprovechan los excedentes resulta fructuosa. Se concluye, al contrario de lo que se pensaba en un principio, que resulta a favor la modalidad acogida a venta de excedentes, a pesar de las cargas económicas a mayores que conlleva.

En este sentido, depende tanto de la potencia instalada como del aprovechamiento de los excedentes. Por ello, se deduce que es necesario analizar cada caso de forma exhaustiva.

Siguiendo la línea del aprovechamiento de excedentes, se plantea la posibilidad de instalar baterías. Dado la curva mensual de demanda, se llega a la conclusión que es técnicamente imposible introducir en el cálculo esta variable, ya que es necesario un análisis horario. No conforme, se añade una breve y sencilla operación de vida útil de baterías dando pie a su estudio en casos más concretos.

Una vez seleccionada la solución óptima, se estudia la tramitación vigente que hay que llevar a cabo, así como los fondos de financiación en la actualidad.

Ahora bien, cabe destacar que la limitación encontrada es el estudio mensual de energía. Por ello, en un caso real, sería necesario una auditoría energética que conlleve un estudio energético del histórico anual de forma horaria. De esta forma, se puede determinar para cada caso concreto la solución óptima.

En definitiva, el estudio presente cumple con los objetivos expuestos, ofreciendo una solución rentable a corto plazo. Además de apoyar también a la transición energética, contribuye de forma favorable con el medio ambiente.



CAPÍTULO 10:

LÍNEAS FUTURAS



10. LÍNEAS FUTURAS

En este apartado se van a comentar diferentes puntos susceptibles de desarrollar más en profundidad.

En primer lugar, de cara a ofrecer una solución óptima a un caso real es necesario un estudio energético horario. Resulta aceptable el estudio mensual en aras de comparar, en una primera instancia, las diferentes opciones que existen. No obstante, se reitera que un análisis horario permite mayor precisión en los resultados.

Por ello, se propone realizar para cada caso concreto, una auditoria energética para crear un perfil de consumo horario real. Esto va a permitir, como ya se ha dicho, minimizar la energía desaprovechada por falta de coordinación entre demanda y producción.

Siguiendo la línea del análisis horario, se propone también la posibilidad de que los criterios de reparto sean dinámicos. Es decir, además de ser horarios, que puedan variar en función de la necesidad de los participantes. Es una medida en desarrollo que va a favorecer enormemente este tipo de instalaciones en comunidades de vecinos, polígonos industriales o en municipios como el del presente estudio.

Otra línea de estudio futuro podría ser el mercado de las baterías. El presente estudio no es concluyente y merece la pena un análisis de esta opción cuando se traten con datos horarios de energía.

Por último, el avance tecnológico en el resto de las fuentes de energía puede ser útil para combinar la solar con otros tipos de energías renovables. Actualmente, se habla de la necesidad de una combinación de varias de estas como la solar, eólica, geotermia y biomasa para eliminar la dependencia con la electricidad procedente de fuentes no renovables. La combinación de varias de estas fuentes permitiría una cobertura de demanda base más o menos constante a lo largo de un día.



CAPÍTULO 11:

BIBLIOGRAFÍA



11. BIBLIOGRAFÍA

- Acciona. (2020). *La importancia de las energías renovables*.
https://www.acciona.com/es/energias-renovables/?_adin=02021864894 [Último acceso: 14 septiembre 2022].
- AEMET. (2022). *Valores extremos absolutos del Observatorio de Valladolid*.
<http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos> [Último acceso: 14 septiembre 2022]
- Arcoya, E. (2021). *VAN y TIR. Economía Finanzas*.
<https://www.economiafinanzas.com/que-son-van-tir/> [Último acceso: 14 septiembre 2022].
- Asociación Empresarial Eólica. (2022). *La eólica y sus ventajas - Asociación Empresarial Eólica*. <https://aeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-y-sus-ventajas/> [Último acceso: 14 septiembre 2022].
- Battery University. (2022). *Crash Course on Batteries*.
<https://batteryuniversity.com/articles> [Último acceso: 14 septiembre 2022].
- Cantos Serrano, J. (2016). *Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas* (Paraninfo).
- Castrillón Mendoza, R. del P. (2021). *Herramientas de gestión energética para el desarrollo sostenible en edificios aplicado a un campus universitario en Colombia*. UvaDOC.
<https://doi.org/10.35376/10324/51980>
- CYPE Ingenieros. (2022). *Precio en España de acondicionamiento del terreno. Generador de precios de la construcción*.
<http://www.generadordeprecios.info/#gsc.tab=0> [Último acceso: 14 septiembre 2022].
- Endesa. (2021). *Energía hidráulica: cómo funciona y sus ventajas*.
<https://www.endesa.com/es/la-cara-e/energias-renovables/energia-hidraulica> [Último acceso: 14 septiembre 2022].
- ESIOS. (2022). *Precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC)*.
https://www.esios.ree.es/es/analisis/1739?vis=2&start_date=01-01-2020T00%3A00&end_date=31-12-2021T23%3A59&compare_start_date=01-12-2019T00%3A00&groupby=month&compare_indicators=1013,1014,1015 [Último acceso: 14 septiembre 2022].

- Iberdrola. (2022). *Qué es la Energía Eólica, cómo funciona y sus ventajas - Iberdrola - Iberdrola*. <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/energia-eolica> [Último acceso: 14 septiembre 2022].
- IDAE. (2022). *Guía profesional de tramitación del autoconsumo*. <https://www.idae.es/publicaciones/guia-profesional-de-tramitacion-del-autoconsumo> [Último acceso: 14 septiembre 2022].
- IDAE y MITECO. (2020). *Programa DUS 5000. Ayudas para inversiones a proyectos singulares locales de energía limpia en municipios de reto demográfico*. <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/programa-dus-5000-ayudas-para-inversiones-proyectos-singulares-locales-de> [Último acceso: 14 septiembre 2022].
- Instituto Geológico y Minero de España. (n.d.). *Instituto Geológico y Minero de España*. Ministerio de Ciencia e Innovación. Gobierno de España. Retrieved August 14, 2022, from <https://www.igme.es/geotermia/IGME1.htm> [Último acceso: 14 septiembre 2022].
- Junta de Castilla y León. (2022). *Guía de Tramitación Administrativa del Autoconsumo en Castilla y León | Energía y Minería | Junta de Castilla y León*.
- Martínez Jiménez, A. (2012). *Dimensionado de Instalaciones solares fotovoltaicas* (Paraninfo).
- Ministerio de Fomento. (2019). *Documento Básico HE Ahorro de energía*.
- Ministerio de Hacienda y Función Pública. (2020). *Next Generation EU*. <https://www.hacienda.gob.es/es-ES/CDI/Paginas/FondosEuropeos/Fondos-relacionados-COVID/Next-Generation.aspx> [Último acceso: 14 septiembre 2022].
- MITECO. (n.d.). *¿Qué es el Reto Demográfico?* Ministerio Para La Transición Ecológica y El Reto Demográfico. Retrieved August 14, 2022, from <https://www.miteco.gob.es/es/reto-demografico/temas/que-es/default.aspx> [Último acceso: 14 septiembre 2022].
- MITMA. (n.d.). *AGENDA 2030*. Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana. Retrieved August 19, 2022, from <https://www.mitma.gob.es/arquitectura-vivienda-y-suelo/objetivos-desarrollo-sostenible> [Último acceso: 14 septiembre 2022].
- Pérez, D., Cervantes, V., Mozetic, L., Morell, A., & Martín, M. (2011). Evaluación del potencial de energía solar térmica y fotovoltaica derivado del cumplimiento del Código Técnico de Edificación: Estudio técnico PER 2011-2020. *Plan de Energías Renovables 2011-2020*, 86.
- PNIEC. (2020). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima*. https://www.miteco.gob.es/images/es/pniecCompleto_tcm30-508410.pdf [Último acceso: 14 septiembre 2022].



- PVGIS. (2022). *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*. European Commission. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/ [Último acceso: 14 septiembre 2022].
- Ramos Diez, Ó. (2021). *Dimensionado de una instalación fotovoltaica en una casa rural*. UvaDOC. <https://uvadoc.uva.es/handle/10324/47948> [Último acceso: 14 septiembre 2022].
- Red de Comunidades Energéticas. (2022). *Las Comunidades Energéticas*. <https://comunidadesenergeticas.org/> [Último acceso: 14 septiembre 2022].
- Red Eléctrica de España. (2021). *Las energías renovables en el sistema eléctrico español 2020*.
- Red Eléctrica de España. (2022). *REData - Estructura generacion*. <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion> [Último acceso: 14 septiembre 2022].
- REE. (2022). *REData - Componentes precio energía cierre desglose*. Red Eléctrica. <https://www.ree.es/es/datos/mercados/componentes-precio-energia-cierre-desglose> [Último acceso: 14 septiembre 2022].
- Rodríguez, E. (n.d.). *Paneles Solares Funcionamiento Tipos Usos Celdas*. Área Tecnología. Retrieved August 14, 2022, from <https://www.areatecnologia.com/electricidad/paneles-solares.html> [Último acceso: 14 septiembre 2022].
- Rolls Battery Engineering. (2022). *Batería solar S6 GC2*. Rolls. <https://www.rollsbattery.com/battery/s6-gc2/> [Último acceso: 14 septiembre 2022].
- Sede Electrónica JCyL. (2022). *Instalación Eléctrica en Baja Tensión*. <https://www.tramitacastillayleon.jcyl.es/web/jcyl/AdministracionElectronica/es/Plantilla100DetalleFeed/1251181050732/Tramite/1240837594471/Tramite> [Último acceso: 14 septiembre 2022].
- Tritec-Intervento. (2020). *TIPOS DE PANELES FOTOVOLTAICOS*. <https://tritec-intervento.cl/tipos-de-paneles-fotovoltaicos/> [Último acceso: 14 septiembre 2022].
- Vega de Kuyper, J. C., & Ramírez Morales, S. (2014). *Fuentes de energía, renovables y no renovables. Aplicaciones*. (Marcombo).
- Velasco Gómez, E. (2007). *Curso práctico: diseño de instalaciones solares térmicas en la edificación*.



ANEXOS



ANEXO I. CONSUMOS MENSUALES POR EDIFICIO

Lo expuesto en el presente **Anexo I** es una mera estimación de la demanda de energía eléctrica de distintos edificios que se pueden beneficiar del autoconsumo colectivo en un municipio de estas características. Por ello, debe tratarse y aceptarse como tal, siendo necesario poseer el consumo preciso si se procede a ejecutar una instalación real.

Tal y como se comenta en el **Apartado 5**, por un lado se tienen los consumos de los edificios que se obtienen directamente de la tabla del documento del IDAE Pérez et al. (2011). Estos son el ayuntamiento, bar, centro médico, polideportivo y vivienda social. El centro cívico y la piscina se estudian posteriormente debido a que el informe no ofrece los datos necesarios.

Por ejemplo, volviendo al documento del IDAE, el ayuntamiento posee un consumo de 92 kWh/m²-año y se considera que posee una superficie de uso de entre 80-90 metros cuadrados. Esto da como resultado un consumo total anual de unos 7800 kWh, el cual se puede ver en la Tabla 22. Cabe destacar que el reparto mensual se ha decidido siguiendo un criterio propio basado en el conocimiento adquirido en las prácticas.

Tabla 22: Demanda de energía eléctrica (kWh) del ayuntamiento

CONSUMO AYUNTAMIENTO		
MES	Nº de días	kWh
Enero	31	458
Febrero	28	414
Marzo	31	512
Abril	30	753
Mayo	31	785
Junio	30	666
Julio	31	923
Agosto	31	815
Septiembre	30	753
Octubre	31	650
Noviembre	30	612
Diciembre	31	474
TOTAL		7815

De todas formas, el reparto de energía por meses es una forma de justificar una demanda desigual a lo largo del año. En este caso anterior, el ayuntamiento demanda más energía en verano, época en la que es sabido que las áreas rurales aumentan su población significativamente, coincidiendo a

mayores con alguna festividad. Esto hace que la actividad es los despachos se incrementa en época estival, mientras que en los meses fríos hay días de actividad nula.

A modo de aclaración, el consumo del resto de edificios que se acaban de mencionar junto con el ayuntamiento se determina de forma análoga. Esto es, consultando el consumo anual por metro cuadrado y estableciendo una superficie de uso estimada.

Por otro lado, el resto de los edificios como el centro cívico o la piscina requieren de un análisis propio de los aparatos eléctricos que albergan estas instalaciones. En las Tablas 23 y 24 se adjunta la cantidad y potencia unitaria de dichos aparatos y el consumo diario estimado para el centro cívico y la piscina respectivamente.

Tabla 23: Análisis de la demanda de energía eléctrica (kWh) del centro cívico

Aparatos eléctricos		Pot. Unitaria (W)	Cantidad	Pot. Total (W)	Horas /día	Consumo diario (kWh)	CONSUMO C.CÍVICO		
						MES	kWh		
Potencia instalada (W)	Equipos							Enero	229
	Ofimática	200	8	1600	6	9,6	Febrero	277	
	Calefactor	1800	1	1800	4	7,2	Marzo	327	
	Ventilador	900	1	900	4	3,6	Abril	385	
	Otros	500	2	1000	4	4	Mayo	274	
	Iluminación							Junio	257
	LED 10	10	30	300	8	2,4	Julio	600	
SUBTOTAL				5600		26,8	Agosto	665	
COEF. SIMULT.				0,8		0,8	Septiembre	163	
TOTAL				4480		21,4	Octubre	132	
								Noviembre	409
								Diciembre	531
								TOTAL	4248

Tabla 24: Análisis de la demanda de energía eléctrica (kWh) de la piscina

Aparatos eléctricos		Pot. Unitaria (W)	Cantidad	Pot. Total (W)	Horas /día	Consumo diario (kWh)	CONSUMO PISCINA		
						MES	kWh		
Potencia instalada (W)	Bombeo y filtrado	6000	1	6000	12	72	Enero	0	
	Equipos							Febrero	0
	Ofimática	200	1	200	10	2	Marzo	0	
	Secador	1600	3	4800	2	9,6	Abril	0	
	Ventilador	800	2	1600	5	8	Mayo	0	
	Frigorífico	400	1	400	12	4,8	Junio	1879	
	Congelador	500	1	500	12	6	Julio	2913	
	Iluminación							Agosto	2913
		LED 10	10	20	200	10	2	Septiembre	940
	SUBTOTAL				13700		104,4	Octubre	0
COEF. SIMULT.				0,9		0,9	Noviembre	0	
TOTAL				12330		94,0	Diciembre	0	
								TOTAL	8644



En el caso del centro cívico, el reparto mensual de la energía, véase la tabla 23, pasa por considerar que el consumo depende de la época del año. Siguiendo el razonamiento del reparto del resto de edificios, se considera mayor demanda en verano.

En cambio, en la piscina, se observa en la Tabla 24 que el consumo mensual se calcula a partir del consumo diario por el número de días que permanece abierta, esto es, del 20 de junio al 10 de septiembre. Se considera que da cobertura a distintas pedanías colindantes y que el resto del año cierra.

Cabe recordar que este análisis se complementa con conocimientos adquiridos y datos basados en la experiencia de prácticas en Tecopysa.



ANEXO II. FICHAS TÉCNICAS

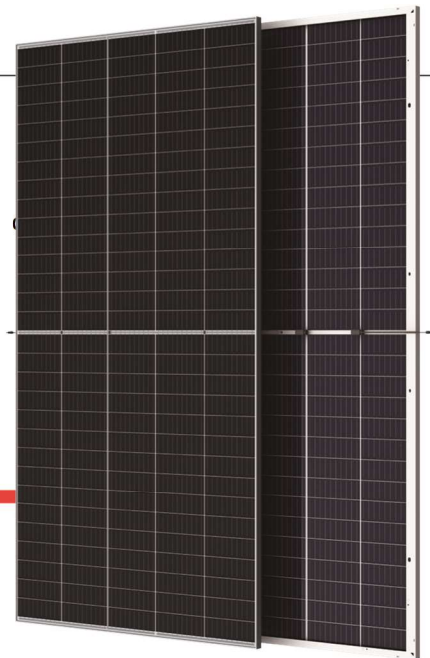
Panel solar marca TrinaSolar, modelo Vertex: es un módulo monocristalino de 500 W de potencia nominal.

Inversor marca Huawei, modelo Sun 2000-40KTL-M3: de potencia nominal 40 kW.

Suportación estructura solar marca Würth, modelo Varifix: sistema inclinado modulable.



MÓDULOS BIFACIALES MONOCRISTALINOS



500W+
MÓDULO MONOCRISTALINO

21.0%
MÁXIMA EFICIENCIA

0~+5W
TOLERANCIA POSITIVA

PRODUCTOS | RANGO DE POTENCIA
TSM-DEG18MC.20(II) | 475-505W



Alto Valor Añadido

- Bajo LCOE (costo nivelado de energía), BOS (Balance Of System) y alto retorno de la inversión
- Menor garantía del primer año y degradación anual.
- Diseñado para ser compatible con los principales componentes existentes en el sistema
- Mayor retorno de la inversión.



Alta Potencia

- Celdas de silicio monocrystalinos de área de 210 mm cortadas en 3 partes
- Hasta 21.1% de eficiencia del módulo con tecnología de interconexión de alta densidad
- Tecnología MBB para un mejor efecto de captura de luz, menor resistencia en serie y una mejor colección de corriente.



Alta Confiabilidad

- Resistencia a PID asegurada por el control de materiales y del proceso de fabricación
- Resistencia a sal, ácido y amoníaco
- Certificado para cargas positivas de 5400Pa y negativas de 2400Pa
- Resistencia comprobada en ambientes de alta temperatura y alta humedad
- Reducción de micro-cracks y de snail-trails



Alta Generación de Energía

- Excelente desempeño IAM y de performance en baja luz validados por terceros, dado a optimización del proceso y del material de las células
- Bajo coeficiente de temperatura y baja temperatura de operación
- Mejor rendimiento anti-sombreado y menor temperatura de operación
- Incremento de hasta 25% de energía por la face posterior del módulo

Fundado en 1997, Trina Solar es el proveedor líder en el mundo de soluciones de energía solar. Con presencia local alrededor del mundo, Trina Solar puede brindar un servicio excepcional a cada cliente en todos los mercados y proveer productos innovadores y confiables que cuentan con el respaldo de la marca Trina. Trina Solar distribuye actualmente sus productos a más de 100 países. Estamos comprometidos con establecer colaboraciones estratégicas y de beneficio mutuo con instaladores, desarrolladores, distribuidores y socios para promover la energía inteligente.

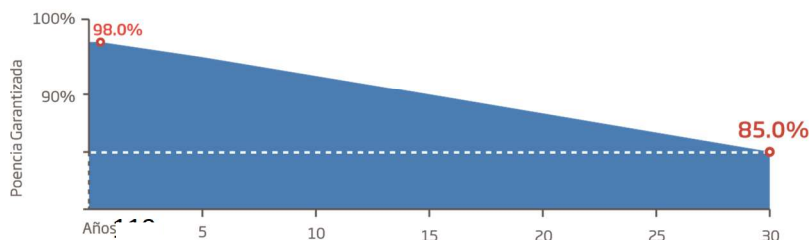
Productos Certificados y Estandares Internacionales

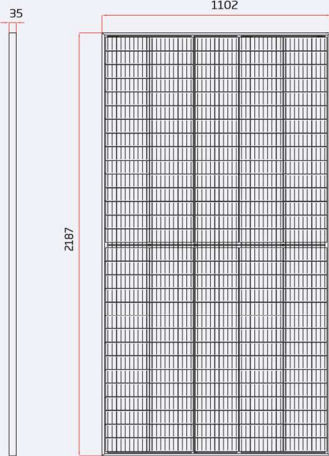
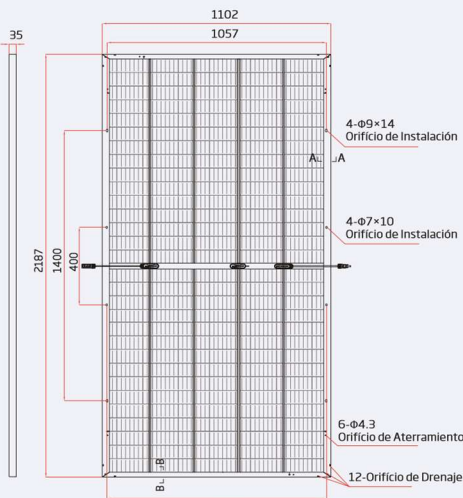
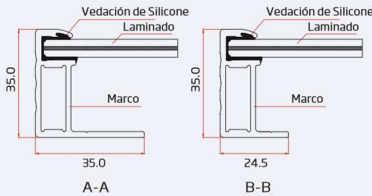
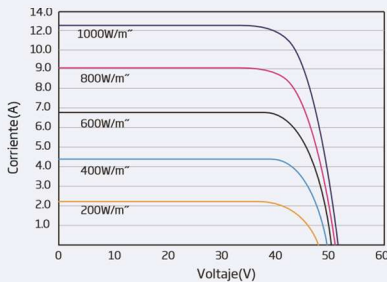
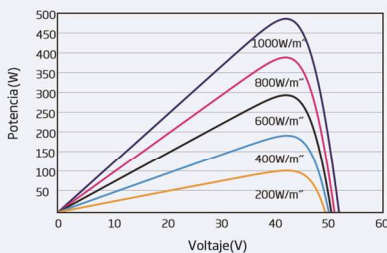
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716

ISO 9001: Sistema de Gestión de Calidad
ISO 14001: Sistema de Gestión Medioambiental
ISO14064: Verificación Emisiones de Gases Invernadero
OHSAS 18001: Sistema de Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional



Garantía de Performance Trina Solar DUOMAX



DIMENSIONES DEL MÓDULO (mm)

Vista Frontal

Vista Posterior

CURVAS I-V DEL MÓDULO (490 W)

P-V CURVES OF PV MODULE(490W)

DATOS ELÉCTRICOS (STC)

Potencia Nominal -P _{max} (Wp)*	475	480	485	490	495	500	505
Tolerancia de Potencia Nominal -P _{max} (W)	0 ~ +5						
Tensión en Máxima Potencia -V _{mpp} (V)	41.9	42.2	42.5	42.8	43.1	43.4	43.7
Corriente en Máxima Potencia -I _{mpp} (A)	11.34	11.38	11.42	11.45	11.49	11.53	11.56
Tensión de Circuito Abierto -V _{oc} (V)	50.5	50.7	50.9	51.1	51.3	51.5	51.7
Corriente de Corto Circuito -I _{sc} (A)	11.93	11.97	12.01	12.05	12.09	12.13	12.17
Eficiencia η (%)	19.7	19.9	20.1	20.3	20.5	20.7	21.0

STC: Irradiación 1000W/m², Temperatura de Célula 25°C, Masa de Aire AM1.5
*Tolerancia de Medición: ±3%

Características eléctricas con diferentes power bin (referencia de relación de irradiancia 10%)

Potencia Total Equivalente -P _{MAX} (Wp)	508	514	519	524	530	535	540
Voltaje Máxima -V _{MPP} (V)	41.9	42.2	42.5	42.8	43.1	43.4	43.7
Corriente Máxima -I _{MPP} (A)	12.13	12.18	12.22	12.24	12.29	12.34	12.37
Tensión Circuito Abierto -V _{OC} (V)	50.5	50.7	50.9	51.1	51.3	51.5	51.7
Corriente de Corto Circuito -I _{SC} (A)	12.77	12.81	12.85	12.89	12.94	12.98	13.02
Relación de Irradiación (Posterior/Anterior)	10%						

DATOS ELECTRICOS (NMOT)

Potencia Máxima -P _{max} (Wp)	360	363	367	371	374	378	382
Tensión en Máxima Potencia -V _{mpp} (V)	39.5	39.8	40.0	40.2	40.5	40.8	41.0
Corriente en Máxima Potencia -I _{mpp} (A)	9.09	9.13	9.18	9.21	9.25	9.28	9.33
Tensión en Circuito Abierto -V _{oc} (V)	47.7	47.9	48.1	48.3	48.5	48.7	48.8
Corriente de Corto Circuito -I _{sc} (A)	9.61	9.64	9.67	9.70	9.73	9.77	9.80

NMOT: Irradiación a 800W/m², Temperatura Ambiente 20°C, Velocidad del Viento 1m/s.

DATOS MECÁNICOS

Células Solares	Monocristalinas
Orientación de Células	150 células
Dimensiones de Módulos	2187×1102×35 mm (86.10×43.39×1.38 pulgadas)
Peso	30.1 kg (66.4 lb)
Vidrio Frontal	2.0 mm (0.08 pulgadas), alta transmisión, vidrio termoendurecido con recubrimiento AR
Material Encapsulante	POE/EVA
Vidrio Posterior	2.0 mm (0.08 pulgadas), vidrio termoendurecido
Molde	Aleación de aluminio anodizado de 30mm (1.18 pulgadas)
J-Box	IP 68
Cables	Cable Fotovoltaico 4.0mm ² (0.006 pulgadas ²), Retrato: 280/280 mm (11.02/11.02 pulgadas) Paisaje: 2000/2000 mm (78.74/78.74 pulgadas)
Conector	MC4 EVO2 / TS4*

*Consulte el conector especificado en la hoja técnica regional.

TASAS DE TEMPERATURA

NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	43 C (±2 C)
Temperature Coefficient of P _{MAX}	- 0.34%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	- 0.25%/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.04%/°C

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

GARANTÍA

12 Años de Garantía del Producto
30 Años de Garantía de Potencia Lineal
2% Degradación Primer Año
0.45% Degradación Anual

(Consulte la garantía de producto para más informaciones)

LIMITES OPERACIONALES

Operational Temperature	-40 ~ +85 C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	20A

CONFIGURACIÓN DE EMBALAJE

Módulos por caja: 31 unidades
Módulos por 40' container: 620 unidades

SUN2000-30/36/40KTL-M3 Smart PV Controller



Inteligente

Monitorización a nivel de string



Eficiente

Eficiencia máxima del 98.7%



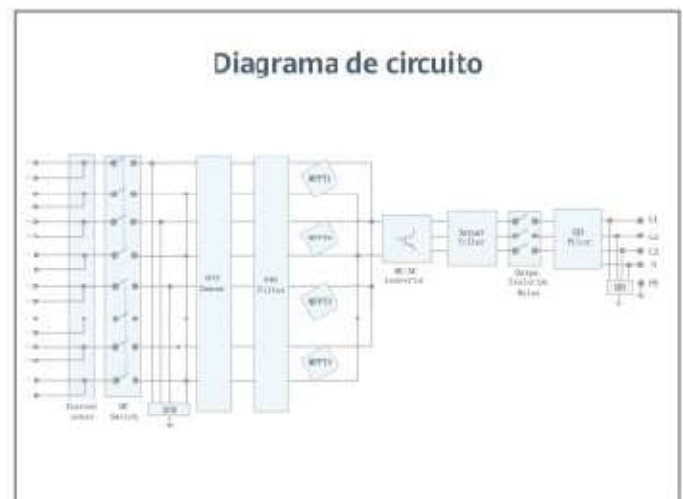
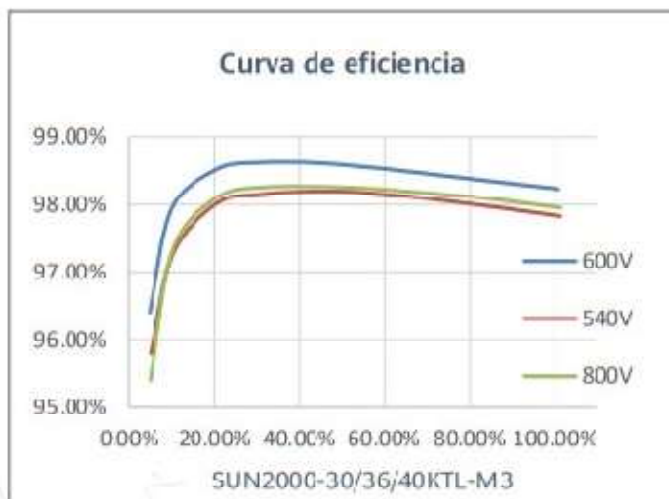
Seguro

Diseño sin fusibles



Confiable

Descargadores de sobretensión tipo II de CC y CA



Especificaciones técnicas	SUN2000-30KTL-M3	SUN2000-36KTL-M3	SUN2000-40KTL-M3
---------------------------	------------------	------------------	------------------

Eficiencia

Máxima eficiencia	98.7%
Eficiencia europea ponderada	98.4%

Entrada

Tensión máxima de entrada ¹	1,100 V
Intensidad de entrada máxima por MPPT	26 A
Intensidad de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Rango de tensión de operación ²	200 V ~ 1000 V
Tensión nominal de entrada	600 V
Cantidad de entradas	8
Cantidad de MPPTs	4

Salida

Potencia nominal activa de CA	30,000 W	36,000 W	40,000 W
Máx. potencia aparente de CA	33,000 VA	40,000 VA	44,000 VA
Tensión nominal de Salida	230 Vac / 400 Vac, 3W/N+PE		
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz		
Intensidad nominal de salida	43.3 A	52.0 A	57.8 A
Máx. intensidad de salida	47.9 A	58.0 A	63.8 A
Factor de potencia ajustable	0.8 LG ~ 0.8 LD		
Máx. distorsión armónica total	< 3%		

Características y protecciones

Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Si
Protección anti-isla	Si
Protección contra sobrecorriente de CA	Si
Protección contra polaridad inversa CC	Si
Monitorización a nivel de string	Si
Descargador de sobretensiones de CC	Si
Descargador de sobretensiones de CA	Si
Detección de resistencia de aislamiento CC	Si
Monitorización de corriente residual	Si
Protección ante fallo por arco eléctrico	Si
Control del receptor Ripple	Si
Recuperación PID integrada	Si

Comunicación

Display RS485	Indicadores LED, WLAN Integrado + FusionSolar APP
Smart Dongle	Si
Monitoring BUS (MEUS)	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Opcional) Si (transformador de aislamiento requerido)

Especificaciones generales

Dimensiones (Ancho x Profundo x Alto)	640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)
Peso (Kit de herramientas para soporte de suelo incluido)	43 kg (94.8 lb)
Nivel de ruido	< 46 dB
Rango de temperaturas en operación	-25 ~ + 60 °C (-13 °F ~ 140 °F)
Ventilación	Convección natural
Max. Altitud de operación	C 4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0% RH ~ 100% RH
Conector de CC	5tab: J MC4
Conector de CA	Terminal PG impermeable + conector OT/DT
Grado de Protección	IP 66
Tipología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	≤ 5.5W

Compatibilidad con optimizador

Optimizador compatible con DC MBUS	SUN2000-450W-P
------------------------------------	----------------

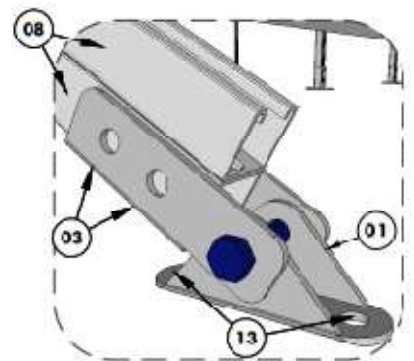
Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)

Seguridad	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Estándares de conexión a red eléctrica	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1669, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolución No.7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2, DEWA

1. El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañará el inversor.

2. Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

3. SUN2000-30-40KTL-M3 aumentará por encima de cierta tensión entre la PV y tierra a través de la función de monitorización PID, con el fin de recuperar la degradación del módulo debida al efecto PID. Compatible con módulos tipo-P (mono, poli), tipo-N (HJT, H1).

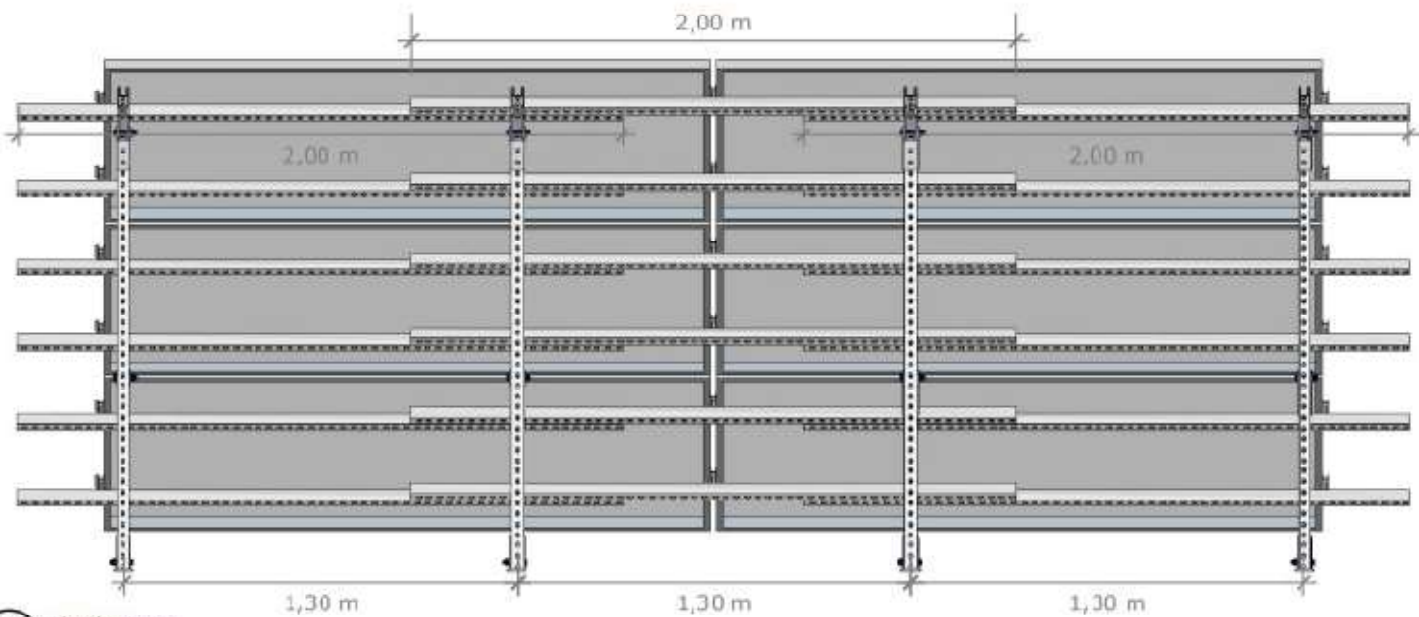


D.M.1 Instalación base regulable
A3.1 Detalle de montaje 1

1 Perspectiva
A3.1



3 Alzado
A3.1 Escala 1:25



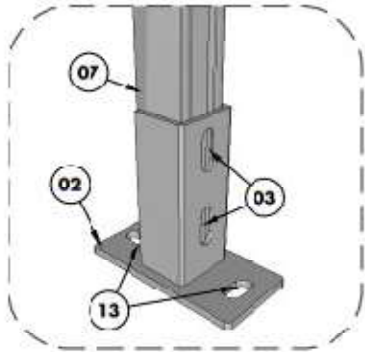
4 Alzado trasero
A3.1 Escala 1:25



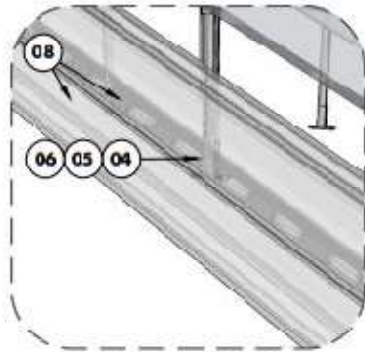
© Departamento de ingeniería y prescripción de Wurth España S.A.

El conjunto de la cálculos está basado en el estado actual de las normativas técnicas y normas, así como las hipótesis de cálculo entregadas por el usuario. Salvo y únicamente incumbe al jefe de obra o al despacho que realiza los cálculos, de verificar estas hipótesis, y la veracidad de los resultados obtenidos.

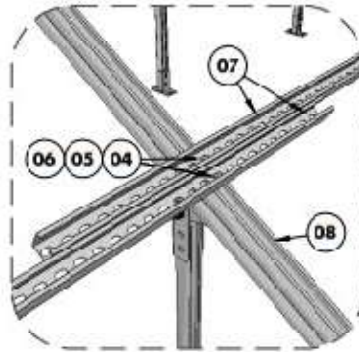




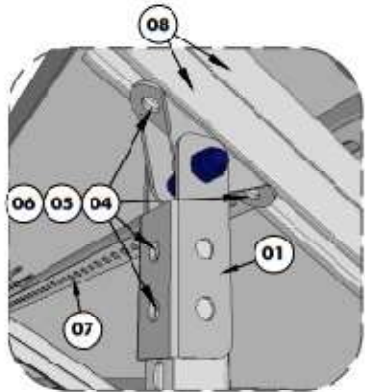
D.M.2 Instalación apoyo de carril
A3.1 Detalle de montaje 2



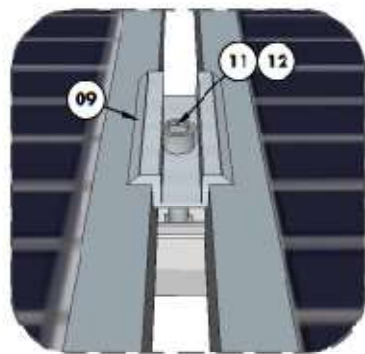
D.M.3 Unión carriles dobles 41/41
(cada 500mm)
A3.1 Detalle de montaje 3



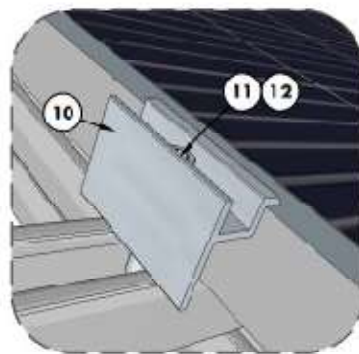
D.M.4 Unión carriles en cruz
A3.1 Detalle de montaje 4



D.M.4 Instalación base regulable 2
A3.1 Detalle de montaje 4



D.M.4 Instalación grapa intermedia
A3.1 Detalle de montaje 4



D.M.5 Instalación grapa final
A3.1 Detalle de montaje 5



Soportación Estructura Solar

Sistema Inclinado - Varifix

Inclinación 30°

Lastres de hormigón

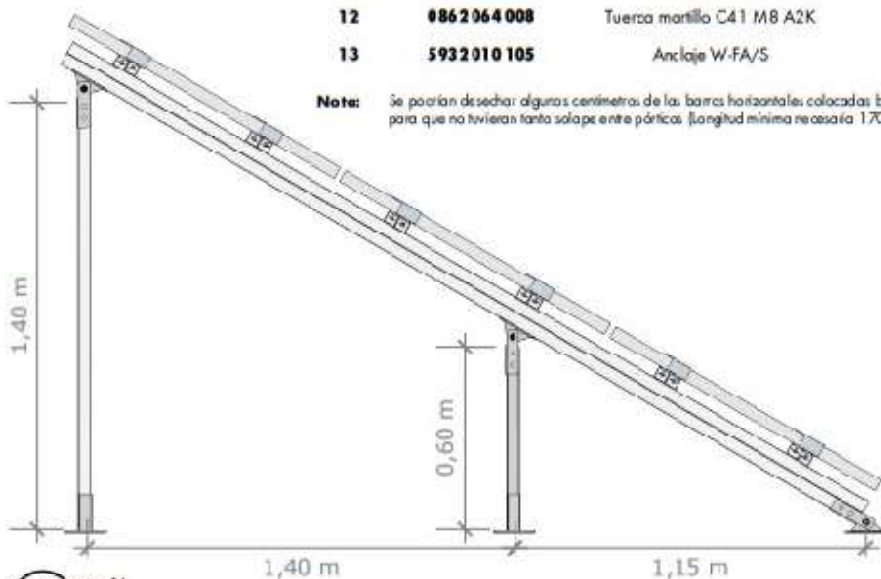
Departamento de Ingeniería Oficina técnica

Ing. Prescriptor:

Ing. Proyectista:

ITEM	REFERENCIA WÜRTH	DESCRIPCIÓN	CUANTÍA BANCADA
01	8862905173	Base regulable 41	12 Unidades
02	8862905112	Apoyo de carril	8 Unidades
03	8862100041	Tornillo martillo C41 M10x60	16 Unidades
04	00841040	Tornillo cilíndrico M10x40 A2K	104 Unidades
05	040710	Arandela plana M10 A2K	104 Unidades
06	8862964010	Tuerca martillo C41 M10 A2K	104 Unidades
07	8862901006	Carril Varifix 41/41 (2000mm)	22 Unidades // 44,00 Metros
08	8862901226	Carril Varifix 41/41 (3000mm)	8 Unidades // 24,00 Metros
09	8899790900	Grapa intermedia varifix	6 Unidades
10	8865790935	Grapa final varifix	12 Unidades
11	0084845	Tornillo cilíndrico M8x45 A2K	18 Unidades
12	8862964008	Tuerca martillo C41 M8 A2K	18 Unidades
13	5932910105	Anclaje W-FA/S	24 Unidades

Note: Se podrán desdorar algunos centímetros de las barras horizontales, colocadas bajo las placas (longitud 2000mm) para que no tuvieran tanto solape entre pánlicas (longitud mínima necesaria: 1700mm)



2 Perfil
A3.1 Escala 1:25

Fecha de documento:
12 de Noviembre de 2020

Fase del documento:
Ingeniería de detalle

rev.	fecha	técnico
1	12/11/20	Oficina técnica
2		
3		

DETALLES DE MONTAJE

A3.1

ANEXO III. CÁLCULO DISTANCIA ENTRE PANELES

En cuanto al cálculo de la distancia entre filas de paneles, se recomienda que al menos garantice 4 horas de sol el día que coincide con el solsticio de invierno (21 de diciembre). De esta forma, según Martínez Jiménez (2012) se tiene en cuenta la situación más desfavorable, ya que en dicho día el Sol se posiciona a la menor altura.

En la Figura 38 se puede ver un esquema de las diferentes variables geométricas a tener en cuenta a la hora de calcular la distancia entre filas de paneles.

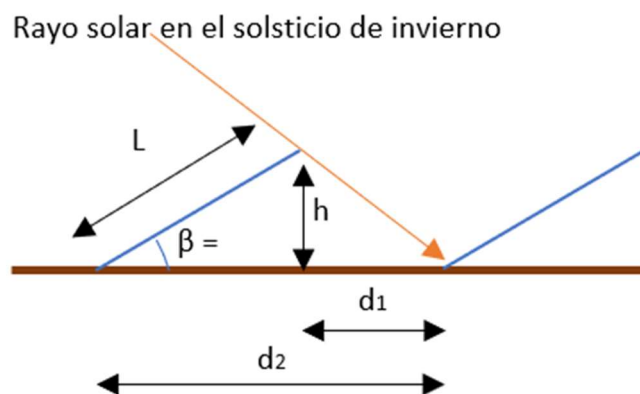


Figura 38: Esquema de las variables geométricas. Elaboración propia.

Asimismo, a partir de la ecuación (E-15) es posible obtener d_1 , siendo esta la distancia mínima medida sobre la horizontal entre las filas de módulos.

$$d_1 = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{Latitud})} \quad (\text{E-15})$$

Siendo:

h: altura del panel fotovoltaico o del obstáculo

L: latitud del emplazamiento (42°)

En cambio, tal y como se observa en la pasada Figura (38) lo que se desea obtener es la distancia d_2 , que es realmente la distancia que habría que medir a la hora de instalar los módulos. Por ello, una vez seleccionado el modelo de panel que se va a instalar y su inclinación, podremos calcular esta distancia mínima. Cabe recordar que los paneles estarán dispuestos, en un principio, en

posición inclinada sobre la estructura expuesta en el **Apartado 5.5**, de forma el presente cálculo se particulariza para dicho soporte.

En la Figura (39), se puede ver una representación de la estructura utilizada en el cálculo de la marca Würth:

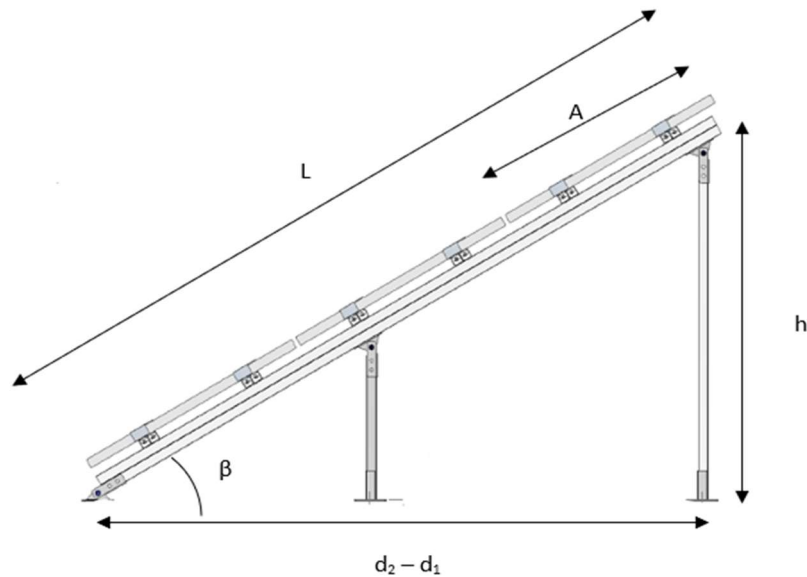


Figura 39: Esquema de las dimensiones de la estructura utilizada en el diseño.

En dicha ilustración, se pueden distinguir las siguientes dimensiones:

- Ancho panel (A): 1102 mm
- Largo (L): $1102 \times 3 = 3306$ mm
- Inclinación (β): 36°

En primer lugar, es sencillo deducir el cálculo necesario para obtener la altura del obstáculo:

$$h = L \cdot \text{sen } \beta \quad (\text{E-16})$$

Si se sustituye la ecuación (E-15) en (E-14) se obtiene la expresión que calcula la distancia entre filas consecutivas de paneles:

$$d_1 = \frac{L \cdot \text{sen } \beta}{\tan(61^\circ - \text{Latitud})} \quad (\text{E-17})$$

A continuación, se reemplazan variables en la ecuación (E-17) por los valores correspondientes:



$$d_1 = \frac{3306 \cdot \text{sen}(36^\circ)}{\tan(61^\circ - 42^\circ)} = 5,64 \text{ m}$$

Por último, como ya se había comentado anteriormente, la distancia que verdaderamente se tiene en cuenta cuando se procede a colocar los paneles es d_2 , la cual se obtiene a partir de la ecuación (E-18):

$$d_2 = L \cdot \cos(\beta) + d_1 \quad (\text{E-18})$$

Finalmente, se implementa la expresión (E-17) en (E-18), pudiéndose cuantificar la distancia a la que habría que colocar los paneles:

$$d_2 = L \cdot \cos(\beta) + \frac{L \cdot \text{sen} \beta}{\tan(61^\circ - \text{Latitud})} \quad (\text{E-19})$$

$$d_2 = 3306 \cdot \cos(36) + \frac{3306 \cdot \text{sen}(36)}{\tan(61 - 42)} = 8,3 \text{ m} \approx 9 \text{ m}$$

De forma aproximada, es recomendable que la distancia a medir d_2 sea de al menos 9 metros. De esta forma se garantiza evitar cualquier sombra que pueda aparecer debido a la disposición de paneles.



ANEXO IV. ESTUDIO ECONÓMICO EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA PARA LA MODALIDAD DE COMPENSACIÓN

En el presente anexo se añaden las tablas de los estudios de rentabilidad para instalaciones con excedentes acogidas a compensación, creadas con el programa *Microsoft Excel*. Como ya se ha comentado, por simplificar, se añaden las tablas únicamente de las potencias necesarias para cubrir los porcentajes de demanda entre 60% y 140% con diferencia entre ellas de 20 puntos porcentuales. Sin embargo, cabe recordar, que se ha recorrido todo el rango de potencias hasta 100 kWp, con el fin de facilitar la obtención de conclusiones.

En el mismo orden, se encuentran las tablas para 67, 58, 50, 39 y 29 kWp en las tablas 25, 26, 27, 28 y 29 respectivamente:

Tabla 25: Cuenta de resultados (€). 67 kWp acogida a compensación

					VAN = 98.291 € TIR = 11,5%	
					PRESUPUESTO	
					71.267 €	
Año	Inversión (€)	Ahorro (€)	Mantenimiento (€)	Flujo de caja (€)	VAN (€)	
0	-71267	0,00	0	-71.267		
1	-	7238	-206	7.032	-64.440 €	
2	-	7455	-212	7.243	-57.613 €	
3	-	7679	-219	7.461	-50.785 €	
4	-	7909	-225	7.684	-43.958 €	
5	-	8145	-232	7.913	-37.132 €	
6	-	8388	-239	8.149	-30.307 €	
7	-	8638	-246	8.392	-23.484 €	
8	-	8894	-253	8.641	-16.662 €	
9	-	9158	-261	8.897	-9.843 €	
10	-	9429	-269	9.160	-3.028 €	
11	-	9707	-277	9.430	3.785 €	
12	-	9992	-285	9.707	10.593 €	
13	-	10285	-294	9.991	17.396 €	
14	-	10585	-303	10.282	24.194 €	
15	-	10893	-312	10.581	30.986 €	
16	-	11208	-321	10.887	37.770 €	
17	-	11531	-331	11.200	44.546 €	
18	-	11861	-340	11.520	51.313 €	
19	-	12198	-351	11.847	58.069 €	
20	-	12542	-361	12.181	64.814 €	
21	-	12893	-372	12.521	71.544 €	
22	-	13250	-383	12.867	78.260 €	
23	-	13613	-395	13.218	84.957 €	
24	-	13980	-407	13.574	91.634 €	
25	-	14357	-419	13.938	98.291 €	

TIR	
2,2%	10 años
8,0%	15 años
10,4%	20 años
11,5%	25 años

Tabla 26: Cuenta de resultados (€). 58 kWp acogida a compensación

					VAN = 100.095 € TIR = 12,6%	
					PRESUPUESTO	
					62.849 €	
Año	Inversión (€)	Ahorro (€)	Mantenimiento (€)	Flujo de caja (€)	VAN (€)	
0	-62.849	0	0	-62.849		
1	-	7.007	-206	6.801	-56.246 €	
2	-	7.212	-212	6.999	-49.648 €	
3	-	7.422	-219	7.203	-43.056 €	
4	-	7.638	-225	7.413	-36.469 €	
5	-	7.861	-232	7.629	-29.889 €	
6	-	8.089	-239	7.851	-23.314 €	
7	-	8.324	-246	8.078	-16.746 €	
8	-	8.566	-253	8.312	-10.184 €	
9	-	8.814	-261	8.553	-3.629 €	
10	-	9.069	-269	8.800	2.919 €	
11	-	9.331	-277	9.054	9.460 €	
12	-	9.600	-285	9.315	15.994 €	
13	-	9.877	-294	9.583	22.519 €	
14	-	10.161	-303	9.858	29.036 €	
15	-	10.452	-312	10.141	35.545 €	
16	-	10.752	-321	10.431	42.046 €	
17	-	11.059	-331	10.729	48.537 €	
18	-	11.375	-340	11.035	55.018 €	
19	-	11.699	-351	11.349	61.490 €	
20	-	12.032	-361	11.671	67.952 €	
21	-	12.373	-372	12.001	74.404 €	
22	-	12.724	-383	12.341	80.844 €	
23	-	13.083	-395	12.688	87.273 €	
24	-	13.452	-407	13.045	93.690 €	
25	-	13.830	-419	13.411	100.095 €	

TIR	
3,9%	10 años
9,4%	15 años
11,6%	20 años
12,6%	25 años



Tabla 27: Cuenta de resultados (€). 50 kWp acogida a compensación

					VAN = 100.012 € TIR = 13,7%	
					PRESUPUESTO	
					55.076 €	
Año	Inversión (€)	Ahorro (€)	Mantenimiento (€)	Flujo de caja (€)	VAN (€)	
0	-55.076	0	0	-55.076		
1	-	6.705	-206	6.499	-48.766 €	
2	-	6.895	-212	6.683	-42.467 €	
3	-	7.090	-219	6.872	-36.178 €	
4	-	7.291	-225	7.066	-29.900 €	
5	-	7.497	-232	7.265	-23.633 €	
6	-	7.710	-239	7.471	-17.376 €	
7	-	7.929	-246	7.683	-11.130 €	
8	-	8.154	-253	7.901	-4.893 €	
9	-	8.386	-261	8.125	1.335 €	
10	-	8.626	-269	8.357	7.553 €	
11	-	8.872	-277	8.596	13.763 €	
12	-	9.127	-285	8.841	19.964 €	
13	-	9.389	-294	9.095	26.157 €	
14	-	9.659	-303	9.356	32.343 €	
15	-	9.937	-312	9.626	38.521 €	
16	-	10.225	-321	9.904	44.693 €	
17	-	10.521	-331	10.190	50.858 €	
18	-	10.827	-340	10.486	57.018 €	
19	-	11.142	-351	10.791	63.172 €	
20	-	11.468	-361	11.106	69.321 €	
21	-	11.803	-372	11.431	75.466 €	
22	-	12.150	-383	11.767	81.607 €	
23	-	12.508	-395	12.113	87.745 €	
24	-	12.877	-407	12.471	93.880 €	
25	-	13.259	-419	12.840	100.012 €	

TIR	
5,5%	10 años
10,8%	15 años
12,8%	20 años
13,7%	25 años

Tabla 28: Cuenta de resultados (€). 39 kWp acogida a compensación

				VAN = 77.411 € TIR = 13,0%	
				PRESUPUESTO 46.980 €	
Año	Inversión (€)	Ahorro (€)	Mantenimiento (€)	Flujo de caja (€)	VAN (€)
0	-46980	0,00	0	-46.980	
1	-	5629	-206	5.423	-41.715 €
2	-	5767	-212	5.554	-36.480 €
3	-	5908	-219	5.690	-31.273 €
4	-	6052	-225	5.827	-26.095 €
5	-	6201	-232	5.969	-20.946 €
6	-	6353	-239	6.114	-15.826 €
7	-	6510	-246	6.264	-10.733 €
8	-	6671	-253	6.418	-5.666 €
9	-	6838	-261	6.577	-626 €
10	-	7010	-269	6.741	4.391 €
11	-	7187	-277	6.910	9.383 €
12	-	7370	-285	7.085	14.352 €
13	-	7560	-294	7.266	19.300 €
14	-	7755	-303	7.453	24.227 €
15	-	7957	-312	7.646	29.134 €
16	-	8167	-321	7.846	34.024 €
17	-	8383	-331	8.053	38.896 €
18	-	8608	-340	8.267	43.752 €
19	-	8840	-351	8.490	48.593 €
20	-	9082	-361	8.720	53.422 €
21	-	9332	-372	8.960	58.238 €
22	-	9591	-383	9.208	63.044 €
23	-	9861	-395	9.466	67.840 €
24	-	10141	-407	9.734	72.629 €
25	-	10432	-419	10.013	77.411 €

TIR	
4,7%	10 años
10,0%	15 años
12,1%	20 años
13,0%	25 años



Tabla 29: Cuenta de resultados (€). 29 kWp acogida a compensación

					VAN = 47.345 € TIR = 11,1%	
					PRESUPUESTO 38.459 €	
Año	Inversión (€)	Ahorro (€)	Mantenimiento (€)	Flujo de caja (€)	TIR	
0	-38459	0,00	0	-38.459	2,4%	10 años
1	-	4276	-206	4.070	7,9%	15 años
2	-	4348	-212	4.136	10,1%	20 años
3	-	4423	-219	4.204	11,1%	25 años
4	-	4496	-225	4.271		
5	-	4570	-232	4.339		
6	-	4647	-239	4.408		
7	-	4726	-246	4.480		
8	-	4808	-253	4.554		
9	-	4892	-261	4.631		
10	-	4979	-269	4.710		
11	-	5069	-277	4.792		
12	-	5163	-285	4.877		
13	-	5260	-294	4.966		
14	-	5362	-303	5.059		
15	-	5468	-312	5.157		
16	-	5579	-321	5.259		
17	-	5696	-331	5.365		
18	-	5818	-340	5.478		
19	-	5947	-351	5.596		
20	-	6082	-361	5.721		
21	-	6225	-372	5.853		
22	-	6375	-383	5.992		
23	-	6534	-395	6.139		
24	-	6701	-407	6.295		
25	-	6878	-419	6.460		



ANEXO V. ESTUDIO ECONÓMICO EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA PARA LA MODALIDAD SIN COMPENSACIÓN

En el presente anexo se añaden las tablas de los estudios de rentabilidad para instalaciones con excedentes no acogidas a compensación, creadas con el programa *Microsoft Excel*. De nuevo, por simplificar, se añaden las tablas únicamente de las potencias necesarias para cubrir los porcentajes de demanda entre 60% y 140% con diferencia entre ellas de 20 puntos porcentuales.

En el mismo orden, se encuentran las tablas para 67, 58, 50, 39 y 29 kWp en las tablas 30, 31, 32, 33 y 34 respectivamente:

Tabla 30: Cuenta de resultados (€). 67 kWp no acogida a compensación

					VAN = 172.920 € TIR = 18,2%	
Año	Inversión (€)	Ahorro (€)	Mantenimiento (€)	Flujo de caja (€)	PRESUPUESTO 71.267 €	
0	-71267	0,00	0	-71.267	TIR	
1	-	12313	-206	12.107	12,6%	10 años
2	-	12561	-212	12.349	16,5%	15 años
3	-	12803	-219	12.584	17,7%	20 años
4	-	13039	-225	12.813	18,2%	25 años
5	-	13268	-232	13.036		
6	-	13490	-239	13.252		
7	-	13705	-246	13.459		
8	-	13913	-253	13.659		
9	-	14111	-261	13.850		
10	-	14301	-269	14.032		
11	-	14481	-277	14.205		
12	-	14652	-285	14.367		
13	-	14813	-294	14.519		
14	-	14963	-303	14.660		
15	-	15102	-312	14.790		
16	-	15230	-321	14.909		
17	-	15346	-331	15.015		
18	-	15450	-340	15.110		
19	-	15543	-351	15.192		
20	-	15623	-361	15.261		
21	-	15690	-372	15.318		
22	-	15745	-383	15.362		
23	-	15787	-395	15.392		
24	-	15816	-407	15.409		
25	-	15831	-419	15.413		

Tabla 31: Cuenta de resultados (€). 58 kWp no acogida a compensación

Año	Inversión (€)	Ahorro (€)	Mantenimiento (€)	Flujo de caja (€)	VAN (€)
0	-62849	0,00	0	-62.849	
1	-	10702	-206	10.496	-52.659 €
2	-	10917	-212	10.705	-42.569 €
3	-	11127	-219	10.908	-32.586 €
4	-	11332	-225	11.107	-22.718 €
5	-	11531	-232	11.300	-12.970 €
6	-	11725	-239	11.486	-3.351 €
7	-	11912	-246	11.666	6.134 €
8	-	12092	-253	11.838	15.479 €
9	-	12264	-261	12.003	24.679 €
10	-	12429	-269	12.160	33.727 €
11	-	12586	-277	12.309	42.620 €
12	-	12734	-285	12.449	51.352 €
13	-	12874	-294	12.580	59.918 €
14	-	13004	-303	12.702	68.315 €
15	-	13125	-312	12.814	76.540 €
16	-	13236	-321	12.915	84.588 €
17	-	13337	-331	13.007	92.458 €
18	-	13428	-340	13.088	100.145 €
19	-	13508	-351	13.158	107.649 €
20	-	13578	-361	13.217	114.967 €
21	-	13637	-372	13.265	122.097 €
22	-	13684	-383	13.301	129.039 €
23	-	13721	-395	13.326	135.791 €
24	-	13746	-407	13.339	142.353 €
25	-	13759	-419	13.341	148.725 €

VAN = 148.725 €
TIR = 17,9%

PRESUPUESTO	
62.849 €	

TIR	
12,2%	10 años
16,1%	15 años
17,4%	20 años
17,9%	25 años



Tabla 32: Cuenta de resultados (€). 50 kWp no acogida a compensación

					VAN = 127.396 € TIR = 17,6%	
PRESUPUESTO						
55.076 €						
TIR						
11,8% 10 años						
15,8% 15 años						
17,1% 20 años						
17,6% 25 años						
Año	Inversión (€)	Ahorro (€)	Mantenimiento (€)	Flujo de caja (€)	VAN (€)	
0	-55076	0,00	0	-55.076		
1	-	9264	-206	9.058	-46.282 €	
2	-	9450	-212	9.238	-37.575 €	
3	-	9632	-219	9.413	-28.960 €	
4	-	9809	-225	9.584	-20.445 €	
5	-	9982	-232	9.750	-12.034 €	
6	-	10149	-239	9.911	-3.734 €	
7	-	10311	-246	10.065	4.450 €	
8	-	10467	-253	10.214	12.512 €	
9	-	10616	-261	10.355	20.449 €	
10	-	10759	-269	10.490	28.255 €	
11	-	10895	-277	10.618	35.925 €	
12	-	11023	-285	10.738	43.457 €	
13	-	11144	-294	10.850	50.845 €	
14	-	11257	-303	10.954	58.088 €	
15	-	11362	-312	11.050	65.180 €	
16	-	11458	-321	11.137	72.120 €	
17	-	11545	-331	11.215	78.905 €	
18	-	11624	-340	11.283	85.533 €	
19	-	11693	-351	11.343	92.002 €	
20	-	11754	-361	11.392	98.309 €	
21	-	11804	-372	11.432	104.455 €	
22	-	11845	-383	11.462	110.437 €	
23	-	11877	-395	11.482	116.254 €	
24	-	11899	-407	11.492	121.908 €	
25	-	11910	-419	11.492	127.396 €	

Tabla 33: Cuenta de resultados (€). 39 kWp no acogida a compensación

Año	Inversión (€)	Ahorro (€)	Mantenimiento (€)	Flujo de caja (€)	VAN (€)
0	-46980	0,00	0	-46.980	
1	-	6315	-206	6.109	-41.050 €
2	-	6484	-212	6.272	-35.138 €
3	-	6653	-219	6.434	-29.249 €
4	-	6821	-225	6.596	-23.389 €
5	-	6994	-232	6.762	-17.556 €
6	-	7170	-239	6.931	-11.752 €
7	-	7351	-246	7.105	-5.975 €
8	-	7538	-253	7.284	-224 €
9	-	7732	-261	7.472	5.502 €
10	-	7926	-269	7.657	11.200 €
11	-	8128	-277	7.851	16.872 €
12	-	8336	-285	8.050	22.518 €
13	-	8549	-294	8.255	28.139 €
14	-	8768	-303	8.465	33.736 €
15	-	8992	-312	8.681	39.308 €
16	-	9223	-321	8.903	44.855 €
17	-	9461	-331	9.130	50.379 €
18	-	9705	-340	9.364	55.880 €
19	-	9955	-351	9.604	61.357 €
20	-	10212	-361	9.851	66.811 €
21	-	10477	-372	10.105	72.243 €
22	-	10748	-383	10.365	77.653 €
23	-	11028	-395	10.633	83.040 €
24	-	11314	-407	10.908	88.406 €
25	-	11609	-419	11.190	93.751 €

VAN = 93.751 €

TIR = 14,8%

PRESUPUESTO

46.980 €

TIR

7,2% 10 años

12,2% 15 años

14,0% 20 años

14,8% 25 años



Tabla 34: Cuenta de resultados (€). 29 kWp no acogida a compensación

					VAN = 59.802 € TIR = 12,6%	
					PRESUPUESTO 38.459 €	
Año	Inversión (€)	Ahorro (€)	Mantenimiento (€)	Flujo de caja (€)	TIR	
0	-38459	0,00	0	-38.459	4,1%	10 años
1	-	4480	-206	4.274	9,5%	15 años
2	-	4600	-212	4.388	11,6%	20 años
3	-	4720	-219	4.501	12,6%	25 años
4	-	4839	-225	4.614		
5	-	4963	-232	4.731		
6	-	5091	-239	4.852		
7	-	5221	-246	4.975		
8	-	5354	-253	5.101		
9	-	5491	-261	5.230		
10	-	5631	-269	5.362		
11	-	5774	-277	5.497		
12	-	5920	-285	5.635		
13	-	6070	-294	5.776		
14	-	6223	-303	5.921		
15	-	6380	-312	6.069		
16	-	6541	-321	6.220		
17	-	6705	-331	6.374		
18	-	6873	-340	6.532		
19	-	7045	-351	6.694		
20	-	7221	-361	6.859		
21	-	7401	-372	7.029		
22	-	7585	-383	7.201		
23	-	7773	-395	7.378		
24	-	7965	-407	7.559		
25	-	8162	-419	7.743		



ANEXO VI. TRAMITACIÓN

Documento 1: Carpeta de Baja Tensión, Certificado de Instalación Eléctrica (CIE) y hoja de resumen de características de la instalación.

Documento 2: Certificado de las Verificaciones Eléctricas. Inspección inicial.

Documento 3: Modelo de datos para envío al registro de autoconsumo.

Documento 4: Formulario Autoconsumo: modelo de datos de autoconsumo para envío a las distribuidoras.

Documento 5: Autorización de explotación. Puesta en servicio.



Junta de Castilla y León

Delegación Territorial.....
Servicio Territorial de Industria, Comercio y Turismo

Delegación Territorial de

Sello de entrada

Nº REGISTRO INSTALACIÓN BAJA TENSIÓN:

BORRAR

ELECTRICIDAD BAJA TENSIÓN

Instalación de BT de una Industria <input type="checkbox"/>	Instalación de BT de un edificio no industrial <input type="checkbox"/>
R.E.I.:	R.E.N.I.:
Observaciones:	

(Cumplimentar estos datos o pegar la Etiqueta de Identificación Fiscal del Titular)

Titular (Razón Social/ Apellidos y Nombre)		C.I.F./N.I.F	
Domicilio del Titular		Cód Postal	Población
			Teléfono

En cumplimiento de lo previsto la Ley 3/20018, de 5 de diciembre, los datos de carácter personal facilitados en el presente formulario así como la documentación que se adjunte, serán objeto del tratamiento que se indica en la ficha informativa del Registro de Actividad, disponible junto con la presente solicitud en el portal www.tramitacastillayleon.es en el apartado de "Protección de los Datos de carácter Personal". Podrá ejercitar los derechos establecidos en la citada ley, ante el Delegado de Protección de Datos de esta Consejería a través del siguiente correo electrónico dpd.empleoindustria@jcyL.es, o bien por correo postal a la Dirección: Consejería de Empleo e Industria, Delegado de Protección de Datos, C/ Francisco Scrimieri, 3. - C.P., 47014 Valladolid.

Para cualquier consulta relacionada con la materia o sugerencia para mejorar este impreso, puede dirigirse al teléfono de información administrativa 012.

JEFE DEL SERVICIO TERRITORIAL DE INDUSTRIA, COMERCIO Y ECONOMÍA DE



**Junta de
Castilla y León**

Delegación Territorial.....
Servicio Territorial de Industria, Comercio y Turismo

Diligencia del Servicio Territorial

Nº REGISTRO INSTALACIÓN BAJA TENSIÓN:

CERTIFICADO DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA

Nueva instalación Modificación importancia

Presentar 5 ejemplares firmados y sellados por Instalador Autorizado, Administración, Titular, E. Suministradora, Instalador (?)

CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

Titular (Razón Social/ Apellidos y Nombre)		C.I.F./N.I.F	
Emplazamiento de la Instalación		Cód Postal	Población
Categoría: <input type="checkbox"/> BASICA <input type="checkbox"/> ESPECIALISTA	Grupo de clasificación (cuadro 3.1 BT-04)	Denominación grupo de clasificación (cuadro 3.1 BT-04)	
Inspección Inicial	Organismo de Control	Nº de certificado	Fecha
			Inspección Periódica <input type="checkbox"/> 5años <input type="checkbox"/> 10años
Superficie	Potencia máxima admisible	Local Pública Concurrencia	Empresa Distribuidora
Grado electrificación (Sólo viviendas):	Tensión	Sección Línea General Alimentación	Sección Derivación Individual
Interruptor Diferencial		Protección cortocircuitos (KA):	Resistencia de la tierra de protección (ohmios):
nº. de polos	Intensidad	Sensibilidad	Uso:
Instalación temporal en Ferias:		Para INSTALACIONES TEMPORALES Nº de registro de la primera instalación :	

INSTALACIONES QUE REQUIEREN PROYECTO

Proyectista	Visado nº	Colegio Oficial
Director de obra	Visado nº	Colegio Oficial

D con DNI y CERTIFICADO DE CUALIFICACIÓN INDIVIDUAL nº..... Categoría expedido por y en plantilla de la EMPRESA con CERTIFICADO de INSTALADOR AUTORIZADO EN BAJA TENSIÓN..... con nº..... Categoría..... y razón social en

CERTIFICA:

Que la instalación ha sido ejecutada de acuerdo con las prescripciones del Reglamento Electrotécnico para baja tensión, sus Instrucciones técnicas y, en su caso, con las prescripciones particulares aprobadas a la Compañía eléctrica, así como, según corresponda, con el Proyecto o Memoria Técnica de Diseño presentados.

Y que se han realizado con resultado favorable las verificaciones previas a la puesta en servicio según especifica la ITC-BT 05 y la Norma UNE 20.460-6-61, cuyos resultados estarán a disposición de la Administración y de los Organismos de Control para su posible inspección.

Que la instalación de alumbrado exterior ha sido ejecutada de acuerdo con las prescripciones del Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior y sus Instrucciones técnicas y, que se han realizado con resultado favorable las verificaciones iniciales previas a la puesta en servicio según especifica la ITC-EA 05 (Sólo cuando se hayan realizado instalaciones de alumbrado exterior)

a de de

firma instalador y sello de la empresa:



Junta de Castilla y León

Delegación Territorial.....
Servicio Territorial de Industria, Comercio y Turismo

Sello de entrada

Nº REGISTRO INSTALACIÓN BAJA TENSIÓN:

Delegación Territorial de

ELECTRICIDAD BAJA TENSIÓN

Puesta en servicio Modificación importancia

Instalación de BT de una Industria <input type="checkbox"/>	Instalación de BT de un edificio no industrial <input type="checkbox"/>
R.E.I.:	R.E.N.I.:
Observaciones:	

Solicitud de Inscripción en el Registro de Instalación eléctricas de Baja Tensión

(Cumplimentar estos datos o pegar la Etiqueta de Identificación Fiscal del Titular)

Titular (Razón Social/ Apellidos y Nombre)		C.I.F./N.I.F.	
Domicilio del Titular	Cód Postal	Población	Teléfono
Representante(Apellidos y nombre)		D.N.I.	
Domicilio de notificaciones	Cód Postal	Población	
Emplazamiento de la instalación	Cód Postal	Población	

Solicita: La inscripción de la instalación en el Registro de Instalaciones eléctricas de baja tensión a los efectos del artículo 18 del reglamento Electrotécnico para Baja Tensión RD 842/2002 y aporta la siguiente documentación:

- CARPETA EXPEDIENTE, SOLICITUD INSCRIPCIÓN Y HOJA RESUMEN CARACTERISTICAS
 CERTIFICADO DE LA INSTALACIÓN EMITIDO POR INSTALADOR AUTORIZADO

Instalador Autorizado (Empresa)	Nº Reg Ind.	CIF	Telefono
Certificado de Cualificación (Apellidos y Nombre)	Categoría	Nº CCI	DNI

- ANEXO DE INFORMACIÓN AL USUARIO
 OTROS:

INSTALACIONES QUE NO REQUIEREN PROYECTO - MEMORIA TÉCNICA DE DISEÑO

INSTALACIONES QUE REQUIEREN PROYECTO - PROYECTO VISADO DIRECCIÓN DE OBRA
 CERTIFICADO INSPECCIÓN INICIAL

Proyectista		Visado nº		Colegio Oficial	
Director de obra		Visado nº		Colegio Oficial	
Inspección Inicial	Organismo de Control	Nº de certificado	Fecha	Inspección Periódica <input type="checkbox"/> 5años <input type="checkbox"/> 10años	

..... a de de
(Lugar, fecha y firma del titular o representante)



HOJA RESUMEN DE CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

Puesta en servicio Modificación importancia

TITULAR Y LOCALIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Titular (Razón Social/ Apellidos y Nombre)		C.I.F./N.I.F
Emplazamiento de la Instalación	Cód Postal	Población

CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

Uso a que se destina	Superficie	Local Pública Concurrencia SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	Categoría: <input type="checkbox"/> BÁSICA <input type="checkbox"/> ESPECIALISTA
Tensión	Potencia Máxima Admisible	Grado electrificación	Empresa Suministradora
1	Grupo de clasificación (cuadro 3.1 BT-04)		
2	Grupo de clasificación (cuadro 3.1 BT-04)		

LINEAS Y CIRCUITOS

DENOMINACIÓN	Longitud (m)	Potencia (Kw)	Sección (mm ²)	Aislamiento	Caida tensión %	Observaciones
Caja General de Protección						
Línea General del Alimentación						
Derivación Individual						
Circuito más desfavorable alumbrado						
Circuito más desfavorable otros usos						

RECEPTORES

Tipo y utilización	Clase de aislamiento	Grado de protección	Tensión (V)	Potencia (W)	Protección arranques

DISPOSITIVOS DE MANDO Y PROTECCIÓN – PUESTA A TIERRA

Interruptor General Automático (A)	Interruptor Diferencial (Intensidad/Sensibilidad)	Protección cortocircuitos
Resistencia de la tierra de protección	Sección conductores tierra (mm ²) / Material	

EQUIPOS DE MEDIDA: Activa Reactiva Discriminación horaria Otros:..

EDIFICIOS DESTINADOS A VIVIENDAS DE MAS DE 100 KW:

--

CARACTERÍSTICAS DEL LOCAL (marcar con una X la casilla/s correspondientes):

L.P.C. espectáculos y actividades recreativas	<input type="checkbox"/>	Locales de características especiales	<input type="checkbox"/>
L.P.C. de reunión, trabajo y usos sanitarios	<input type="checkbox"/>	Instalaciones de características especiales	<input type="checkbox"/>
L.P.C. clasificados como BD2, BD3, BD4	<input type="checkbox"/>	Locales con riesgo de incendio y explosión	<input type="checkbox"/>
L.P.C. locales capacidad > 100 personas	<input type="checkbox"/>	Locales industriales con riesgo incendio	<input type="checkbox"/>
Locales Industriales	<input type="checkbox"/>	Industrias afectadas por SEVESO	<input type="checkbox"/>

_____, a _____ de _____ de _____
(Lugar, fecha y firma del instalador o técnico competente)

IMPRIMIR

BAJA TENSIÓN

RESULTADOS DE LAS VERIFICACIONES ELÉCTRICAS

Nº INSTALACIÓN

N.I.F. / C.I.F.

TITULAR DE LA INSTALACIÓN

Nombre y apellidos / Razón social

EMPLAZAMIENTO Y DENOMINACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Calle/Plaza/Otros.

Nº/Piso

Localidad

Código Postal

Provincia

Teléfono

Denominación

VERIFICACIONES PREVIAS A LA PUESTA EN SERVICIO. Según ITC BT 05 y UNE 20.460 -6-61

Verificaciones por examen

- Existencia de medidas de protección contra choques eléctricos directos.
- Existencia y calibrado de los elementos de protección y señalización. Altura correcta del cuadro de mando y protección.
- El empleo de conductores adecuados.
- Correcta colocación de canalizaciones.
- Adecuada accesibilidad para comodidad de funcionamiento y mantenimiento.
- Utilización de materiales apropiados para las influencias externas.
- Correcta identificación de los conductores de neutro, de fases y de protección.
- Existencias y disponibilidad de esquemas, advertencias e informaciones.
- Identificación de circuitos, fusibles, interruptores, etc.
- Correcta ejecución de las conexiones de los conductores.
- Presencia de disposiciones impidiendo la propagación del fuego y de protecciones contra efectos térmicos.
- En caso de viviendas adecuada número de circuitos en función del grado de electrificación..
- Adecuada iluminación de emergencia. ITC BT 28

Verificaciones por ensayo

- Continuidad de los conductores de protección de las uniones equipotenciales.
- Adecuada resistencia de aislamiento.
- Adecuada resistencia de tierra.
- Adecuada corriente de fuga. mA
- Adecuada caída de tensión a través de la medición de las impedancias de líneas.
- Protección por corte automático de la alimentación Correcta tensión de contacto y funcionamiento de los I. Diferenciales.
- Protección por separación de circuitos MBTS, MBTP o Separación: Medida de R. de aislamiento MΩ.
- Protección en locales no conductores.
Resistencia entre suelos y paredes MΩ.
- Selectividad entre I. Diferenciales y entre I. Automáticos.
- Receptores correctamente instalados.
- Corrientes de fuga correctas en el ensayo dieléctrico ITC 19 2.9
- Otras medidas de protección. (esquemas TN, IT, etc)
Indíquese los resultados en hoja acjunta.

El que suscribe con el Certificado de Cualificación Individual indicado, habiendo realizado los trabajos en la empresa con Autorización como Instalador en Baja Tensión indicada, inscritos en el correspondiente Servicio Territorial de Industria, Comercio y Turismo, declara haber ejecutado y verificado esta instalación, y que la misma cumple lo dispuesto en el vigente Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones técnicas complementarias.

Número de Certificado de Cualificación Individual

Nombre y apellidos

Empresa con Autorización como Instalador en Baja Tensión Nº

Razón social de la Empresa

a

de

de 20

(Firma del instalador y sello de la empresa instaladora)

REVERSO DEL RESULTADO DE LAS VERIFICACIONES ELÉCTRICAS.

N° INSTALACIÓN

Resistencia de aislamiento de la instalación eléctrica. Indicar la más desfavorable

Entre conductores y tierra	MΩ
Entre conductores	MΩ

Caida de tensión.

Circuito más desfavorable:

	Teórica	Real
Alumbrado	V	V
Fuerza	V	V
vivienda	V	V

Medidas de resistencia de tierra

Medición de tierra	Ω	
Tipo de terreno		
Electrodos instalados	Número	Tipo
Estado de humedad del terreno		
Presencia de tensión en tierra	V	
tratamientos de tierra empleados		

Plano de trazado de líneas de tierras. (indicar cotas)

Se adjuntan hojas adicionales de plano de trazado de líneas de tierra.

Prueba de todos los diferenciales instalados

Aparato de prueba. Modelo. Tipo. N° de serie:

Diferencial del circuito		Diferencial del circuito	
Tensión de contacto	V	Tensión de contacto	V
Tiempo de disparo	mSeg.	Tiempo de disparo	mSeg.
Corriente de disparo	mA.	Corriente de disparo	mA.
Diferencial del circuito		Diferencial del circuito	
Tensión de contacto	V	Tensión de contacto	V
Tiempo de disparo	mSeg.	Tiempo de disparo	mSeg.
Corriente de disparo	mA.	Corriente de disparo	mA.

Se adjuntan hojas adicionales de diferenciales instalados

Impedancias de líneas.

Impedancia Línea Tierra	Ω
Impedancia Línea Neutro	Ω
Impedancia Línea Línea	Ω
Impedancia de bucle neutro Tierra	Ω

Aparatos de prueba utilizados: (marca modelo y número de serie)



ANEXO DE DATOS DE AUTOCONSUMO.

DATOS DEL TITULAR DE LA INSTALACIÓN GENERADORA

Titular (razón social/apellidos y nombre):		NIF:
Representante (apellidos y nombre):	en calidad de	NIF:
Domicilio para notificaciones:	Población/provincia	Código postal:
Correo electrónico:		Teléfono:

INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS

Número de paneles:	Fabricante/ Modelo:	Potencia pico (kWp):
Número de inversores:	Fabricante/ Modelo:	Potencia nominal total (kW):
Tipo de instalación (Art. 3 R.D.: 1578/2008)	<input type="checkbox"/> Tipo I.1 <input type="checkbox"/> Tipo I.2 <input type="checkbox"/> Tipo II	Tecnología de seguimiento <input type="checkbox"/> Fija <input type="checkbox"/> Seguimiento a un eje <input type="checkbox"/> Seguimiento a doble eje
Referencia catastral:	CAU:	

OTRO TIPO DE INSTALACIONES RENOVABLES

Tipo de instalación: (grupo de clasificación art. 2 R.D. 413/2014)		Tipo de combustible:	
Número de grupos:	Tecnología:	Potencia motores/turbinas: kW	Potencia alternadores: kVA
Referencia catastral:		CAU:	

INSTALACIÓN DE ALMACENAMIENTO: SI NO

Potencia de Salida(kW):	Energía Máxima Almacenada (kWh):
-------------------------	----------------------------------

DATOS DEL TITULAR DEL PUNTO DE CONSUMO*

Titular (razón social/apellidos y nombre):		NIF.:
Representante (apellidos y nombre):	en calidad de	NIF:
Domicilio punto de suministro:	Población/provincia	Código postal:
Correo electrónico:		Teléfono:



Junta de Castilla y León

Consejería de Economía y Hacienda
Viceconsejería de Economía y Competitividad
Dirección General de Energía y Minas

AUTOCONSUMO*

Sin excedentes (dispositivo antivertido): <input type="checkbox"/>	Con excedentes: <input type="checkbox"/> a) Compensación <input type="checkbox"/> b1) Único contrato de suministro <input type="checkbox"/> b2) Varios contratos de suministro
Individual <input type="checkbox"/> Colectivo <input type="checkbox"/>	Referencia catastral:
CUPS:	Empresa Distribuidora:
Tensión punto de conexión a red (V):	Potencia Contratada (kW):

*Repetir en caso de caso de autoconsumo colectivo por cada punto de consumo

DATOS DE ENVÍO A LAS DISTRIBUIDORAS PARA CAMBIO DE CONTRATO (AUTOCONSUMO)	
CAU	
Secc. Registro	
Sub Seccion	
Colectivo	
CUPS	
TipoCUPS	
Ref. Catastro	
CIL	
Tec Generador	
Combustible	
Pot. Instalada	
Tipo Instalacion	
Esquema Medida	
Servicios Auxiliares	
Ref. Catastro	
X	
Y	
Huso	
Banda	
Tipo Identificador	
Identificador	
Nombre	
Primer Apellido	
Segundo Apellido	
Razon Social	
Prefijo Pais	
Numero de teléfono	
Correo Electronico	
Pais	
Provincia	
Municipio	
Poblacion	
CodPostal	
TipoVia	
Calle	
NumeroFinca	
ApartadoDeCorreos	

Los campos sombreados en azul son obligatorios

Código Autoconsumo de la Distribuidora

solo para sección 2: a0 (compensación) b1 (sin comper

Solo rellenar si es con venta de excedentes
fotovoltaica, cogeneración, eólica, biomasa, biogás, hic

Potencia inversor en fotov.

De la instalación de generación

Obligatorio en Colectivo (Tipo 03)

Obligatorio en Colectivo (Tipo 03)

Obligatorio en Colectivo (Tipo 03)

NIF, pasaporte...

Número del identificador

Punto de suministro	
Potencia contratada (kW)	
Tensión Punto conexión (V)	
Compañía Distribuidora	

Almacenamiento (si tiene)	
Potencia inst. de salida (kW)	
Energía max. Almacenada (kWh)	

Solo para inst. con excedentes, Sección 2 (a0, b1, b2)	
Titular Inst. Generación	
NIF Tit. Generación	
Teléfono Tit. Generación	
Correo electrónico Tit. Gen.	



Delegación Territorial de

Servicio Territorial de Industria, Comercio y Economía

INSTALACIÓN ELÉCTRICA: SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN DE EXPLOTACIÓN

PUESTA EN SERVICIO PROVISIONAL

PUESTA EN SERVICIO DEFINITIVA

Código IAPA: n.º 477 Modelo: n.º 2298

DATOS DEL SOLICITANTE	Nombre/Razón social:		N.I.F.:	
	Domicilio:			
	Localidad:		Código Postal:	
	Municipio:		Provincia:	
	Teléfono:		Correo electrónico:	

DATOS DEL REPRESENTANTE	Representante:		DNI/NIE:	
	Domicilio:			
	Localidad:		Código Postal:	
	Municipio:		Provincia:	
	Teléfono:		Correo electrónico:	

NOTIFICACION ELECTRONICA	Las notificaciones se practicarán exclusivamente por vía electrónica, irán dirigidas a:			
	Nombre y apellidos:		Teléfono:	
	DNI/NIE:		Correo electrónico:	
	<p>Para ver las notificaciones electrónicas deberá acceder a la VENTANILLA DEL CIUDADANO disponible en la sede electrónica de la Administración de la Comunidad de Castilla y León (https://www.tramitacastillayleon.jcyl.es/web/es/sede-electronica.html) y desde ahí ir al apartado "Nuevo sistema de notificaciones por comparecencia en Sede electrónica". Necesitará disponer del sistema Cl@ve o de un certificado electrónico reconocido por la Junta de Castilla y León y estar suscrito/a al procedimiento "AUTORIZACIÓN DE EXPLOTACIÓN DE INSTALACIÓN ELÉCTRICA", de la Dirección General de Energía y Minas.</p>			

DATOS DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA	Emplazamiento de la instalación:			
	Código postal:	Localidad:	Término municipal:	Provincia:
	Características/Descripción de la instalación:			

SOLICITA: De conformidad con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre de 2013, del Sector Eléctrico, el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, que la desarrolla, y el Decreto 127/2003, de 30 de octubre, por el que se regulan los procedimientos de autorizaciones administrativas de instalaciones de energía eléctrica en Castilla y León, la tramitación de los siguientes procedimientos de instalación eléctrica (marque lo que proceda):

SOLICITA	<input type="checkbox"/> SOLICITUD DE PUESTA EN SERVICIO PROVISIONAL, PARA PRUEBAS DE EQUIPOS O INSTALACIONES (Describase el equipo o instalación, justifíquese los motivos, y el período de tiempo que se pretende poner en servicio):
	<input type="checkbox"/> SOLICITUD DE PUESTA EN SERVICIO DEFINITIVA



Delegación Territorial de [dropdown]

Servicio Territorial de Industria, Comercio y Economía

Para lo cual se acompaña la siguiente documentación:

Código IAPA: n.º 477 Modelo: n.º 2298

DOCUMENTACIÓN QUE SE APORTA	DOCUMENTACIÓN PARA LA PUESTA EN SERVICIO PROVISIONAL
	<input type="checkbox"/> Petición expresa del Director Técnico de la instalación, suscrita también por el titular, así como por los representantes de las empresas instaladoras afectadas, en la que se justifique técnicamente la necesidad de la puesta en servicio para pruebas de equipos o instalaciones.
	<input type="checkbox"/> Documentación acreditativa de que los equipos o instalaciones de que se trate, están ejecutados u operativos conforme a la normativa vigente (Certificado de Dirección, certificados de instalaciones, etc.).
	DOCUMENTACIÓN PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEFINITIVA
	<input type="checkbox"/> CERTIFICADO Final de Obra, suscrito por Técnico titulado competente.
	<input type="checkbox"/> CERTIFICADO de la instalación eléctrica de Alta Tensión, emitido por empresa instaladora habilitada.
	<input type="checkbox"/> CERTIFICADO de la instalación eléctrica de Baja Tensión, emitido por empresa instaladora habilitada.
	<input type="checkbox"/> CONTRATO de Mantenimiento de las instalaciones de Alta Tensión, con empresa mantenedora habilitada.
	<input type="checkbox"/> OTROS CERTIFICADOS/CONTRATOS, necesarios para puesta en servicio definitiva.
	<input type="checkbox"/> HOJAS de inscripción en el registro industrial (a presentar en tres meses desde el funcionamiento)
<input type="checkbox"/> OTROS: [input]	

DOCUMENTACIÓN QUE YA OBRA EN PODER DE LA ADMINISTRACIÓN (INDIQUE EXPEDIENTE)	
---	--

El solicitante **AUTORIZA** a la Consejería de Economía y Hacienda para obtener directamente y/o por medios telemáticos la información que estime precisa para la determinación, conocimiento y comprobación de los datos de esta solicitud.

Información relativa a la protección de datos personales para personas físicas:
Sus datos personales contenidos en esta solicitud y en la documentación adjunta serán objeto de tratamiento, de acuerdo con los términos establecidos en el Reglamento general de protección de datos. En este sentido, puede ejercer los derechos de acceso, rectificación, supresión, limitación del tratamiento y oposición al tratamiento de sus datos, a través de los medios de presentación legalmente establecidos, y de acuerdo con los artículos 15 al 23 del citado Reglamento.

Para cualquier consulta relacionada con la materia o sugerencia para mejorar este formulario electrónico, puede dirigirse al teléfono de información administrativa 012.

En [input], a [dropdown] de [input] de [input]

Firma del solicitante o representante

Fdo.: [input]

JEFE DE SERVICIO DE INDUSTRIA, COMERCIO Y ECONOMIA
DELEGACIÓN TERRITORIAL DE [dropdown]

ENVIAR