

PROYECTO DE INSTALACIÓN
DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO CON EXCEDENTES
DE 29,68 kWp
SOBRE CUBIERTA DE EDIFICIO



TITULAR: Ayuntamiento de Alovera (Biblioteca Municipal)

POBLACIÓN: Alovera (Guadalajara)

FECHA: 24 de enero de 2022

Proyectista: Carlos Bustamante Prieto

Colegiado nº: 532 del COGITIGU

ÍNDICE GENERAL

MEMORIA DESCRIPTIVA	4
1. OBJETO Y ANTECEDENTES	5
1.1. OBJETO	5
1.2. ANTECEDENTES	5
1.3. DATOS DEL SOLICITANTE	5
1.4. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN	5
1.5. AUTOR	5
2. NORMATIVA VIGENTE	6
3. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA	7
4. CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS	7
5. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	9
5.1. CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN	9
5.2. PUNTO DE CONEXIÓN	9
5.3. CAPTADORES SOLARES	10
5.4. INVERSOR SOLAR	10
5.5. SISTEMA DE FIJACIÓN	12
5.6. CABLEADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO, DIODOS Y PROTECCIONES	12
5.7. PROTECCIONES Y SEGURIDAD	14
5.8. SISTEMA ELÉCTRICO DE CONTROL	15
5.9. INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA	15
5.10. CONEXIÓN A RED	15
6. PRODUCCIÓN ANUAL	15
6.1. RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	16
6.1.1. RANGO DE POTENCIA DE MÓDULO	16
6.1.2. DISPERSIÓN DE PARÁMETROS ENTRE MÓDULOS	16
6.1.3. DISPERSIÓN ESPECTRAL	16
6.1.4. EFECTO DE LA TEMPERATURA	16
6.1.5. PÉRDIDAS POR SUCIEDAD Y REFLEXIÓN SOBRE LOS MÓDULOS	17
6.1.6. PÉRDIDAS POR INCLINACIÓN, ACIMUT Y SOMBRAS	17
6.1.7. PÉRDIDAS POR DEGRADACIÓN FOTÓNICA	17
6.2. RENDIMIENTO DEL INVERSOR	17
6.3. PÉRDIDAS DE CONEXIONADO Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN	17
6.4. ENERGÍA GENERADA POR EL CAMPO FOTOVOLTAICO	18
7. REPERCUSIÓN MEDIOAMBIENTAL	19
8. RECEPCIÓN Y PRUEBAS	19
9. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN	20
9.1. MANTENIMIENTO PREVENTIVO	20
9.1.1. CAMPO FOTOVOLTAICO	20
9.1.2. CUADROS DE CORRIENTE CONTINUA/ALTERNA	20
9.1.3. INVERSORES	21
9.1.4. CUADROS DE PROTECCIÓN/MEDIDA	21
9.1.5. OTROS	21
9.2. MANTENIMIENTO CORRECTIVO	21

10. MONITORIZACIÓN	21
11. PRESUPUESTO	22
ANEXO I: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	23
ANEXO II: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL INVERSOR	26
ANEXO III: FICHA CATASTRAL	28
ANEXO IV: JUSTIFICACIÓN HORAS SOLARES	30
<u>PRESUPUESTO</u>	<u>31</u>
<u>PLANOS</u>	<u>34</u>

MEMORIA DESCRIPTIVA

1. OBJETO Y ANTECEDENTES

1.1. OBJETO

El presente documento tiene por objeto describir la instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes ubicada en la cubierta de las instalaciones de la Biblioteca Municipal, perteneciente al Ayuntamiento de la localidad de Alovera (Guadalajara).

Dicha instalación aprovecha la radiación solar para generar energía eléctrica para autoconsumo. En el presente documento se recogen las características principales de la instalación fotovoltaica, la producción de energía, el mantenimiento y los cálculos justificativos que se han tenido en cuenta para la configuración de la misma, con el fin de cumplir con la normativa específica para este tipo de instalaciones y para la ejecución de las obras, la puesta en marcha y la explotación de la instalación.

1.2. ANTECEDENTES

Habiendo analizado los datos de consumo energético y de facturación a través de su CUPS ES0021000003049864DS, con una potencia contratada de P1, P2, P3, P4, P5 y P6=29,7kW y una tarifa 3.0 TD, se plantea un sistema de autoconsumo solar fotovoltaico para la mejora del consumo eléctrico de dichas instalaciones.

1.3. DATOS DEL SOLICITANTE

El presente documento ha sido encargado por Ayuntamiento de Alovera con CIF P1902900H, y domicilio social en Plaza Mayor,1 - 19208 (Alovera-Guadalajara)

1.4. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

La instalación solar fotovoltaica se ubica sobre la cubierta de las instalaciones de Biblioteca Municipal en la localidad de Alovera, Guadalajara y en las coordenadas geográficas:

Latitud: 40°35'34.70"N Longitud: 3°14'56.64"O

El emplazamiento de la instalación fotovoltaica constituye un excelente lugar para la explotación de la energía solar. No se ve dañada la integración arquitectónica, al no necesitar realizar obras en el edificio, la estructura de anclaje es mínima al situarse de manera coplanaria a la cubierta sin necesidad perforaciones en la misma.

El inmueble con referencia catastral 8938914VK7983N0001FZ, cuenta con una superficie construida de 944m², de los que se aprovechan 144 m² para la ubicación de la instalación fotovoltaica de 29,68 kWp.

1.5. AUTOR

El autor del presente documento es Carlos Bustamante Prieto con DNI 45686796X, dirección a efecto de notificaciones/comunicaciones: C/ Francisco Artillo, 162 Bloque 3 Oficina 304 - 19004 Guadalajara.

Ingeniero Técnico Industrial.

Colegiado nº: 532 del COGITIGU

2. NORMATIVA VIGENTE

En el presente proyecto serán de aplicación las siguientes normativas:

- RD 244/2019 de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Código Técnico de la Edificación (HE 4).
- Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Toda la normativa incluida en el Pliego de Condiciones Técnicas de esta documentación.
- Norma de Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la Red de Baja Tensión de la compañía suministradora.
- Normativa específica de la distribuidora en MT/BT para centros de seccionamiento.
- Directiva Comunitaria 97/11/CE que rige el tema de la Evaluación del Impacto Ambiental.
- Para cumplir el compromiso adquirido con la Comisión de los Estados Miembros, en el sentido de mejorar su Normativa, el Estado Español promulgó el Real Decreto Ley 9/2000, de 6 de octubre, de modificación del Real Decreto Legislativo 1302/86, de 28 de junio. Este Real Decreto Ley contenía, en cumplimiento de la Directiva 97/11/CE,

una nueva interpretación del ámbito de proyectos cubierto por la Directiva, así como nuevos preceptos destinados a mejorar y ampliar las figuras de la información y participación pública.

Así mismo, serán de aplicación las Normas UNE para los materiales que puedan ser objeto de ellas y las prescripciones particulares que tengan dictadas los Organismos Oficiales Competentes (Delegación de Industria, Ayuntamiento, etc.) y especialmente la Ordenanza sobre captación de energía solar para usos térmicos.

3. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA

Analizadas las facturas de consumo de Biblioteca Municipal de Ayuntamiento de Alovera, se opta por la solución de reducir tanto la potencia consumida en un período de tiempo, como la potencia instantánea que en un momento se produce por la tipología de la actividad.

Con este motivo, se propone una mejora del rendimiento de la instalación eléctrica con apoyo de una instalación de paneles solares fotovoltaicos para autoconsumo con una potencia pico de 29,68 kWp.

La disposición de los paneles es coplanaria a la cubierta.

La configuración eléctrica de la planta fotovoltaica será de 1 inversor de 25 kWn, formando un campo fotovoltaico de 4 strings de 14 módulos en serie para el inversor, haciendo un total de 56 módulos en la instalación.

El cableado que une todos los paneles hasta el inversor es de 2x4 mm², instalado en canaleta, y va a parar al inversor de 25 kWn instalado en el interior del edificio. Hasta este punto la instalación se realiza en corriente continua.

A la salida de los inversores, y antes de llegar al punto de conexión, se instala un cuadro para unificar cableados e instalar las protecciones de la instalación, disponiendo de un interruptor de corte general con un interruptor magnetotérmico. Para el tramo de instalación en corriente alterna se emplea cable de 4x10 mm² más el cable de tierra.

4. CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS

Localización:

Alovera (Guadalajara)

- Latitud: 40°35'34.70"N
- Longitud: 3°14'56.64"O
- Altitud: 644 m.

Los módulos se instalan por tanto en el edificio, de la cubierta anteriormente indicada, con las siguientes características:

AZIMUT (º)	INCLINACIÓN (º)	MÓDULOS
0	0	56
TOTAL MÓDULOS		56

Irradiación solar:

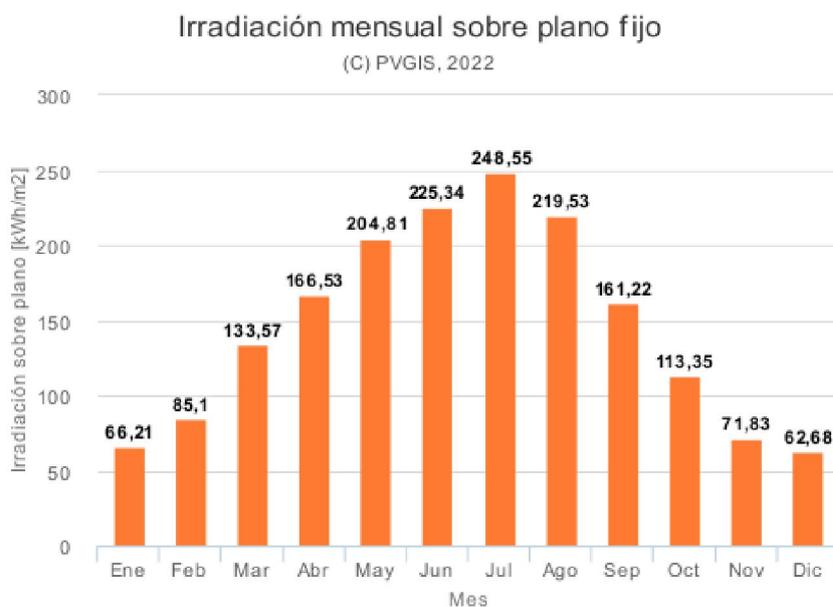
Los valores de radiación media diaria para cada mes, sobre superficie horizontal y sobre superficies reales se han extraído de la base de datos PVGIS.

En la siguiente tabla se ve reflejada la energía media recibida por metro cuadrado de superficie en función de la inclinación y orientación indicadas, expresadas en kWh/m²:

	PLANO HORIZONTAL	
	Radiación (kWh/m ²)	
	Diaria	Mensual
Enero	2,14	66,21
Febrero	3,04	85,1
Marzo	4,31	133,57
Abril	5,55	166,53
Mayo	6,61	204,81
Junio	7,51	225,34
Julio	8,02	248,55
Agosto	7,08	219,53
Septiembre	5,37	161,22
Octubre	3,66	113,35
Noviembre	2,39	71,83
Diciembre	2,02	62,68
	4,82	1758

A continuación, las siguientes figuras muestran la irradiación media mensual por metro cuadrado sobre plano horizontal correspondientes a la zona de la instalación.

Radiación sobre el plano horizontal (campo FV)



5. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

Se trata de una instalación solar fotovoltaica de conexión a red con las siguientes características de potencia:

Potencia Instalación (kWp)	29,68
Potencia Nominal (kWn)	25

Teniendo en cuenta las características técnicas y eléctricas de los paneles fotovoltaicos se va a emplear un sistema inversor de 25 kWn, compuesto de un inversor modelo BNT025KTL de Afore, o similar, de 25 kWn.

Los módulos monocristalinos empleados son bifaciales de 530 W, modelo LG530BF del fabricante Light Green Solar, o similar.

5.1. CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN

El número de módulos fotovoltaicos por cada string está analizado para cumplir con las características eléctricas y técnicas de los inversores, prestando mucha atención a intensidades y tensiones máximas tanto de módulos como de entrada de los inversores.

El inversor propuesto BNT025KTL de Afore dispone de 3 seguidores MPPT que optimizan la potencia eléctrica disponible en los módulos fotovoltaicos de forma independiente. Estos seguidores, hacen que, si hubiera presencia de sombras, orientaciones o inclinaciones distintas de los módulos dispuestos por el uso de las distintas cubiertas del inmueble, los puntos de trabajo óptimos serían distintos.

Para el caso que nos ocupa, los módulos irán instalados con la misma inclinación y dos orientaciones, por lo que con un seguidor MPPT es suficiente para que el sistema produzca energía de manera óptima.

Toda la instalación se conectará al cuadro general de protección antes del contador de suministro.

Configuración Instalación FV	
Cantidad Strings	4
Nº paneles por String	14
Cantidad de paneles	56
Cantidad de inversores	1
Potencia total instalación (kWp)	29,68
Potencia nominal (kWn)	25

5.2. PUNTO DE CONEXIÓN

El punto de conexión para inyectar la energía en el propio autoconsumo, es el cuadro ubicado en la nave en la que se instalarán los paneles. Siendo la tensión de salida del inversor igual a la tensión de la red del cliente.

El punto de conexión de referencia es el punto donde se encuentra el contador de entrada de tensión a la actividad, de acuerdo con el CUPS indicado con anterioridad.

5.3. CAPTADORES SOLARES

Se proponen módulos monocristalinos bifaciales modelo LG530BF del fabricante Light Green Solar de 530 Vatios. Las características de dichos módulos se detallan a continuación:

Características Módulos FV	
Modelo	LG530BF
Potencia Pico (Wp)	530
Corriente Cortocircuito (A)	13,35
Tensión Circuito Abierto (V)	50,4
Corriente Mpp (A)	12,68
Tensión Mpp (V)	41,81
Coefficiente Variación Voc (%/°C)	-0,27
Coefficiente Variación Isc (%/°C)	0,048
Coefficiente Variación Pn (%/°C)	-0,35
T _{onc} (°C)	45±2
Altura (m)	2,117
Anchura (m)	1,052
Profundidad (m)	0,003
Peso (kg)	28±3%
Máxima Tensión Sistema (V)	1.500
Caja Conexión	1
Diodos By-pass	3

Las medidas se realizan en las condiciones estándar de medida (CEM) que se definen por 1.000 W/m² de irradiancia, con una distribución espectral AM 1,5G y una temperatura de célula de 25°C.

La tecnología empleada en su fabricación es de silicio monocristalino de células fotovoltaicas PERC (Passivated Emitter Rear Cell) presentando una única caja de conexiones en las que se albergan los diodos de “by-pass” que impiden el deterioro del módulo en caso de sombras parciales evitando la formación de puntos calientes y minimizando las pérdidas. Los límites máximos de funcionamiento son 1.500 V para el sistema en que se incluyan, entre -40 a 85 grados para las temperaturas de funcionamiento, carga estática máxima delantera de 5.400 Pa y carga estática máxima trasera de 2.400 Pa. Cada módulo llevará de forma claramente visible el modelo, nombre y logotipo del fabricante. Además, poseerán una identificación individual (número de serie).

Los módulos estarán debidamente encapsulados y protegidos contra la intemperie. El grado de protección de las cajas de conexionado y de los módulos será IP65.

La potencia de salida está sujeta a una tolerancia de +/-5%.

5.4. INVERSOR SOLAR

El inversor es el elemento encargado de convertir la corriente continua en alterna, sincronizándola con la red eléctrica. Funciona de forma totalmente automática, en cuanto que los módulos fotovoltaicos entreguen una potencia suficiente, inyecta energía a la red.

El inversor supervisa la tensión, la frecuencia de red y la producción energética independientemente unos de otros.

Además de la función de conversión CC/CA, hace trabajar al generador fotovoltaico en el punto donde pueda entregar la máxima potencia. Cuando la intensidad de radiación solar es tan baja que no permite la inyección de una potencia por debajo de un umbral el inversor se queda aletargado en espera de que las condiciones vuelvan a ser las adecuadas para inyectar de nuevo a la red. Mientras, consume energía de la red eléctrica para alimentar los circuitos electrónicos de control.

Para la instalación se utiliza el modelo BNT025KTL de Afore o similar, cuyas características se indican a continuación:

Características Inversor	
Modelo	BNT025KTL
Potencia Nominal AC (W)	25.000
Potencia Máxima FV CC (W)	37.500
Tensión Máxima de Entrada (V)	1.000
Corriente Máxima de Entrada (A)	84
Tensión Mínima de Entrada MPP (V)	500
Tensión Máxima de Entrada MPP (V)	850
Frecuencia Nominal (Hz)	50/60
Temperatura Máxima Operación (°C)	60
Temperatura Mínima Operación (°C)	-25
Distorsión Máxima - THD (%)	< 3%
Rendimiento Máximo (%)	98,50%
Rendimiento Europeo (%)	98,10%
Altura (m)	0,630
Anchura (m)	0,450
Profundidad (m)	0,222
Peso (kg)	32
Cos Phi	0,8
Número de conexiones CC	6
Número de seguidores MPP	3
Fases de Salida	3

Dicho inversor cuenta además con tres seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) correspondiendo con distintas entradas de strings de módulos fotovoltaicos de forma que el seguidor busca el punto de trabajo V-I para máxima transferencia de potencia de forma independiente.

El inversor debe de disponer como mínimo de las siguientes certificaciones:

- Mercado CE
- Directiva EMC EN 61000-6-2 y EN 61000-6-3
- Directiva Baja Tensión EN 50549 y EN 50438

5.5. SISTEMA DE FIJACIÓN

La fijación de los módulos fotovoltaicos se realiza mediante estructuras metálicas ligeras con forma de omega, de 13 cm de altura y de aluminio, para soportar la intemperie evitando las oxidaciones y deterioros por exposición al exterior.

Dichas estructuras metálicas se fijan a la cubierta adheridas mediante un compuesto específico (resinas u otros adhesivos polímeros de alta resistencia) adecuado para la fijación a la superficie de acabado de la cubierta en cuestión. Cada panel dispone de 6 estructuras de fijación.

Mediante este sistema de fijación se evita que la cubierta sea perforada evitando así el filtrado de agua de lluvia al interior de las instalaciones.

Los módulos fotovoltaicos se fijan a dichas estructuras metálicas de forma solidaria con la cubierta, dejando pasillos libres de módulos para permitir el paso de personal de instalación y mantenimiento.

5.6. CABLEADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO, DIODOS Y PROTECCIONES

Todos los conductores son de cobre. La sección de los conductores se ha dimensionado teniendo en cuenta la intensidad a la que están trabajando y las caídas de tensión que en ellos se producen.

Tanto en el tramo de corriente continua como en el de corriente alterna se dimensionan de tal manera que la caída de tensión sea inferior al 1,5 % en cada uno.

Se incluyen todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, utilizando los equipos y materiales de aislamiento eléctrico necesarios.

Los cables utilizados cumplen con la normativa vigente UNE 21123 en cuanto a aislamiento y grado de protección. En particular poseen un aislamiento 0,6/1 KV y son de doble aislamiento (clase II). Los tipos de aislamiento permisibles son: policloruro de vinilo, goma butílica (butil), etileno-propileno o polietileno reticulado.

Las fórmulas utilizadas para el cálculo de las secciones de los conductores son:

- Para corriente continua:

$$I_N = \frac{P}{V}; \text{ Si } I_N \leq I_{Adm} \Rightarrow I_N \rightarrow \text{Correcto}$$

$$S = \frac{2L \cdot P}{\rho \cdot \Delta V \cdot V}$$

$$\Delta V = \frac{2L \cdot P}{\rho \cdot S \cdot V}$$

Siendo:

P = Potencia de la instalación

V = Tensión nominal

I_N = Intensidad nominal

I_{Adm} = Intensidad admisible por el conductor

S = Sección del conductor

ΔV = Caída de tensión

ρ = Conductividad del cobre

$L =$ Longitud de la línea

- Para corriente alterna monofásica:

$$I_N = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} ; \text{ Si } I_N \leq I_{Adm} \Rightarrow I_N \rightarrow \text{Correcto}$$

$$S = \frac{L \cdot P}{\rho \cdot \Delta U \cdot U}$$

$$\Delta U = \frac{L \cdot P}{\rho \cdot S \cdot U}$$

Siendo:

$P =$ Potencia de la instalación

$U =$ Tensión nominal

$I_N =$ Intensidad nominal

$I_{Adm} =$ Intensidad admisible por el conductor

$S =$ Sección del conductor

$\Delta U =$ Caída de tensión

$\rho =$ Conductividad del cobre

$L =$ Longitud de la línea

- Para corriente alterna trifásica:

$$s = \frac{\sqrt{3LI_L \cos \phi}}{cu}$$

donde:

s es la sección del conductor en mm^2

L es la longitud de la línea en m

I es la intensidad eficaz en A

$\cos \varphi$ es el factor de potencia

u es la caída de tensión en la línea en V

c es la conductividad del conductor, para el cobre $c = 56 \text{ m}\Omega \cdot mm^2$

Sin perjuicio de esta norma, las secciones mínimas de los cables se adjuntan en el “Anexo III Cálculos Justificativos”, la caída de tensión máxima de tal forma es de 1,5%.

Los cables utilizados para la interconexión de los módulos FV en cada uno de los paneles están protegidos contra la degradación por efecto de la intemperie: radiación solar, UV, y condiciones ambientales de elevada temperatura:

- Cableado entre módulos y strings e inversores RV1-K 0,6 / 1kV
- Resto del cableado RV1-K 0,6 / 1 kV
- No propagador de llama: Une 20.432-I(IEC-332-I)
- Conductor de cobre: Clase 5
- Aislamiento: XLPE (Polietileno reticulado).

- Cubierta PVC arilo-nitrilo
- Temperatura máxima: 90°C
- Construcción según: UNE 21123
- Utilización: Distribución de energía en Baja Tensión, en interior y exterior para instalaciones fijas.

El cableado entre los módulos para formar las conexiones en serie y el inversor se efectúa mediante cable flexible y de longitud adecuada para que no exista peligro de cizalladura.

Los cableados están adecuadamente etiquetados, de acuerdo con los esquemas eléctricos.

Los positivos y los negativos de cada grupo de módulos van debidamente protegidos hasta la entrada de los inversores. Los cableados irán canalizados por la cubierta.

La configuración eléctrica del generador fotovoltaico es flotante, ninguno de los polos está conectado a la tierra de la instalación.

La tierra de la instalación es una tierra independiente, no alterando las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación dispone de los elementos necesarios para desconexión manual y automática del campo fotovoltaico.

Los materiales situados a la intemperie están protegidos contra los agentes ambientales, en particular contra los efectos de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tienen un grado mínimo de protección IP65 y los de interior sin acceso, IP20. Por lo tanto, el cableado es de doble aislamiento y adecuado para este uso de acuerdo con la norma UNE 21123.

5.7. PROTECCIONES Y SEGURIDAD

La instalación está diseñada de modo que cumple el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Además, se consideran las especificaciones recomendadas por la compañía eléctrica a cuya red se conectará la instalación fotovoltaica.

La instalación incluye los siguientes sistemas de protección:

- *Interruptor/seccionador*, que es un interruptor con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora. Este interruptor es accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la conexión manual.
- *Interruptor automático diferencial*, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte de la instalación.
- *Interruptor automático* de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de red, junto a un relé de enclavamiento. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.
- *Protección* para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión. De acuerdo al artículo 14 del RD 1699/2011. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.

- El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica es automático, una vez restablecida la tensión de red de la empresa distribuidora. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.
- *Seccionador de continua*. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.

5.8. SISTEMA ELÉCTRICO DE CONTROL

El sistema eléctrico y de control cumple con el REBT en todos aquellos puntos que sean de aplicación.

Los cuadros están diseñados siguiendo los requisitos de estas especificaciones y se han construido de acuerdo con el REBT para baja tensión y con las recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

El usuario estará protegido contra posibles contactos directos e indirectos.

5.9. INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

La instalación cumplirá con el artículo 15 del RD 1699/2011 que dice:

“La puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.

Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.”

5.10. CONEXIÓN A RED

La instalación realizada está conectada a la red, por ello cumple con lo dispuesto en el RD 1699/2011 es sus artículos 12 y 13.

El factor de potencia de la energía suministrada a la red de la empresa distribuidora debe ser lo más próximo posible a la unidad y, en todo caso, superior a 0,98 cuando la instalación trabaje a potencias superiores al 25 por ciento de su potencia nominal.

6. PRODUCCIÓN ANUAL

Sobre los valores unitarios de energía en los módulos fotovoltaicos descritos en el apartado 4 del presente documento, se consideran unas pérdidas del sistema según los parámetros que se describen a continuación, donde algunos son estimativos según instalaciones anteriores, aunque dependerán principalmente del buen mantenimiento realizado en la instalación.

En la instalación que nos ocupa, se estiman unas pérdidas de eficiencia globales del 22,88%.

Los principales motivos que pueden afectar el rendimiento de la instalación son:

6.1. RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

6.1.1. RANGO DE POTENCIA DE MÓDULO

La potencia de todos los módulos fotovoltaicos no es exactamente idéntica, y aunque dos módulos tengan la misma potencia, puede ser que sus tensiones e intensidades sean diferentes.

Esto trae consigo que al ponerlos en serie se produzca una pérdida de potencia si utilizamos dentro de la misma serie paneles con distintas características eléctricas. Para minimizar este efecto, los módulos están clasificados en intensidad, (lo que se indica en un adhesivo con una letra que se coloca en el marco del panel), de manera que se pueda, en la instalación, escoger los paneles adecuados para armar las distintas series.

6.1.2. DISPERSIÓN DE PARÁMETROS ENTRE MÓDULOS

Estas pérdidas se deben a que los parámetros de los módulos solares fotovoltaicos tienen tolerancias por lo que no son exactamente todos iguales. Esto hace que el punto de máxima potencia del conjunto no corresponda con el de cada uno de ellos por lo que equivale a ciertas pérdidas respecto a dicho valor.

El punto de máxima potencia en cada módulo es el producto de la tensión por la intensidad de trabajo en cada momento, valores que pueden variar ligeramente entre módulos.

6.1.3. DISPERSIÓN ESPECTRAL

Se debe, de forma similar al punto anterior, al diferente comportamiento de los módulos frente a una distribución espectral de la energía solar diferente a la empleada en la caracterización de los módulos y que depende de múltiples factores ambientales, atmosféricos, etc.

6.1.4. EFECTO DE LA TEMPERATURA

Para determinar la temperatura de célula utilizaremos la fórmula:

$$T_c = T_{amb} + I_{inc}(W/m^2)(TONC(^{\circ}C) - 20)/800$$

Siendo:

T_c = Temperatura real de trabajo de la célula.

T_{amb} = Temperatura ambiente.

I_{inc} (W.m²) = Irradiancia.

TONC = Temperatura de Operación Normal de la célula, que es de 46 °C cuando se somete al módulo a una irradiancia de 1.000 W/m², a una temperatura ambiente 25 °C, y una velocidad de viento sobre los módulos de 1 m/s.

Por ejemplo, con una temperatura ambiente de 25 °C tendríamos en célula unos 49,0 °C. La temperatura afecta principalmente a los valores de voltaje de la característica I-V, y tiene su mayor influencia en el voltaje de circuito abierto, aunque también modifica los valores del punto de máxima potencia y el valor de I_{cc} (muy ligeramente).

La eficiencia de los módulos depende fuertemente de la temperatura de los mismos con un coeficiente negativa de temperatura K_p de forma que a mayor temperatura mayores pérdidas. Este parámetro es del orden de -0,4 %/°K en tecnología monocristalina.

6.1.5. PÉRDIDAS POR SUCIEDAD Y REFLEXIÓN SOBRE LOS MÓDULOS

Son pérdidas de la energía solar causadas por el polvo, barro, excrementos de aves, etc. que se depositan sobre los módulos con el paso del tiempo y que se traducen en una menor incidencia solar, así como reflexión de los rayos sobre la superficie de dichos módulos.

6.1.6. PÉRDIDAS POR INCLINACIÓN, ACIMUT Y SOMBRAS

Son pérdidas producidas por los diversos elementos dispuestos sobre la cubierta, aunque éstas se produzcan solamente durante una pequeña parte del tiempo en determinadas temporadas del año. También se considera la posibilidad de diversos elementos transportados por el viento.

Serán evaluados en cada caso, pudiendo variar de una instalación a otra.

6.1.7. PÉRDIDAS POR DEGRADACIÓN FOTÓNICA

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio cristalino y se produce al exponer al sol por primera vez el panel fotovoltaico.

6.2. RENDIMIENTO DEL INVERSOR

Un inversor tiene siempre unas pérdidas en su funcionamiento. Es un parámetro indicado por el fabricante del inversor y representa las pérdidas de conversión eléctrica de la parte de corriente continua donde se conectan los módulos solares a la de corriente alterna donde se entrega a la red de distribución eléctrica.

Las podemos dividir en tres grupos:

- Pérdidas de autoconsumo (independientes de la potencia de operación), pérdidas en el transformador de salida, dispositivos de control, regulación, medidores e indicadores, y en los dispositivos de seguridad.
- Pérdidas linealmente dependientes de la potencia de operación (diodos, dispositivos de conmutación, etc.)
- Pérdidas que varían con el cuadrado de la potencia de operación (calor), (cables, bobinas, resistencias, etc.)

6.3. PÉRDIDAS DE CONEXIONADO Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN

Además de las pérdidas indicadas se tienen en cuenta otras pérdidas como las eléctricas, tanto en continua como alterna, y la indisponibilidad del servicio:

- Eléctricas CC: son las pérdidas de potencia producida en los cables debido a la caída de tensión por la resistencia de dichos cables al paso de la corriente eléctrica. Son valores acotados por diseño ya que precisamente se calcula la sección de cable a emplear para que dicha caída de tensión no supere el 1,5 %.
- Eléctricas CA: son pérdidas que se deben a la caída de tensión en los conductores al paso de la corriente alterna en el tramo posterior a los inversores. Son valores acotados por diseño ya que precisamente se calcula la sección de cable a emplear para que dicha caída de tensión no supere el 1,5 %.
- Indisponibilidad de servicio: este factor tiene en cuenta el tiempo en que la instalación está parada por trabajos de mantenimiento, y periodos comprendidos entre averías y reparaciones correspondientes que supongan una reducción global de la energía entregada a la red.

6.4. ENERGÍA GENERADA POR EL CAMPO FOTOVOLTAICO

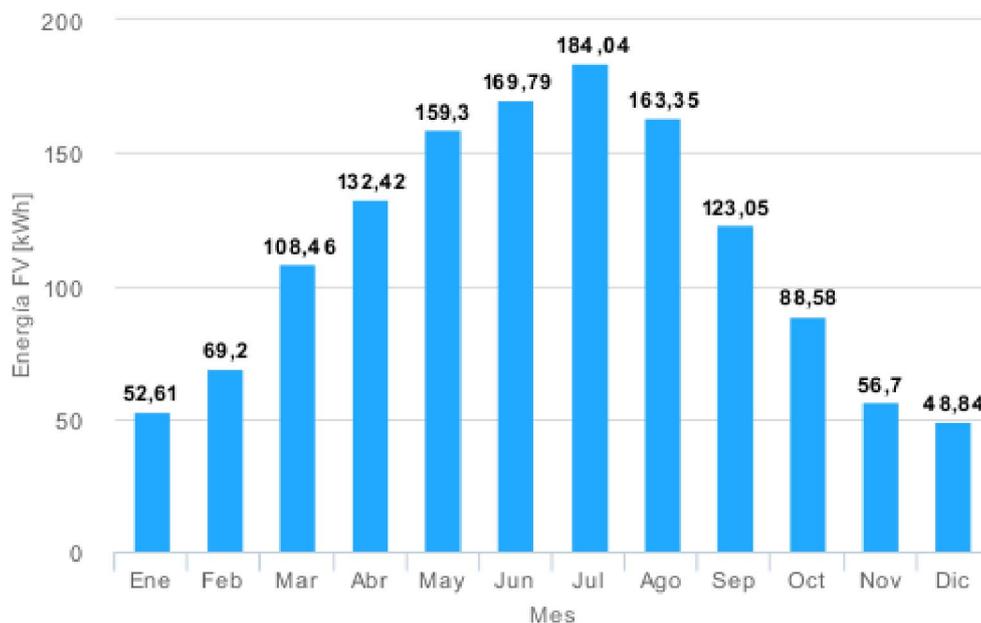
Considerando unas pérdidas de eficiencia globales del 22,88%, a continuación, se muestra la producción estimada para la instalación fotovoltaica utilizando el panel bifacial:

	Producción Estimada (kWh) campo FV	Energía consumida del cliente (kWh)	Energía autoconsumida estimada Total (kWh)
Enero	1.611	2.917	1.611
Febrero	2.168	3.190	2.075
Marzo	3.249	3.893	2.438
Abril	3.986	3.231	2.110
Mayo	4.649	2.350	1.618
Junio	5.015	2.441	1.956
Julio	5.349	6.808	5.349
Agosto	4.723	3.870	3.144
Septiembre	3.587	2.312	1.608
Octubre	2.651	2.215	1.341
Noviembre	1.770	2.901	1.770
Diciembre	1.500	2.985	1.500
	40.257	39.113	26.519

Instalación fotovoltaica: producción estimada anual 40.257 kWh/año. Datos de consumo del cliente corresponden a los últimos 12 meses, basado en la información extraída del CUPS correspondiente.

Producción de energía mensual del sistema FV fijo

(C) PVGIS, 2022



La eficiencia de la instalación, entendida como la energía producida entre la energía disponible para la potencia FV instalada, sería la siguiente:

$$\eta = \frac{40,257}{1758,76 \times 29,68} = 77,12\%$$

7. REPERCUSIÓN MEDIOAMBIENTAL

En la siguiente tabla se muestra un cálculo de ahorro energético donde se determinan las emisiones de CO2 que se evitarían con la instalación del sistema fotovoltaico:

CÁLCULO DEL AHORRO ENERGÉTICO PREVISTO			
PRODUCCIÓN ANUAL PLANTA SOLAR (kWh)	EMISIONES CON ENERGÍA NO RENOVABLE tCO ₂ /año	EMISIONES CON ENERGÍA SOLAR tCO ₂ /año	EMISIONES EVITADAS AL AÑO tCO ₂
40.257	161,02	0	161,02

FACTOR DE CONVERSIÓN: 0,4 tCO₂/MWh (Fuente: IDAE)

8. RECEPCIÓN Y PRUEBAS

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar para la recepción del sistema fotovoltaico, además de lo indicado en el artículo 8 del RD 1699/2011, serán las siguientes:

- Puesta en operación de todos los sistemas y comprobación del correcto funcionamiento (inversores, contadores).
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento (y distintas potencias de operación).
- Comprobación de que los voltajes e intensidades de los diferentes circuitos se corresponden con los de diseño (generador, inversor, y puesta a tierra).
- Prueba de funcionamiento correcto de los sistemas de seguridad (diodos, magnetotérmicos y diferenciales).
- Verificación del correcto funcionamiento del sistema de control.
- Comprobación de las prestaciones energéticas reales (medidas a través del equipo de medición o monitorización instalado) respecto a las prestaciones de diseño.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha, se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 72 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá formar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 2 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno.

9. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Todo el mantenimiento de la instalación será realizado por personal técnico cualificado, bajo responsabilidad de la empresa instaladora.

Con el objeto de garantizar la seguridad y la mayor productividad de la instalación fotovoltaica, es necesario realizar trabajos de mantenimiento preventivo.

9.1. MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Se realizará con una periodicidad máxima de un año el siguiente mantenimiento:

9.1.1. CAMPO FOTOVOLTAICO

- Inspección visual del correcto estado de los módulos (sombras, rotura del cristal, suciedad)
- Detección de puntos calientes en los módulos mediante cámara termográfica.
- Comprobación del estado/degradación de los conectores de unión de los módulos.
- Comprobación del estado de cables y terminales.
- Comprobación de la fijación de los paneles a la estructura.
- Comprobación de la fijación de la estructura a la cubierta.
- Comprobación de la oxidación de la estructura y/o canalizaciones.
- Comprobación de la tensión e intensidad, de cada uno de los strings del campo generador.

9.1.2. CUADROS DE CORRIENTE CONTINUA/ALTERNA

- Anotación de los valores de intensidad y tensión.
- Comprobación del estado de las protecciones eléctricas.
- Comprobación de fallo de aislamiento en las series.
- Reapriete de las conexiones de cables en fusibles, pletinas, magnetotérmicos, etc.

9.1.3. INVERSORES

- Limpieza del inversor mediante aire y aspiración para eliminar polvo o cualquier otro elemento que pueda obstruir la correcta ventilación del inversor y su funcionamiento.
- Reapriete de tornillos de los diferentes elementos del inversor.
- Comprobación del correcto funcionamiento de los ventiladores.
- Comprobación de los elementos internos del inversor (varistores, magnetotérmicos, fusibles, filtros Rc, trafo, etc.)
- Comprobación de puntos calientes en el inversor mediante cámara termográfica.
- Anotación de los valores históricos del inversor (alarmas, producción total, horas de funcionamiento, número de arranques, temperatura).
- Comprobación de la tensión de salida en alterna.
- Comprobación de la temperatura de la sala del inversor.
- Comprobación de la correcta monitorización del inversor y recepción de mensajes de error.

9.1.4. CUADROS DE PROTECCIÓN/MEDIDA

- Comprobación de los elementos de los cuadros (fusibles, diferenciales, etc.)
- Anotación de los valores totales de energía exportada e importada.
- Comprobación del correcto funcionamiento de la teled medida.
- Observación de puntos calientes.

9.1.5. OTROS

- Comprobación de cables de tierra de toda la instalación.

9.2. MANTENIMIENTO CORRECTIVO

El mantenimiento correctivo de la instalación fotovoltaica se realizará cuando se produzcan averías en la instalación.

- Análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposición del material necesario para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Reposición del material defectuoso o dañado por el funcionamiento de la instalación.

10. MONITORIZACIÓN

El sistema de monitorización permite evaluar el funcionamiento y rendimiento de la instalación fotovoltaica de forma continuada e ininterrumpida. El sistema de monitorización permite registrar los datos de producción eléctrica, así como detectar fallos o averías en la instalación fotovoltaica de forma inmediata. Los captadores y detectores, recogen la información del contador y del sistema inversor y la envían a un sistema de adquisición de datos, donde se registran y almacenan todos los datos de la instalación fotovoltaica.

La instalación de monitorización estará formada por:

- Sistema de adquisición y lectura de datos: Acondiciona las señales recibidas de los captadores y sensores, para enviarlas de forma correcta a un sistema remoto de almacenamiento de datos.
- Plataforma web donde poder visualizar y analizar los datos monitorizados.

11. PRESUPUESTO

La inversión total de la instalación fotovoltaica, con las calidades de los materiales indicadas en el presente documento, es de 35.616 € euros + IVA.

El mismo se detalla en el apartado Presupuesto del presente documento.

Firmado por BUSTAMANTE PRIETO
CARLOS - ***8679** el día
18/10/2024 con un certificado
emitido por AC FNMT Usuarios

Carlos Bustamante Prieto
Guadalajara, a 24 de enero de 2022

ANEXO I: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS MÓDULOS FOTVOLTAICOS



Bifacial Mono PERC glass glass module LG500-530BF

These modules built with PERC bifacial Type P cells have the ability to convert the light that is reflected from the rear into electricity in addition to that which is already generated from the front side, which makes them the modules with the best



3%~30% more production



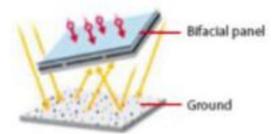
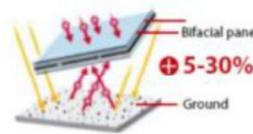
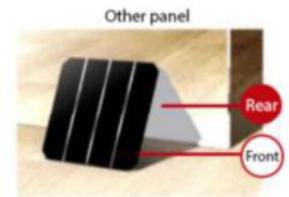
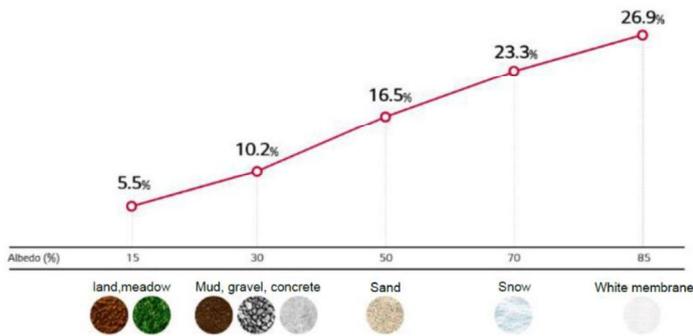
More performance with low radiation



Glass glass panel, more reliability,



Excellent performance with the temperature



Warranty

- 12 years product warranty
- 35 years production warranty

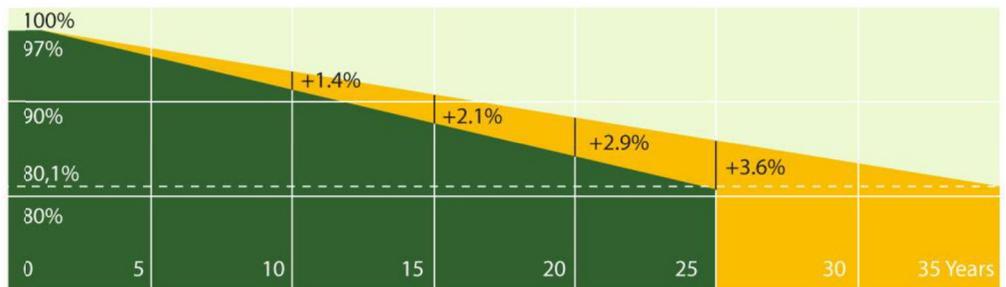
35 Years Linear Warranty at 80% production

24.0%

MAX MODULE EFFICIENCY⁽¹⁾

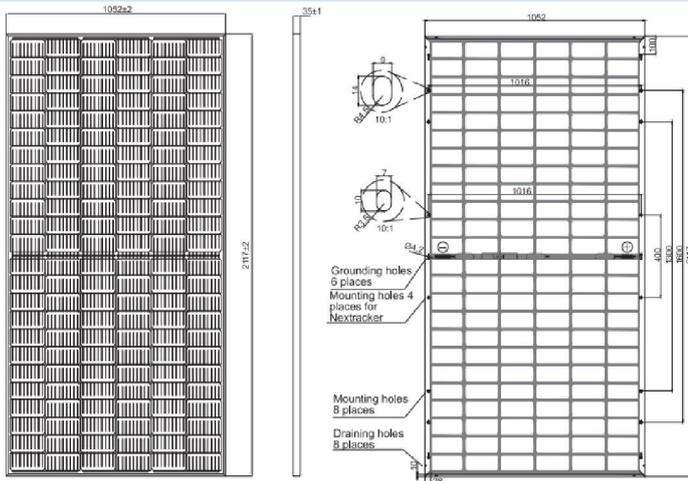
12 YEAR

PRODUCT WARRANTY



- Light Green's Linear Performance Warranty
- Industry Standard Warranty

MECHANICAL DIAGRAMS



SPECIFICATIONS

Cell	Mono PERC 144pcs
Weight	28kg±3%
Dimensions	2117mm×1052mm×30mm
Cable Cross Section Size	4mm ²
No. of cells	144
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	MC4-EVO2
Packaging Configuration	35 Per Pallet

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

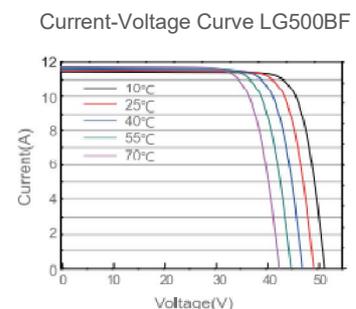
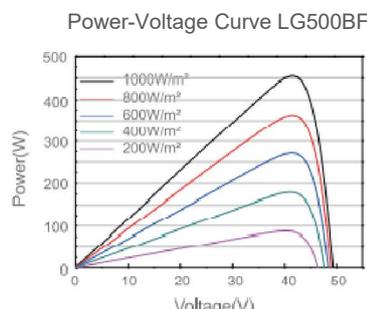
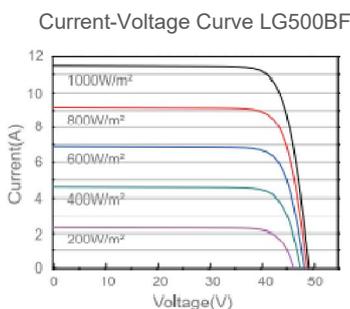
TYPE	LG 515BF		LG 520BF		LG 525BF		LG 530BF	
Rated Maximum Power(Pmax) ^{(1) (2)} [W]	515 ⁽¹⁾	440 ⁽²⁾	520 ⁽¹⁾	445 ⁽²⁾	525 ⁽¹⁾	450 ⁽²⁾	530 ⁽¹⁾	455 ⁽²⁾
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.86	49.60	50.04	49.80	50.22	50.00	50.40	50.20
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.21	41.00	41.41	41.20	41.61	41.40	41.81	41.6
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.09	11.30	13.18	11.37	13.27	11.44	13.35	11.51
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.50	10.74	12.56	10.81	12.62	10.87	12.68	10.94
Module Efficiency [%]	23%	19.9%	23.3%	20.2%	23.6%	20.4%	24.0%	20.6%
Power Tolerance (%)	+/- 3							
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.048%/°C							
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.270%/°C							
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.35%/°C							
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G							

Remark: Electrical data in catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types. The efficiency of bifacial PERC glass-glass modules at 200W/m² to 1000W/m² is 98%.
 (1) Electrical data of bifacial technology (front and rear face, over one white surface). (2) Electrical data only the front face.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	LG515BF		LG520BF		LG525BF		LG530BF		OPERATING CONDITIONS	
Rated Max Power(Pmax) [W]	375 ⁽¹⁾	327 ⁽²⁾	379 ⁽¹⁾	331 ⁽²⁾	383 ⁽¹⁾	335 ⁽²⁾	387 ⁽¹⁾	339 ⁽²⁾	Max. System Voltage	1500V DC
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.72	46.6	46.92	46.8	47.12	47.00	47.32	47.2	Operating Temperature	-40 /+85°C
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.74	38.6	38.94	38.8	39.14	39.00	39.34	39.2	Max. Series Fuse	20A
Short Circuit Current(Isc) [A]	10.09	9.10	10.15	9.16	10.19	9.21	10.25	9.27	Max. Static Load,Front	5400Pa
Max Power Current(Imp) [A]	9.69	8.49	9.75	8.55	9.8	8.6	9.86	8.66	Max. Static Load,Back	2400Pa
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s								NOCT	45±2°C
	(1) Electrical data bifaciality (front and rear face, over one white surface).								Application Class*	Class A
	(2) Electrical data only front face.								Bifaciality*	70%±5%

CHARACTERISTICS



ANEXO II: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL INVERSOR

PV Input Data	BNT025KTL	BNT030KTL	BNT036KTL	BNT040KTL
Max. DC Power (W)	37500	42000	54000	56000
Max. DC Voltage (V)	1000	1000	1000	1000
MPPT Voltage Range (V)	200 -950	200-950	200-950	200-950
MPPT Full Power Voltage Range (V)	500 -850	500-850	500-850	500-850
Rated Input Voltage (V)	620	620	620	620
Start-up Voltage (V)	200	200	200	200
Max. Input Current (A)	22 x 3	22 x3	36 x 2	40 x 2
Max. Short Current (A)	28 x3	28x3	45 x 2	50 x 2
No. of MPP Tracker / No. of PV String	3/6	3/6	2/8	2/8
Input Connector Type	MC4	MC4	MC4	MC4

AC Output Data	BNT025KTL	BNT030KTL	BNT036KTL	BNT040KTL
Max. Output Power (W)	27500	33000	39600	44000
Nominal Output Power (W)	25000	30000	36000	40000
Max. Output Current (A)	40	48	56	61
Nominal Output Voltage (V)	3P+N+PE /3P+PE 230/400			
Grid Voltage Range	260-519 (according to local standard)			
Nominal Output Frequency (Hz)	50/60			
Grid Frequency Range	45-55/55-65(according to local standard)			
Output Power Factor	1 default (adjustable from 0.8 leading to 0.8 lagging)			
Output Current THD	<3%			

Efficiency	BNT025KTL	BNT030KTL	BNT036KTL	BNT040KTL
Max. Efficiency	98.50%	98.50%	98.65%	98.65%
Euro Efficiency	98.10%	98.10%	98.20%	98.25%

Protection	BNT025KTL	BNT030KTL	BNT036KTL	BNT040KTL
PV Reverse Polarity Protection	YES	YES	YES	YES
PV Insulation Resistance Detection	YES	YES	YES	YES
AC Short Circuit Protection	YES	YES	YES	YES
AC Over Current Protection	YES	YES	YES	YES
AC Over Voltage Protection	YES	YES	YES	YES
Anti-Islanding Protection	YES	YES	YES	YES
Residual Current Detection	YES	YES	YES	YES
Over Temperature Protection	YES	YES	YES	YES
Integrated DC switch	YES	YES	YES	YES
Surge Protection (DC & AC)	Integrated (Type III)			

General Data	BNT025KTL	BNT030KTL	BNT036KTL	BNT040KTL
Dimensions (W x H x D, mm)	630 x 450 x 222		750 x 465 x 222	
Weight (kg)	32		46	
Protection Degree	IP65			
Enclosure Material	Aluminum			
Ambient Temperature Range (°C)	-25~+60			
Humidity Range	0-100%			
Topology	Transformerless			
Communication Interface	RS485 / WiFi / Wire Ethernet / GPRS (optional)			
Cooling Concept	Intelligent Fan Cooling			
Noise Emission (db)	<51			
Night Power Consumption (W)	<1			
Max. Operation Altitude (m)	4000			

Certifications and Standards	BNT025KTL	BNT030KTL	BNT036KTL	BNT040KTL
EMC Standard	EN/IEC 61000-6-2,EN/IEC 61000-6-3, EN61000-3-2,EN61000-3-3,EN61000-3-11,EN61000-3-12			
Safety Standard	EN/IEC 62109-1/-2 ,UL1547,IEC 60068-2			
Grid-connection	EN50549-1,EN50438 ,RD 1699,UNE 217001,RD 413 ,IEC61727,IEC62116,IEC61683,VDE4105, UL1741 VDE0126 AS4777.2 NB/T 32004-2013			

ANEXO III: FICHA CATASTRAL



CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA DE DATOS CATASTRALES DE BIEN INMUEBLE

Referencia catastral: 8938914VK7983N0001FZ

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Localización:

AV VIRGEN DEL CARMEN 26
19208 ALOVERA [GUADALAJARA]

Clase: URBANO

Uso principal: Cultural

Superficie construida: 944 m2

Año construcción: 2002

Construcción

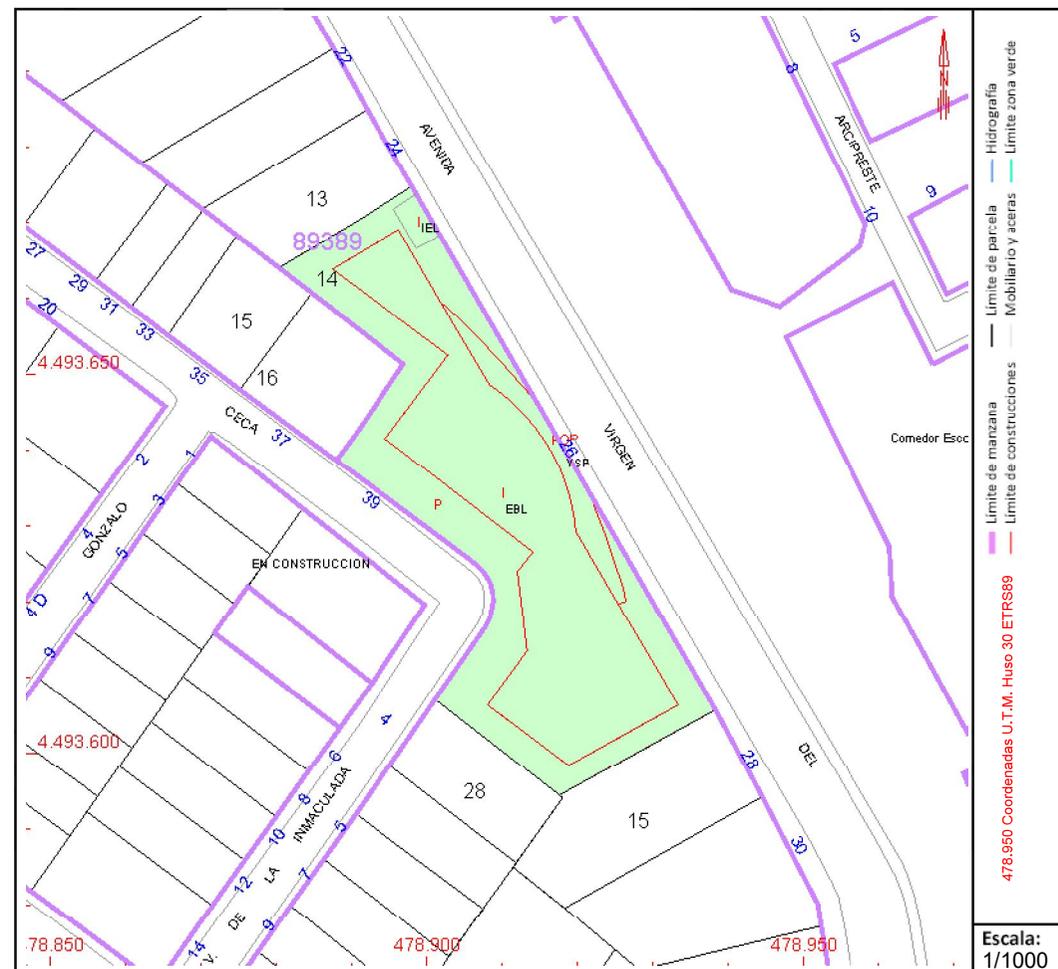
Destino	Escalera / Planta / Puerta	Superficie m ²
CULTURAL	1/00/01	871
SOPORT. 50%	1/00/02	51
INDUSTRIAL	1/00/03	22

PARCELA

Superficie gráfica: 1.728 m2

Participación del inmueble: 100,00 %

Tipo: Parcela construida sin división horizontal



Este documento no es una certificación catastral, pero sus datos pueden ser verificados a través del "Acceso a datos catastrales no protegidos de la SEC"

ANEXO IV: JUSTIFICACIÓN HORAS SOLARES

Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

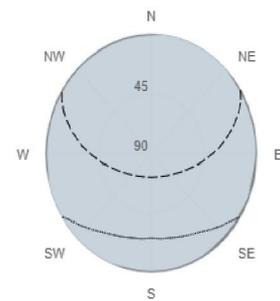
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 40.593, -3.249
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 1 kWp
 Pérdidas sistema: 14 %

Resultados de la simulación

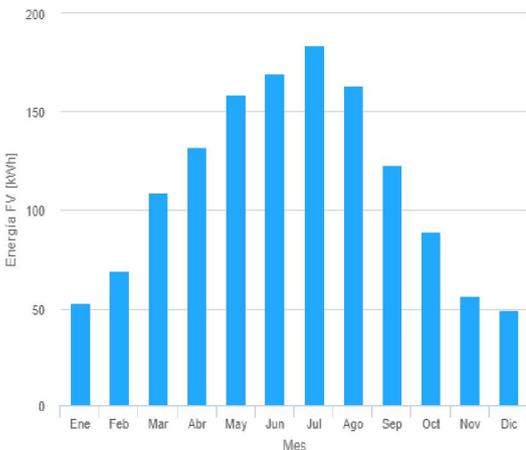
Ángulo de inclinación: 0 °
 Ángulo de azimut: 0 °
 Producción anual FV: 1356.32 kWh
 Irradiación anual: 1758.73 kWh/m²
 Variación interanual: 32.73 kWh
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -3.81 %
 Efectos espectrales: 0.34 %
 Temperatura y baja irradiancia: -7.09 %
 Pérdidas totales: -22.88 %

Perfil del horizonte:

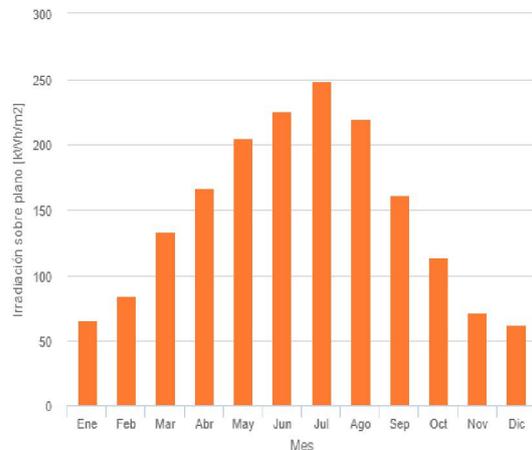


■ Altura del horizonte
 - - - Elevación solar, Junio
 ····· Elevación solar, Diciembre

Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	52.6	66.2	9.2
Febrero	69.2	85.1	9.5
Marzo	108.5	133.6	10.8
Abril	132.4	166.5	8.8
Mayo	159.3	204.8	12.8
Junio	169.8	225.3	6.0
Julio	184.0	248.6	5.5
Agosto	163.3	219.5	2.9
Septiembre	123.0	161.2	3.9
Octubre	88.6	113.3	7.6
Noviembre	56.7	71.8	6.4
Diciembre	48.8	62.7	5.7

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema dado [kWh].

H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

PRESUPUESTO

TOTAL DE LA INVERSIÓN:

	Inversión sin IVA	IVA	Inversión con IVA
Inversión correspondiente a energías renovables	35.616,00 €	7.479,36 €	43.095,36 €
Inversión correspondiente a sistema de almacenamiento	-	-	-
Inversión Total	35.616,00 €	7.479,36 €	43.095,36 €

	Inversión sin IVA	IVA	Inversión con IVA
Costes elegibles correspondientes a energías renovables	35.616,00 €	7.479,36 €	43.095,36 €
Costes elegibles correspondientes a sistema de almacenamiento	-	-	-
Total costes elegibles	35.616,00 €	7.479,36 €	43.095,36 €

PRESUPUESTO DESGLOSADO:

Costes elegibles	Costes sin IVA	IVA	Costes con IVA
a) La inversión en equipos y materiales relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda, incluida la correspondiente a los sistemas de acumulación en su caso.	24.183,26 €	5.078,49 €	29.261,75 €
b) Los costes de ejecución de las obras y/o instalaciones relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda.	3.490,37 €	732,98 €	4.223,35 €
c) Equipamientos electromecánicos, hidráulicos, de control y auxiliares cuando estén asociados a la actuación objeto de ayuda.	-	-	-
d) Sistema eléctrico general de Alta Tensión y Baja Tensión, incluyendo transformadores, línea de evacuación y sistemas e infraestructuras eléctricas adicionales hasta el punto de conexión con la red eléctrica de transporte o distribución, cuando sean necesarias en función de la tipología de actuación objeto de ayuda. En su caso, se incluirán las protecciones y equipamientos que correspondan bajo el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y sus Instrucciones técnicas complementarias o el Reglamento de Instalaciones Eléctricas en Alta Tensión (RIAT) y sus Instrucciones técnicas complementarias	3.454,75 €	725,50 €	4.180,25 €
e) Sistemas de gestión, control activo y monitorización tanto de la generación como de la acumulación y la demanda de energía eléctrica o térmica de instalaciones consumidoras abastecidas por el proyecto objeto de la ayuda, que ayuden a optimizar la gestión y producción. Estos equipos deberán ser propiedad de la persona beneficiaria de la ayuda y estar vinculados a la actuación objeto de la ayuda.	1.424,64 €	299,17 €	1.723,81 €
f) Sistemas de medición del recurso en el emplazamiento, incluyendo sondeos exploratorios y ensayos TRT para el caso de instalaciones geotérmicas			
g) Obras civiles, cuando estén relacionadas con las actuaciones objeto de ayuda y aquellas que sean necesarias para la correcta ejecución del proyecto, tales como, refuerzo de cubierta o sustitución de la misma en la parte proporcional de la cubierta que sea ocupada por la instalación de generación, en su caso. Asimismo, se consideran subvencionables como obra civil las siguientes partidas: edificaciones necesarias para el proyecto, campas, excavaciones, zanjas y canalizaciones y tuberías asociados a la instalación de generación, o a los sistemas de integración de energía eléctrica y gestión de la demanda, ayudas de albañilería, instalaciones auxiliares necesarias, viales de servidumbre interna de la instalación, adecuación de accesos para la instalación, edificios de control, plataformas de montaje, instalaciones temporales, restauración y medidas medioambientales correctoras después de las obras. Para ser considerado coste elegible, las obras deben cumplir la condición de que al menos el 70 % (en peso) de los residuos de construcción y demolición no peligrosos generados (con exclusión de los residuos con código LER 17 05 04), se preparen para la reutilización, el reciclaje y la valorización de otros materiales, incluidas las operaciones de relleno utilizando residuos para sustituir otros materiales. Análogamente, en los proyectos financiados que impliquen demolición, se incluirá la práctica de demolición selectiva.	-	-	-
h) El coste del desmantelamiento de las instalaciones existentes en el emplazamiento, en el caso de que aplique, a la hora de hacer una instalación de renovables en su lugar, siempre se cumpla la condición de que al menos el 70 % (en peso neto) de los residuos de construcción y demolición no peligrosos generados (con exclusión de los residuos con código LER 17 05 04), se preparen para la reutilización, el reciclaje y la valorización de otros materiales, incluidas las operaciones de relleno utilizando residuos para sustituir otros materiales. Análogamente, en los proyectos financiados que impliquen demolición, se incluirá la práctica de demolición selectiva.	-	-	-
i) Los costes de la redacción de los proyectos o memorias técnicas relacionados con las tipologías de actuación objeto de ayuda.	1.175,33 €	246,82 €	1.422,15 €
j) Los costes de la dirección facultativa relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda.	712,32 €	149,59 €	861,91 €
k) Coordinación de Seguridad y Salud de la obra y montaje relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda	213,70 €	44,88 €	258,57 €

l) Los costes de gestión de la solicitud de la ayuda, incluida la redacción de informes y demás documentación requerida para la solicitud. A estos efectos, se considerarán como costes de gestión de solicitud de la ayuda, aquellos gastos que la persona solicitante o destinataria última de la ayuda pudiera satisfacer a una empresa o profesional por llevar a cabo la gestión administrativa y documental de su solicitud ante la comunidad autónoma. Para que estos gastos se puedan considerar elegibles deben reflejarse en el presupuesto incluido en la solicitud de ayuda y justificarse, junto con el resto de gastos de la actuación, mediante contrato, facturas y justificantes de pago. Sólo serán elegibles los gastos de gestión que no superen el 4 % del importe de la ayuda solicitada, con un límite máximo de 3.000€ por expediente	783,55 €	164,55 €	948,10 €
m) Los costes de gestión de la justificación de la realización de las actuaciones, incluidos los costes de redacción de informes y demás documentación requerida para la justificación de estas ayudas. A estos efectos, se considerarán como costes de gestión de la justificación de la realización de las actuaciones objeto de ayuda aquellos gastos que la persona destinataria última de la ayuda pudiera satisfacer a empresas o profesionales por llevar a cabo la gestión técnica, administrativa y documental de la justificación ante el órgano instructor de la realización de las actuaciones que conforman el proyecto.	-	-	-
n) El informe de la persona auditora sobre la cuenta justificativa	178,08 €	37,40 €	215,48 €
o) Otras partidas que sean debidamente justificadas como necesarias (auxiliares o no) específicas de cada tipología de actuación, distintas de las recogidas como gastos no subvencionables en el punto 3 de este apartado	-	-	-
Total costes elegibles	35.616,00 €	7.479,36 €	43.095,36 €
El coste elegible máximo total admitido en los programas de incentivos para sufragar los gastos indicados en los apartados l), m) y n) del apartado anterior no podrá superar globalmente el 7 % del importe de la ayuda solicitada, con un límite de 7.000 euros por expediente. La realización y facturación de estos servicios podrá efectuarse durante el periodo concedido para presentar la documentación justificativa.	-	-	-
Costes no elegibles	Costes sin IVA	IVA	Costes con IVA
a) Los gastos propios, ya sean de personal, funcionamiento o gastos generales.	-	-	-
b) Estudios de impacto ambiental y costes de visado de proyectos técnicos.	-	-	-
c) Cualesquiera otros gastos de promoción en los que la persona solicitante incurra para desarrollar el proyecto.	-	-	-
d) Autorizaciones administrativas, licencias, permisos, coste de avales y/o fianzas, multas, tasas o tributos.	-	-	-
e) Cualesquiera gastos asociados a gestiones, contrataciones, consultas o trámites administrativos, aun siendo necesarios para la obtención de permisos o licencias, que no estén incluidos en el apartado 1.	-	-	-
f) Coste de adquisición o arrendamiento de terrenos utilizados tanto para el proyecto de inversión como para las infraestructuras de evacuación.	-	-	-
g) Seguros suscritos por la persona solicitante.	-	-	-
h) La vigilancia y seguridad durante la ejecución de la obra hasta la fecha de puesta en marcha.	-	-	-
i) Adecuaciones, remodelaciones o ejecuciones de otras líneas eléctricas diferentes de las exclusivas para hacer viable la evacuación de la energía. Por tanto, sólo se consideran subvencionables las líneas necesarias para unir la instalación de generación, o los sistemas de integración de energías renovables en red, con el punto de conexión de las citadas instalaciones y la línea de transporte o distribución, según lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.	-	-	-
j) Adecuación de los accesos en las carreteras públicas y caminos existentes hasta la instalación	-	-	-
k) Costes financieros.	-	-	-
Total costes no elegibles	-	-	-

AYUDA SOLICITADA:

Actuaciones generación	Módulo actuación de ayuda	Potencia de la instalación	Ayuda solicitada
10 kWp < P ≤ 100 kWp	750 €/kWp	29,68 kWp	22.260 €

ANEXO: PRESUPUESTO DESGLOSADO BIBLIOTECA MUNICIPAL

CAPÍTULO 1: SUMINISTRO DE EQUIPOS

Ítem	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
1.1	Suministro de módulo solar fotovoltaico bifacial modelo LG530BF del fabricante Light Green, con una potencia pico de 530Wp.	56	160,34 €	8.979,04 €
1.2	Suministro de estructura soporte coplanar para cubierta válido para panel solar propuesto.	1	8.180,05 €	8.180,05 €
1.3	Suministro de sistema inversor BNT025KTL de 25kWn.	1	3.162,98 €	3.162,98 €
1.4	Suministro de dispositivos de protección (Interruptores de protección), cableado para CC (desde paneles hasta entrada en inversores) y CA (desde salida de inversores hasta conexión con red), armario de protecciones, red toma a tierra.	1	2.903,15 €	2.903,15 €
1.5	Sistemas de gestión, control activo y monitorización	1	1.197,18 €	1.197,18 €
				24.422,40 €

CAPÍTULO 2: MANO DE OBRA PARA MONTAJE

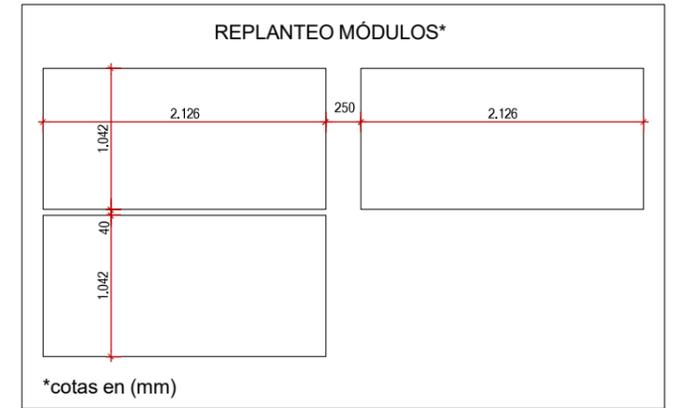
Ítem	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
2.1	Total mano de obra para la instalación de todos los equipos descritos en el capítulo 1 del presente presupuesto. Todos los equipos deben quedar totalmente instalados y funcionando.	1	2.933,08 €	2.933,08 €
				2.933,08 €

CAPÍTULO 3: OTROS

Ítem	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
3.1	Redacción de proyecto	1	987,67 €	987,67 €
3.2	Dirección facultativa	1	598,59 €	598,59 €
3.3	Coordinación de Seguridad y Salud	1	179,58 €	179,58 €
3.4	Gestión de la solicitud de la ayuda	1	808,09 €	808,09 €
				2.573,93 €

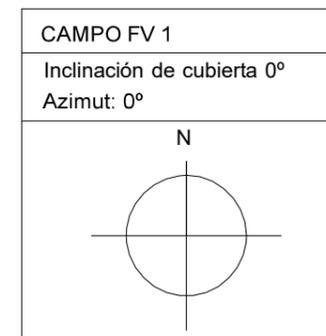
Presupuesto Ejecución de Material	29.929,41 €
Gastos Generales (13%)	3.890,82 €
Beneficio Industrial (6%)	1.795,76 €
Base Imponible	35.616,00 €
IVA (21%)	7.479,36 €
Total Presupuesto	43.095,36 €

PLANOS



Dimensiones Módulo FV: 2,126x1,042 m
 Potencia Módulo FV: 530 Wp

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
Núm. módulos: 56 uds
Potencia instalada: 29,68 kWp



PROYECTO ELÉCTRICO DE INSTALACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 29,68 kWp SOBRE CUBIERTA DE EDIFICIO	BIBLIOTECA MUNICIPAL Av. Virgen del Carmen 26 Alovera 19208 GUADALAJARA	PLANO N° 01
TÍTULO PLANO IMPLANTACIÓN CAMPO FOTOVOLTAICO	ENERO DE 2022	DEPARTAMENTO TÉCNICO

PROYECTO DE INSTALACIÓN
DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO CON EXCEDENTES
DE 19,08 kWp
SOBRE CUBIERTA DE EDIFICIO



TITULAR: Ayuntamiento de Alovera (Casa Consistorial)

POBLACIÓN: Alovera (Guadalajara)

FECHA: 18 de marzo de 2022

Proyectista: Carlos Bustamante Prieto

Colegiado nº: 532 del COGITIGU

ÍNDICE GENERAL

MEMORIA DESCRIPTIVA	4
1. OBJETO Y ANTECEDENTES	5
1.1. OBJETO	5
1.2. ANTECEDENTES	5
1.3. DATOS DEL SOLICITANTE	5
1.4. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN	5
1.5. AUTOR	5
2. NORMATIVA VIGENTE	6
3. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA	7
4. CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS	7
5. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	10
5.1. CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN	10
5.2. PUNTO DE CONEXIÓN	10
5.3. CAPTADORES SOLARES	11
5.4. INVERSOR SOLAR	11
5.5. SISTEMA DE FIJACIÓN	13
5.6. CABLEADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO, DIODOS Y PROTECCIONES	13
5.7. PROTECCIONES Y SEGURIDAD	15
5.8. SISTEMA ELÉCTRICO DE CONTROL	16
5.9. INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA	16
5.10. CONEXIÓN A RED	16
6. PRODUCCIÓN ANUAL	16
6.1. RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	17
6.1.1. RANGO DE POTENCIA DE MÓDULO	17
6.1.2. DISPERSIÓN DE PARÁMETROS ENTRE MÓDULOS	17
6.1.3. DISPERSIÓN ESPECTRAL	17
6.1.4. EFECTO DE LA TEMPERATURA	17
6.1.5. PÉRDIDAS POR SUCIEDAD Y REFLEXIÓN SOBRE LOS MÓDULOS	18
6.1.6. PÉRDIDAS POR INCLINACIÓN, ACIMUT Y SOMBRAS	18
6.1.7. PÉRDIDAS POR DEGRADACIÓN FOTÓNICA	18
6.2. RENDIMIENTO DEL INVERSOR	18
6.3. PÉRDIDAS DE CONEXIONADO Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN	18
6.4. ENERGÍA GENERADA POR EL CAMPO FOTOVOLTAICO	19
7. REPERCUSIÓN MEDIOAMBIENTAL	20
8. RECEPCIÓN Y PRUEBAS	20
9. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN	21
9.1. MANTENIMIENTO PREVENTIVO	21
9.1.1. CAMPO FOTOVOLTAICO	21
9.1.2. CUADROS DE CORRIENTE CONTINUA/ALTERNA	21
9.1.3. INVERSORES	22
9.1.4. CUADROS DE PROTECCIÓN/MEDIDA	22
9.1.5. OTROS	22
9.2. MANTENIMIENTO CORRECTIVO	22

10. MONITORIZACIÓN	22
11. PRESUPUESTO	23
ANEXO I: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	24
ANEXO II: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL INVERSOR	26
ANEXO III: FICHA CATASTRAL	28
ANEXO IV: JUSTIFICACIÓN HORAS SOLARES	30
<u>PRESUPUESTO</u>	<u>31</u>
<u>PLANOS</u>	<u>34</u>

MEMORIA DESCRIPTIVA

1. OBJETO Y ANTECEDENTES

1.1. OBJETO

El presente documento tiene por objeto describir la instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes ubicada en la cubierta de las instalaciones de la Casa consistorial, perteneciente al Ayuntamiento de la localidad de Alovera (Guadalajara).

Dicha instalación aprovecha la radiación solar para generar energía eléctrica para autoconsumo. En el presente documento se recogen las características principales de la instalación fotovoltaica, la producción de energía, el mantenimiento y los cálculos justificativos que se han tenido en cuenta para la configuración de la misma, con el fin de cumplir con la normativa específica para este tipo de instalaciones y para la ejecución de las obras, la puesta en marcha y la explotación de la instalación.

1.2. ANTECEDENTES

Habiendo analizado los datos de consumo energético y de facturación a través de su CUPS ES0021000003049312PS, con una potencia contratada de P1, P2, P3, P4, P5 y P6=44 kW y una tarifa 3.0 TD, se plantea un sistema de autoconsumo solar fotovoltaico para la mejora del consumo eléctrico de dichas instalaciones.

1.3. DATOS DEL SOLICITANTE

El presente documento ha sido encargado por Ayuntamiento de Alovera con CIF P1902900H, y domicilio social en Plaza Mayor,1 - 19208 (Alovera-Guadalajara)

1.4. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

La instalación solar fotovoltaica se ubica sobre la cubierta de las instalaciones de Casa consistorial en la localidad de Alovera, Guadalajara y en las coordenadas geográficas:

Latitud: 40°35'42.70"N Longitud: 3°14'53.26"O

El emplazamiento de la instalación fotovoltaica constituye un excelente lugar para la explotación de la energía solar. No se ve dañada la integración arquitectónica, al no necesitar realizar obras en el edificio, la estructura de anclaje es mínima al situarse de manera coplanaria a la cubierta sin necesidad perforaciones en la misma.

El inmueble con referencia catastral 9140304VK7994S0001XR, cuenta con una superficie construida de 510 m², de los que se aprovechan 92.52 m² para la ubicación de la instalación fotovoltaica de 19,08 kWp.

1.5. AUTOR

El autor del presente documento es Carlos Bustamante Prieto con DNI 45686796X, dirección a efecto de notificaciones/comunicaciones: C/ Francisco Artilio, 162 Bloque 3 Oficina 304 - 19004 Guadalajara.

Ingeniero Técnico Industrial.

Colegiado nº: 532 del COGITIGU

2. NORMATIVA VIGENTE

En el presente proyecto serán de aplicación las siguientes normativas:

- RD 244/2019 de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Código Técnico de la Edificación (HE 4).
- Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Toda la normativa incluida en el Pliego de Condiciones Técnicas de esta documentación.
- Norma de Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la Red de Baja Tensión de la compañía suministradora.
- Normativa específica de la distribuidora en MT/BT para centros de seccionamiento.
- Directiva Comunitaria 97/11/CE que rige el tema de la Evaluación del Impacto Ambiental.
- Para cumplir el compromiso adquirido con la Comisión de los Estados Miembros, en el sentido de mejorar su Normativa, el Estado Español promulgó el Real Decreto Ley 9/2000, de 6 de octubre, de modificación del Real Decreto Legislativo 1302/86, de 28 de junio. Este Real Decreto Ley contenía, en cumplimiento de la Directiva 97/11/CE,

una nueva interpretación del ámbito de proyectos cubierto por la Directiva, así como nuevos preceptos destinados a mejorar y ampliar las figuras de la información y participación pública.

Así mismo, serán de aplicación las Normas UNE para los materiales que puedan ser objeto de ellas y las prescripciones particulares que tengan dictadas los Organismos Oficiales Competentes (Delegación de Industria, Ayuntamiento, etc.) y especialmente la Ordenanza sobre captación de energía solar para usos térmicos.

3. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA

Analizadas las facturas de consumo de Casa consistorial de Ayuntamiento de Alovera, se opta por la solución de reducir tanto la potencia consumida en un período de tiempo, como la potencia instantánea que en un momento se produce por la tipología de la actividad.

Con este motivo, se propone una mejora del rendimiento de la instalación eléctrica con apoyo de una instalación de paneles solares fotovoltaicos para autoconsumo con una potencia pico de 19,08 kWp.

La disposición de los paneles es coplanaria a la cubierta.

La configuración eléctrica de la planta fotovoltaica será de 1 inversor de 20 kWn, formando un campo fotovoltaico de 2 strings de 18 módulos en serie para el inversor, haciendo un total de 36 módulos en la instalación.

El cableado que une todos los paneles hasta el inversor es de 2x4 mm², instalado en canaleta, y va a parar al inversor de 20 kWn instalado en el interior del edificio. Hasta este punto la instalación se realiza en corriente continua.

A la salida de los inversores, y antes de llegar al punto de conexión, se instala un cuadro para unificar cableados e instalar las protecciones de la instalación, disponiendo de un interruptor de corte general con un interruptor magnetotérmico. Para el tramo de instalación en corriente alterna se emplea cable de 4x10 mm² más el cable de tierra.

4. CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS

Localización:

Alovera (Guadalajara)

- Latitud: 40°35'42.70"N
- Longitud: 3°14'53.26"O
- Altitud: 644 m.

Los módulos se instalan por tanto en el edificio, de la cubierta anteriormente indicada, con las siguientes características:

AZIMUT (º)	INCLINACIÓN (º)	MÓDULOS
0	15	36
TOTAL MÓDULOS		36

Irradiación solar:

Los valores de radiación media diaria para cada mes, sobre superficie horizontal y sobre superficies reales se han extraído de la base de datos PVGIS.

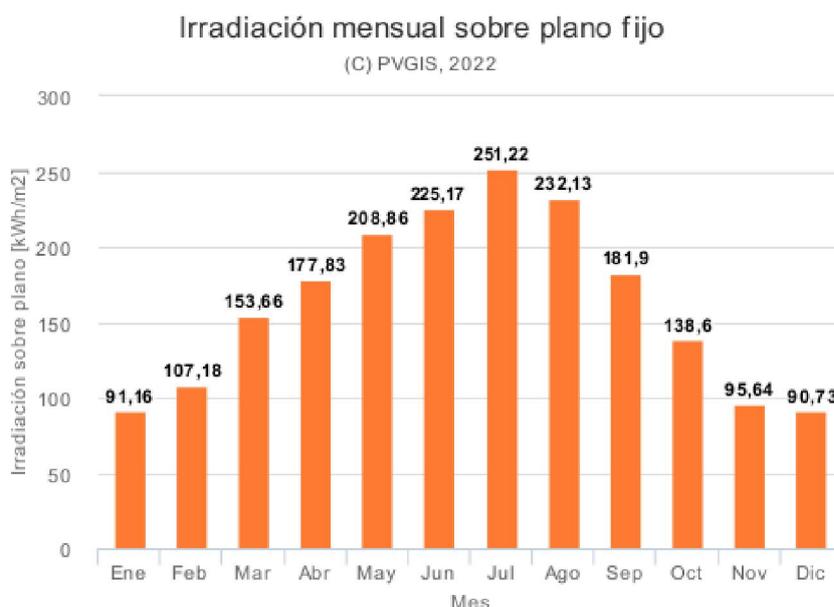
En la siguiente tabla se ve reflejada la energía media recibida por metro cuadrado de superficie en función de la inclinación y orientación indicadas, expresadas en kWh/m²:

	PLANO HORIZONTAL		INSTALACIÓN FV ¹		INSTALACIÓN FV ²		INSTALACIÓN FV ³	
	Radiación (kWh/m ²)		Radiación (kWh/m ²)		Radiación (kWh/m ²)		Radiación (kWh/m ²)	
	Diaria	Mensual	Diaria	Mensual	Diaria	Mensual	Diaria	Mensual
Enero	2,14	66,21	2,76	85,58	2,78	86,29	1,57	48,66
Febrero	3,04	85,1	3,69	103,43	3,67	102,82	2,45	68,68
Marzo	4,31	133,57	4,75	147,1	4,8	148,78	3,74	116,03
Abril	5,55	166,53	5,71	171,33	5,76	172,66	5,04	151,08
Mayo	6,61	204,81	6,59	204,31	6,7	207,62	6,28	194,57
Junio	7,51	225,34	7,35	220,59	7,47	224,1	7,22	216,55
Julio	8,02	248,55	7,91	245,19	7,95	246,43	7,53	233,37
Agosto	7,08	219,53	7,21	223,46	7,24	224,3	6,4	198,4
Septiembre	5,37	161,22	5,82	174,7	5,85	175,4	4,69	140,59
Octubre	3,66	113,35	4,21	130,66	4,2	130,29	2,96	91,9
Noviembre	2,39	71,83	2,96	88,66	2,94	88,22	1,8	54,11
Diciembre	2,02	62,68	2,66	82,49	2,64	81,93	1,39	43,24
	4,82	1758,72	5,14	1877,5	5,17	1888,4	4,27	1557,18

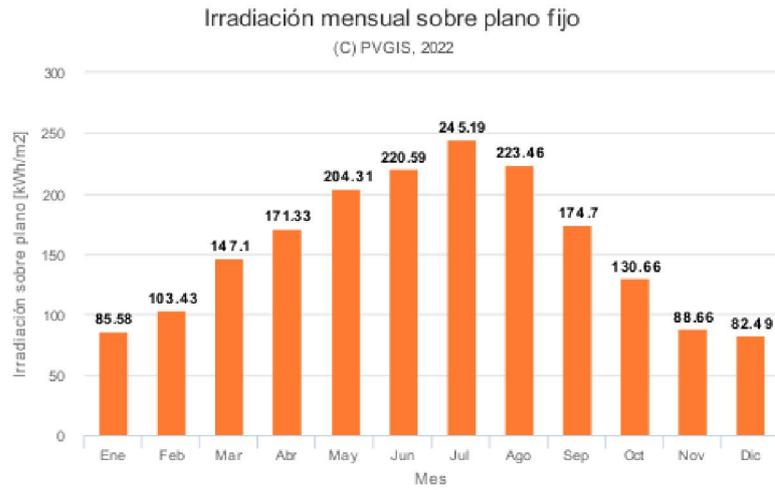
Superficie real del campo fotovoltaico: azimut 0°, inclinación 15° y 45° de azimut, 15° de inclinación y (°) -45° de azimut y 15° de inclinación y 135° de Azimut.

A continuación, las siguientes figuras muestran la irradiación media mensual por metro cuadrado sobre plano horizontal correspondientes a la zona de la instalación.

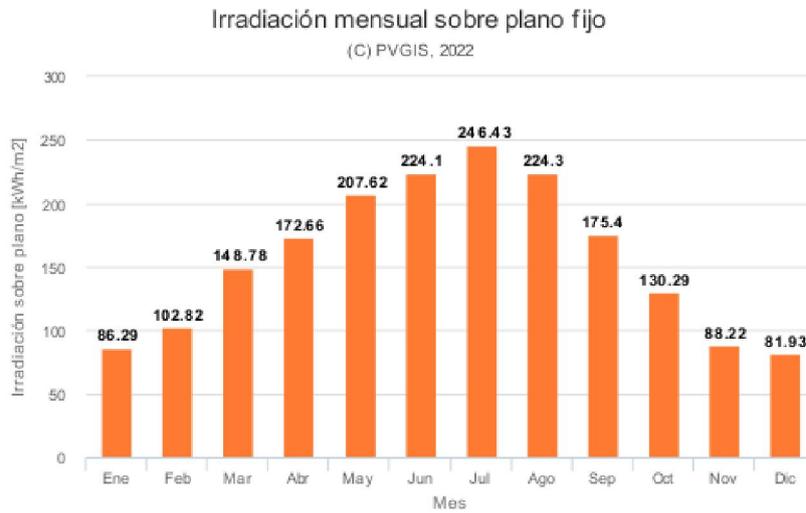
Radiación sobre el plano horizontal



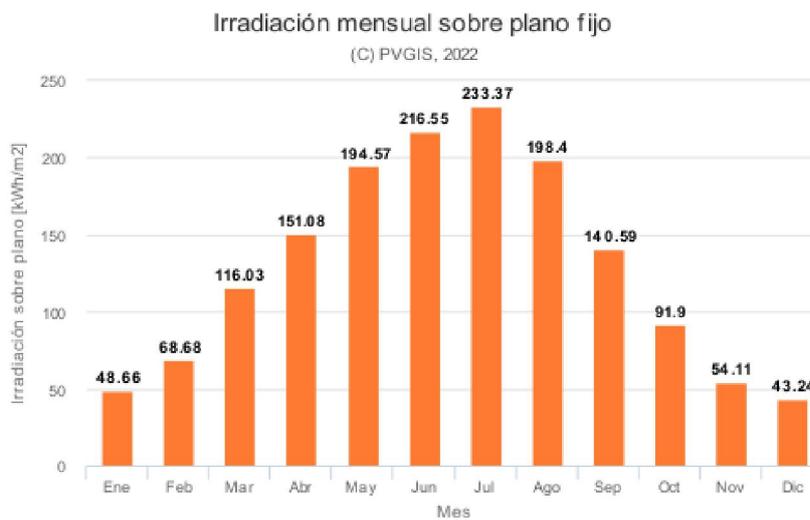
Radiación sobre el campo fotovoltaico 1



Radiación sobre el campo fotovoltaico 2



Radiación sobre el campo fotovoltaico 3



5. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

Se trata de una instalación solar fotovoltaica de conexión a red con las siguientes características de potencia:

Potencia Instalación (kWp)	19,08
Potencia Nominal (kWn)	20

Teniendo en cuenta las características técnicas y eléctricas de los paneles fotovoltaicos se va a emplear un sistema inversor de 20 kWn, compuesto de un inversor modelo BNT020KTL de Afore, o similar, de 20 kWn.

Los módulos monocristalinos empleados son bifaciales de 530 W, modelo LG530BF del fabricante Light Green Solar, o similar.

5.1. CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN

El número de módulos fotovoltaicos por cada string está analizado para cumplir con las características eléctricas y técnicas de los inversores, prestando mucha atención a intensidades y tensiones máximas tanto de módulos como de entrada de los inversores.

El inversor propuesto BNT020KTL de Afore dispone de 2 seguidores MPPT que optimizan la potencia eléctrica disponible en los módulos fotovoltaicos de forma independiente. Estos seguidores, hacen que, si hubiera presencia de sombras, orientaciones o inclinaciones distintas de los módulos dispuestos por el uso de las distintas cubiertas del inmueble, los puntos de trabajo óptimos serían distintos.

Para el caso que nos ocupa, los módulos irán instalados con la misma inclinación y dos orientaciones, por lo que con un seguidor MPPT es suficiente para que el sistema produzca energía de manera óptima.

Toda la instalación se conectará al cuadro general de protección antes del contador de suministro.

Configuración Instalación FV	
Cantidad Strings	2
Nº paneles por String	18
Cantidad de paneles	36
Cantidad de inversores	1
Potencia total instalación (kWp)	19,08
Potencia nominal (kWn)	20

5.2. PUNTO DE CONEXIÓN

El punto de conexión para inyectar la energía en el propio autoconsumo, es el cuadro ubicado en la nave en la que se instalarán los paneles. Siendo la tensión de salida del inversor igual a la tensión de la red del cliente.

El punto de conexión de referencia es el punto donde se encuentra el contador de entrada de tensión a la actividad, de acuerdo con el CUPS indicado con anterioridad.

5.3. CAPTADORES SOLARES

Se proponen módulos monocristalinos bifaciales modelo LG530BF del fabricante Light Green Solar de 530 Vatios. Las características de dichos módulos se detallan a continuación:

Características Módulos FV	
Modelo	LG530BF
Potencia Pico (Wp)	530
Corriente Cortocircuito (A)	13,35
Tensión Circuito Abierto (V)	50,4
Corriente Mpp (A)	12,68
Tensión Mpp (V)	41,81
Coefficiente Variación Voc (%/°C)	-0,27
Coefficiente Variación Isc (%/°C)	0,048
Coefficiente Variación Pn (%/°C)	-0,35
T _{onc} (°C)	45±2
Altura (m)	2,117
Anchura (m)	1,052
Profundidad (m)	0,003
Peso (kg)	28±3%
Máxima Tensión Sistema (V)	1.500
Caja Conexión	1
Diodos By-pass	3

Las medidas se realizan en las condiciones estándar de medida (CEM) que se definen por 1.000 W/m² de irradiancia, con una distribución espectral AM 1,5G y una temperatura de célula de 25°C.

La tecnología empleada en su fabricación es de silicio monocristalino de células fotovoltaicas PERC (Passivated Emitter Rear Cell) presentando una única caja de conexiones en las que se albergan los diodos de “by-pass” que impiden el deterioro del módulo en caso de sombras parciales evitando la formación de puntos calientes y minimizando las pérdidas. Los límites máximos de funcionamiento son 1.500 V para el sistema en que se incluyan, entre -40 a 85 grados para las temperaturas de funcionamiento, carga estática máxima delantera de 5.400 Pa y carga estática máxima trasera de 2.400 Pa. Cada módulo llevará de forma claramente visible el modelo, nombre y logotipo del fabricante. Además, poseerán una identificación individual (número de serie).

Los módulos estarán debidamente encapsulados y protegidos contra la intemperie. El grado de protección de las cajas de conexión y de los módulos será IP65.

La potencia de salida está sujeta a una tolerancia de +/-5%.

5.4. INVERSOR SOLAR

El inversor es el elemento encargado de convertir la corriente continua en alterna, sincronizándola con la red eléctrica. Funciona de forma totalmente automática, en cuanto que los módulos fotovoltaicos entreguen una potencia suficiente, inyecta energía a la red.

El inversor supervisa la tensión, la frecuencia de red y la producción energética independientemente unos de otros.

Además de la función de conversión CC/CA, hace trabajar al generador fotovoltaico en el punto donde pueda entregar la máxima potencia. Cuando la intensidad de radiación solar es tan baja que no permite la inyección de una potencia por debajo de un umbral el inversor se queda aletargado en espera de que las condiciones vuelvan a ser las adecuadas para inyectar de nuevo a la red. Mientras, consume energía de la red eléctrica para alimentar los circuitos electrónicos de control.

Para la instalación se utiliza el modelo BNT025KTL de Afore o similar, cuyas características se indican a continuación:

Características Inversor	
Modelo	BNT020KTL
Potencia Nominal AC (W)	20.000
Potencia Máxima FV CC (W)	28.000
Tensión Máxima de Entrada (V)	1.000
Corriente Máxima de Entrada (A)	56
Tensión Mínima de Entrada MPP (V)	500
Tensión Máxima de Entrada MPP (V)	850
Frecuencia Nominal (Hz)	50/60
Temperatura Máxima Operación (°C)	60
Temperatura Mínima Operación (°C)	-25
Distorsión Máxima - THD (%)	< 3%
Rendimiento Máximo (%)	98,50%
Rendimiento Europeo (%)	98,10%
Altura (m)	0,680
Anchura (m)	0,345
Profundidad (m)	0,170
Peso (kg)	23
Cos Phi	0,8
Número de conexiones CC	4
Número de seguidores MPP	4
Fases de Salida	3

Dicho inversor cuenta además con dos seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) correspondiendo con distintas entradas de strings de módulos fotovoltaicos de forma que el seguidor busca el punto de trabajo V-I para máxima transferencia de potencia de forma independiente.

El inversor debe de disponer como mínimo de las siguientes certificaciones:

- Mercado CE
- Directiva EMC EN 61000-6-2 y EN 61000-6-3
- Directiva Baja Tensión EN 50549 y EN 50438

5.5. SISTEMA DE FIJACIÓN

La fijación de los módulos fotovoltaicos se realiza mediante estructuras metálicas ligeras con forma de omega, de 13 cm de altura y de aluminio, para soportar la intemperie evitando las oxidaciones y deterioros por exposición al exterior.

Dichas estructuras metálicas se fijan a la cubierta adheridas mediante un compuesto específico (resinas u otros adhesivos polímeros de alta resistencia) adecuado para la fijación a la superficie de acabado de la cubierta en cuestión. Cada panel dispone de 6 estructuras de fijación.

Mediante este sistema de fijación se evita que la cubierta sea perforada evitando así el filtrado de agua de lluvia al interior de las instalaciones.

Los módulos fotovoltaicos se fijan a dichas estructuras metálicas de forma solidaria con la cubierta, dejando pasillos libres de módulos para permitir el paso de personal de instalación y mantenimiento.

5.6. CABLEADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO, DIODOS Y PROTECCIONES

Todos los conductores son de cobre. La sección de los conductores se ha dimensionado teniendo en cuenta la intensidad a la que están trabajando y las caídas de tensión que en ellos se producen.

Tanto en el tramo de corriente continua como en el de corriente alterna se dimensionan de tal manera que la caída de tensión sea inferior al 1,5 % en cada uno.

Se incluyen todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, utilizando los equipos y materiales de aislamiento eléctrico necesarios.

Los cables utilizados cumplen con la normativa vigente UNE 21123 en cuanto a aislamiento y grado de protección. En particular poseen un aislamiento 0,6/1 KV y son de doble aislamiento (clase II). Los tipos de aislamiento permisibles son: policloruro de vinilo, goma butílica (butil), etileno-propileno o polietileno reticulado.

Las fórmulas utilizadas para el cálculo de las secciones de los conductores son:

- Para corriente continua:

$$I_N = \frac{P}{V}; \text{ Si } I_N \leq I_{Adm} \Rightarrow I_N \rightarrow \text{Correcto}$$

$$S = \frac{2L \cdot P}{\rho \cdot \Delta V \cdot V}$$

$$\Delta V = \frac{2L \cdot P}{\rho \cdot S \cdot V}$$

Siendo:

P = Potencia de la instalación

V = Tensión nominal

I_N = Intensidad nominal

I_{Adm} = Intensidad admisible por el conductor

S = Sección del conductor

ΔV = Caída de tensión

ρ = Conductividad del cobre

$L =$ Longitud de la línea

- Para corriente alterna monofásica:

$$I_N = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} ; \text{ Si } I_N \leq I_{Adm} \Rightarrow I_N \rightarrow \text{Correcto}$$

$$S = \frac{L \cdot P}{\rho \cdot \Delta U \cdot U}$$

$$\Delta U = \frac{L \cdot P}{\rho \cdot S \cdot U}$$

Siendo:

$P =$ Potencia de la instalación

$U =$ Tensión nominal

$I_N =$ Intensidad nominal

$I_{Adm} =$ Intensidad admisible por el conductor

$S =$ Sección del conductor

$\Delta U =$ Caída de tensión

$\rho =$ Conductividad del cobre

$L =$ Longitud de la línea

- Para corriente alterna trifásica:

$$s = \frac{\sqrt{3LI_L \cos \phi}}{cu}$$

donde:

s es la sección del conductor en mm^2

L es la longitud de la línea en m

I es la intensidad eficaz en A

$\cos \varphi$ es el factor de potencia

u es la caída de tensión en la línea en V

c es la conductividad del conductor, para el cobre $c = 56 \text{ m}\Omega \cdot mm^2$

Sin perjuicio de esta norma, las secciones mínimas de los cables se adjuntan en el “Anexo III Cálculos Justificativos”, la caída de tensión máxima de tal forma es de 1,5%.

Los cables utilizados para la interconexión de los módulos FV en cada uno de los paneles están protegidos contra la degradación por efecto de la intemperie: radiación solar, UV, y condiciones ambientales de elevada temperatura:

- Cableado entre módulos y strings e inversores RV1-K 0,6 / 1kV
- Resto del cableado RV1-K 0,6 / 1 kV
- No propagador de llama: Une 20.432-I(IEC-332-I)
- Conductor de cobre: Clase 5
- Aislamiento: XLPE (Polietileno reticulado).

- Cubierta PVC arilo-nitrilo
- Temperatura máxima: 90°C
- Construcción según: UNE 21123
- Utilización: Distribución de energía en Baja Tensión, en interior y exterior para instalaciones fijas.

El cableado entre los módulos para formar las conexiones en serie y el inversor se efectúa mediante cable flexible y de longitud adecuada para que no exista peligro de cizalladura.

Los cableados están adecuadamente etiquetados, de acuerdo con los esquemas eléctricos.

Los positivos y los negativos de cada grupo de módulos van debidamente protegidos hasta la entrada de los inversores. Los cableados irán canalizados por la cubierta.

La configuración eléctrica del generador fotovoltaico es flotante, ninguno de los polos está conectado a la tierra de la instalación.

La tierra de la instalación es una tierra independiente, no alterando las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación dispone de los elementos necesarios para desconexión manual y automática del campo fotovoltaico.

Los materiales situados a la intemperie están protegidos contra los agentes ambientales, en particular contra los efectos de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tienen un grado mínimo de protección IP65 y los de interior sin acceso, IP20. Por lo tanto, el cableado es de doble aislamiento y adecuado para este uso de acuerdo con la norma UNE 21123.

5.7. PROTECCIONES Y SEGURIDAD

La instalación está diseñada de modo que cumple el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Además, se consideran las especificaciones recomendadas por la compañía eléctrica a cuya red se conectará la instalación fotovoltaica.

La instalación incluye los siguientes sistemas de protección:

- *Interruptor/seccionador*, que es un interruptor con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora. Este interruptor es accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la conexión manual.
- *Interruptor automático diferencial*, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte de la instalación.
- *Interruptor automático* de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de red, junto a un relé de enclavamiento. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.
- *Protección* para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión. De acuerdo al artículo 14 del RD 1699/2011. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.

- El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica es automático, una vez restablecida la tensión de red de la empresa distribuidora. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.
- *Seccionador de continua*. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.

5.8. SISTEMA ELÉCTRICO DE CONTROL

El sistema eléctrico y de control cumple con el REBT en todos aquellos puntos que sean de aplicación.

Los cuadros están diseñados siguiendo los requisitos de estas especificaciones y se han construido de acuerdo con el REBT para baja tensión y con las recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

El usuario estará protegido contra posibles contactos directos e indirectos.

5.9. INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

La instalación cumplirá con el artículo 15 del RD 1699/2011 que dice:

“La puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.

Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.”

5.10. CONEXIÓN A RED

La instalación realizada está conectada a la red, por ello cumple con lo dispuesto en el RD 1699/2011 es sus artículos 12 y 13.

El factor de potencia de la energía suministrada a la red de la empresa distribuidora debe ser lo más próximo posible a la unidad y, en todo caso, superior a 0,98 cuando la instalación trabaje a potencias superiores al 25 por ciento de su potencia nominal.

6. PRODUCCIÓN ANUAL

Sobre los valores unitarios de energía en los módulos fotovoltaicos descritos en el apartado 4 del presente documento, se consideran unas pérdidas del sistema según los parámetros que se describen a continuación, donde algunos son estimativos según instalaciones anteriores, aunque dependerán principalmente del buen mantenimiento realizado en la instalación.

En la instalación que nos ocupa, se estiman unas pérdidas de eficiencia globales del 23,07%.

Los principales motivos que pueden afectar el rendimiento de la instalación son:

6.1. RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

6.1.1. RANGO DE POTENCIA DE MÓDULO

La potencia de todos los módulos fotovoltaicos no es exactamente idéntica, y aunque dos módulos tengan la misma potencia, puede ser que sus tensiones e intensidades sean diferentes.

Esto trae consigo que al ponerlos en serie se produzca una pérdida de potencia si utilizamos dentro de la misma serie paneles con distintas características eléctricas. Para minimizar este efecto, los módulos están clasificados en intensidad, (lo que se indica en un adhesivo con una letra que se coloca en el marco del panel), de manera que se pueda, en la instalación, escoger los paneles adecuados para armar las distintas series.

6.1.2. DISPERSIÓN DE PARÁMETROS ENTRE MÓDULOS

Estas pérdidas se deben a que los parámetros de los módulos solares fotovoltaicos tienen tolerancias por lo que no son exactamente todos iguales. Esto hace que el punto de máxima potencia del conjunto no corresponda con el de cada uno de ellos por lo que equivale a ciertas pérdidas respecto a dicho valor.

El punto de máxima potencia en cada módulo es el producto de la tensión por la intensidad de trabajo en cada momento, valores que pueden variar ligeramente entre módulos.

6.1.3. DISPERSIÓN ESPECTRAL

Se debe, de forma similar al punto anterior, al diferente comportamiento de los módulos frente a una distribución espectral de la energía solar diferente a la empleada en la caracterización de los módulos y que depende de múltiples factores ambientales, atmosféricos, etc.

6.1.4. EFECTO DE LA TEMPERATURA

Para determinar la temperatura de célula utilizaremos la fórmula:

$$T_c = T_{amb} + I_{inc}(W/m^2)(TONC(^{\circ}C) - 20)/800$$

Siendo:

T_c = Temperatura real de trabajo de la célula.

T_{amb} = Temperatura ambiente.

I_{inc} (W.m²) = Irradiancia.

TONC = Temperatura de Operación Normal de la célula, que es de 46 °C cuando se somete al módulo a una irradiancia de 1.000 W/m², a una temperatura ambiente 25 °C, y una velocidad de viento sobre los módulos de 1 m/s.

Por ejemplo, con una temperatura ambiente de 25 °C tendríamos en célula unos 49,0 °C. La temperatura afecta principalmente a los valores de voltaje de la característica I-V, y tiene su mayor influencia en el voltaje de circuito abierto, aunque también modifica los valores del punto de máxima potencia y el valor de I_{cc} (muy ligeramente).

La eficiencia de los módulos depende fuertemente de la temperatura de los mismos con un coeficiente negativa de temperatura K_p de forma que a mayor temperatura mayores pérdidas. Este parámetro es del orden de -0,4 %/°K en tecnología monocristalina.

6.1.5. PÉRDIDAS POR SUCIEDAD Y REFLEXIÓN SOBRE LOS MÓDULOS

Son pérdidas de la energía solar causadas por el polvo, barro, excrementos de aves, etc. que se depositan sobre los módulos con el paso del tiempo y que se traducen en una menor incidencia solar, así como reflexión de los rayos sobre la superficie de dichos módulos.

6.1.6. PÉRDIDAS POR INCLINACIÓN, ACIMUT Y SOMBRAS

Son pérdidas producidas por los diversos elementos dispuestos sobre la cubierta, aunque éstas se produzcan solamente durante una pequeña parte del tiempo en determinadas temporadas del año. También se considera la posibilidad de diversos elementos transportados por el viento.

Serán evaluados en cada caso, pudiendo variar de una instalación a otra.

6.1.7. PÉRDIDAS POR DEGRADACIÓN FOTÓNICA

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio cristalino y se produce al exponer al sol por primera vez el panel fotovoltaico.

6.2. RENDIMIENTO DEL INVERSOR

Un inversor tiene siempre unas pérdidas en su funcionamiento. Es un parámetro indicado por el fabricante del inversor y representa las pérdidas de conversión eléctrica de la parte de corriente continua donde se conectan los módulos solares a la de corriente alterna donde se entrega a la red de distribución eléctrica.

Las podemos dividir en tres grupos:

- Pérdidas de autoconsumo (independientes de la potencia de operación), pérdidas en el transformador de salida, dispositivos de control, regulación, medidores e indicadores, y en los dispositivos de seguridad.
- Pérdidas linealmente dependientes de la potencia de operación (diodos, dispositivos de conmutación, etc.)
- Pérdidas que varían con el cuadrado de la potencia de operación (calor), (cables, bobinas, resistencias, etc.)

6.3. PÉRDIDAS DE CONEXIONADO Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN

Además de las pérdidas indicadas se tienen en cuenta otras pérdidas como las eléctricas, tanto en continua como alterna, y la indisponibilidad del servicio:

- Eléctricas CC: son las pérdidas de potencia producida en los cables debido a la caída de tensión por la resistencia de dichos cables al paso de la corriente eléctrica. Son valores acotados por diseño ya que precisamente se calcula la sección de cable a emplear para que dicha caída de tensión no supere el 1,5 %.
- Eléctricas CA: son pérdidas que se deben a la caída de tensión en los conductores al paso de la corriente alterna en el tramo posterior a los inversores. Son valores acotados por diseño ya que precisamente se calcula la sección de cable a emplear para que dicha caída de tensión no supere el 1,5 %.
- Indisponibilidad de servicio: este factor tiene en cuenta el tiempo en que la instalación está parada por trabajos de mantenimiento, y periodos comprendidos entre averías y reparaciones correspondientes que supongan una reducción global de la energía entregada a la red.

6.4. ENERGÍA GENERADA POR EL CAMPO FOTOVOLTAICO

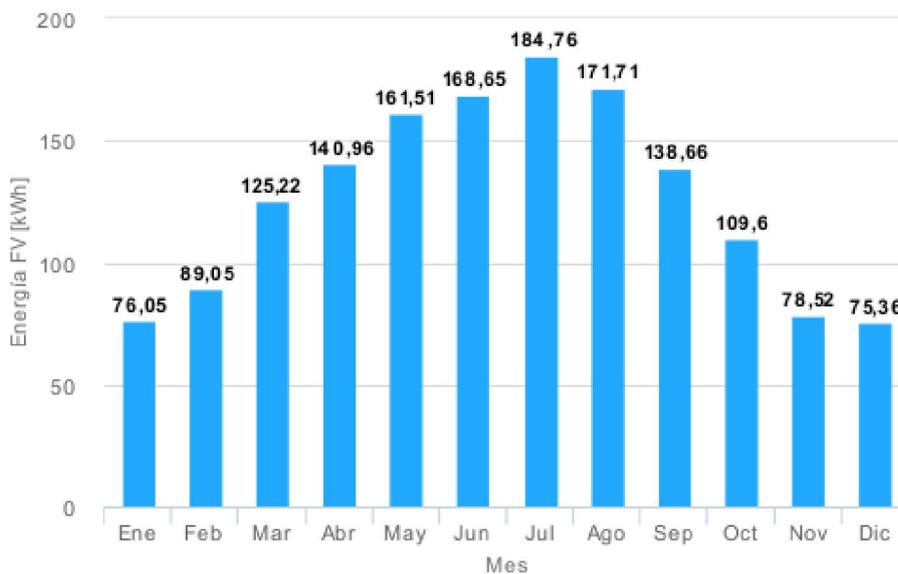
Considerando unas pérdidas de eficiencia globales del 23,07%, a continuación, se muestra la producción estimada para la instalación fotovoltaica utilizando el panel bifacial:

	Producción Estimada (kWh) campo FV	Energía consumida del cliente (kWh)	Energía autoconsumida estimada Total (kWh)
Enero	1.086	3.217	1.086
Febrero	1.479	2.608	1.210
Marzo	2.279	3.070	1.723
Abril	2.666	2.745	1.564
Mayo	3.008	2.411	1.416
Junio	3.404	3.486	1.970
Julio	3.484	3.486	1.970
Agosto	3.042	3.690	2.118
Septiembre	2.380	3.104	1.636
Octubre	1.652	3.048	1.522
Noviembre	1.124	2.589	897
Diciembre	879	2.755	879
	26.483	36.209	17.992

Instalación fotovoltaica: producción estimada anual 26.483 kWh/año. Datos de consumo del cliente corresponden a los últimos 12 meses, basado en la información extraída del CUPS correspondiente.

Producción de energía mensual del sistema FV fijo

(C) PVGIS, 2022



La eficiencia de la instalación, entendida como la energía producida entre la energía disponible para la potencia FV instalada, sería la siguiente:

$$\eta = \frac{26,483}{1774 \times 19,08} = 78,22\%$$

7. REPERCUSIÓN MEDIOAMBIENTAL

En la siguiente tabla se muestra un cálculo de ahorro energético donde se determinan las emisiones de CO₂ que se evitarían con la instalación del sistema fotovoltaico:

CÁLCULO DEL AHORRO ENERGÉTICO PREVISTO			
PRODUCCIÓN ANUAL PLANTA SOLAR (kWh)	EMISIONES CON ENERGÍA NO RENOVABLE tCO ₂ /año	EMISIONES CON ENERGÍA SOLAR tCO ₂ /año	EMISIONES EVITADAS AL AÑO tCO ₂
26.483	105,93	0	105,93

FACTOR DE CONVERSIÓN: 0,4 tCO₂/MWh (Fuente: IDAE)

8. RECEPCIÓN Y PRUEBAS

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar para la recepción del sistema fotovoltaico, además de lo indicado en el artículo 8 del RD 1699/2011, serán las siguientes:

- Puesta en operación de todos los sistemas y comprobación del correcto funcionamiento (inversores, contadores).
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento (y distintas potencias de operación).
- Comprobación de que los voltajes e intensidades de los diferentes circuitos se corresponden con los de diseño (generador, inversor, y puesta a tierra).
- Prueba de funcionamiento correcto de los sistemas de seguridad (diodos, magnetotérmicos y diferenciales).
- Verificación del correcto funcionamiento del sistema de control.
- Comprobación de las prestaciones energéticas reales (medidas a través del equipo de medición o monitorización instalado) respecto a las prestaciones de diseño.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha, se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 72 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá formar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 2 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno.

9. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Todo el mantenimiento de la instalación será realizado por personal técnico cualificado, bajo responsabilidad de la empresa instaladora.

Con el objeto de garantizar la seguridad y la mayor productividad de la instalación fotovoltaica, es necesario realizar trabajos de mantenimiento preventivo.

9.1. MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Se realizará con una periodicidad máxima de un año el siguiente mantenimiento:

9.1.1. CAMPO FOTOVOLTAICO

- Inspección visual del correcto estado de los módulos (sombras, rotura del cristal, suciedad)
- Detección de puntos calientes en los módulos mediante cámara termográfica.
- Comprobación del estado/degradación de los conectores de unión de los módulos.
- Comprobación del estado de cables y terminales.
- Comprobación de la fijación de los paneles a la estructura.
- Comprobación de la fijación de la estructura a la cubierta.
- Comprobación de la oxidación de la estructura y/o canalizaciones.
- Comprobación de la tensión e intensidad, de cada uno de los strings del campo generador.

9.1.2. CUADROS DE CORRIENTE CONTINUA/ALTERNA

- Anotación de los valores de intensidad y tensión.
- Comprobación del estado de las protecciones eléctricas.
- Comprobación de fallo de aislamiento en las series.
- Reapriete de las conexiones de cables en fusibles, pletinas, magnetotérmicos, etc.

9.1.3. INVERSORES

- Limpieza del inversor mediante aire y aspiración para eliminar polvo o cualquier otro elemento que pueda obstruir la correcta ventilación del inversor y su funcionamiento.
- Reapriete de tornillos de los diferentes elementos del inversor.
- Comprobación del correcto funcionamiento de los ventiladores.
- Comprobación de los elementos internos del inversor (varistores, magnetotérmicos, fusibles, filtros Rc, trafo, etc.)
- Comprobación de puntos calientes en el inversor mediante cámara termográfica.
- Anotación de los valores históricos del inversor (alarmas, producción total, horas de funcionamiento, número de arranques, temperatura).
- Comprobación de la tensión de salida en alterna.
- Comprobación de la temperatura de la sala del inversor.
- Comprobación de la correcta monitorización del inversor y recepción de mensajes de error.

9.1.4. CUADROS DE PROTECCIÓN/MEDIDA

- Comprobación de los elementos de los cuadros (fusibles, diferenciales, etc.)
- Anotación de los valores totales de energía exportada e importada.
- Comprobación del correcto funcionamiento de la telemedida.
- Observación de puntos calientes.

9.1.5. OTROS

- Comprobación de cables de tierra de toda la instalación.

9.2. MANTENIMIENTO CORRECTIVO

El mantenimiento correctivo de la instalación fotovoltaica se realizará cuando se produzcan averías en la instalación.

- Análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposición del material necesario para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Reposición del material defectuoso o dañado por el funcionamiento de la instalación.

10. MONITORIZACIÓN

El sistema de monitorización permite evaluar el funcionamiento y rendimiento de la instalación fotovoltaica de forma continuada e ininterrumpida. El sistema de monitorización permite registrar los datos de producción eléctrica, así como detectar fallos o averías en la instalación fotovoltaica de forma inmediata. Los captadores y detectores, recogen la información del contador y del sistema inversor y la envían a un sistema de adquisición de datos, donde se registran y almacenan todos los datos de la instalación fotovoltaica.

La instalación de monitorización estará formada por:

- Sistema de adquisición y lectura de datos: Acondiciona las señales recibidas de los captadores y sensores, para enviarlas de forma correcta a un sistema remoto de almacenamiento de datos.
- Plataforma web donde poder visualizar y analizar los datos monitorizados.

11. PRESUPUESTO

La inversión total de la instalación fotovoltaica, con las calidades de los materiales indicadas en el presente documento, es de 22.896 € euros + IVA.

El mismo se detalla en el apartado Presupuesto del presente documento.

Firmado por BUSTAMANTE PRIETO
CARLOS - ***8679** el día
18/10/2024 con un certificado
emitido por AC FNMT Usuarios

Carlos Bustamante Prieto
Guadalajara, a 23 de marzo de 2022

ANEXO I: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS



Bifacial Mono PERC glass glass module LG500-530BF

These modules built with PERC bifacial Type P cells have the ability to convert the light that is reflected from the rear into electricity in addition to that which is already generated from the front side, which makes them the modules with the best



3%~30% more production



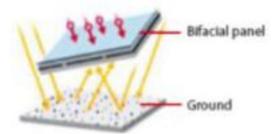
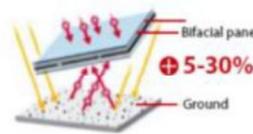
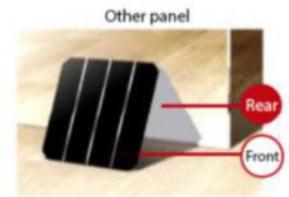
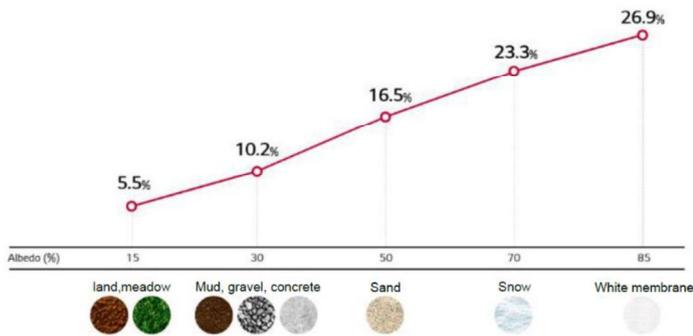
More performance with low radiation



Glass glass panel, more reliability,



Excellent performance with the temperature



Warranty

- 12 years product warranty
- 35 years production warranty

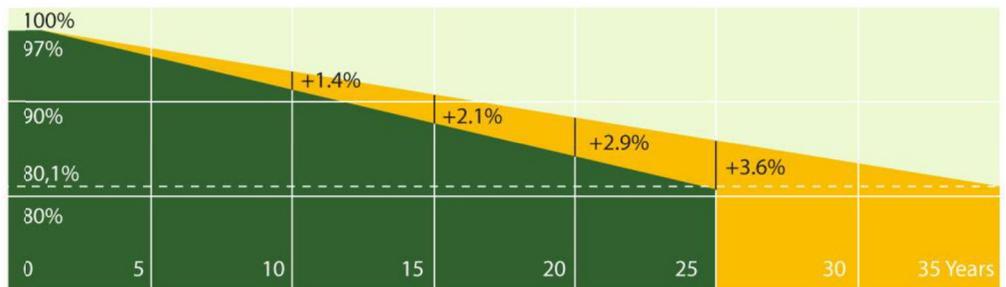
35 Years Linear Warranty at 80% production

24.0%

MAX MODULE EFFICIENCY⁽¹⁾

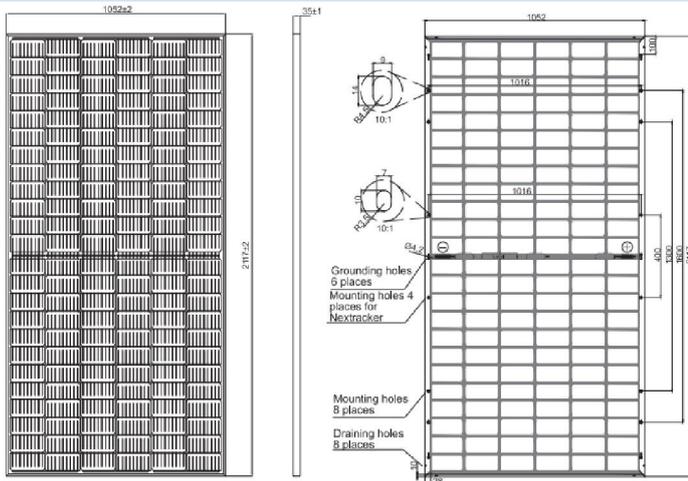
12 YEAR

PRODUCT WARRANTY



- Light Green's Linear Performance Warranty
- Industry Standard Warranty

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono PERC 144pcs
Weight	28kg±3%
Dimensions	2117mm×1052mm×30mm
Cable Cross Section Size	4mm ²
No. of cells	144
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	MC4-EVO2
Packaging Configuration	35 Per Pallet

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	LG 515BF	LG 520BF	LG 525BF	LG 530BF
Rated Maximum Power(Pmax) ^{(1) (2)} [W]	515 ⁽¹⁾	440 ⁽²⁾	520 ⁽¹⁾	445 ⁽²⁾
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.86	49.60	50.04	49.80
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.21	41.00	41.41	41.20
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.09	11.30	13.18	11.37
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.50	10.74	12.56	10.81
Module Efficiency [%]	23%	19.9%	23.3%	20.2%
Power Tolerance (%)	+/- 3			
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.048%/°C			
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.270%/°C			
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.35%/°C			

STC Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G

Remark: Electrical data in catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types. The efficiency of bifacial PERC glass-glass modules at 200W/m² to 1000W/m² is 98%.
 (1) Electrical data of bifacial technology (front and rear face, over one white surface). (2) Electrical data only the front face.

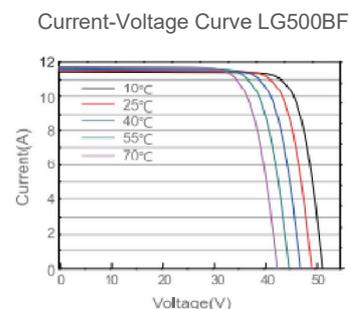
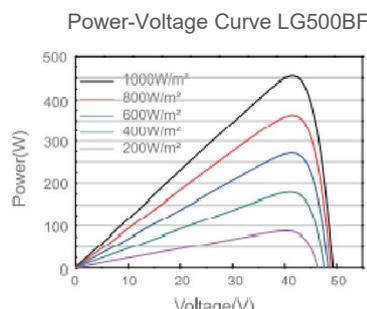
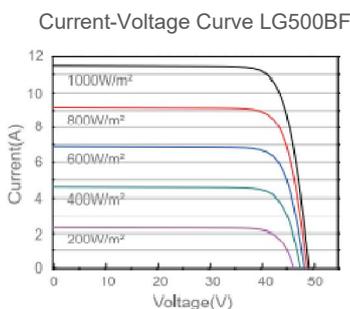
ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	LG515BF	LG520BF	LG525BF	LG530BF
Rated Max Power(Pmax) [W]	375 ⁽¹⁾	327 ⁽²⁾	379 ⁽¹⁾	331 ⁽²⁾
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.72	46.6	46.92	46.8
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.74	38.6	38.94	38.8
Short Circuit Current(Isc) [A]	10.09	9.10	10.15	9.16
Max Power Current(Imp) [A]	9.69	8.49	9.75	8.55

OPERATING CONDITIONS

Max. System Voltage	1500V DC
Operating Temperature	-40 /+85°C
Max. Series Fuse	20A
Max. Static Load,Front	5400Pa
Max. Static Load,Back	2400Pa
NOCT	45±2°C
Application Class*	Class A
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s
	(1) Electrical data bifaciality (front and rear face, over one white surface). (2) Electrical data only front face.
Bifaciality*	70%±5%

CHARACTERISTICS



ANEXO II: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL INVERSOR

PV Input Data	BNT012KTL	BNT015KTL	BNT017KTL	BNT020KTL
Max. DC Power (W)	18000	21000	25500	28000
Max. DC Voltage (V)	1000	1000	1000	1000
MPPT Voltage Range (V)	200-850	200-850	200-950	200-950
MPPT Full Power Voltage Range (V)	500-850	500-850	500-850	500-850
Rated Input Voltage (V)	620	620	620	620
Start-up Voltage (V)	200	200	200	200
Max. Input Current (A)	22 + 11	22 + 11	21 x 2	22 x 2
Max. Short Current (A)	25 + 15	25 + 15	27 x 2	28 x 2
No. of MPP Tracker / No. of PV String	2/3	2/3	2/4	2/4
Input Connector Type	MC4	MC4	MC4	MC4

AC Output Data	BNT012KTL	BNT015KTL	BNT017KTL	BNT020KTL
Max. Output Power (W)	13200	16500	18700	22000
Nominal Output Power (W)	12000	15000	17000	20000
Max. Output Current (A)	21.5	27	30	32
Nominal Output Voltage (V)	3P+N+PE /3P+PE 230/400			
Grid Voltage Range	260-519 (according to local standard)			
Nominal Output Frequency (Hz)	50/60			
Grid Frequency Range	45-55/55-65 (according to local standard)			
Output Power Factor	1 default (adjustable from 0.8 leading to 0.8 lagging)			
Output Current THD	<3%			

Efficiency	BNT012KTL	BNT015KTL	BNT017KTL	BNT020KTL
Max. Efficiency	98.50%	98.50%	98.50%	98.50%
Euro Efficiency	98.00%	98.00%	98.10%	98.10%

Protection	BNT012KTL	BNT015KTL	BNT017KTL	BNT020KTL
PV Reverse Polarity Protection	YES	YES	YES	YES
PV Insulation Resistance Detection	YES	YES	YES	YES
AC Short Circuit Protection	YES	YES	YES	YES
AC Over Current Protection	YES	YES	YES	YES
AC Over Voltage Protection	YES	YES	YES	YES
Anti-Islanding Protection	YES	YES	YES	YES
Residual Current Detection	YES	YES	YES	YES
Over Temperature Protection	YES	YES	YES	YES
Integrated DC switch	YES	YES	YES	YES
Surge Protection (DC & AC)	Integrated (Type III)			

General Data	BNT012KTL	BNT015KTL	BNT017KTL	BNT020KTL
Dimensions (W x H x D, mm)	680 x 345 x 170			
Weight (kg)	22			23
Protection Degree	IP65			
Enclosure Material	Aluminum			
Ambient Temperature Range (°C)	-25~+60			
Humidity Range	0-100%			
Topology	Transformerless			
Communication Interface	RS485 / WiFi / Wire Ethernet / GPRS (optional)			
Cooling Concept	Convection		Intelligent fan cooling	
Noise Emission (db)	<40			
Night Power Consumption (W)	<1			
Max. Operation Altitude (m)	4000			

Certifications and Standards	BNT012KTL	BNT015KTL	BNT017KTL	BNT020KTL
EMC Standard	EN/IEC 61000-6-2,EN/IEC 61000-6-3, EN61000-3-2,EN61000-3-3,EN61000-3-11,EN61000-3-12			
Safety Standard	EN/IEC 62109-1/-2 ,UL1547,IEC 60068-2			
Grid-connection	EN50549-1, EN50438, RD 1699, UNE 217001, RD 413, IEC61727, IEC62116, IEC61683, VDE4105, UL1741 VDE0126 AS4777.2 NB/T 32004-2013			

ANEXO III: FICHA CATASTRAL



CONSULTA DESCRIPTIVA Y GRÁFICA DE DATOS CATASTRALES DE BIEN INMUEBLE

Referencia catastral: 9140304VK7994S0001XR

DATOS DESCRIPTIVOS DEL INMUEBLE

Localización:

PZ MAYOR 1
19208 ALOVERA [GUADALAJARA]

Clase: URBANO

Uso principal: Edif. Singular

Superficie construida: 510 m2

Año construcción: 1957

Construcción

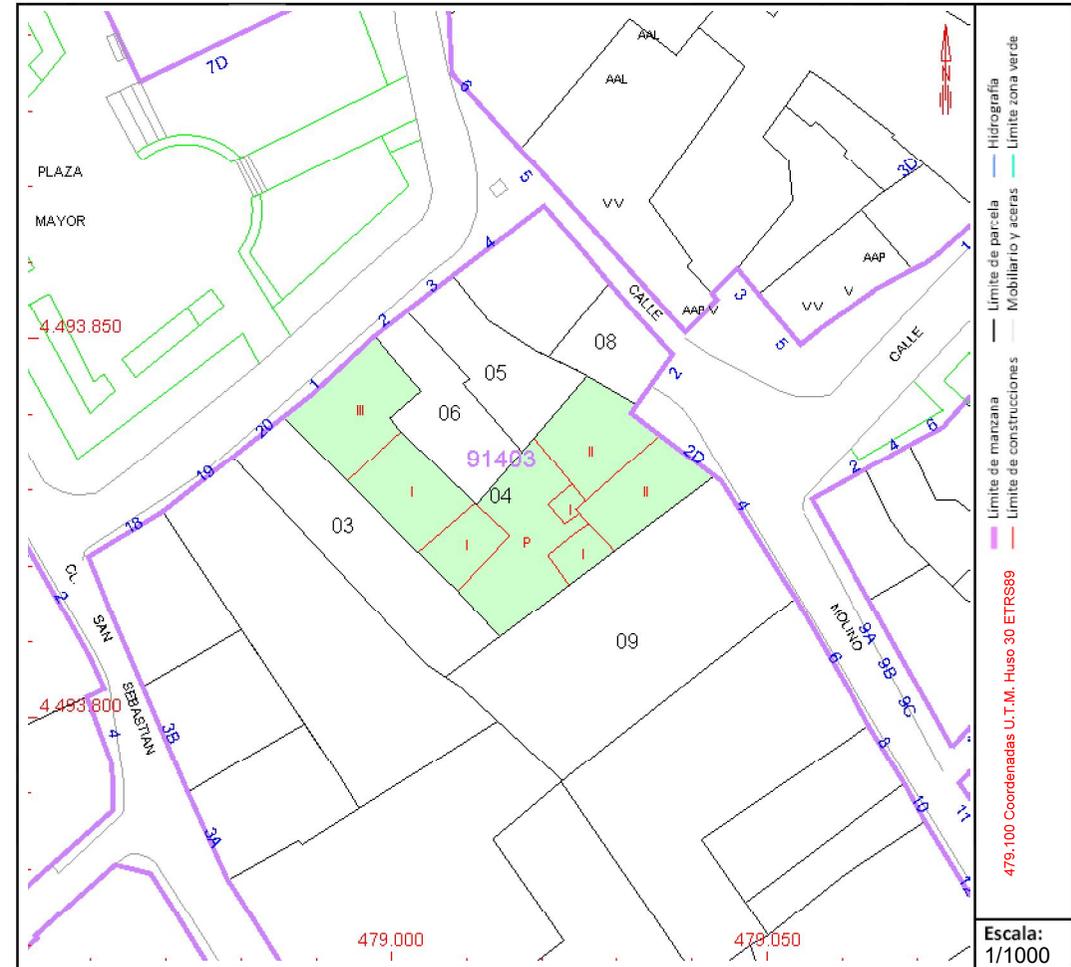
Destino	Escalera / Planta / Puerta	Superficie m ²
PUBLICO	E/00/01	110
PUBLICO	E/01/01	110
PUBLICO	E/00/01	145
PUBLICO	E/01/01	145

PARCELA

Superficie gráfica: 901 m2

Participación del inmueble: 100,00 %

Tipo: Parcela construida sin división horizontal



Este documento no es una certificación catastral, pero sus datos pueden ser verificados a través del "Acceso a datos catastrales no protegidos de la SEC"

ANEXO IV: JUSTIFICACIÓN HORAS SOLARES

Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

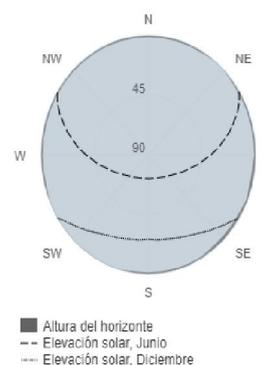
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 40.595, -3.248
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 1 kWp
 Pérdidas sistema: 14 %

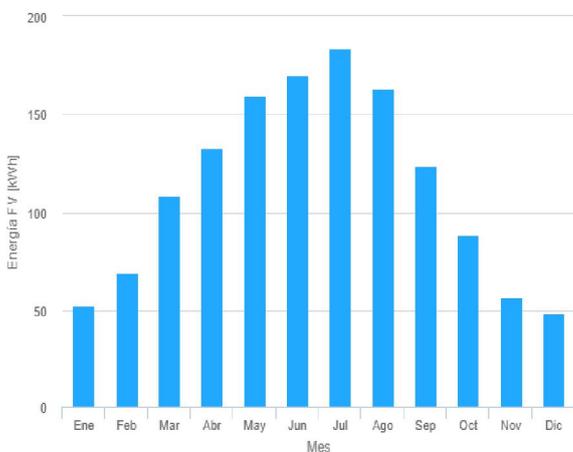
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 0 °
 Ángulo de azimut: 0 °
 Producción anual FV: 1356.43 kWh
 Irradiación anual: 1758.73 kWh/m²
 Variación interanual: 32.73 kWh
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -3.81 %
 Efectos espectrales: 0.34 %
 Temperatura y baja irradiancia: -7.08 %
 Pérdidas totales: -22.87 %

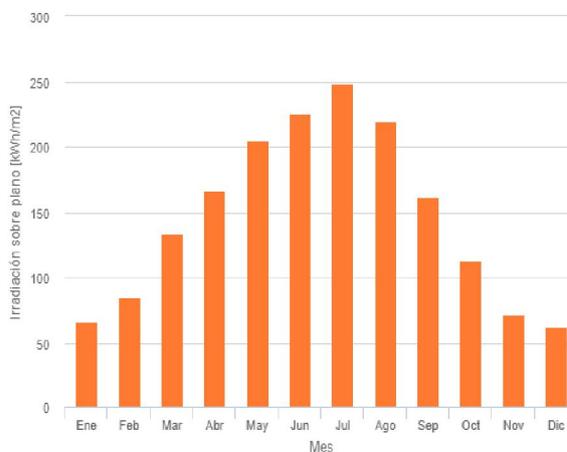
Perfil del horizonte en la localización seleccionada



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	52.6	66.2	9.2
Febrero	69.2	85.1	9.5
Marzo	108.5	133.6	10.8
Abril	132.4	166.5	8.8
Mayo	159.3	204.8	12.8
Junio	169.8	225.3	6.0
Julio	184.1	248.6	5.5
Agosto	163.4	219.5	2.9
Septiembre	123.1	161.2	3.9
Octubre	88.6	113.3	7.6
Noviembre	56.7	71.8	6.4
Diciembre	48.8	62.7	5.7

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema definido [kWh].

H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

PRESUPUESTO

TOTAL DE LA INVERSIÓN:

	Inversión sin IVA	IVA	Inversión con IVA
Inversión correspondiente a energías renovables	22.896,00 €	4.808,16 €	27.704,16 €
Inversión correspondiente a sistema de almacenamiento	-	-	-
Inversión Total	22.896,00 €	4.808,16 €	27.704,16 €

	Inversión sin IVA	IVA	Inversión con IVA
Costes elegibles correspondientes a energías renovables	22.896,00 €	4.808,16 €	27.704,16 €
Costes elegibles correspondientes a sistema de almacenamiento	-	-	-
Total costes elegibles	22.896,00 €	4.808,16 €	27.704,16 €

PRESUPUESTO DESGLOSADO:

Costes elegibles	Costes sin IVA	IVA	Costes con IVA
a) La inversión en equipos y materiales relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda, incluida la correspondiente a los sistemas de acumulación en su caso.	15.546,38 €	3.264,74 €	18.811,12 €
b) Los costes de ejecución de las obras y/o instalaciones relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda.	2.243,81 €	471,20 €	2.715,01 €
c) Equipamientos electromecánicos, hidráulicos, de control y auxiliares cuando estén asociados a la actuación objeto de ayuda.	-	-	-
d) Sistema eléctrico general de Alta Tensión y Baja Tensión, incluyendo transformadores, línea de evacuación y sistemas e infraestructuras eléctricas adicionales hasta el punto de conexión con la red eléctrica de transporte o distribución, cuando sean necesarias en función de la tipología de actuación objeto de ayuda. En su caso, se incluirán las protecciones y equipamientos que correspondan bajo el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y sus Instrucciones técnicas complementarias o el Reglamento de Instalaciones Eléctricas en Alta Tensión (RIAT) y sus Instrucciones técnicas complementarias	2.220,91 €	466,39 €	2.687,30 €
e) Sistemas de gestión, control activo y monitorización tanto de la generación como de la acumulación y la demanda de energía eléctrica o térmica de instalaciones consumidoras abastecidas por el proyecto objeto de la ayuda, que ayuden a optimizar la gestión y producción. Estos equipos deberán ser propiedad de la persona beneficiaria de la ayuda y estar vinculados a la actuación objeto de la ayuda.	915,84 €	192,33 €	1.108,17 €
f) Sistemas de medición del recurso en el emplazamiento, incluyendo sondeos exploratorios y ensayos TRT para el caso de instalaciones geotérmicas	-	-	-
g) Obras civiles, cuando estén relacionadas con las actuaciones objeto de ayuda y aquellas que sean necesarias para la correcta ejecución del proyecto, tales como, refuerzo de cubierta o sustitución de la misma en la parte proporcional de la cubierta que sea ocupada por la instalación de generación, en su caso. Asimismo, se consideran subvencionables como obra civil las siguientes partidas: edificaciones necesarias para el proyecto, campas, excavaciones, zanjas y canalizaciones y tuberías asociados a la instalación de generación, o a los sistemas de integración de energía eléctrica y gestión de la demanda, ayudas de albañilería, instalaciones auxiliares necesarias, viales de servidumbre interna de la instalación, adecuación de accesos para la instalación, edificios de control, plataformas de montaje, instalaciones temporales, restauración y medidas medioambientales correctoras después de las obras. Para ser considerado coste elegible, las obras deben cumplir la condición de que al menos el 70 % (en peso) de los residuos de construcción y demolición no peligrosos generados (con exclusión de los residuos con código LER 17 05 04), se preparen para la reutilización, el reciclaje y la valorización de otros materiales, incluidas las operaciones de relleno utilizando residuos para sustituir otros materiales. Análogamente, en los proyectos financiados que impliquen demolición, se incluirá la práctica de demolición selectiva.	-	-	-
h) El coste del desmantelamiento de las instalaciones existentes en el emplazamiento, en el caso de que aplique, a la hora de hacer una instalación de renovables en su lugar, siempre se cumpla la condición de que al menos el 70 % (en peso neto) de los residuos de construcción y demolición no peligrosos generados (con exclusión de los residuos con código LER 17 05 04), se preparen para la reutilización, el reciclaje y la valorización de otros materiales, incluidas las operaciones de relleno utilizando residuos para sustituir otros materiales. Análogamente, en los proyectos financiados que impliquen demolición, se incluirá la práctica de demolición selectiva.	-	-	-
i) Los costes de la redacción de los proyectos o memorias técnicas relacionados con las tipologías de actuación objeto de ayuda.	755,57 €	158,67 €	914,24 €
j) Los costes de la dirección facultativa relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda.	457,92 €	96,16 €	554,08 €
k) Coordinación de Seguridad y Salud de la obra y montaje relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda	137,38 €	28,85 €	166,22 €

l) Los costes de gestión de la solicitud de la ayuda, incluida la redacción de informes y demás documentación requerida para la solicitud. A estos efectos, se considerarán como costes de gestión de solicitud de la ayuda, aquellos gastos que la persona solicitante o destinataria última de la ayuda pudiera satisfacer a una empresa o profesional por llevar a cabo la gestión administrativa y documental de su solicitud ante la comunidad autónoma. Para que estos gastos se puedan considerar elegibles deben reflejarse en el presupuesto incluido en la solicitud de ayuda y justificarse, junto con el resto de gastos de la actuación, mediante contrato, facturas y justificantes de pago. Sólo serán elegibles los gastos de gestión que no superen el 4 % del importe de la ayuda solicitada, con un límite máximo de 3.000€ por expediente	503,71 €	105,78 €	609,49 €
m) Los costes de gestión de la justificación de la realización de las actuaciones, incluidos los costes de redacción de informes y demás documentación requerida para la justificación de estas ayudas. A estos efectos, se considerarán como costes de gestión de la justificación de la realización de las actuaciones objeto de ayuda aquellos gastos que la persona destinataria última de la ayuda pudiera satisfacer a empresas o profesionales por llevar a cabo la gestión técnica, administrativa y documental de la justificación ante el órgano instructor de la realización de las actuaciones que conforman el proyecto.	-	-	-
n) El informe de la persona auditora sobre la cuenta justificativa	114,48 €	24,04 €	138,52 €
o) Otras partidas que sean debidamente justificadas como necesarias (auxiliares o no) específicas de cada tipología de actuación, distintas de las recogidas como gastos no subvencionables en el punto 3 de este apartado	-	-	-
Total costes elegibles	22.896,00 €	4.808,16 €	27.704,16 €
El coste elegible máximo total admitido en los programas de incentivos para sufragar los gastos indicados en los apartados l), m) y n) del apartado anterior no podrá superar globalmente el 7 % del importe de la ayuda solicitada, con un límite de 7.000 euros por expediente. La realización y facturación de estos servicios podrá efectuarse durante el periodo concedido para presentar la documentación justificativa.	-	-	-
Costes no elegibles	Costes sin IVA	IVA	Costes con IVA
a) Los gastos propios, ya sean de personal, funcionamiento o gastos generales.	-	-	-
b) Estudios de impacto ambiental y costes de visado de proyectos técnicos.	-	-	-
c) Cualesquiera otros gastos de promoción en los que la persona solicitante incurra para desarrollar el proyecto.	-	-	-
d) Autorizaciones administrativas, licencias, permisos, coste de avales y/o fianzas, multas, tasas o tributos.	-	-	-
e) Cualesquiera gastos asociados a gestiones, contrataciones, consultas o trámites administrativos, aun siendo necesarios para la obtención de permisos o licencias, que no estén incluidos en el apartado 1.	-	-	-
f) Coste de adquisición o arrendamiento de terrenos utilizados tanto para el proyecto de inversión como para las infraestructuras de evacuación.	-	-	-
g) Seguros suscritos por la persona solicitante.	-	-	-
h) La vigilancia y seguridad durante la ejecución de la obra hasta la fecha de puesta en marcha.	-	-	-
i) Adecuaciones, remodelaciones o ejecuciones de otras líneas eléctricas diferentes de las exclusivas para hacer viable la evacuación de la energía. Por tanto, sólo se consideran subvencionables las líneas necesarias para unir la instalación de generación, o los sistemas de integración de energías renovables en red, con el punto de conexión de las citadas instalaciones y la línea de transporte o distribución, según lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.	-	-	-
j) Adecuación de los accesos en las carreteras públicas y caminos existentes hasta la instalación	-	-	-
k) Costes financieros.	-	-	-
Total costes no elegibles	-	-	-

AYUDA SOLICITADA:

Actuaciones generación	Módulo actuación de ayuda	Potencia de la instalación	Ayuda solicitada
10 kWp < P ≤ 100 kWp	750 €/kWp	19,08 kWp	14.310 €

ANEXO: PRESUPUESTO DESGLOSADO CASA CONSISTORIAL

CAPÍTULO 1: SUMINISTRO DE EQUIPOS

Ítem	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
1.1	Suministro de módulo solar fotovoltaico bifacial modelo LG530BF del fabricante Light Green, con una potencia pico de 530Wp.	36	160,34 €	5.772,24 €
1.2	Suministro de estructura soporte coplanar para cubierta válido para panel solar propuesto.	1	4.761,55 €	4.761,55 €
1.3	Suministro de sistema inversor BNT020KTL de 20 kWn	1	2.530,39 €	2.530,39 €
1.4	Suministro de dispositivos de protección (Interruptores de protección), cableado para CC (desde paneles hasta entrada en inversores) y CA (desde salida de inversores hasta conexión con red), armario de protecciones, red toma a tierra.	1	1.866,31 €	1.866,31 €
1.5	Sistemas de gestión, control activo y monitorización	1	769,61 €	769,61 €
				15.700,10 €

CAPÍTULO 2: MANO DE OBRA PARA MONTAJE

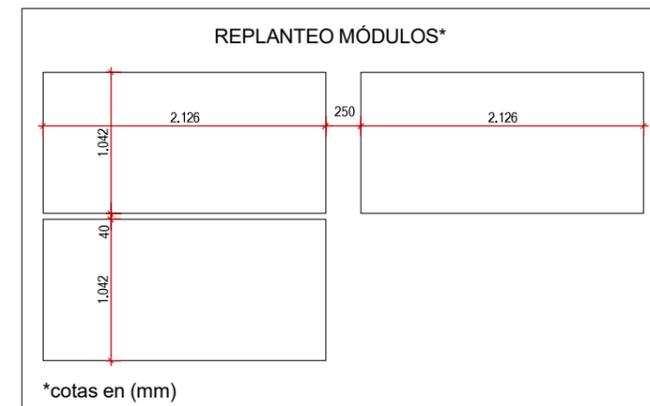
Ítem	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
2.1	Total mano de obra para la instalación de todos los equipos descritos en el capítulo 1 del presente presupuesto. Todos los equipos deben quedar totalmente instalados y funcionando.	1	1.885,55 €	1.885,55 €
				1.885,55 €

CAPÍTULO 3: OTROS

Ítem	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
3.1	Redacción de proyecto	1	634,93 €	634,93 €
3.2	Dirección facultativa	1	384,81 €	384,81 €
3.3	Coordinación de Seguridad y Salud	1	115,45 €	115,45 €
3.4	Gestión de la solicitud de la ayuda	1	519,49 €	519,49 €
				1.654,67 €

Presupuesto Ejecución de Material	19.240,33 €
Gastos Generales (13%)	2.501,24 €
Beneficio Industrial (6%)	1.154,42 €
Base Imponible	22.896,00€
IVA (21%)	4.808,16 €
Total Presupuesto	27.704,16 €

PLANOS



Dimensiones Módulo FV: 2,126x1,042 m
 Potencia Módulo FV: 530 Wp

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
Núm. módulos: 56 uds
Potencia instalada: 29,68 kWp

PROYECTO ELÉCTRICO DE INSTALACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 19,08 kWp SOBRE CUBIERTA DE EDIFICIO	CASA CONSISTORIAL Plaza Mayor, 1 Alovera 19208 GUADALAJARA	PLANO N° 01
	TÍTULO PLANO IMPLANTACIÓN CAMPO FOTOVOLTAICO	ENERO DE 2022 DEPARTAMENTO TÉCNICO

PROYECTO DE INSTALACIÓN
DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO CON EXCEDENTES
DE 99,64 kWp
SOBRE CUBIERTA DE EDIFICIO



TITULAR: Ayuntamiento de Alovera (CEIP Campiña Verde)

POBLACIÓN: Alovera (Guadalajara)

FECHA: 24 de enero de 2022

Proyectista: Carlos Bustamante Prieto

Colegiado nº: 532 del COGITIGU

ÍNDICE GENERAL

MEMORIA DESCRIPTIVA	4
1. OBJETO Y ANTECEDENTES	5
1.1. OBJETO	5
1.2. ANTECEDENTES	5
1.3. DATOS DEL SOLICITANTE	5
1.4. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN	5
1.5. AUTOR	5
2. NORMATIVA VIGENTE	6
3. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA	7
4. CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS	7
5. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	9
5.1. CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN	9
5.2. PUNTO DE CONEXIÓN	9
5.3. CAPTADORES SOLARES	10
5.4. INVERSOR SOLAR	10
5.5. SISTEMA DE FIJACIÓN	12
5.6. CABLEADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO, DIODOS Y PROTECCIONES	12
5.7. PROTECCIONES Y SEGURIDAD	14
5.8. SISTEMA ELÉCTRICO DE CONTROL	15
5.9. INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA	15
5.10. CONEXIÓN A RED	15
6. PRODUCCIÓN ANUAL	15
6.1. RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	16
6.1.1. RANGO DE POTENCIA DE MÓDULO	16
6.1.2. DISPERSIÓN DE PARÁMETROS ENTRE MÓDULOS	16
6.1.3. DISPERSIÓN ESPECTRAL	16
6.1.4. EFECTO DE LA TEMPERATURA	16
6.1.5. PÉRDIDAS POR SUCIEDAD Y REFLEXIÓN SOBRE LOS MÓDULOS	17
6.1.6. PÉRDIDAS POR INCLINACIÓN, ACIMUT Y SOMBRAS	17
6.1.7. PÉRDIDAS POR DEGRADACIÓN FOTÓNICA	17
6.2. RENDIMIENTO DEL INVERSOR	17
6.3. PÉRDIDAS DE CONEXIONADO Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN	17
6.4. ENERGÍA GENERADA POR EL CAMPO FOTOVOLTAICO	18
7. REPERCUSIÓN MEDIOAMBIENTAL	19
8. RECEPCIÓN Y PRUEBAS	19
9. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN	20
9.1. MANTENIMIENTO PREVENTIVO	20
9.1.1. CAMPO FOTOVOLTAICO	20
9.1.2. CUADROS DE CORRIENTE CONTINUA/ALTERNA	20
9.1.3. INVERSORES	21
9.1.4. CUADROS DE PROTECCIÓN/MEDIDA	21
9.1.5. OTROS	21
9.2. MANTENIMIENTO CORRECTIVO	21

10. MONITORIZACIÓN	21
11. PRESUPUESTO	22
ANEXO I: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	23
ANEXO II: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL INVERSOR	26
ANEXO III: FICHA CATASTRAL	28
ANEXO IV: JUSTIFICACIÓN HORAS SOLARES	30
<u>PRESUPUESTO</u>	<u>31</u>
<u>PLANOS</u>	<u>34</u>

MEMORIA DESCRIPTIVA

1. OBJETO Y ANTECEDENTES

1.1. OBJETO

El presente documento tiene por objeto describir la instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes ubicada en la cubierta de las instalaciones de la CEIP Campiña Verde, perteneciente al Ayuntamiento de la localidad de Alovera (Guadalajara).

Dicha instalación aprovecha la radiación solar para generar energía eléctrica para autoconsumo. En el presente documento se recogen las características principales de la instalación fotovoltaica, la producción de energía, el mantenimiento y los cálculos justificativos que se han tenido en cuenta para la configuración de la misma, con el fin de cumplir con la normativa específica para este tipo de instalaciones y para la ejecución de las obras, la puesta en marcha y la explotación de la instalación.

1.2. ANTECEDENTES

Habiendo analizado los datos de consumo energético y de facturación a través de su CUPS ES0021000013057144VH, con una potencia contratada de P1, P2, P3, P4, P5 y P6=172kW y una tarifa 6.1 TD, se plantea un sistema de autoconsumo solar fotovoltaico para la mejora del consumo eléctrico de dichas instalaciones.

1.3. DATOS DEL SOLICITANTE

El presente documento ha sido encargado por Ayuntamiento de Alovera con CIF P1902900H, y domicilio social en Plaza Mayor,1 - 19208 (Alovera-Guadalajara)

1.4. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

La instalación solar fotovoltaica se ubica sobre la cubierta de las instalaciones de CEIP Campiña Verde en la localidad de Alovera, Guadalajara y en las coordenadas geográficas:

Latitud: 40°35'50.66"N Longitud: 3°14'27.16"O

El emplazamiento de la instalación fotovoltaica constituye un excelente lugar para la explotación de la energía solar. No se ve dañada la integración arquitectónica, al no necesitar realizar obras en el edificio, la estructura de anclaje es mínima al situarse de manera coplanaria a la cubierta sin necesidad perforaciones en la misma.

El inmueble con referencia catastral 19029A001001240001TZ, cuenta con una superficie construida de 5.223 m², de los que se aprovechan 484 m² para la ubicación de la instalación fotovoltaica de 99,64 kWp.

1.5. AUTOR

El autor del presente documento es Carlos Bustamante Prieto con DNI 45686796X, dirección a efecto de notificaciones/comunicaciones: C/ Francisco Artitio, 162 Bloque 3 Oficina 304 - 19004 Guadalajara.

Ingeniero Técnico Industrial.

Colegiado nº: 532 del COGITIGU

2. NORMATIVA VIGENTE

En el presente proyecto serán de aplicación las siguientes normativas:

- RD 244/2019 de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Código Técnico de la Edificación (HE 4).
- Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Toda la normativa incluida en el Pliego de Condiciones Técnicas de esta documentación.
- Norma de Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la Red de Baja Tensión de la compañía suministradora.
- Normativa específica de la distribuidora en MT/BT para centros de seccionamiento.
- Directiva Comunitaria 97/11/CE que rige el tema de la Evaluación del Impacto Ambiental.
- Para cumplir el compromiso adquirido con la Comisión de los Estados Miembros, en el sentido de mejorar su Normativa, el Estado Español promulgó el Real Decreto Ley 9/2000, de 6 de octubre, de modificación del Real Decreto Legislativo 1302/86, de 28 de junio. Este Real Decreto Ley contenía, en cumplimiento de la Directiva 97/11/CE,

una nueva interpretación del ámbito de proyectos cubierto por la Directiva, así como nuevos preceptos destinados a mejorar y ampliar las figuras de la información y participación pública.

Así mismo, serán de aplicación las Normas UNE para los materiales que puedan ser objeto de ellas y las prescripciones particulares que tengan dictadas los Organismos Oficiales Competentes (Delegación de Industria, Ayuntamiento, etc.) y especialmente la Ordenanza sobre captación de energía solar para usos térmicos.

3. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA

Analizadas las facturas de consumo de CEIP Campiña Verde de Ayuntamiento de Alovera, se opta por la solución de reducir tanto la potencia consumida en un período de tiempo, como la potencia instantánea que en un momento se produce por la tipología de la actividad.

Con este motivo, se propone una mejora del rendimiento de la instalación eléctrica con apoyo de una instalación de paneles solares fotovoltaicos para autoconsumo con una potencia pico de 99,64 kWp.

La disposición de los paneles es coplanaria a la cubierta.

La configuración eléctrica de la planta fotovoltaica será de 2 inversores de 25 kWn, formando un campo fotovoltaico de 4 strings de 15 módulos en serie para cada inversor, y otros 2 inversores de 25 kWn con 2 strings de 17 módulos en serie cada uno, haciendo un total de 188 módulos en la instalación.

El cableado que une todos los paneles hasta cada uno de los 4 inversores es de 2x4 mm², instalado en canaleta, y va a parar cada inversor de 25 kWn instalados en el interior del edificio. Hasta este punto la instalación se realiza en corriente continua.

A la salida de los inversores, y antes de llegar al punto de conexión, se instala un cuadro para unificar cableados e instalar las protecciones de la instalación, disponiendo de un interruptor de corte general con un interruptor magnetotérmico. Para el tramo de instalación en corriente alterna se emplea cable de 4x10 mm² más el cable de tierra.

4. CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS

Localización:

Alovera (Guadalajara)

- Latitud: 40°35'50.66"N
- Longitud: 3°14'27.16"O
- Altitud: 644 m.

Los módulos se instalan por tanto en el edificio, de la cubierta anteriormente indicada, con las siguientes características:

AZIMUT (º)	INCLINACIÓN (º)	MÓDULOS
0	0	188
TOTAL MÓDULOS		188

Irradiación solar:

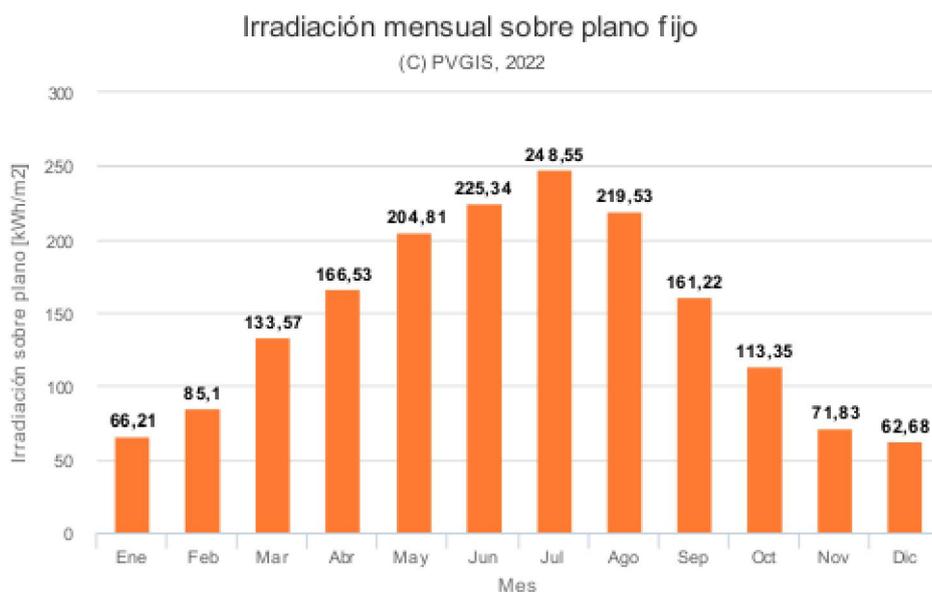
Los valores de radiación media diaria para cada mes, sobre superficie horizontal y sobre superficies reales se han extraído de la base de datos PVGIS.

En la siguiente tabla se ve reflejada la energía media recibida por metro cuadrado de superficie en función de la inclinación y orientación indicadas, expresadas en kWh/m²:

	PLANO HORIZONTAL	
	Radiación (kWh/m ²)	
	Diaria	Mensual
Enero	2,14	66,21
Febrero	3,04	85,1
Marzo	4,31	133,57
Abril	5,55	166,53
Mayo	6,61	204,81
Junio	7,51	225,34
Julio	8,02	248,55
Agosto	7,08	219,53
Septiembre	5,37	161,22
Octubre	3,66	113,35
Noviembre	2,39	71,83
Diciembre	2,02	62,68
	4,82	1758,72

A continuación, las siguientes figuras muestran la irradiación media mensual por metro cuadrado sobre plano horizontal correspondientes a la zona de la instalación.

Radiación sobre el plano horizontal (campo FV)



5. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

Se trata de una instalación solar fotovoltaica de conexión a red con las siguientes características de potencia:

Potencia Instalación (kWp)	99,64
Potencia Nominal (kWn)	100

Teniendo en cuenta las características técnicas y eléctricas de los paneles fotovoltaicos se va a emplear cuatro inversores del modelo BNT025KTL de Afore, o similar, de 25 kWn.

Los módulos monocristalinos empleados son bifaciales de 530 W, modelo LG530BF del fabricante Light Green Solar, o similar.

5.1. CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN

El número de módulos fotovoltaicos por cada string está analizado para cumplir con las características eléctricas y técnicas de los inversores, prestando mucha atención a intensidades y tensiones máximas tanto de módulos como de entrada de los inversores.

El inversor propuesto BNT025KTL de Afore dispone de 3 seguidores MPPT que optimizan la potencia eléctrica disponible en los módulos fotovoltaicos de forma independiente. Estos seguidores, hacen que, si hubiera presencia de sombras, orientaciones o inclinaciones distintas de los módulos dispuestos por el uso de las distintas cubiertas del inmueble, los puntos de trabajo óptimos serían distintos.

Para el caso que nos ocupa, los módulos irán instalados coplanares a la cubierta que es un plano horizontal, por lo que con un seguidor MPPT es suficiente para que el sistema produzca energía de manera óptima.

Toda la instalación se conectará al cuadro general de protección antes del contador de suministro.

Configuración Instalación FV		
Cantidad Strings	4	2
Nº paneles por String	15	17
Cantidad de paneles	120	68
Cantidad de inversores	2	2
Potencia total instalación (kWp)	99,64	
Potencia nominal (kWn)	100	

5.2. PUNTO DE CONEXIÓN

El punto de conexión para inyectar la energía en el propio autoconsumo, es el cuadro ubicado en la nave en la que se instalarán los paneles. Siendo la tensión de salida del inversor igual a la tensión de la red del cliente.

El punto de conexión de referencia es el punto donde se encuentra el contador de entrada de tensión a la actividad, de acuerdo con el CUPS indicado con anterioridad.

5.3. CAPTADORES SOLARES

Se proponen módulos monocristalinos bifaciales modelo LG530BF del fabricante Light Green Solar de 530 Vatios. Las características de dichos módulos se detallan a continuación:

Características Módulos FV	
Modelo	LG530BF
Potencia Pico (Wp)	530
Corriente Cortocircuito (A)	13,35
Tensión Circuito Abierto (V)	50,4
Corriente Mpp (A)	12,68
Tensión Mpp (V)	41,81
Coefficiente Variación Voc (%/°C)	-0,27
Coefficiente Variación Isc (%/°C)	0,048
Coefficiente Variación Pn (%/°C)	-0,35
T _{onc} (°C)	45±2
Altura (m)	2,117
Anchura (m)	1,052
Profundidad (m)	0,003
Peso (kg)	28±3%
Máxima Tensión Sistema (V)	1.500
Caja Conexión	1
Diodos By-pass	3

Las medidas se realizan en las condiciones estándar de medida (CEM) que se definen por 1.000 W/m² de irradiancia, con una distribución espectral AM 1,5G y una temperatura de célula de 25°C.

La tecnología empleada en su fabricación es de silicio monocristalino de células fotovoltaicas PERC (Passivated Emitter Rear Cell) presentando una única caja de conexiones en las que se albergan los diodos de “by-pass” que impiden el deterioro del módulo en caso de sombras parciales evitando la formación de puntos calientes y minimizando las pérdidas. Los límites máximos de funcionamiento son 1.500 V para el sistema en que se incluyan, entre -40 a 85 grados para las temperaturas de funcionamiento, carga estática máxima delantera de 5.400 Pa y carga estática máxima trasera de 2.400 Pa. Cada módulo llevará de forma claramente visible el modelo, nombre y logotipo del fabricante. Además, poseerán una identificación individual (número de serie).

Los módulos estarán debidamente encapsulados y protegidos contra la intemperie. El grado de protección de las cajas de conexionado y de los módulos será IP65.

La potencia de salida está sujeta a una tolerancia de +/-5%.

5.4. INVERSOR SOLAR

El inversor es el elemento encargado de convertir la corriente continua en alterna, sincronizándola con la red eléctrica. Funciona de forma totalmente automática, en cuanto que los módulos fotovoltaicos entreguen una potencia suficiente, inyecta energía a la red.

El inversor supervisa la tensión, la frecuencia de red y la producción energética independientemente unos de otros.

Además de la función de conversión CC/CA, hace trabajar al generador fotovoltaico en el punto donde pueda entregar la máxima potencia. Cuando la intensidad de radiación solar es tan baja que no permite la inyección de una potencia por debajo de un umbral el inversor se queda aletargado en espera de que las condiciones vuelvan a ser las adecuadas para inyectar de nuevo a la red. Mientras, consume energía de la red eléctrica para alimentar los circuitos electrónicos de control.

Para la instalación se utiliza el modelo BNT025KTL de Afore o similar, cuyas características se indican a continuación:

Características Inversor	
Modelo	BNT025KTL
Potencia Nominal AC (W)	25.000
Potencia Máxima FV CC (W)	37.500
Tensión Máxima de Entrada (V)	1.000
Corriente Máxima de Entrada (A)	84
Tensión Mínima de Entrada MPP (V)	500
Tensión Máxima de Entrada MPP (V)	850
Frecuencia Nominal (Hz)	50/60
Temperatura Máxima Operación (°C)	60
Temperatura Mínima Operación (°C)	-25
Distorsión Máxima - THD (%)	< 3%
Rendimiento Máximo (%)	98,50%
Rendimiento Europeo (%)	98,10%
Altura (m)	0,630
Anchura (m)	0,450
Profundidad (m)	0,222
Peso (kg)	32
Cos Phi	0,8
Número de conexiones CC	6
Número de seguidores MPP	3
Fases de Salida	3

Dicho inversor cuenta además con tres seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) correspondiendo con distintas entradas de strings de módulos fotovoltaicos de forma que el seguidor busca el punto de trabajo V-I para máxima transferencia de potencia de forma independiente.

El inversor debe de disponer como mínimo de las siguientes certificaciones:

- Mercado CE
- Directiva EMC EN 61000-6-2 y EN 61000-6-3
- Directiva Baja Tensión EN 50549 y EN 50438

5.5. SISTEMA DE FIJACIÓN

La fijación de los módulos fotovoltaicos se realiza mediante estructuras metálicas ligeras con forma de omega, de 13 cm de altura y de aluminio, para soportar la intemperie evitando las oxidaciones y deterioros por exposición al exterior.

Dichas estructuras metálicas se fijan a la cubierta adheridas mediante un compuesto específico (resinas u otros adhesivos polímeros de alta resistencia) adecuado para la fijación a la superficie de acabado de la cubierta en cuestión. Cada panel dispone de 6 estructuras de fijación.

Mediante este sistema de fijación se evita que la cubierta sea perforada evitando así el filtrado de agua de lluvia al interior de las instalaciones.

Los módulos fotovoltaicos se fijan a dichas estructuras metálicas de forma solidaria con la cubierta, dejando pasillos libres de módulos para permitir el paso de personal de instalación y mantenimiento.

5.6. CABLEADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO, DIODOS Y PROTECCIONES

Todos los conductores son de cobre. La sección de los conductores se ha dimensionado teniendo en cuenta la intensidad a la que están trabajando y las caídas de tensión que en ellos se producen.

Tanto en el tramo de corriente continua como en el de corriente alterna se dimensionan de tal manera que la caída de tensión sea inferior al 1,5 % en cada uno.

Se incluyen todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, utilizando los equipos y materiales de aislamiento eléctrico necesarios.

Los cables utilizados cumplen con la normativa vigente UNE 21123 en cuanto a aislamiento y grado de protección. En particular poseen un aislamiento 0,6/1 KV y son de doble aislamiento (clase II). Los tipos de aislamiento permisibles son: policloruro de vinilo, goma butílica (butil), etileno-propileno o polietileno reticulado.

Las fórmulas utilizadas para el cálculo de las secciones de los conductores son:

- Para corriente continua:

$$I_N = \frac{P}{V}; \text{ Si } I_N \leq I_{Adm} \Rightarrow I_N \rightarrow \text{Correcto}$$

$$S = \frac{2L \cdot P}{\rho \cdot \Delta V \cdot V}$$

$$\Delta V = \frac{2L \cdot P}{\rho \cdot S \cdot V}$$

Siendo:

P = Potencia de la instalación

V = Tensión nominal

I_N = Intensidad nominal

I_{Adm} = Intensidad admisible por el conductor

S = Sección del conductor

ΔV = Caída de tensión

ρ = Conductividad del cobre

$L =$ Longitud de la línea

- Para corriente alterna monofásica:

$$I_N = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} ; \text{ Si } I_N \leq I_{Adm} \Rightarrow I_N \rightarrow \text{Correcto}$$

$$S = \frac{L \cdot P}{\rho \cdot \Delta U \cdot U}$$

$$\Delta U = \frac{L \cdot P}{\rho \cdot S \cdot U}$$

Siendo:

$P =$ Potencia de la instalación

$U =$ Tensión nominal

$I_N =$ Intensidad nominal

$I_{Adm} =$ Intensidad admisible por el conductor

$S =$ Sección del conductor

$\Delta U =$ Caída de tensión

$\rho =$ Conductividad del cobre

$L =$ Longitud de la línea

- Para corriente alterna trifásica:

$$s = \frac{\sqrt{3LI_L \cos \phi}}{cu}$$

donde:

s es la sección del conductor en mm^2

L es la longitud de la línea en m

I es la intensidad eficaz en A

$\cos \varphi$ es el factor de potencia

u es la caída de tensión en la línea en V

c es la conductividad del conductor, para el cobre $c = 56 \text{ m}\Omega \cdot mm^2$

Sin perjuicio de esta norma, las secciones mínimas de los cables se adjuntan en el “Anexo III Cálculos Justificativos”, la caída de tensión máxima de tal forma es de 1,5%.

Los cables utilizados para la interconexión de los módulos FV en cada uno de los paneles están protegidos contra la degradación por efecto de la intemperie: radiación solar, UV, y condiciones ambientales de elevada temperatura:

- Cableado entre módulos y strings e inversores RV1-K 0,6 / 1kV
- Resto del cableado RV1-K 0,6 / 1 kV
- No propagador de llama: Une 20.432-I(IEC-332-I)
- Conductor de cobre: Clase 5
- Aislamiento: XLPE (Polietileno reticulado).

- Cubierta PVC arilo-nitrilo
- Temperatura máxima: 90°C
- Construcción según: UNE 21123
- Utilización: Distribución de energía en Baja Tensión, en interior y exterior para instalaciones fijas.

El cableado entre los módulos para formar las conexiones en serie y el inversor se efectúa mediante cable flexible y de longitud adecuada para que no exista peligro de cizalladura.

Los cableados están adecuadamente etiquetados, de acuerdo con los esquemas eléctricos.

Los positivos y los negativos de cada grupo de módulos van debidamente protegidos hasta la entrada de los inversores. Los cableados irán canalizados por la cubierta.

La configuración eléctrica del generador fotovoltaico es flotante, ninguno de los polos está conectado a la tierra de la instalación.

La tierra de la instalación es una tierra independiente, no alterando las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación dispone de los elementos necesarios para desconexión manual y automática del campo fotovoltaico.

Los materiales situados a la intemperie están protegidos contra los agentes ambientales, en particular contra los efectos de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tienen un grado mínimo de protección IP65 y los de interior sin acceso, IP20. Por lo tanto, el cableado es de doble aislamiento y adecuado para este uso de acuerdo con la norma UNE 21123.

5.7. PROTECCIONES Y SEGURIDAD

La instalación está diseñada de modo que cumple el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Además, se consideran las especificaciones recomendadas por la compañía eléctrica a cuya red se conectará la instalación fotovoltaica.

La instalación incluye los siguientes sistemas de protección:

- *Interruptor/seccionador*, que es un interruptor con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora. Este interruptor es accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la conexión manual.
- *Interruptor automático diferencial*, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte de la instalación.
- *Interruptor automático* de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de red, junto a un relé de enclavamiento. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.
- *Protección* para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión. De acuerdo al artículo 14 del RD 1699/2011. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.

- El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica es automático, una vez restablecida la tensión de red de la empresa distribuidora. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.
- *Seccionador de continua*. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.

5.8. SISTEMA ELÉCTRICO DE CONTROL

El sistema eléctrico y de control cumple con el REBT en todos aquellos puntos que sean de aplicación.

Los cuadros están diseñados siguiendo los requisitos de estas especificaciones y se han construido de acuerdo con el REBT para baja tensión y con las recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

El usuario estará protegido contra posibles contactos directos e indirectos.

5.9. INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

La instalación cumplirá con el artículo 15 del RD 1699/2011 que dice:

“La puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.

Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.”

5.10. CONEXIÓN A RED

La instalación realizada está conectada a la red, por ello cumple con lo dispuesto en el RD 1699/2011 es sus artículos 12 y 13.

El factor de potencia de la energía suministrada a la red de la empresa distribuidora debe ser lo más próximo posible a la unidad y, en todo caso, superior a 0,98 cuando la instalación trabaje a potencias superiores al 25 por ciento de su potencia nominal.

6. PRODUCCIÓN ANUAL

Sobre los valores unitarios de energía en los módulos fotovoltaicos descritos en el apartado 4 del presente documento, se consideran unas pérdidas del sistema según los parámetros que se describen a continuación, donde algunos son estimativos según instalaciones anteriores, aunque dependerán principalmente del buen mantenimiento realizado en la instalación.

En la instalación que nos ocupa, se estiman unas pérdidas de eficiencia globales del 22,88%.

Los principales motivos que pueden afectar el rendimiento de la instalación son:

6.1. RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

6.1.1. RANGO DE POTENCIA DE MÓDULO

La potencia de todos los módulos fotovoltaicos no es exactamente idéntica, y aunque dos módulos tengan la misma potencia, puede ser que sus tensiones e intensidades sean diferentes.

Esto trae consigo que al ponerlos en serie se produzca una pérdida de potencia si utilizamos dentro de la misma serie paneles con distintas características eléctricas. Para minimizar este efecto, los módulos están clasificados en intensidad, (lo que se indica en un adhesivo con una letra que se coloca en el marco del panel), de manera que se pueda, en la instalación, escoger los paneles adecuados para armar las distintas series.

6.1.2. DISPERSIÓN DE PARÁMETROS ENTRE MÓDULOS

Estas pérdidas se deben a que los parámetros de los módulos solares fotovoltaicos tienen tolerancias por lo que no son exactamente todos iguales. Esto hace que el punto de máxima potencia del conjunto no corresponda con el de cada uno de ellos por lo que equivale a ciertas pérdidas respecto a dicho valor.

El punto de máxima potencia en cada módulo es el producto de la tensión por la intensidad de trabajo en cada momento, valores que pueden variar ligeramente entre módulos.

6.1.3. DISPERSIÓN ESPECTRAL

Se debe, de forma similar al punto anterior, al diferente comportamiento de los módulos frente a una distribución espectral de la energía solar diferente a la empleada en la caracterización de los módulos y que depende de múltiples factores ambientales, atmosféricos, etc.

6.1.4. EFECTO DE LA TEMPERATURA

Para determinar la temperatura de célula utilizaremos la fórmula:

$$T_c = T_{amb} + I_{inc}(W/m^2)(TONC(^{\circ}C) - 20)/800$$

Siendo:

T_c = Temperatura real de trabajo de la célula.

T_{amb} = Temperatura ambiente.

I_{inc} (W.m²) = Irradiancia.

TONC = Temperatura de Operación Normal de la célula, que es de 46 °C cuando se somete al módulo a una irradiancia de 1.000 W/m², a una temperatura ambiente 25 °C, y una velocidad de viento sobre los módulos de 1 m/s.

Por ejemplo, con una temperatura ambiente de 25 °C tendríamos en célula unos 49,0 °C. La temperatura afecta principalmente a los valores de voltaje de la característica I-V, y tiene su mayor influencia en el voltaje de circuito abierto, aunque también modifica los valores del punto de máxima potencia y el valor de I_{cc} (muy ligeramente).

La eficiencia de los módulos depende fuertemente de la temperatura de los mismos con un coeficiente negativa de temperatura K_p de forma que a mayor temperatura mayores pérdidas. Este parámetro es del orden de -0,4 %/°K en tecnología monocristalina.

6.1.5. PÉRDIDAS POR SUCIEDAD Y REFLEXIÓN SOBRE LOS MÓDULOS

Son pérdidas de la energía solar causadas por el polvo, barro, excrementos de aves, etc. que se depositan sobre los módulos con el paso del tiempo y que se traducen en una menor incidencia solar, así como reflexión de los rayos sobre la superficie de dichos módulos.

6.1.6. PÉRDIDAS POR INCLINACIÓN, ACIMUT Y SOMBRAS

Son pérdidas producidas por los diversos elementos dispuestos sobre la cubierta, aunque éstas se produzcan solamente durante una pequeña parte del tiempo en determinadas temporadas del año. También se considera la posibilidad de diversos elementos transportados por el viento.

Serán evaluados en cada caso, pudiendo variar de una instalación a otra.

6.1.7. PÉRDIDAS POR DEGRADACIÓN FOTÓNICA

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio cristalino y se produce al exponer al sol por primera vez el panel fotovoltaico.

6.2. RENDIMIENTO DEL INVERSOR

Un inversor tiene siempre unas pérdidas en su funcionamiento. Es un parámetro indicado por el fabricante del inversor y representa las pérdidas de conversión eléctrica de la parte de corriente continua donde se conectan los módulos solares a la de corriente alterna donde se entrega a la red de distribución eléctrica.

Las podemos dividir en tres grupos:

- Pérdidas de autoconsumo (independientes de la potencia de operación), pérdidas en el transformador de salida, dispositivos de control, regulación, medidores e indicadores, y en los dispositivos de seguridad.
- Pérdidas linealmente dependientes de la potencia de operación (diodos, dispositivos de conmutación, etc.)
- Pérdidas que varían con el cuadrado de la potencia de operación (calor), (cables, bobinas, resistencias, etc.)

6.3. PÉRDIDAS DE CONEXIONADO Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN

Además de las pérdidas indicadas se tienen en cuenta otras pérdidas como las eléctricas, tanto en continua como alterna, y la indisponibilidad del servicio:

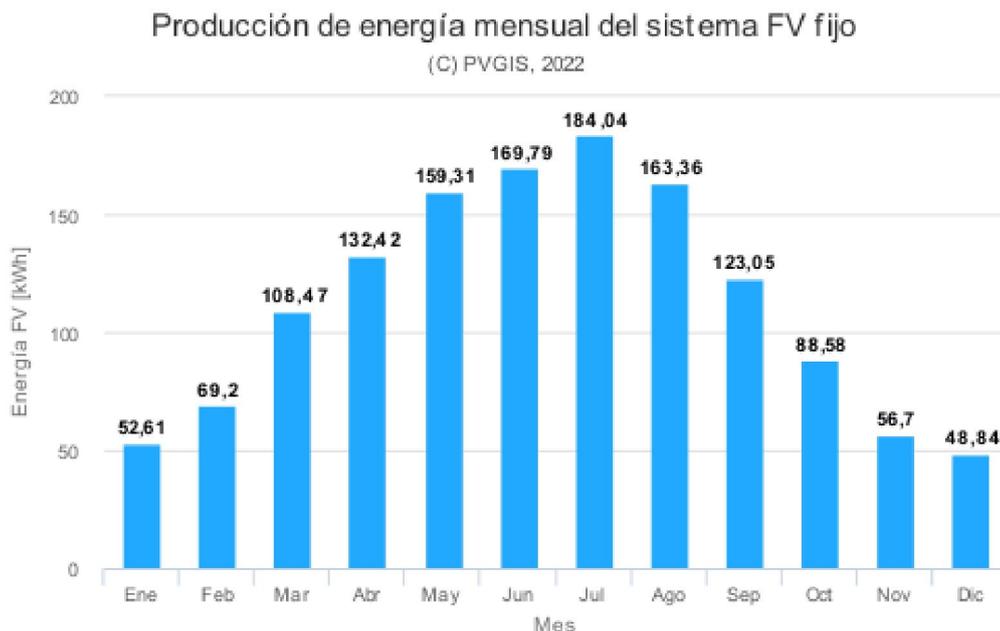
- Eléctricas CC: son las pérdidas de potencia producida en los cables debido a la caída de tensión por la resistencia de dichos cables al paso de la corriente eléctrica. Son valores acotados por diseño ya que precisamente se calcula la sección de cable a emplear para que dicha caída de tensión no supere el 1,5 %.
- Eléctricas CA: son pérdidas que se deben a la caída de tensión en los conductores al paso de la corriente alterna en el tramo posterior a los inversores. Son valores acotados por diseño ya que precisamente se calcula la sección de cable a emplear para que dicha caída de tensión no supere el 1,5 %.
- Indisponibilidad de servicio: este factor tiene en cuenta el tiempo en que la instalación está parada por trabajos de mantenimiento, y periodos comprendidos entre averías y reparaciones correspondientes que supongan una reducción global de la energía entregada a la red.

6.4. ENERGÍA GENERADA POR EL CAMPO FOTOVOLTAICO

Considerando unas pérdidas de eficiencia globales del 22,88%, a continuación, se muestra la producción estimada para la instalación fotovoltaica utilizando el panel bifacial:

	Producción Estimada (kWh) campo FV	Energía consumida del cliente (kWh)	Energía autoconsumida estimada Total (kWh)
Enero	5.394	9.112	4.678
Febrero	7.277	12.029	7.277
Marzo	10.903	12.691	7.731
Abril	13.385	12.150	8.523
Mayo	15.596	11.345	8.343
Junio	16.840	5.258	3.168
Julio	17.949	5.123	2.746
Agosto	15.860	3.820	2.227
Septiembre	12.054	11.773	8.082
Octubre	8.889	8.592	5.226
Noviembre	5.954	11.557	5.954
Diciembre	5.043	11.021	5.043
	135.144	114.471	68.998

Instalación fotovoltaica: producción estimada anual 135.144 kWh/año. Datos de consumo del cliente corresponden a los últimos 12 meses, basado en la información extraída del CUPS correspondiente



La eficiencia de la instalación, entendida como la energía producida entre la energía disponible para la potencia FV instalada, sería la siguiente:

$$\eta = \frac{135,144}{1758,72 \times 99,64} = 77,12\%$$

7. REPERCUSIÓN MEDIOAMBIENTAL

En la siguiente tabla se muestra un cálculo de ahorro energético donde se determinan las emisiones de CO₂ que se evitarían con la instalación del sistema fotovoltaico:

CÁLCULO DEL AHORRO ENERGÉTICO PREVISTO			
PRODUCCIÓN ANUAL PLANTA SOLAR (kWh)	EMISIONES CON ENERGÍA NO RENOVABLE tCO ₂ /año	EMISIONES CON ENERGÍA SOLAR tCO ₂ /año	EMISIONES EVITADAS AL AÑO tCO ₂
135.144	540,57	0	540,57

FACTOR DE CONVERSIÓN: 0,4 tCO₂/MWh (Fuente: IDAE)

8. RECEPCIÓN Y PRUEBAS

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar para la recepción del sistema fotovoltaico, además de lo indicado en el artículo 8 del RD 1699/2011, serán las siguientes:

- Puesta en operación de todos los sistemas y comprobación del correcto funcionamiento (inversores, contadores).
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento (y distintas potencias de operación).
- Comprobación de que los voltajes e intensidades de los diferentes circuitos se corresponden con los de diseño (generador, inversor, y puesta a tierra).
- Prueba de funcionamiento correcto de los sistemas de seguridad (diodos, magnetotérmicos y diferenciales).
- Verificación del correcto funcionamiento del sistema de control.
- Comprobación de las prestaciones energéticas reales (medidas a través del equipo de medición o monitorización instalado) respecto a las prestaciones de diseño.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha, se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 72 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá formar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 2 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno.

9. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Todo el mantenimiento de la instalación será realizado por personal técnico cualificado, bajo responsabilidad de la empresa instaladora.

Con el objeto de garantizar la seguridad y la mayor productividad de la instalación fotovoltaica, es necesario realizar trabajos de mantenimiento preventivo.

9.1. MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Se realizará con una periodicidad máxima de un año el siguiente mantenimiento:

9.1.1. CAMPO FOTOVOLTAICO

- Inspección visual del correcto estado de los módulos (sombras, rotura del cristal, suciedad)
- Detección de puntos calientes en los módulos mediante cámara termográfica.
- Comprobación del estado/degradación de los conectores de unión de los módulos.
- Comprobación del estado de cables y terminales.
- Comprobación de la fijación de los paneles a la estructura.
- Comprobación de la fijación de la estructura a la cubierta.
- Comprobación de la oxidación de la estructura y/o canalizaciones.
- Comprobación de la tensión e intensidad, de cada uno de los strings del campo generador.

9.1.2. CUADROS DE CORRIENTE CONTINUA/ALTERNA

- Anotación de los valores de intensidad y tensión.
- Comprobación del estado de las protecciones eléctricas.
- Comprobación de fallo de aislamiento en las series.
- Reapriete de las conexiones de cables en fusibles, pletinas, magnetotérmicos, etc.

9.1.3. INVERSORES

- Limpieza del inversor mediante aire y aspiración para eliminar polvo o cualquier otro elemento que pueda obstruir la correcta ventilación del inversor y su funcionamiento.
- Reapriete de tornillos de los diferentes elementos del inversor.
- Comprobación del correcto funcionamiento de los ventiladores.
- Comprobación de los elementos internos del inversor (varistores, magnetotérmicos, fusibles, filtros Rc, trafo, etc.)
- Comprobación de puntos calientes en el inversor mediante cámara termográfica.
- Anotación de los valores históricos del inversor (alarmas, producción total, horas de funcionamiento, número de arranques, temperatura).
- Comprobación de la tensión de salida en alterna.
- Comprobación de la temperatura de la sala del inversor.
- Comprobación de la correcta monitorización del inversor y recepción de mensajes de error.

9.1.4. CUADROS DE PROTECCIÓN/MEDIDA

- Comprobación de los elementos de los cuadros (fusibles, diferenciales, etc.)
- Anotación de los valores totales de energía exportada e importada.
- Comprobación del correcto funcionamiento de la telemedida.
- Observación de puntos calientes.

9.1.5. OTROS

- Comprobación de cables de tierra de toda la instalación.

9.2. MANTENIMIENTO CORRECTIVO

El mantenimiento correctivo de la instalación fotovoltaica se realizará cuando se produzcan averías en la instalación.

- Análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposición del material necesario para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Reposición del material defectuoso o dañado por el funcionamiento de la instalación.

10. MONITORIZACIÓN

El sistema de monitorización permite evaluar el funcionamiento y rendimiento de la instalación fotovoltaica de forma continuada e ininterrumpida. El sistema de monitorización permite registrar los datos de producción eléctrica, así como detectar fallos o averías en la instalación fotovoltaica de forma inmediata. Los captadores y detectores, recogen la información del contador y del sistema inversor y la envían a un sistema de adquisición de datos, donde se registran y almacenan todos los datos de la instalación fotovoltaica.

La instalación de monitorización estará formada por:

- Sistema de adquisición y lectura de datos: Acondiciona las señales recibidas de los captadores y sensores, para enviarlas de forma correcta a un sistema remoto de almacenamiento de datos.
- Plataforma web donde poder visualizar y analizar los datos monitorizados.

11. PRESUPUESTO

La inversión total de la instalación fotovoltaica, con las calidades de los materiales indicadas en el presente documento, es de 119.568 € euros + IVA.

El mismo se detalla en el apartado Presupuesto del presente documento.

Firmado por BUSTAMANTE PRIETO
CARLOS - ***8679** el día
18/10/2024 con un certificado
emitido por AC FNMT Usuarios

Carlos Bustamante Prieto
Guadalajara, a 24 de enero de 2022

ANEXO I: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS



Bifacial Mono PERC glass glass module LG500-530BF

These modules built with PERC bifacial Type P cells have the ability to convert the light that is reflected from the rear into electricity in addition to that which is already generated from the front side, which makes them the modules with the best



3%~30% more production



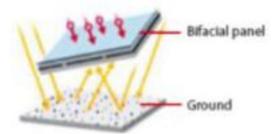
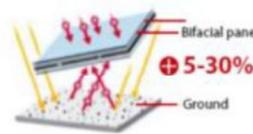
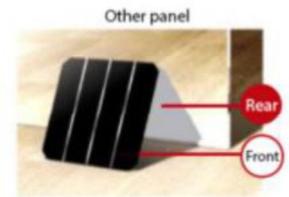
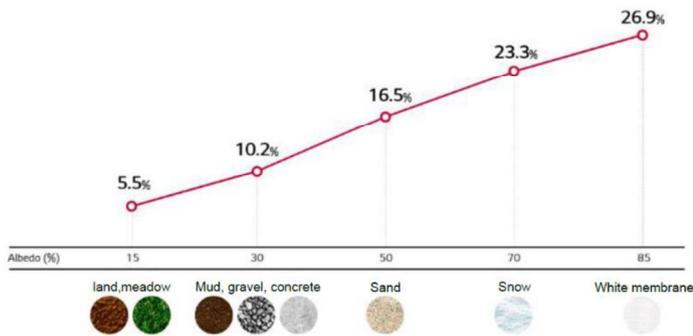
More performance with low radiation



Glass glass panel, more reliability,



Excellent performance with the temperature



Warranty

- 12 years product warranty
- 35 years production warranty

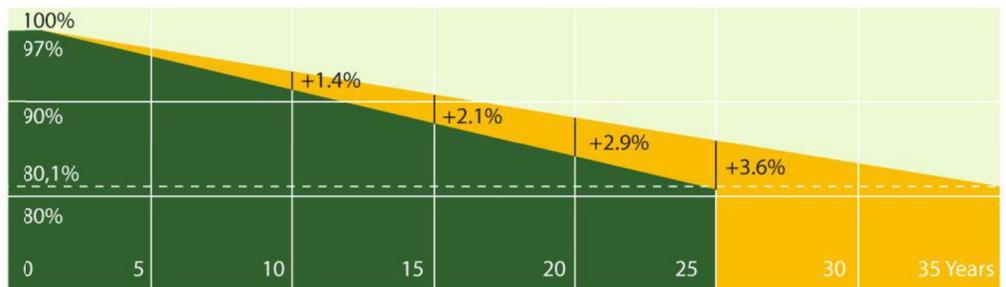
35 Years Linear Warranty at 80% production

24.0%

MAX MODULE EFFICIENCY⁽¹⁾

12 YEAR

PRODUCT WARRANTY



- Light Green's Linear Performance Warranty
- Industry Standard Warranty

ANEXO II: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL INVERSOR

PV Input Data	BNT025KTL	BNT030KTL	BNT036KTL	BNT040KTL
Max. DC Power (W)	37500	42000	54000	56000
Max. DC Voltage (V)	1000	1000	1000	1000
MPPT Voltage Range (V)	200 -950	200-950	200-950	200-950
MPPT Full Power Voltage Range (V)	500 -850	500-850	500-850	500-850
Rated Input Voltage (V)	620	620	620	620
Start-up Voltage (V)	200	200	200	200
Max. Input Current (A)	22 x 3	22 x3	36 x 2	40 x 2
Max. Short Current (A)	28 x3	28x3	45 x 2	50 x 2
No. of MPP Tracker / No. of PV String	3/6	3/6	2/8	2/8
Input Connector Type	MC4	MC4	MC4	MC4

AC Output Data	BNT025KTL	BNT030KTL	BNT036KTL	BNT040KTL
Max. Output Power (W)	27500	33000	39600	44000
Nominal Output Power (W)	25000	30000	36000	40000
Max. Output Current (A)	40	48	56	61
Nominal Output Voltage (V)	3P+N+PE /3P+PE 230/400			
Grid Voltage Range	260-519 (according to local standard)			
Nominal Output Frequency (Hz)	50/60			
Grid Frequency Range	45-55/55-65(according to local standard)			
Output Power Factor	1 default (adjustable from 0.8 leading to 0.8 lagging)			
Output Current THD	<3%			

Efficiency	BNT025KTL	BNT030KTL	BNT036KTL	BNT040KTL
Max. Efficiency	98.50%	98.50%	98.65%	98.65%
Euro Efficiency	98.10%	98.10%	98.20%	98.25%

Protection	BNT025KTL	BNT030KTL	BNT036KTL	BNT040KTL
PV Reverse Polarity Protection	YES	YES	YES	YES
PV Insulation Resistance Detection	YES	YES	YES	YES
AC Short Circuit Protection	YES	YES	YES	YES
AC Over Current Protection	YES	YES	YES	YES
AC Over Voltage Protection	YES	YES	YES	YES
Anti-Islanding Protection	YES	YES	YES	YES
Residual Current Detection	YES	YES	YES	YES
Over Temperature Protection	YES	YES	YES	YES
Integrated DC switch	YES	YES	YES	YES
Surge Protection (DC & AC)	Integrated (Type III)			

General Data	BNT025KTL	BNT030KTL	BNT036KTL	BNT040KTL
Dimensions (W x H x D, mm)	630 x 450 x 222		750 x 465 x 222	
Weight (kg)	32		46	
Protection Degree	IP65			
Enclosure Material	Aluminum			
Ambient Temperature Range (°C)	-25~+60			
Humidity Range	0-100%			
Topology	Transformerless			
Communication Interface	RS485 / WiFi / Wire Ethernet / GPRS (optional)			
Cooling Concept	Intelligent Fan Cooling			
Noise Emission (db)	<51			
Night Power Consumption (W)	<1			
Max. Operation Altitude (m)	4000			

Certifications and Standards	BNT025KTL	BNT030KTL	BNT036KTL	BNT040KTL
EMC Standard	EN/IEC 61000-6-2,EN/IEC 61000-6-3, EN61000-3-2,EN61000-3-3,EN61000-3-11,EN61000-3-12			
Safety Standard	EN/IEC 62109-1/-2 ,UL1547,IEC 60068-2			
Grid-connection	EN50549-1,EN50438 ,RD 1699,UNE 217001,RD 413 ,IEC61727,IEC62116,IEC61683,VDE4105, UL1741 VDE0126 AS4777.2 NB/T 32004-2013			

ANEXO III: FICHA CATASTRAL

ANEXO IV: JUSTIFICACIÓN HORAS SOLARES

Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

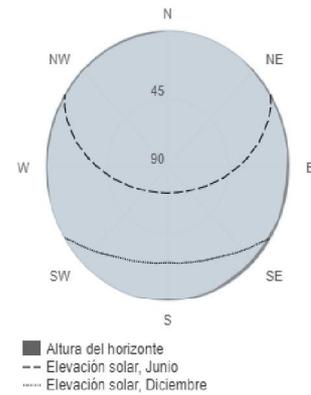
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 40.597, -3.241
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 1 kWp
 Pérdidas sistema: 14 %

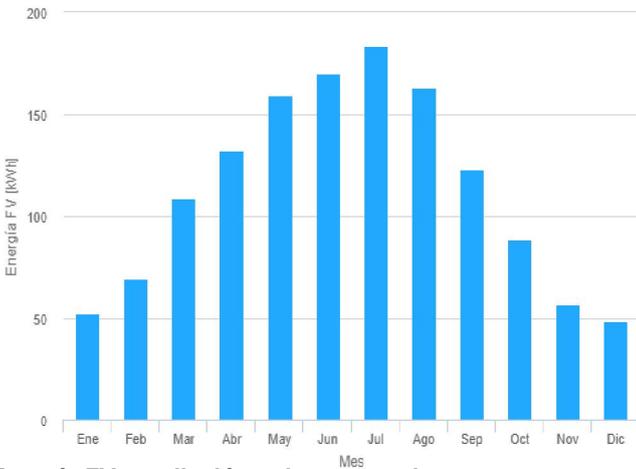
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 0 °
 Ángulo de azimut: 0 °
 Producción anual FV: 1356.38 kWh
 Irradiación anual: 1758.73 kWh/m²
 Variación interanual: 32.73 kWh
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -3.81 %
 Efectos espectrales: 0.34 %
 Temperatura y baja irradiancia: -7.09 %
 Pérdidas totales: -22.88 %

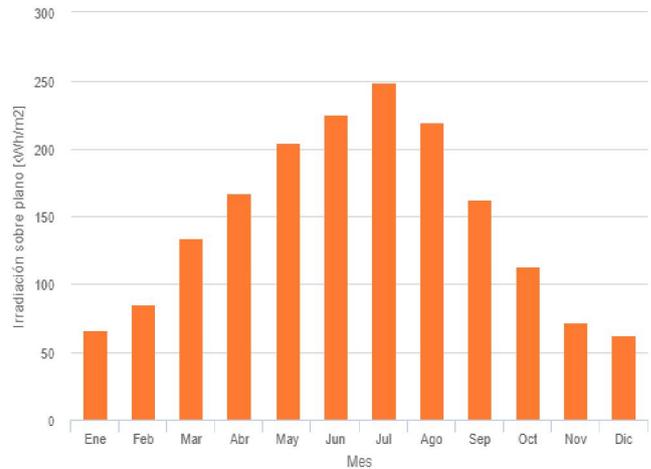
Perfil del horizonte:



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E _m	H(i) _m	SD _m
Enero	52.6	66.2	9.2
Febrero	69.2	85.1	9.5
Marzo	108.5	133.6	10.8
Abril	132.4	166.5	8.8
Mayo	159.3	204.8	12.8
Junio	169.8	225.3	6.0
Julio	184.0	248.6	5.5
Agosto	163.4	219.5	2.9
Septiembre	123.0	161.2	3.9
Octubre	88.6	113.3	7.6
Noviembre	56.7	71.8	6.4
Diciembre	48.8	62.7	5.7

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema dado [kWh].

H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

PRESUPUESTO

TOTAL DE LA INVERSIÓN:

	Inversión sin IVA	IVA	Inversión con IVA
Inversión correspondiente a energías renovables	119.568,00 €	25.109,28 €	144.677,28 €
Inversión correspondiente a sistema de almacenamiento	-	-	-
Inversión Total	119.568,00 €	25.109,28 €	144.677,28 €

	Inversión sin IVA	IVA	Inversión con IVA
Costes elegibles correspondientes a energías renovables	119.568,00 €	25.109,28 €	144.677,28 €
Costes elegibles correspondientes a sistema de almacenamiento	-	-	-
Total costes elegibles	119.568,00 €	25.109,28 €	144.677,28 €

PRESUPUESTO DESGLOSADO:

Costes elegibles	Costes sin IVA	IVA	Costes con IVA
a) La inversión en equipos y materiales relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda, incluida la correspondiente a los sistemas de acumulación en su caso.	81.186,67 €	17.049,20 €	98.235,87 €
b) Los costes de ejecución de las obras y/o instalaciones relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda.	11.717,66 €	2.460,71 €	14.178,37 €
c) Equipamientos electromecánicos, hidráulicos, de control y auxiliares cuando estén asociados a la actuación objeto de ayuda.	-	-	-
d) Sistema eléctrico general de Alta Tensión y Baja Tensión, incluyendo transformadores, línea de evacuación y sistemas e infraestructuras eléctricas adicionales hasta el punto de conexión con la red eléctrica de transporte o distribución, cuando sean necesarias en función de la tipología de actuación objeto de ayuda. En su caso, se incluirán las protecciones y equipamientos que correspondan bajo el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y sus Instrucciones técnicas complementarias o el Reglamento de Instalaciones Eléctricas en Alta Tensión (RIAT) y sus Instrucciones técnicas complementarias	11.598,10 €	2.435,60 €	14.033,70 €
e) Sistemas de gestión, control activo y monitorización tanto de la generación como de la acumulación y la demanda de energía eléctrica o térmica de instalaciones consumidoras abastecidas por el proyecto objeto de la ayuda, que ayuden a optimizar la gestión y producción. Estos equipos deberán ser propiedad de la persona beneficiaria de la ayuda y estar vinculados a la actuación objeto de la ayuda.	4.782,72 €	1.004,37 €	5.787,09 €
f) Sistemas de medición del recurso en el emplazamiento, incluyendo sondeos exploratorios y ensayos TRT para el caso de instalaciones geotérmicas	-	-	-
g) Obras civiles, cuando estén relacionadas con las actuaciones objeto de ayuda y aquellas que sean necesarias para la correcta ejecución del proyecto, tales como, refuerzo de cubierta o sustitución de la misma en la parte proporcional de la cubierta que sea ocupada por la instalación de generación, en su caso. Asimismo, se consideran subvencionables como obra civil las siguientes partidas: edificaciones necesarias para el proyecto, campas, excavaciones, zanjas y canalizaciones y tuberías asociados a la instalación de generación, o a los sistemas de integración de energía eléctrica y gestión de la demanda, ayudas de albañilería, instalaciones auxiliares necesarias, viales de servidumbre interna de la instalación, adecuación de accesos para la instalación, edificios de control, plataformas de montaje, instalaciones temporales, restauración y medidas medioambientales correctoras después de las obras. Para ser considerado coste elegible, las obras deben cumplir la condición de que al menos el 70 % (en peso) de los residuos de construcción y demolición no peligrosos generados (con exclusión de los residuos con código LER 17 05 04), se preparen para la reutilización, el reciclaje y la valorización de otros materiales, incluidas las operaciones de relleno utilizando residuos para sustituir otros materiales. Análogamente, en los proyectos financiados que impliquen demolición, se incluirá la práctica de demolición selectiva.	-	-	-
h) El coste del desmantelamiento de las instalaciones existentes en el emplazamiento, en el caso de que aplique, a la hora de hacer una instalación de renovables en su lugar, siempre se cumpla la condición de que al menos el 70 % (en peso neto) de los residuos de construcción y demolición no peligrosos generados (con exclusión de los residuos con código LER 17 05 04), se preparen para la reutilización, el reciclaje y la valorización de otros materiales, incluidas las operaciones de relleno utilizando residuos para sustituir otros materiales. Análogamente, en los proyectos financiados que impliquen demolición, se incluirá la práctica de demolición selectiva.	-	-	-
i) Los costes de la redacción de los proyectos o memorias técnicas relacionados con las tipologías de actuación objeto de ayuda.	3.945,74 €	828,61 €	4.774,35 €
j) Los costes de la dirección facultativa relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda.	2.551,36 €	535,79 €	3.087,15 €
k) Coordinación de Seguridad y Salud de la obra y montaje relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda	717,41 €	150,66 €	868,06 €

l) Los costes de gestión de la solicitud de la ayuda, incluida la redacción de informes y demás documentación requerida para la solicitud. A estos efectos, se considerarán como costes de gestión de solicitud de la ayuda, aquellos gastos que la persona solicitante o destinataria última de la ayuda pudiera satisfacer a una empresa o profesional por llevar a cabo la gestión administrativa y documental de su solicitud ante la comunidad autónoma. Para que estos gastos se puedan considerar elegibles deben reflejarse en el presupuesto incluido en la solicitud de ayuda y justificarse, junto con el resto de gastos de la actuación, mediante contrato, facturas y justificantes de pago. Sólo serán elegibles los gastos de gestión que no superen el 4 % del importe de la ayuda solicitada, con un límite máximo de 3.000€ por expediente	2.470,50 €	518,80 €	2.989,30 €
m) Los costes de gestión de la justificación de la realización de las actuaciones, incluidos los costes de redacción de informes y demás documentación requerida para la justificación de estas ayudas. A estos efectos, se considerarán como costes de gestión de la justificación de la realización de las actuaciones objeto de ayuda aquellos gastos que la persona destinataria última de la ayuda pudiera satisfacer a empresas o profesionales por llevar a cabo la gestión técnica, administrativa y documental de la justificación ante el órgano instructor de la realización de las actuaciones que conforman el proyecto.	-	-	-
n) El informe de la persona auditora sobre la cuenta justificativa	597,84 €	125,55 €	723,39 €
o) Otras partidas que sean debidamente justificadas como necesarias (auxiliares o no) específicas de cada tipología de actuación, distintas de las recogidas como gastos no subvencionables en el punto 3 de este apartado	-	-	-
Total costes elegibles	119.568,00 €	25.109,28 €	144.677,28 €
El coste elegible máximo total admitido en los programas de incentivos para sufragar los gastos indicados en los apartados l), m) y n) del apartado anterior no podrá superar globalmente el 7 % del importe de la ayuda solicitada, con un límite de 7.000 euros por expediente. La realización y facturación de estos servicios podrá efectuarse durante el periodo concedido para presentar la documentación justificativa.	-	-	-
Costes no elegibles	Costes sin IVA	IVA	Costes con IVA
a) Los gastos propios, ya sean de personal, funcionamiento o gastos generales.	-	-	-
b) Estudios de impacto ambiental y costes de visado de proyectos técnicos.	-	-	-
c) Cualesquiera otros gastos de promoción en los que la persona solicitante incurra para desarrollar el proyecto.	-	-	-
d) Autorizaciones administrativas, licencias, permisos, coste de avales y/o fianzas, multas, tasas o tributos.	-	-	-
e) Cualesquiera gastos asociados a gestiones, contrataciones, consultas o trámites administrativos, aun siendo necesarios para la obtención de permisos o licencias, que no estén incluidos en el apartado 1.	-	-	-
f) Coste de adquisición o arrendamiento de terrenos utilizados tanto para el proyecto de inversión como para las infraestructuras de evacuación.	-	-	-
g) Seguros suscritos por la persona solicitante.	-	-	-
h) La vigilancia y seguridad durante la ejecución de la obra hasta la fecha de puesta en marcha.	-	-	-
i) Adecuaciones, remodelaciones o ejecuciones de otras líneas eléctricas diferentes de las exclusivas para hacer viable la evacuación de la energía. Por tanto, sólo se consideran subvencionables las líneas necesarias para unir la instalación de generación, o los sistemas de integración de energías renovables en red, con el punto de conexión de las citadas instalaciones y la línea de transporte o distribución, según lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.	-	-	-
j) Adecuación de los accesos en las carreteras públicas y caminos existentes hasta la instalación	-	-	-
k) Costes financieros.	-	-	-
Total costes no elegibles	-	-	-

AYUDA SOLICITADA:

Actuaciones generación	Módulo actuación de ayuda	Potencia de la instalación	Ayuda solicitada
10 kWp < P ≤ 100 kWp	750 €/kWp	99,64 kWp	74.730 €

ANEXO: PRESUPUESTO DESGLOSADO CEIP CAMPIÑA VERDE

CAPÍTULO 1: SUMINISTRO DE EQUIPOS

Ítem	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
1.1	Suministro de módulo solar fotovoltaico bifacial modelo LG530BF del fabricante Light Green, con una potencia pico de 530Wp.	188	160,34 €	30.143,92 €
1.2	Suministro de estructura soporte coplanar para cubierta válido para panel solar propuesto.	1	25.428,25 €	25.428,25 €
1.3	Suministro de sistema inversor BNT025KTL de 25kWn.	4	3.162,98 €	12.651,92 €
1.4	Suministro de dispositivos de protección (Interruptores de protección), cableado para CC (desde paneles hasta entrada en inversores) y CA (desde salida de inversores hasta conexión con red), armario de protecciones, red toma a tierra.	1	9.746,30 €	9.746,30 €
1.5	Sistemas de gestión, control activo y monitorización	1	4.019,09 €	4.019,09 €
				81.989,48 €

CAPÍTULO 2: MANO DE OBRA PARA MONTAJE

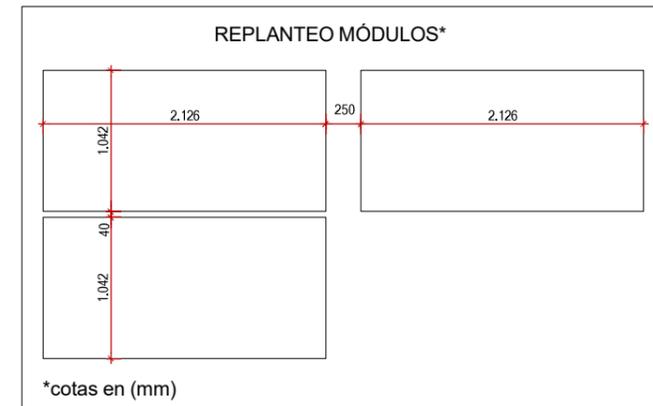
Ítem	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
2.1	Total mano de obra para la instalación de todos los equipos descritos en el capítulo 1 del presente presupuesto. Todos los equipos deben quedar totalmente instalados y funcionando.	1	9.846,77 €	9.846,77 €
				9.846,77 €

CAPÍTULO 3: OTROS

Ítem	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
3.1	Redacción de proyecto	1	1	3.315,75 €
3.2	Dirección facultativa	1	1	2.144,00 €
3.3	Coordinación de Seguridad y Salud	1	1	602,87 €
3.4	Gestión de la solicitud de la ayuda	1	1	2.578,44 €
				8.641,05 €

Presupuesto Ejecución de Material	100.477,31 €
Gastos Generales (13%)	13.062,05 €
Beneficio Industrial (6%)	6.028,64 €
Base Imponible	119.568,00 €
IVA (21%)	25.109,28 €
Total Presupuesto	144.677,28 €

PLANOS



Dimensiones Módulo FV: 2,126x1,042 m
 Potencia Módulo FV: 530 Wp

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
Núm. módulos: 188 uds
Potencia instalada: 99,64 kWp



PROYECTO ELÉCTRICO DE INSTALACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 99,64 kWp SOBRE CUBIERTA DE EDIFICIO	CEIP CAMPIÑA VERDE Av. Mª de las Mercedes, 22 Alovera 19208 Alovera GUADALAJARA	PLANO N° 01
TÍTULO PLANO IMPLANTACIÓN CAMPO FOTOVOLTAICO	ENERO DE 2022	DEPARTAMENTO TÉCNICO

PROYECTO DE INSTALACIÓN
DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO CON EXCEDENTES
DE 41,34 kWp
SOBRE CUBIERTA DE EDIFICIO



TITULAR: Ayuntamiento de Alovera (CEIP Parque Vallejo)

POBLACIÓN: Alovera (Guadalajara)

FECHA: 24 de enero de 2022

Proyectista: Carlos Bustamante Prieto

Colegiado nº: 532 del COGITIGU

ÍNDICE GENERAL

MEMORIA DESCRIPTIVA	4
1. OBJETO Y ANTECEDENTES	5
1.1. OBJETO	5
1.2. ANTECEDENTES	5
1.3. DATOS DEL SOLICITANTE	5
1.4. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN	5
1.5. AUTOR	5
2. NORMATIVA VIGENTE	6
3. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA	7
4. CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS	7
5. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	9
5.1. CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN	9
5.2. PUNTO DE CONEXIÓN	9
5.3. CAPTADORES SOLARES	10
5.4. INVERSOR SOLAR	10
5.5. SISTEMA DE FIJACIÓN	12
5.6. CABLEADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO, DIODOS Y PROTECCIONES	12
5.7. PROTECCIONES Y SEGURIDAD	14
5.8. SISTEMA ELÉCTRICO DE CONTROL	15
5.9. INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA	15
5.10. CONEXIÓN A RED	15
6. PRODUCCIÓN ANUAL	15
6.1. RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	16
6.1.1. RANGO DE POTENCIA DE MÓDULO	16
6.1.2. DISPERSIÓN DE PARÁMETROS ENTRE MÓDULOS	16
6.1.3. DISPERSIÓN ESPECTRAL	16
6.1.4. EFECTO DE LA TEMPERATURA	16
6.1.5. PÉRDIDAS POR SUCIEDAD Y REFLEXIÓN SOBRE LOS MÓDULOS	17
6.1.6. PÉRDIDAS POR INCLINACIÓN, ACIMUT Y SOMBRAS	17
6.1.7. PÉRDIDAS POR DEGRADACIÓN FOTÓNICA	17
6.2. RENDIMIENTO DEL INVERSOR	17
6.3. PÉRDIDAS DE CONEXIONADO Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN	17
6.4. ENERGÍA GENERADA POR EL CAMPO FOTOVOLTAICO	18
7. REPERCUSIÓN MEDIOAMBIENTAL	19
8. RECEPCIÓN Y PRUEBAS	19
9. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN	20
9.1. MANTENIMIENTO PREVENTIVO	20
9.1.1. CAMPO FOTOVOLTAICO	20
9.1.2. CUADROS DE CORRIENTE CONTINUA/ALTERNA	20
9.1.3. INVERSORES	21
9.1.4. CUADROS DE PROTECCIÓN/MEDIDA	21
9.1.5. OTROS	21
9.2. MANTENIMIENTO CORRECTIVO	21

10. MONITORIZACIÓN	21
11. PRESUPUESTO	22
ANEXO I: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	23
ANEXO II: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL INVERSOR	26
ANEXO III: FICHA CATASTRAL	28
ANEXO IV: JUSTIFICACIÓN HORAS SOLARES	30
<u>PRESUPUESTO</u>	<u>31</u>
<u>PLANOS</u>	<u>34</u>

MEMORIA DESCRIPTIVA

1. OBJETO Y ANTECEDENTES

1.1. OBJETO

El presente documento tiene por objeto describir la instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes ubicada en la cubierta de las instalaciones del CEIP Parque Vallejo, perteneciente al Ayuntamiento de la localidad de Alovera (Guadalajara).

Dicha instalación aprovecha la radiación solar para generar energía eléctrica para autoconsumo. En el presente documento se recogen las características principales de la instalación fotovoltaica, la producción de energía, el mantenimiento y los cálculos justificativos que se han tenido en cuenta para la configuración de la misma, con el fin de cumplir con la normativa específica para este tipo de instalaciones y para la ejecución de las obras, la puesta en marcha y la explotación de la instalación.

1.2. ANTECEDENTES

Habiendo analizado los datos de consumo energético y de facturación a través de su CUPS ES0021000003050725RW1P, con una potencia contratada de P1, P2, P3=41,5 kW y una tarifa 3.0 TD, se plantea un sistema de autoconsumo solar fotovoltaico para la mejora del consumo eléctrico de dichas instalaciones.

1.3. DATOS DEL SOLICITANTE

El presente documento ha sido encargado por Ayuntamiento de Alovera con CIF P1902900H, y domicilio social en Plaza Mayor,1 - 19208 (Alovera-Guadalajara)

1.4. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

La instalación solar fotovoltaica se ubica sobre la cubierta de las instalaciones de CEIP Parque Vallejo en la localidad de Alovera, Guadalajara y en las coordenadas geográficas:

Latitud: 40°34'51.39"N Longitud: 3°15'12.36"O

El emplazamiento de la instalación fotovoltaica constituye un excelente lugar para la explotación de la energía solar. No se ve dañada la integración arquitectónica, al no necesitar realizar obras en el edificio, la estructura de anclaje es mínima al situarse de manera coplanaria a la cubierta sin necesidad perforaciones en la misma.

El inmueble con referencia catastral 8625737VK7982N0001KR, cuenta con una superficie construida de 5.233 m², de los que se aprovechan 203 m² para la ubicación de la instalación fotovoltaica de 41,34 kWp.

1.5. AUTOR

El autor del presente documento es Carlos Bustamante Prieto con DNI 45686796X, dirección a efecto de notificaciones/comunicaciones: C/ Francisco Artillo, 162 Bloque 3 Oficina 304 - 19004 Guadalajara.

Ingeniero Técnico Industrial.

Colegiado nº: 532 del COGITIGU

2. NORMATIVA VIGENTE

En el presente proyecto serán de aplicación las siguientes normativas:

- RD 244/2019 de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Código Técnico de la Edificación (HE 4).
- Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Toda la normativa incluida en el Pliego de Condiciones Técnicas de esta documentación.
- Norma de Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la Red de Baja Tensión de la compañía suministradora.
- Normativa específica de la distribuidora en MT/BT para centros de seccionamiento.
- Directiva Comunitaria 97/11/CE que rige el tema de la Evaluación del Impacto Ambiental.
- Para cumplir el compromiso adquirido con la Comisión de los Estados Miembros, en el sentido de mejorar su Normativa, el Estado Español promulgó el Real Decreto Ley 9/2000, de 6 de octubre, de modificación del Real Decreto Legislativo 1302/86, de 28 de junio. Este Real Decreto Ley contenía, en cumplimiento de la Directiva 97/11/CE,

una nueva interpretación del ámbito de proyectos cubierto por la Directiva, así como nuevos preceptos destinados a mejorar y ampliar las figuras de la información y participación pública.

Así mismo, serán de aplicación las Normas UNE para los materiales que puedan ser objeto de ellas y las prescripciones particulares que tengan dictadas los Organismos Oficiales Competentes (Delegación de Industria, Ayuntamiento, etc.) y especialmente la Ordenanza sobre captación de energía solar para usos térmicos.

3. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA

Analizadas las facturas de consumo de CEIP Parque Vallejo de Ayuntamiento de Alovera, se opta por la solución de reducir tanto la potencia consumida en un período de tiempo, como la potencia instantánea que en un momento se produce por la tipología de la actividad.

Con este motivo, se propone una mejora del rendimiento de la instalación eléctrica con apoyo de una instalación de paneles solares fotovoltaicos para autoconsumo con una potencia pico de 41,34 kWp.

La disposición de los paneles es coplanaria a la cubierta.

La configuración eléctrica de la planta fotovoltaica será de 2 inversores de 20 kWn, formando un campo fotovoltaico de 3 strings de 13 módulos en serie para cada inversor, haciendo un total de 78 módulos en la instalación.

El cableado que une todos los paneles hasta el inversor es de 2x4 mm², instalado en canaleta, y va a parar al inversor de 20 kWn instalado en el interior del edificio. Hasta este punto la instalación se realiza en corriente continua.

A la salida de los inversores, y antes de llegar al punto de conexión, se instala un cuadro para unificar cableados e instalar las protecciones de la instalación, disponiendo de un interruptor de corte general con un interruptor magnetotérmico. Para el tramo de instalación en corriente alterna se emplea cable de 4x10 mm² más el cable de tierra.

4. CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS

Localización:

Alovera (Guadalajara)

- Latitud: 40°34'51.39"N
- Longitud: 3°15'12.36"O
- Altitud: 644 m.

Los módulos se instalan por tanto en el edificio, de la cubierta anteriormente indicada, con las siguientes características:

AZIMUT (º)	INCLINACIÓN (º)	MÓDULOS
0	0	78
TOTAL MÓDULOS		78

Irradiación solar:

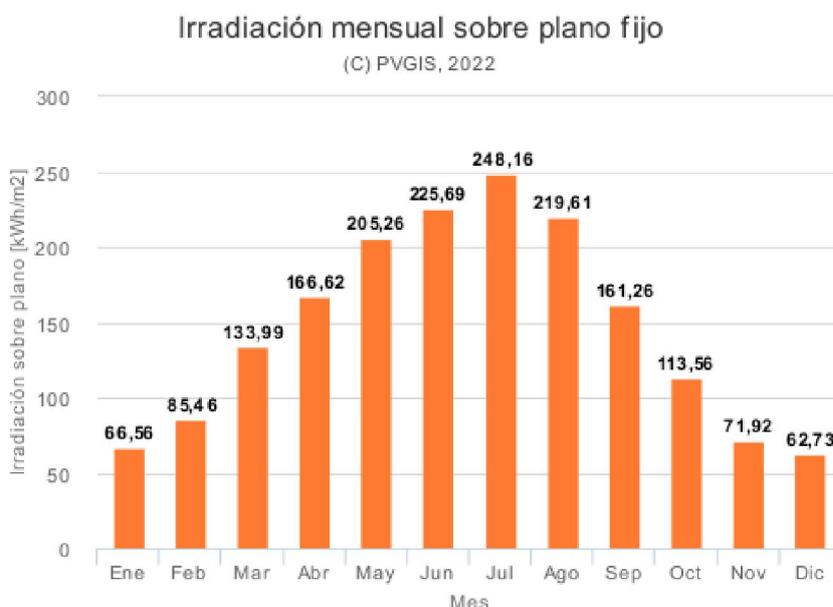
Los valores de radiación media diaria para cada mes, sobre superficie horizontal y sobre superficies reales se han extraído de la base de datos PVGIS.

En la siguiente tabla se ve reflejada la energía media recibida por metro cuadrado de superficie en función de la inclinación y orientación indicadas, expresadas en kWh/m²:

	PLANO HORIZONTAL	
	Radiación (kWh/m ²)	
	Diaria	Mensual
Enero	2,15	66,56
Febrero	3,05	85,46
Marzo	4,32	133,99
Abril	5,55	166,62
Mayo	6,62	205,26
Junio	7,52	225,69
Julio	8,01	248,16
Agosto	7,08	219,61
Septiembre	5,38	161,26
Octubre	3,66	113,56
Noviembre	2,4	71,92
Diciembre	2,02	62,73
	4,82	1760,82

A continuación, las siguientes figuras muestran la irradiación media mensual por metro cuadrado sobre plano horizontal correspondientes a la zona de la instalación.

Radiación sobre el plano horizontal



5. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

Se trata de una instalación solar fotovoltaica de conexión a red con las siguientes características de potencia:

Potencia Instalación (kWp)	41,34
Potencia Nominal (kWn)	40

Teniendo en cuenta las características técnicas y eléctricas de los paneles fotovoltaicos se va a emplear un sistema inversor de 20 kWn, compuesto de un inversor modelo BNT020KTL de Afore, o similar, de 20 kWn.

Los módulos monocristalinos empleados son bifaciales de 530 W, modelo LG530BF del fabricante Light Green Solar, o similar.

5.1. CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN

El número de módulos fotovoltaicos por cada string está analizado para cumplir con las características eléctricas y técnicas de los inversores, prestando mucha atención a intensidades y tensiones máximas tanto de módulos como de entrada de los inversores.

El inversor propuesto BNT020KTL de Afore dispone de 3 seguidores MPPT que optimizan la potencia eléctrica disponible en los módulos fotovoltaicos de forma independiente. Estos seguidores, hacen que, si hubiera presencia de sombras, orientaciones o inclinaciones distintas de los módulos dispuestos por el uso de las distintas cubiertas del inmueble, los puntos de trabajo óptimos serían distintos.

Para el caso que nos ocupa, los módulos irán instalados con la misma inclinación y dos orientaciones, por lo que con un seguidor MPPT es suficiente para que el sistema produzca energía de manera óptima.

Toda la instalación se conectará al cuadro general de protección antes del contador de suministro.

Configuración Instalación FV	
Cantidad Strings	3
Nº paneles por String	13
Cantidad de paneles	78
Cantidad de inversores	2
Potencia total instalación (kWp)	41,34
Potencia nominal (kWn)	40

5.2. PUNTO DE CONEXIÓN

El punto de conexión para inyectar la energía en el propio autoconsumo, es el cuadro ubicado en la nave en la que se instalarán los paneles. Siendo la tensión de salida del inversor igual a la tensión de la red del cliente.

El punto de conexión de referencia es el punto donde se encuentra el contador de entrada de tensión a la actividad, de acuerdo con el CUPS indicado con anterioridad.

5.3. CAPTADORES SOLARES

Se proponen módulos monocristalinos bifaciales modelo LG530BF del fabricante Light Green Solar de 530 Vatios. Las características de dichos módulos se detallan a continuación:

Características Módulos FV	
Modelo	LG530BF
Potencia Pico (Wp)	530
Corriente Cortocircuito (A)	13,35
Tensión Circuito Abierto (V)	50,4
Corriente Mpp (A)	12,68
Tensión Mpp (V)	41,81
Coefficiente Variación Voc (%/°C)	-0,27
Coefficiente Variación Isc (%/°C)	0,048
Coefficiente Variación Pn (%/°C)	-0,35
T _{onc} (°C)	45±2
Altura (m)	2,117
Anchura (m)	1,052
Profundidad (m)	0,003
Peso (kg)	28±3%
Máxima Tensión Sistema (V)	1.500
Caja Conexión	1
Diodos By-pass	3

Las medidas se realizan en las condiciones estándar de medida (CEM) que se definen por 1.000 W/m² de irradiancia, con una distribución espectral AM 1,5G y una temperatura de célula de 25°C.

La tecnología empleada en su fabricación es de silicio monocristalino de células fotovoltaicas PERC (Passivated Emitter Rear Cell) presentando una única caja de conexiones en las que se albergan los diodos de “by-pass” que impiden el deterioro del módulo en caso de sombras parciales evitando la formación de puntos calientes y minimizando las pérdidas. Los límites máximos de funcionamiento son 1.500 V para el sistema en que se incluyan, entre -40 a 85 grados para las temperaturas de funcionamiento, carga estática máxima delantera de 5.400 Pa y carga estática máxima trasera de 2.400 Pa. Cada módulo llevará de forma claramente visible el modelo, nombre y logotipo del fabricante. Además, poseerán una identificación individual (número de serie).

Los módulos estarán debidamente encapsulados y protegidos contra la intemperie. El grado de protección de las cajas de conexión y de los módulos será IP65.

La potencia de salida está sujeta a una tolerancia de +/-5%.

5.4. INVERSOR SOLAR

El inversor es el elemento encargado de convertir la corriente continua en alterna, sincronizándola con la red eléctrica. Funciona de forma totalmente automática, en cuanto que los módulos fotovoltaicos entreguen una potencia suficiente, inyecta energía a la red.

El inversor supervisa la tensión, la frecuencia de red y la producción energética independientemente unos de otros.

Además de la función de conversión CC/CA, hace trabajar al generador fotovoltaico en el punto donde pueda entregar la máxima potencia. Cuando la intensidad de radiación solar es tan baja que no permite la inyección de una potencia por debajo de un umbral el inversor se queda aletargado en espera de que las condiciones vuelvan a ser las adecuadas para inyectar de nuevo a la red. Mientras, consume energía de la red eléctrica para alimentar los circuitos electrónicos de control.

Para la instalación se utiliza el modelo BNT025KTL de Afore o similar, cuyas características se indican a continuación:

Características Inversor	
Modelo	BNT020KTL
Potencia Nominal AC (W)	20.000
Potencia Máxima FV CC (W)	28.000
Tensión Máxima de Entrada (V)	1.000
Corriente Máxima de Entrada (A)	56
Tensión Mínima de Entrada MPP (V)	500
Tensión Máxima de Entrada MPP (V)	850
Frecuencia Nominal (Hz)	50/60
Temperatura Máxima Operación (°C)	60
Temperatura Mínima Operación (°C)	-25
Distorsión Máxima - THD (%)	< 3%
Rendimiento Máximo (%)	98,50%
Rendimiento Europeo (%)	98,10%
Altura (m)	0,680
Anchura (m)	0,345
Profundidad (m)	0,170
Peso (kg)	23
Cos Phi	0,8
Número de conexiones CC	4
Número de seguidores MPP	4
Fases de Salida	3

Dicho inversor cuenta además con tres seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) correspondiendo con distintas entradas de strings de módulos fotovoltaicos de forma que el seguidor busca el punto de trabajo V-I para máxima transferencia de potencia de forma independiente.

El inversor debe de disponer como mínimo de las siguientes certificaciones:

- Mercado CE
- Directiva EMC EN 61000-6-2 y EN 61000-6-3
- Directiva Baja Tensión EN 50549 y EN 50438

5.5. SISTEMA DE FIJACIÓN

La fijación de los módulos fotovoltaicos se realiza mediante estructuras metálicas ligeras con forma de omega, de 13 cm de altura y de aluminio, para soportar la intemperie evitando las oxidaciones y deterioros por exposición al exterior.

Dichas estructuras metálicas se fijan a la cubierta adheridas mediante un compuesto específico (resinas u otros adhesivos polímeros de alta resistencia) adecuado para la fijación a la superficie de acabado de la cubierta en cuestión. Cada panel dispone de 6 estructuras de fijación.

Mediante este sistema de fijación se evita que la cubierta sea perforada evitando así el filtrado de agua de lluvia al interior de las instalaciones.

Los módulos fotovoltaicos se fijan a dichas estructuras metálicas de forma solidaria con la cubierta, dejando pasillos libres de módulos para permitir el paso de personal de instalación y mantenimiento.

5.6. CABLEADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO, DIODOS Y PROTECCIONES

Todos los conductores son de cobre. La sección de los conductores se ha dimensionado teniendo en cuenta la intensidad a la que están trabajando y las caídas de tensión que en ellos se producen.

Tanto en el tramo de corriente continua como en el de corriente alterna se dimensionan de tal manera que la caída de tensión sea inferior al 1,5 % en cada uno.

Se incluyen todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, utilizando los equipos y materiales de aislamiento eléctrico necesarios.

Los cables utilizados cumplen con la normativa vigente UNE 21123 en cuanto a aislamiento y grado de protección. En particular poseen un aislamiento 0,6/1 KV y son de doble aislamiento (clase II). Los tipos de aislamiento permisibles son: policloruro de vinilo, goma butílica (butil), etileno-propileno o polietileno reticulado.

Las fórmulas utilizadas para el cálculo de las secciones de los conductores son:

- Para corriente continua:

$$I_N = \frac{P}{V}; \text{ Si } I_N \leq I_{Adm} \Rightarrow I_N \rightarrow \text{Correcto}$$

$$S = \frac{2L \cdot P}{\rho \cdot \Delta V \cdot V}$$

$$\Delta V = \frac{2L \cdot P}{\rho \cdot S \cdot V}$$

Siendo:

P = Potencia de la instalación

V = Tensión nominal

I_N = Intensidad nominal

I_{Adm} = Intensidad admisible por el conductor

S = Sección del conductor

ΔV = Caída de tensión

ρ = Conductividad del cobre

$L =$ Longitud de la línea

- Para corriente alterna monofásica:

$$I_N = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} ; \text{ Si } I_N \leq I_{Adm} \Rightarrow I_N \rightarrow \text{Correcto}$$

$$S = \frac{L \cdot P}{\rho \cdot \Delta U \cdot U}$$

$$\Delta U = \frac{L \cdot P}{\rho \cdot S \cdot U}$$

Siendo:

$P =$ Potencia de la instalación

$U =$ Tensión nominal

$I_N =$ Intensidad nominal

$I_{Adm} =$ Intensidad admisible por el conductor

$S =$ Sección del conductor

$\Delta U =$ Caída de tensión

$\rho =$ Conductividad del cobre

$L =$ Longitud de la línea

- Para corriente alterna trifásica:

$$s = \frac{\sqrt{3LI_L \cos \phi}}{cu}$$

donde:

s es la sección del conductor en mm^2

L es la longitud de la línea en m

I es la intensidad eficaz en A

$\cos \varphi$ es el factor de potencia

u es la caída de tensión en la línea en V

c es la conductividad del conductor, para el cobre $c = 56 \text{ m}\Omega \cdot mm^2$

Sin perjuicio de esta norma, las secciones mínimas de los cables se adjuntan en el “Anexo III Cálculos Justificativos”, la caída de tensión máxima de tal forma es de 1,5%.

Los cables utilizados para la interconexión de los módulos FV en cada uno de los paneles están protegidos contra la degradación por efecto de la intemperie: radiación solar, UV, y condiciones ambientales de elevada temperatura:

- Cableado entre módulos y strings e inversores RV1-K 0,6 / 1kV
- Resto del cableado RV1-K 0,6 / 1 kV
- No propagador de llama: Une 20.432-I(IEC-332-I)
- Conductor de cobre: Clase 5
- Aislamiento: XLPE (Polietileno reticulado).

- Cubierta PVC arilo-nitrilo
- Temperatura máxima: 90°C
- Construcción según: UNE 21123
- Utilización: Distribución de energía en Baja Tensión, en interior y exterior para instalaciones fijas.

El cableado entre los módulos para formar las conexiones en serie y el inversor se efectúa mediante cable flexible y de longitud adecuada para que no exista peligro de cizalladura.

Los cableados están adecuadamente etiquetados, de acuerdo con los esquemas eléctricos.

Los positivos y los negativos de cada grupo de módulos van debidamente protegidos hasta la entrada de los inversores. Los cableados irán canalizados por la cubierta.

La configuración eléctrica del generador fotovoltaico es flotante, ninguno de los polos está conectado a la tierra de la instalación.

La tierra de la instalación es una tierra independiente, no alterando las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación dispone de los elementos necesarios para desconexión manual y automática del campo fotovoltaico.

Los materiales situados a la intemperie están protegidos contra los agentes ambientales, en particular contra los efectos de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tienen un grado mínimo de protección IP65 y los de interior sin acceso, IP20. Por lo tanto, el cableado es de doble aislamiento y adecuado para este uso de acuerdo con la norma UNE 21123.

5.7. PROTECCIONES Y SEGURIDAD

La instalación está diseñada de modo que cumple el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Además, se consideran las especificaciones recomendadas por la compañía eléctrica a cuya red se conectará la instalación fotovoltaica.

La instalación incluye los siguientes sistemas de protección:

- *Interruptor/seccionador*, que es un interruptor con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora. Este interruptor es accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la conexión manual.
- *Interruptor automático diferencial*, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte de la instalación.
- *Interruptor automático* de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de red, junto a un relé de enclavamiento. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.
- *Protección* para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión. De acuerdo al artículo 14 del RD 1699/2011. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.

- El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica es automático, una vez restablecida la tensión de red de la empresa distribuidora. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.
- *Seccionador de continua*. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.

5.8. SISTEMA ELÉCTRICO DE CONTROL

El sistema eléctrico y de control cumple con el REBT en todos aquellos puntos que sean de aplicación.

Los cuadros están diseñados siguiendo los requisitos de estas especificaciones y se han construido de acuerdo con el REBT para baja tensión y con las recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

El usuario estará protegido contra posibles contactos directos e indirectos.

5.9. INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

La instalación cumplirá con el artículo 15 del RD 1699/2011 que dice:

“La puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.

Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.”

5.10. CONEXIÓN A RED

La instalación realizada está conectada a la red, por ello cumple con lo dispuesto en el RD 1699/2011 es sus artículos 12 y 13.

El factor de potencia de la energía suministrada a la red de la empresa distribuidora debe ser lo más próximo posible a la unidad y, en todo caso, superior a 0,98 cuando la instalación trabaje a potencias superiores al 25 por ciento de su potencia nominal.

6. PRODUCCIÓN ANUAL

Sobre los valores unitarios de energía en los módulos fotovoltaicos descritos en el apartado 4 del presente documento, se consideran unas pérdidas del sistema según los parámetros que se describen a continuación, donde algunos son estimativos según instalaciones anteriores, aunque dependerán principalmente del buen mantenimiento realizado en la instalación.

En la instalación que nos ocupa, se estiman unas pérdidas de eficiencia globales del 22,91%.

Los principales motivos que pueden afectar el rendimiento de la instalación son:

6.1. RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

6.1.1. RANGO DE POTENCIA DE MÓDULO

La potencia de todos los módulos fotovoltaicos no es exactamente idéntica, y aunque dos módulos tengan la misma potencia, puede ser que sus tensiones e intensidades sean diferentes.

Esto trae consigo que al ponerlos en serie se produzca una pérdida de potencia si utilizamos dentro de la misma serie paneles con distintas características eléctricas. Para minimizar este efecto, los módulos están clasificados en intensidad, (lo que se indica en un adhesivo con una letra que se coloca en el marco del panel), de manera que se pueda, en la instalación, escoger los paneles adecuados para armar las distintas series.

6.1.2. DISPERSIÓN DE PARÁMETROS ENTRE MÓDULOS

Estas pérdidas se deben a que los parámetros de los módulos solares fotovoltaicos tienen tolerancias por lo que no son exactamente todos iguales. Esto hace que el punto de máxima potencia del conjunto no corresponda con el de cada uno de ellos por lo que equivale a ciertas pérdidas respecto a dicho valor.

El punto de máxima potencia en cada módulo es el producto de la tensión por la intensidad de trabajo en cada momento, valores que pueden variar ligeramente entre módulos.

6.1.3. DISPERSIÓN ESPECTRAL

Se debe, de forma similar al punto anterior, al diferente comportamiento de los módulos frente a una distribución espectral de la energía solar diferente a la empleada en la caracterización de los módulos y que depende de múltiples factores ambientales, atmosféricos, etc.

6.1.4. EFECTO DE LA TEMPERATURA

Para determinar la temperatura de célula utilizaremos la fórmula:

$$T_c = T_{amb} + I_{inc}(W/m^2)(TONC(^{\circ}C) - 20)/800$$

Siendo:

T_c = Temperatura real de trabajo de la célula.

T_{amb} = Temperatura ambiente.

I_{inc} (W.m²) = Irradiancia.

TONC = Temperatura de Operación Normal de la célula, que es de 46 °C cuando se somete al módulo a una irradiancia de 1.000 W/m², a una temperatura ambiente 25 °C, y una velocidad de viento sobre los módulos de 1 m/s.

Por ejemplo, con una temperatura ambiente de 25 °C tendríamos en célula unos 49,0 °C. La temperatura afecta principalmente a los valores de voltaje de la característica I-V, y tiene su mayor influencia en el voltaje de circuito abierto, aunque también modifica los valores del punto de máxima potencia y el valor de I_{cc} (muy ligeramente).

La eficiencia de los módulos depende fuertemente de la temperatura de los mismos con un coeficiente negativa de temperatura K_p de forma que a mayor temperatura mayores pérdidas. Este parámetro es del orden de -0,4 %/°K en tecnología monocristalina.

6.1.5. PÉRDIDAS POR SUCIEDAD Y REFLEXIÓN SOBRE LOS MÓDULOS

Son pérdidas de la energía solar causadas por el polvo, barro, excrementos de aves, etc. que se depositan sobre los módulos con el paso del tiempo y que se traducen en una menor incidencia solar, así como reflexión de los rayos sobre la superficie de dichos módulos.

6.1.6. PÉRDIDAS POR INCLINACIÓN, ACIMUT Y SOMBRAS

Son pérdidas producidas por los diversos elementos dispuestos sobre la cubierta, aunque éstas se produzcan solamente durante una pequeña parte del tiempo en determinadas temporadas del año. También se considera la posibilidad de diversos elementos transportados por el viento.

Serán evaluados en cada caso, pudiendo variar de una instalación a otra.

6.1.7. PÉRDIDAS POR DEGRADACIÓN FOTÓNICA

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio cristalino y se produce al exponer al sol por primera vez el panel fotovoltaico.

6.2. RENDIMIENTO DEL INVERSOR

Un inversor tiene siempre unas pérdidas en su funcionamiento. Es un parámetro indicado por el fabricante del inversor y representa las pérdidas de conversión eléctrica de la parte de corriente continua donde se conectan los módulos solares a la de corriente alterna donde se entrega a la red de distribución eléctrica.

Las podemos dividir en tres grupos:

- Pérdidas de autoconsumo (independientes de la potencia de operación), pérdidas en el transformador de salida, dispositivos de control, regulación, medidores e indicadores, y en los dispositivos de seguridad.
- Pérdidas linealmente dependientes de la potencia de operación (diodos, dispositivos de conmutación, etc.)
- Pérdidas que varían con el cuadrado de la potencia de operación (calor), (cables, bobinas, resistencias, etc.)

6.3. PÉRDIDAS DE CONEXIONADO Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN

Además de las pérdidas indicadas se tienen en cuenta otras pérdidas como las eléctricas, tanto en continua como alterna, y la indisponibilidad del servicio:

- Eléctricas CC: son las pérdidas de potencia producida en los cables debido a la caída de tensión por la resistencia de dichos cables al paso de la corriente eléctrica. Son valores acotados por diseño ya que precisamente se calcula la sección de cable a emplear para que dicha caída de tensión no supere el 1,5 %.
- Eléctricas CA: son pérdidas que se deben a la caída de tensión en los conductores al paso de la corriente alterna en el tramo posterior a los inversores. Son valores acotados por diseño ya que precisamente se calcula la sección de cable a emplear para que dicha caída de tensión no supere el 1,5 %.
- Indisponibilidad de servicio: este factor tiene en cuenta el tiempo en que la instalación está parada por trabajos de mantenimiento, y periodos comprendidos entre averías y reparaciones correspondientes que supongan una reducción global de la energía entregada a la red.

6.4. ENERGÍA GENERADA POR EL CAMPO FOTOVOLTAICO

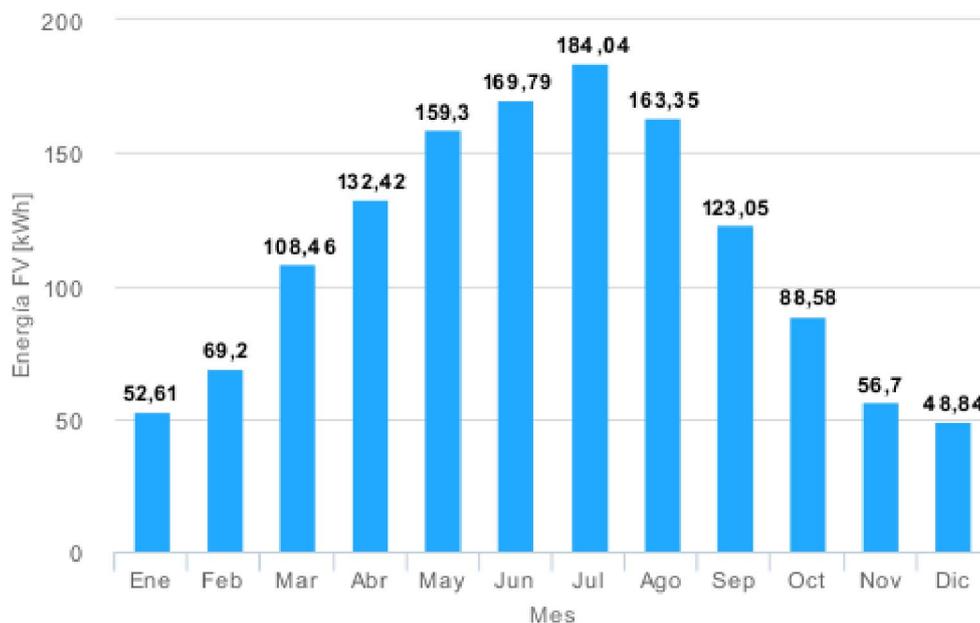
Considerando unas pérdidas de eficiencia globales del 22,91%, a continuación, se muestra la producción estimada para la instalación fotovoltaica utilizando el panel bifacial:

	Producción Estimada (kWh) campo FV	Energía consumida del cliente (kWh)	Energía autoconsumida estimada Total (kWh)
Enero	2.353	7.710	2.353
Febrero	3.203	8.563	3.203
Marzo	4.938	7.979	4.938
Abril	5.777	7.583	5.170
Mayo	6.518	6.014	4.455
Junio	7.375	1.184	749
Julio	7.548	1.561	916
Agosto	6.590	4.809	3.524
Septiembre	5.157	7.600	5.157
Octubre	3.579	2.082	1.133
Noviembre	2.436	6.411	2.436
Diciembre	1.905	7.317	1.905
	57.380	68.813	35.938

Instalación fotovoltaica: producción estimada anual 57.380 kWh/año. Datos de consumo del cliente corresponden a los últimos 12 meses, basado en la información extraída del CUPS correspondiente.

Producción de energía mensual del sistema FV fijo

(C) PVGIS, 2022



La eficiencia de la instalación, entendida como la energía producida entre la energía disponible para la potencia FV instalada, sería la siguiente:

$$\eta = \frac{57.380}{1760,82 \times 41,34} = 78,83\%$$

7. REPERCUSIÓN MEDIOAMBIENTAL

En la siguiente tabla se muestra un cálculo de ahorro energético donde se determinan las emisiones de CO2 que se evitarían con la instalación del sistema fotovoltaico:

CÁLCULO DEL AHORRO ENERGÉTICO PREVISTO			
PRODUCCIÓN ANUAL PLANTA SOLAR (kWh)	EMISIONES CON ENERGÍA NO RENOVABLE tCO ₂ /año	EMISIONES CON ENERGÍA SOLAR tCO ₂ /año	EMISIONES EVITADAS AL AÑO tCO ₂
57.380	229,51	0	229,51

FACTOR DE CONVERSIÓN: 0,4 tCO₂/MWh (Fuente: IDAE)

8. RECEPCIÓN Y PRUEBAS

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar para la recepción del sistema fotovoltaico, además de lo indicado en el artículo 8 del RD 1699/2011, serán las siguientes:

- Puesta en operación de todos los sistemas y comprobación del correcto funcionamiento (inversores, contadores).
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento (y distintas potencias de operación).
- Comprobación de que los voltajes e intensidades de los diferentes circuitos se corresponden con los de diseño (generador, inversor, y puesta a tierra).
- Prueba de funcionamiento correcto de los sistemas de seguridad (diodos, magnetotérmicos y diferenciales).
- Verificación del correcto funcionamiento del sistema de control.
- Comprobación de las prestaciones energéticas reales (medidas a través del equipo de medición o monitorización instalado) respecto a las prestaciones de diseño.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha, se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 72 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá formar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 2 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno.

9. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Todo el mantenimiento de la instalación será realizado por personal técnico cualificado, bajo responsabilidad de la empresa instaladora.

Con el objeto de garantizar la seguridad y la mayor productividad de la instalación fotovoltaica, es necesario realizar trabajos de mantenimiento preventivo.

9.1. MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Se realizará con una periodicidad máxima de un año el siguiente mantenimiento:

9.1.1. CAMPO FOTOVOLTAICO

- Inspección visual del correcto estado de los módulos (sombras, rotura del cristal, suciedad)
- Detección de puntos calientes en los módulos mediante cámara termográfica.
- Comprobación del estado/degradación de los conectores de unión de los módulos.
- Comprobación del estado de cables y terminales.
- Comprobación de la fijación de los paneles a la estructura.
- Comprobación de la fijación de la estructura a la cubierta.
- Comprobación de la oxidación de la estructura y/o canalizaciones.
- Comprobación de la tensión e intensidad, de cada uno de los strings del campo generador.

9.1.2. CUADROS DE CORRIENTE CONTINUA/ALTERNA

- Anotación de los valores de intensidad y tensión.
- Comprobación del estado de las protecciones eléctricas.
- Comprobación de fallo de aislamiento en las series.
- Reapriete de las conexiones de cables en fusibles, pletinas, magnetotérmicos, etc.

9.1.3. INVERSORES

- Limpieza del inversor mediante aire y aspiración para eliminar polvo o cualquier otro elemento que pueda obstruir la correcta ventilación del inversor y su funcionamiento.
- Reapriete de tornillos de los diferentes elementos del inversor.
- Comprobación del correcto funcionamiento de los ventiladores.
- Comprobación de los elementos internos del inversor (varistores, magnetotérmicos, fusibles, filtros Rc, trafo, etc.)
- Comprobación de puntos calientes en el inversor mediante cámara termográfica.
- Anotación de los valores históricos del inversor (alarmas, producción total, horas de funcionamiento, número de arranques, temperatura).
- Comprobación de la tensión de salida en alterna.
- Comprobación de la temperatura de la sala del inversor.
- Comprobación de la correcta monitorización del inversor y recepción de mensajes de error.

9.1.4. CUADROS DE PROTECCIÓN/MEDIDA

- Comprobación de los elementos de los cuadros (fusibles, diferenciales, etc.)
- Anotación de los valores totales de energía exportada e importada.
- Comprobación del correcto funcionamiento de la teledioda.
- Observación de puntos calientes.

9.1.5. OTROS

- Comprobación de cables de tierra de toda la instalación.

9.2. MANTENIMIENTO CORRECTIVO

El mantenimiento correctivo de la instalación fotovoltaica se realizará cuando se produzcan averías en la instalación.

- Análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposición del material necesario para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Reposición del material defectuoso o dañado por el funcionamiento de la instalación.

10. MONITORIZACIÓN

El sistema de monitorización permite evaluar el funcionamiento y rendimiento de la instalación fotovoltaica de forma continuada e ininterrumpida. El sistema de monitorización permite registrar los datos de producción eléctrica, así como detectar fallos o averías en la instalación fotovoltaica de forma inmediata. Los captadores y detectores, recogen la información del contador y del sistema inversor y la envían a un sistema de adquisición de datos, donde se registran y almacenan todos los datos de la instalación fotovoltaica.

La instalación de monitorización estará formada por:

- Sistema de adquisición y lectura de datos: Acondiciona las señales recibidas de los captadores y sensores, para enviarlas de forma correcta a un sistema remoto de almacenamiento de datos.
- Plataforma web donde poder visualizar y analizar los datos monitorizados.

11. PRESUPUESTO

La inversión total de la instalación fotovoltaica, con las calidades de los materiales indicadas en el presente documento, es de 49.608 € euros + IVA.

El mismo se detalla en el apartado Presupuesto del presente documento.

Firmado por BUSTAMANTE PRIETO
CARLOS - ***8679** el día
18/10/2024 con un certificado
emitido por AC FNMT Usuarios

Carlos Bustamante Prieto
Guadalajara, a 24 de enero de 2022

ANEXO I: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS



Bifacial Mono PERC glass glass module LG500-530BF

These modules built with PERC bifacial Type P cells have the ability to convert the light that is reflected from the rear into electricity in addition to that which is already generated from the front side, which makes them the modules with the best



3%~30% more production



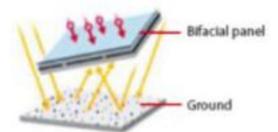
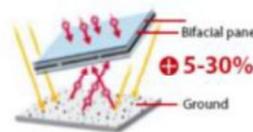
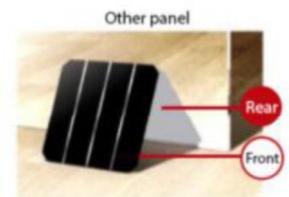
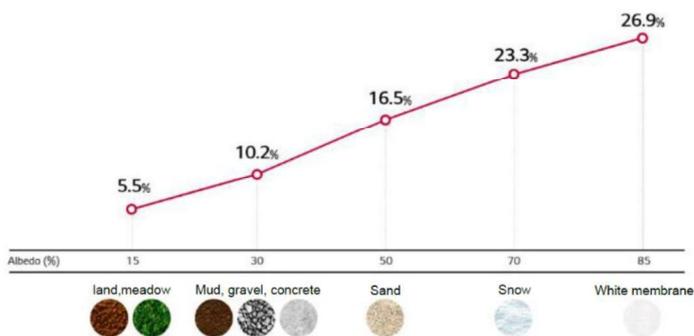
More performance with low radiation



Glass glass panel, more reliability,



Excellent performance with the temperature



Warranty

- 12 years product warranty
- 35 years production warranty

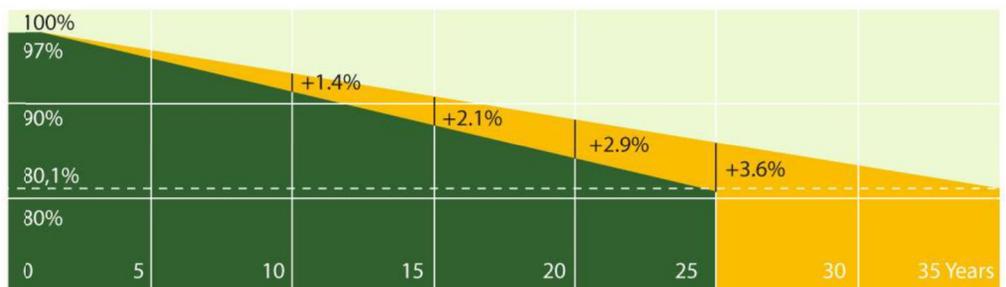
35 Years Linear Warranty at 80% production

24.0%

MAX MODULE EFFICIENCY⁽¹⁾

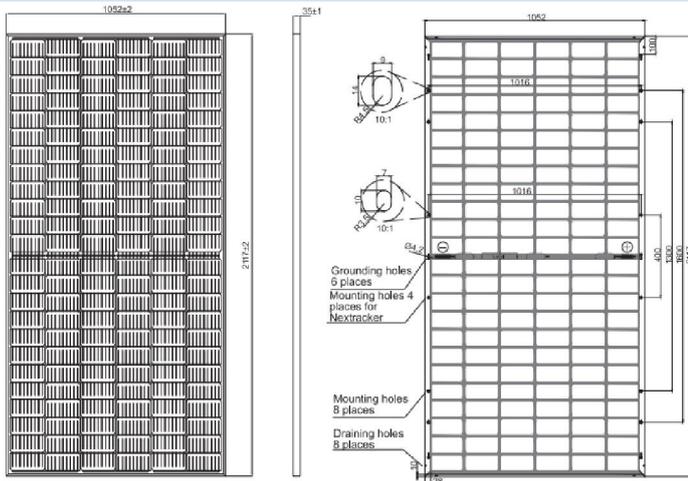
12 YEAR

PRODUCT WARRANTY



- Light Green's Linear Performance Warranty
- Industry Standard Warranty

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono PERC 144pcs
Weight	28kg±3%
Dimensions	2117mm×1052mm×30mm
Cable Cross Section Size	4mm ²
No. of cells	144
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	MC4-EVO2
Packaging Configuration	35 Per Pallet

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	LG 515BF		LG 520BF		LG 525BF		LG 530BF	
Rated Maximum Power(Pmax) ^{(1) (2)} [W]	515 ⁽¹⁾	440 ⁽²⁾	520 ⁽¹⁾	445 ⁽²⁾	525 ⁽¹⁾	450 ⁽²⁾	530 ⁽¹⁾	455 ⁽²⁾
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.86	49.60	50.04	49.80	50.22	50.00	50.40	50.20
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.21	41.00	41.41	41.20	41.61	41.40	41.81	41.6
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.09	11.30	13.18	11.37	13.27	11.44	13.35	11.51
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.50	10.74	12.56	10.81	12.62	10.87	12.68	10.94
Module Efficiency [%]	23%	19.9%	23.3%	20.2%	23.6%	20.4%	24.0%	20.6%
Power Tolerance (%)	+/- 3							
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.048%/°C							
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.270%/°C							
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.35%/°C							

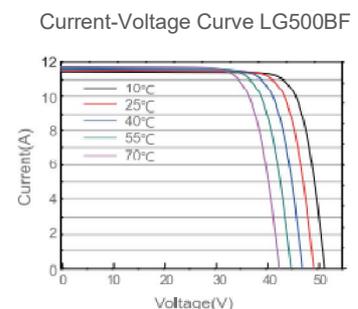
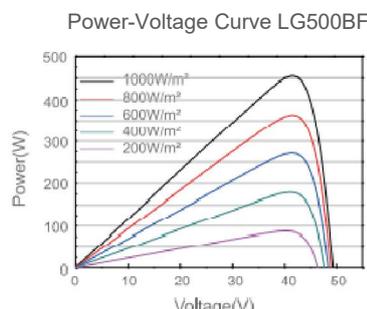
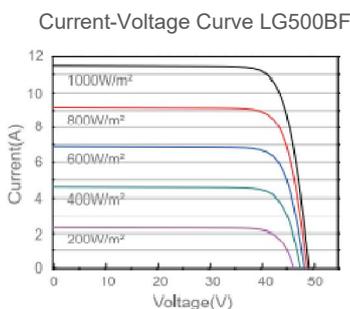
STC Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G

Remark: Electrical data in catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types. The efficiency of bifacial PERC glass-glass modules at 200W/m² to 1000W/m² is 98%.
 (1) Electrical data of bifacial technology (front and rear face, over one white surface). (2) Electrical data only the front face.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	LG515BF		LG520BF		LG525BF		LG530BF		OPERATING CONDITIONS	
Rated Max Power(Pmax) [W]	375 ⁽¹⁾	327 ⁽²⁾	379 ⁽¹⁾	331 ⁽²⁾	383 ⁽¹⁾	335 ⁽²⁾	387 ⁽¹⁾	339 ⁽²⁾	Max. System Voltage	1500V DC
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.72	46.6	46.92	46.8	47.12	47.00	47.32	47.2	Operating Temperature	-40 /+85°C
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.74	38.6	38.94	38.8	39.14	39.00	39.34	39.2	Max. Series Fuse	20A
Short Circuit Current(Isc) [A]	10.09	9.10	10.15	9.16	10.19	9.21	10.25	9.27	Max. Static Load,Front	5400Pa
Max Power Current(Imp) [A]	9.69	8.49	9.75	8.55	9.8	8.6	9.86	8.66	Max. Static Load,Back	2400Pa
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s								NOCT	45±2°C
	(1) Electrical data bifaciality (front and rear face, over one white surface).								Application Class*	Class A
	(2) Electrical data only front face.								Bifaciality*	70%±5%

CHARACTERISTICS



ANEXO II: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL INVERSOR

PV Input Data	BNT025KTL	BNT030KTL	BNT036KTL	BNT040KTL
Max. DC Power (W)	37500	42000	54000	56000
Max. DC Voltage (V)	1000	1000	1000	1000
MPPT Voltage Range (V)	200 -950	200-950	200-950	200-950
MPPT Full Power Voltage Range (V)	500 -850	500-850	500-850	500-850
Rated Input Voltage (V)	620	620	620	620
Start-up Voltage (V)	200	200	200	200
Max. Input Current (A)	22 x 3	22 x3	36 x 2	40 x 2
Max. Short Current (A)	28 x3	28x3	45 x 2	50 x 2
No. of MPP Tracker / No. of PV String	3/6	3/6	2/8	2/8
Input Connector Type	MC4	MC4	MC4	MC4

AC Output Data	BNT025KTL	BNT030KTL	BNT036KTL	BNT040KTL
Max. Output Power (W)	27500	33000	39600	44000
Nominal Output Power (W)	25000	30000	36000	40000
Max. Output Current (A)	40	48	56	61
Nominal Output Voltage (V)	3P+N+PE /3P+PE 230/400			
Grid Voltage Range	260-519 (according to local standard)			
Nominal Output Frequency (Hz)	50/60			
Grid Frequency Range	45-55/55-65(according to local standard)			
Output Power Factor	1 default (adjustable from 0.8 leading to 0.8 lagging)			
Output Current THD	<3%			

Efficiency	BNT025KTL	BNT030KTL	BNT036KTL	BNT040KTL
Max. Efficiency	98.50%	98.50%	98.65%	98.65%
Euro Efficiency	98.10%	98.10%	98.20%	98.25%

Protection	BNT025KTL	BNT030KTL	BNT036KTL	BNT040KTL
PV Reverse Polarity Protection	YES	YES	YES	YES
PV Insulation Resistance Detection	YES	YES	YES	YES
AC Short Circuit Protection	YES	YES	YES	YES
AC Over Current Protection	YES	YES	YES	YES
AC Over Voltage Protection	YES	YES	YES	YES
Anti-Islanding Protection	YES	YES	YES	YES
Residual Current Detection	YES	YES	YES	YES
Over Temperature Protection	YES	YES	YES	YES
Integrated DC switch	YES	YES	YES	YES
Surge Protection (DC & AC)	Integrated (Type III)			

General Data	BNT025KTL	BNT030KTL	BNT036KTL	BNT040KTL
Dimensions (W x H x D, mm)	630 x 450 x 222		750 x 465 x 222	
Weight (kg)	32		46	
Protection Degree	IP65			
Enclosure Material	Aluminum			
Ambient Temperature Range (°C)	-25~+60			
Humidity Range	0-100%			
Topology	Transformerless			
Communication Interface	RS485 / WiFi / Wire Ethernet / GPRS (optional)			
Cooling Concept	Intelligent Fan Cooling			
Noise Emission (db)	<51			
Night Power Consumption (W)	<1			
Max. Operation Altitude (m)	4000			

Certifications and Standards	BNT025KTL	BNT030KTL	BNT036KTL	BNT040KTL
EMC Standard	EN/IEC 61000-6-2,EN/IEC 61000-6-3, EN61000-3-2,EN61000-3-3,EN61000-3-11,EN61000-3-12			
Safety Standard	EN/IEC 62109-1/-2 ,UL1547,IEC 60068-2			
Grid-connection	EN50549-1,EN50438 ,RD 1699,UNE 217001,RD 413 ,IEC61727,IEC62116,IEC61683,VDE4105, UL1741 VDE0126 AS4777.2 NB/T 32004-2013			

ANEXO III: FICHA CATASTRAL

ANEXO IV: JUSTIFICACIÓN HORAS SOLARES

Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

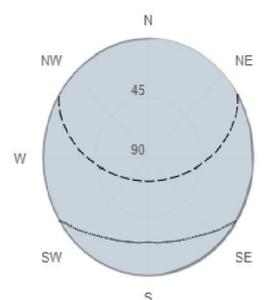
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 40.581, -3.253
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 1 kWp
 Pérdidas sistema: 14 %

Resultados de la simulación

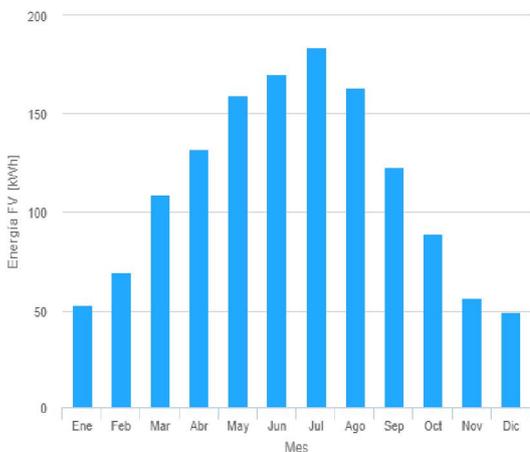
Ángulo de inclinación: 0 °
 Ángulo de azimut: 0 °
 Producción anual FV: 1357.4 kWh
 Irradiación anual: 1760.8 kWh/m²
 Variación interanual: 33.21 kWh
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -3.8 %
 Efectos espectrales: 0.34 %
 Temperatura y baja irradiancia: -7.14 %
 Pérdidas totales: -22.91 %

Perfil del horizonte:

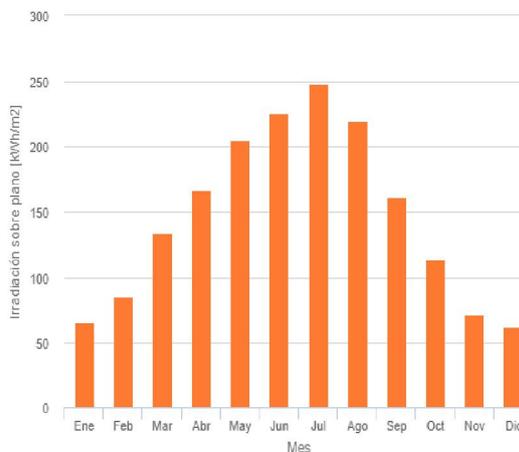


■ Altura del horizonte
 - - Elevación solar, Junio
 ···· Elevación solar, Diciembre

Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	52.9	66.6	8.9
Febrero	69.5	85.5	9.6
Marzo	108.7	134.0	10.8
Abril	132.4	166.6	9.0
Mayo	159.6	205.3	13.1
Junio	169.9	225.7	5.8
Julio	183.7	248.2	5.7
Agosto	163.3	219.6	2.7
Septiembre	123.0	161.3	3.9
Octubre	88.7	113.6	7.5
Noviembre	56.8	71.9	6.2
Diciembre	48.9	62.7	5.5

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema dado [kWh].

H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

PRESUPUESTO

TOTAL DE LA INVERSIÓN:

	Inversión sin IVA	IVA	Inversión con IVA
Inversión correspondiente a energías renovables	49.608,00 €	10.417,68 €	60.025,68 €
Inversión correspondiente a sistema de almacenamiento	-	-	-
Inversión Total	49.608,00 €	10.417,68 €	60.025,68 €

	Inversión sin IVA	IVA	Inversión con IVA
Costes elegibles correspondientes a energías renovables	49.608,00 €	10.417,68 €	60.025,68 €
Costes elegibles correspondientes a sistema de almacenamiento	-	-	-
Total costes elegibles	49.608,00 €	10.417,68 €	60.025,68 €

PRESUPUESTO DESGLOSADO:

Costes elegibles	Costes sin IVA	IVA	Costes con IVA
a) La inversión en equipos y materiales relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda, incluida la correspondiente a los sistemas de acumulación en su caso.	33.683,83 €	7.073,60 €	40.757,44 €
b) Los costes de ejecución de las obras y/o instalaciones relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda.	4.861,58 €	1.020,93 €	5.882,52 €
c) Equipamientos electromecánicos, hidráulicos, de control y auxiliares cuando estén asociados a la actuación objeto de ayuda.	-	-	-
d) Sistema eléctrico general de Alta Tensión y Baja Tensión, incluyendo transformadores, línea de evacuación y sistemas e infraestructuras eléctricas adicionales hasta el punto de conexión con la red eléctrica de transporte o distribución, cuando sean necesarias en función de la tipología de actuación objeto de ayuda. En su caso, se incluirán las protecciones y equipamientos que correspondan bajo el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y sus Instrucciones técnicas complementarias o el Reglamento de Instalaciones Eléctricas en Alta Tensión (RIAT) y sus Instrucciones técnicas complementarias	4.811,98 €	1.010,51 €	5.822,49 €
e) Sistemas de gestión, control activo y monitorización tanto de la generación como de la acumulación y la demanda de energía eléctrica o térmica de instalaciones consumidoras abastecidas por el proyecto objeto de la ayuda, que ayuden a optimizar la gestión y producción. Estos equipos deberán ser propiedad de la persona beneficiaria de la ayuda y estar vinculados a la actuación objeto de la ayuda.	1.984,32 €	416,71 €	2.401,03 €
f) Sistemas de medición del recurso en el emplazamiento, incluyendo sondeos exploratorios y ensayos TRT para el caso de instalaciones geotérmicas	-	-	-
g) Obras civiles, cuando estén relacionadas con las actuaciones objeto de ayuda y aquellas que sean necesarias para la correcta ejecución del proyecto, tales como, refuerzo de cubierta o sustitución de la misma en la parte proporcional de la cubierta que sea ocupada por la instalación de generación, en su caso. Asimismo, se consideran subvencionables como obra civil las siguientes partidas: edificaciones necesarias para el proyecto, campas, excavaciones, zanjas y canalizaciones y tuberías asociados a la instalación de generación, o a los sistemas de integración de energía eléctrica y gestión de la demanda, ayudas de albañilería, instalaciones auxiliares necesarias, viales de servidumbre interna de la instalación, adecuación de accesos para la instalación, edificios de control, plataformas de montaje, instalaciones temporales, restauración y medidas medioambientales correctoras después de las obras. Para ser considerado coste elegible, las obras deben cumplir la condición de que al menos el 70 % (en peso) de los residuos de construcción y demolición no peligrosos generados (con exclusión de los residuos con código LER 17 05 04), se preparen para la reutilización, el reciclaje y la valorización de otros materiales, incluidas las operaciones de relleno utilizando residuos para sustituir otros materiales. Análogamente, en los proyectos financiados que impliquen demolición, se incluirá la práctica de demolición selectiva.	-	-	-
h) El coste del desmantelamiento de las instalaciones existentes en el emplazamiento, en el caso de que aplique, a la hora de hacer una instalación de renovables en su lugar, siempre se cumpla la condición de que al menos el 70 % (en peso neto) de los residuos de construcción y demolición no peligrosos generados (con exclusión de los residuos con código LER 17 05 04), se preparen para la reutilización, el reciclaje y la valorización de otros materiales, incluidas las operaciones de relleno utilizando residuos para sustituir otros materiales. Análogamente, en los proyectos financiados que impliquen demolición, se incluirá la práctica de demolición selectiva.	-	-	-
i) Los costes de la redacción de los proyectos o memorias técnicas relacionados con las tipologías de actuación objeto de ayuda.	1.637,06 €	343,78 €	1.980,85 €
j) Los costes de la dirección facultativa relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda.	992,16 €	208,35 €	1.200,51 €
k) Coordinación de Seguridad y Salud de la obra y montaje relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda	297,65 €	62,51 €	360,15 €

l) Los costes de gestión de la solicitud de la ayuda, incluida la redacción de informes y demás documentación requerida para la solicitud. A estos efectos, se considerarán como costes de gestión de solicitud de la ayuda, aquellos gastos que la persona solicitante o destinataria última de la ayuda pudiera satisfacer a una empresa o profesional por llevar a cabo la gestión administrativa y documental de su solicitud ante la comunidad autónoma. Para que estos gastos se puedan considerar elegibles deben reflejarse en el presupuesto incluido en la solicitud de ayuda y justificarse, junto con el resto de gastos de la actuación, mediante contrato, facturas y justificantes de pago. Sólo serán elegibles los gastos de gestión que no superen el 4 % del importe de la ayuda solicitada, con un límite máximo de 3.000€ por expediente	1.091,38 €	229,19 €	1.320,56 €
m) Los costes de gestión de la justificación de la realización de las actuaciones, incluidos los costes de redacción de informes y demás documentación requerida para la justificación de estas ayudas. A estos efectos, se considerarán como costes de gestión de la justificación de la realización de las actuaciones objeto de ayuda aquellos gastos que la persona destinataria última de la ayuda pudiera satisfacer a empresas o profesionales por llevar a cabo la gestión técnica, administrativa y documental de la justificación ante el órgano instructor de la realización de las actuaciones que conforman el proyecto.	-	-	-
n) El informe de la persona auditora sobre la cuenta justificativa	248,04 €	52,09 €	300,13 €
o) Otras partidas que sean debidamente justificadas como necesarias (auxiliares o no) específicas de cada tipología de actuación, distintas de las recogidas como gastos no subvencionables en el punto 3 de este apartado	-	-	-
Total costes elegibles	49.608,00 €	10.417,68 €	60.025,68 €
El coste elegible máximo total admitido en los programas de incentivos para sufragar los gastos indicados en los apartados l), m) y n) del apartado anterior no podrá superar globalmente el 7 % del importe de la ayuda solicitada, con un límite de 7.000 euros por expediente. La realización y facturación de estos servicios podrá efectuarse durante el periodo concedido para presentar la documentación justificativa.	-	-	-
Costes no elegibles	Costes sin IVA	IVA	Costes con IVA
a) Los gastos propios, ya sean de personal, funcionamiento o gastos generales.	-	-	-
b) Estudios de impacto ambiental y costes de visado de proyectos técnicos.	-	-	-
c) Cualesquiera otros gastos de promoción en los que la persona solicitante incurra para desarrollar el proyecto.	-	-	-
d) Autorizaciones administrativas, licencias, permisos, coste de avales y/o fianzas, multas, tasas o tributos.	-	-	-
e) Cualesquiera gastos asociados a gestiones, contrataciones, consultas o trámites administrativos, aun siendo necesarios para la obtención de permisos o licencias, que no estén incluidos en el apartado 1.	-	-	-
f) Coste de adquisición o arrendamiento de terrenos utilizados tanto para el proyecto de inversión como para las infraestructuras de evacuación.	-	-	-
g) Seguros suscritos por la persona solicitante.	-	-	-
h) La vigilancia y seguridad durante la ejecución de la obra hasta la fecha de puesta en marcha.	-	-	-
i) Adecuaciones, remodelaciones o ejecuciones de otras líneas eléctricas diferentes de las exclusivas para hacer viable la evacuación de la energía. Por tanto, sólo se consideran subvencionables las líneas necesarias para unir la instalación de generación, o los sistemas de integración de energías renovables en red, con el punto de conexión de las citadas instalaciones y la línea de transporte o distribución, según lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.	-	-	-
j) Adecuación de los accesos en las carreteras públicas y caminos existentes hasta la instalación	-	-	-
k) Costes financieros.	-	-	-
Total costes no elegibles	-	-	-

AYUDA SOLICITADA:

Actuaciones generación	Módulo actuación de ayuda	Potencia de la instalación	Ayuda solicitada
10 kWp < P ≤ 100 kWp	750 €/kWp	41,34 kWp	31.005 €

ANEXO: PRESUPUESTO DESGLOSADO CEIP PARQUE VALLEJO

CAPÍTULO 1: SUMINISTRO DE EQUIPOS

Ítem	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
1.1	Suministro de módulo solar fotovoltaico bifacial modelo LG530BF del fabricante Light Green, con una potencia pico de 530Wp.	78	160,34 €	12.506,52 €
1.2	Suministro de estructura soporte coplanar para cubierta válido para panel solar propuesto.	1	10.738,44 €	10.738,44 €
1.3	Suministro de sistema inversor BNT020KTL de 20 kWn	2	2.530,39 €	5.060,78 €
1.4	Suministro de dispositivos de protección (Interruptores de protección), cableado para CC (desde paneles hasta entrada en inversores) y CA (desde salida de inversores hasta conexión con red), armario de protecciones, red toma a tierra.	1	4.043,68 €	4.043,68 €
1.5	Sistemas de gestión, control activo y monitorización	1	1.667,50 €	1.667,50 €
				34.016,92 €

CAPÍTULO 2: MANO DE OBRA PARA MONTAJE

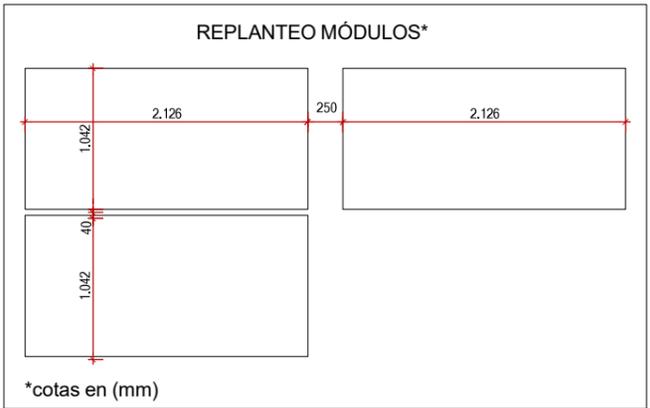
Ítem	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
2.1	Total mano de obra para la instalación de todos los equipos descritos en el capítulo 1 del presente presupuesto. Todos los equipos deben quedar totalmente instalados y funcionando.	1	4.085,36 €	4.085,36 €
				4.085,36 €

CAPÍTULO 3: OTROS

Ítem	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
3.1	Redacción de proyecto	1	1.375,68 €	1.375,68 €
3.2	Dirección facultativa	1	833,75 €	833,75 €
3.3	Coordinación de Seguridad y Salud	1	250,13 €	250,13 €
3.4	Gestión de la solicitud de la ayuda	1	1.125,56 €	1.125,56 €
				3.585,12 €

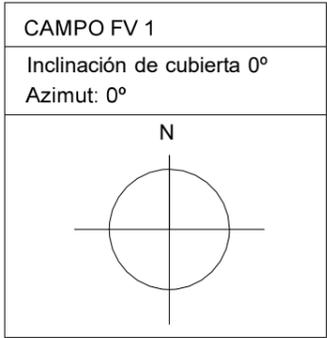
Presupuesto Ejecución de Material	41.687,40 €
Gastos Generales (13%)	5.419,36 €
Beneficio Industrial (6%)	2.501,24 €
Base Imponible	49.608,00 €
IVA (21%)	10.417,68 €
Total Presupuesto	60.025,68 €

PLANOS



Dimensiones Módulo FV: 2,126x1,042 m
 Potencia Módulo FV: 530 Wp

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
Núm. módulos: 78 uds
Potencia instalada: 41,34 kWp



PROYECTO ELÉCTRICO DE INSTALACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 41,34 kWp SOBRE CUBIERTA DE EDIFICIO	CEIP PARQUE VALLEJO C/ RAFAEL ALBERTI 27 Alovera 19208 GUADALAJARA	PLANO Nº 01
TÍTULO PLANO IMPLANTACIÓN CAMPO FOTOVOLTAICO	ENERO DE 2022	DEPARTAMENTO TÉCNICO

PROYECTO DE INSTALACIÓN
DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO CON EXCEDENTES
DE 7,42 kWp
SOBRE CUBIERTA DE EDIFICIO



TITULAR: Ayuntamiento de Alovera (Frontón Municipal)

POBLACIÓN: Alovera (Guadalajara)

FECHA: 10 de marzo de 2022

Proyectista: Carlos Bustamante Prieto

Colegiado nº: 532 del COGITIGU

ÍNDICE GENERAL

MEMORIA DESCRIPTIVA	4
1. OBJETO Y ANTECEDENTES	5
1.1. OBJETO	5
1.2. ANTECEDENTES	5
1.3. DATOS DEL SOLICITANTE	5
1.4. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN	5
1.5. AUTOR	5
2. NORMATIVA VIGENTE	6
3. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA	7
4. CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS	7
5. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	9
5.1. CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN	9
5.2. PUNTO DE CONEXIÓN	10
5.3. CAPTADORES SOLARES	10
5.4. INVERSOR SOLAR	11
5.5. SISTEMA DE FIJACIÓN	12
5.6. CABLEADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO, DIODOS Y PROTECCIONES	12
5.7. PROTECCIONES Y SEGURIDAD	15
5.8. SISTEMA ELÉCTRICO DE CONTROL	15
5.9. INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA	15
5.10. CONEXIÓN A RED	16
6. PRODUCCIÓN ANUAL	16
6.1. RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	16
6.1.1. RANGO DE POTENCIA DE MÓDULO	16
6.1.2. DISPERSIÓN DE PARÁMETROS ENTRE MÓDULOS	16
6.1.3. DISPERSIÓN ESPECTRAL	16
6.1.4. EFECTO DE LA TEMPERATURA	16
6.1.5. PÉRDIDAS POR SUCIEDAD Y REFLEXIÓN SOBRE LOS MÓDULOS	17
6.1.6. PÉRDIDAS POR INCLINACIÓN, ACIMUT Y SOMBRAS	17
6.1.7. PÉRDIDAS POR DEGRADACIÓN FOTÓNICA	17
6.2. RENDIMIENTO DEL INVERSOR	17
6.3. PÉRDIDAS DE CONEXIONADO Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN	18
6.4. ENERGÍA GENERADA POR EL CAMPO FOTOVOLTAICO	18
7. REPERCUSIÓN MEDIOAMBIENTAL	19
8. RECEPCIÓN Y PRUEBAS	19
9. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN	20
9.1. MANTENIMIENTO PREVENTIVO	20
9.1.1. CAMPO FOTOVOLTAICO	20
9.1.2. CUADROS DE CORRIENTE CONTINUA/ALterna	21
9.1.3. INVERSORES	21
9.1.4. CUADROS DE PROTECCIÓN/MEDIDA	21
9.1.5. OTROS	21
9.2. MANTENIMIENTO CORRECTIVO	22

10. MONITORIZACIÓN	22
11. PRESUPUESTO	22
ANEXO I: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	23
ANEXO II: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL INVERSOR	26
ANEXO III: FICHA CATASTRAL	28
ANEXO IV: JUSTIFICACIÓN HORAS SOLARES	30
<u>PRESUPUESTO</u>	<u>31</u>
<u>PLANOS</u>	<u>34</u>

MEMORIA DESCRIPTIVA

1. OBJETO Y ANTECEDENTES

1.1. OBJETO

El presente documento tiene por objeto describir la instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes ubicada en la cubierta de las instalaciones del Frontón Municipal, perteneciente al Ayuntamiento de la localidad de Alovera (Guadalajara).

Dicha instalación aprovecha la radiación solar para generar energía eléctrica para autoconsumo. En el presente documento se recogen las características principales de la instalación fotovoltaica, la producción de energía, el mantenimiento y los cálculos justificativos que se han tenido en cuenta para la configuración de la misma, con el fin de cumplir con la normativa específica para este tipo de instalaciones y para la ejecución de las obras, la puesta en marcha y la explotación de la instalación.

1.2. ANTECEDENTES

Habiendo analizado los datos de consumo energético y de facturación a través de su CUPS ES0021000003049282FP, con una potencia contratada de P1, P2=13,2kW y una tarifa 2.0 TD, se plantea un sistema de autoconsumo solar fotovoltaico para la mejora del consumo eléctrico de dichas instalaciones.

1.3. DATOS DEL SOLICITANTE

El presente documento ha sido encargado por Ayuntamiento de Alovera con CIF P1902900H, y domicilio social en Plaza Mayor,1 - 19208 (Alovera-Guadalajara)

1.4. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

La instalación solar fotovoltaica se ubica sobre la cubierta de las instalaciones de Frontón Municipal en la localidad de Alovera, Guadalajara y en las coordenadas geográficas:

Latitud: 40°35'41.54"N Longitud: 3°14'55.41"O

El emplazamiento de la instalación fotovoltaica constituye un excelente lugar para la explotación de la energía solar. No se ve dañada la integración arquitectónica, al no necesitar realizar obras en el edificio, la estructura de anclaje es mínima al situarse de manera coplanaria a la cubierta sin necesidad perforaciones en la misma.

El inmueble con referencia catastral 9138103VK7993N0001PW, cuenta con una superficie construida de 850 m², de los que se aprovechan 36 m² para la ubicación de la instalación fotovoltaica de 7,42 kWp.

1.5. AUTOR

El autor del presente documento es Carlos Bustamante Prieto con DNI 45686796X, dirección a efecto de notificaciones/comunicaciones: C/ Francisco Artilio, 162 Bloque 3 Oficina 304 - 19004 Guadalajara.

Ingeniero Técnico Industrial.

Colegiado nº: 532 del COGITIGU

2. NORMATIVA VIGENTE

En el presente proyecto serán de aplicación las siguientes normativas:

- RD 244/2019 de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Código Técnico de la Edificación (HE 4).
- Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Toda la normativa incluida en el Pliego de Condiciones Técnicas de esta documentación.
- Norma de Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la Red de Baja Tensión de la compañía suministradora.
- Normativa específica de la distribuidora en MT/BT para centros de seccionamiento.
- Directiva Comunitaria 97/11/CE que rige el tema de la Evaluación del Impacto Ambiental.
- Para cumplir el compromiso adquirido con la Comisión de los Estados Miembros, en el sentido de mejorar su Normativa, el Estado Español promulgó el Real Decreto Ley 9/2000, de 6 de octubre, de modificación del Real Decreto Legislativo 1302/86, de 28 de junio. Este Real Decreto Ley contenía, en cumplimiento de la Directiva 97/11/CE,

una nueva interpretación del ámbito de proyectos cubierto por la Directiva, así como nuevos preceptos destinados a mejorar y ampliar las figuras de la información y participación pública.

Así mismo, serán de aplicación las Normas UNE para los materiales que puedan ser objeto de ellas y las prescripciones particulares que tengan dictadas los Organismos Oficiales Competentes (Delegación de Industria, Ayuntamiento, etc.) y especialmente la Ordenanza sobre captación de energía solar para usos térmicos.

3. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA

Analizadas las facturas de consumo de Frontón Municipal de Ayuntamiento de Alovera, se opta por la solución de reducir tanto la potencia consumida en un período de tiempo, como la potencia instantánea que en un momento se produce por la tipología de la actividad.

Con este motivo, se propone una mejora del rendimiento de la instalación eléctrica con apoyo de una instalación de paneles solares fotovoltaicos para autoconsumo con una potencia pico de 7,42 kWp.

La disposición de los paneles es coplanaria a la cubierta.

La configuración eléctrica de la planta fotovoltaica será de 1 inversor de 8 kWn, formando un campo fotovoltaico de 1 strings de 14 módulos en serie para el inversor, haciendo un total de 14 módulos en la instalación.

El cableado que une todos los paneles hasta el inversor es de 2x4 mm², instalado en canaleta, y va a parar al inversor de 8 kWn instalado en el interior del edificio. Hasta este punto la instalación se realiza en corriente continua.

A la salida de los inversores, y antes de llegar al punto de conexión, se instala un cuadro para unificar cableados e instalar las protecciones de la instalación, disponiendo de un interruptor de corte general con un interruptor magnetotérmico. Para el tramo de instalación en corriente alterna se emplea cable de 4x6 mm² más el cable de tierra.

4. CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS

Localización:

Alovera (Guadalajara)

- Latitud: 40°35'41.54"N
- Longitud: 3°14'55.41"O
- Altitud: 644 m.

Los módulos se instalan por tanto en el edificio, de la cubierta anteriormente indicada, con las siguientes características:

AZIMUT (º)	INCLINACIÓN (º)	MÓDULOS
67,5	15	14
TOTAL MÓDULOS		14

Irradiación solar:

Los valores de radiación media diaria para cada mes, sobre superficie horizontal y sobre superficies reales se han extraído de la base de datos PVGIS.

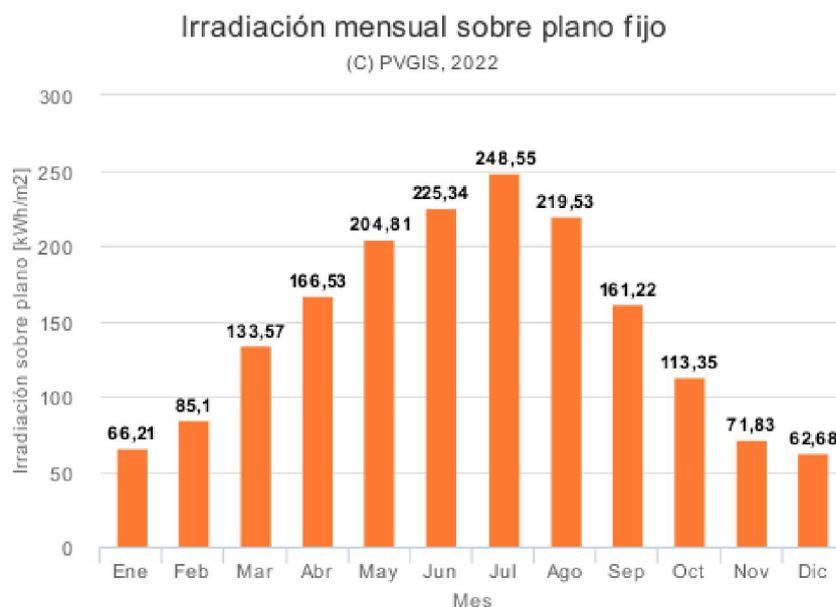
En la siguiente tabla se ve reflejada la energía media recibida por metro cuadrado de superficie en función de la inclinación y orientación indicadas, expresadas en kWh/m²:

	PLANO HORIZONTAL		INSTALACIÓN FV ¹	
	Radiación (kWh/m ²)		Radiación (kWh/m ²)	
	Diaria	Mensual	Diaria	Mensual
Enero	2,14	66,21	2,43	75,24
Febrero	3,04	85,1	3,32	92,94
Marzo	4,31	133,57	4,48	138,97
Abril	5,55	166,53	5,62	168,55
Mayo	6,61	204,81	6,53	202,41
Junio	7,51	225,34	7,38	221,48
Julio	8,02	248,55	7,96	246,67
Agosto	7,08	219,53	7,16	221,88
Septiembre	5,37	161,22	5,57	167,05
Octubre	3,66	113,35	3,96	122,72
Noviembre	2,39	71,83	2,68	80,45
Diciembre	2,02	62,68	2,38	73,64
	4,82	1758,72	4,96	1.812

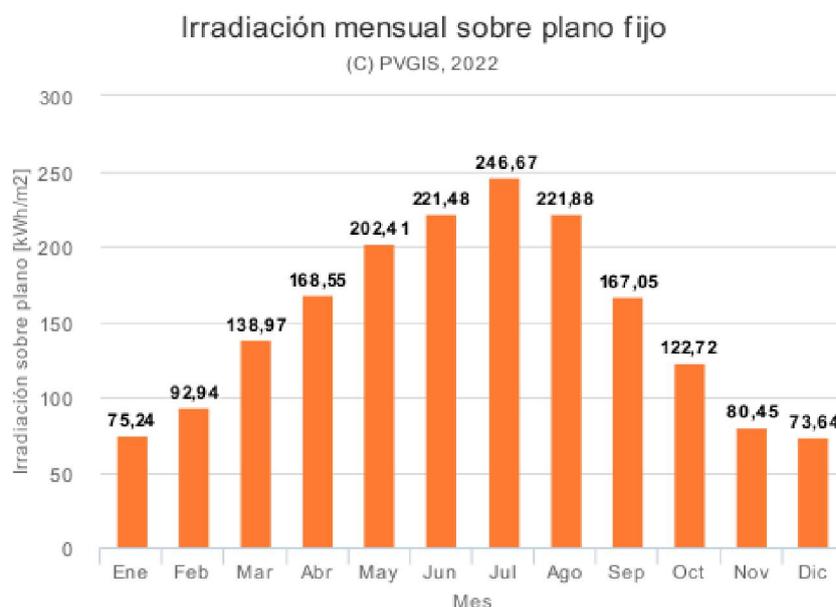
(¹) Superficie real del campo fotovoltaico: azimut 67,5º, e inclinación 15º

A continuación, las siguientes figuras muestran la irradiación media mensual por metro cuadrado sobre plano horizontal correspondientes a la zona de la instalación.

Radiación sobre el plano horizontal



Radiación sobre el campo fotovoltaico



5. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

Se trata de una instalación solar fotovoltaica de conexión a red con las siguientes características de potencia:

Potencia Instalación (kWp)	7,42
Potencia Nominal (kWn)	8

Teniendo en cuenta las características técnicas y eléctricas de los paneles fotovoltaicos se va a emplear un sistema inversor de 8 kWn, compuesto de un inversor modelo BNT008KTL de Afore, o similar, de 8 kWn.

Los módulos monocristalinos empleados son bifaciales de 530 W, modelo LG530BF del fabricante Light Green Solar, o similar.

5.1. CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN

El número de módulos fotovoltaicos por cada string está analizado para cumplir con las características eléctricas y técnicas de los inversores, prestando mucha atención a intensidades y tensiones máximas tanto de módulos como de entrada de los inversores.

El inversor propuesto BNT008KTL de Afore dispone de 2 seguidores MPPT que optimizan la potencia eléctrica disponible en los módulos fotovoltaicos de forma independiente. Estos seguidores, hacen que, si hubiera presencia de sombras, orientaciones o inclinaciones distintas de los módulos dispuestos por el uso de las distintas cubiertas del inmueble, los puntos de trabajo óptimos serían distintos.

Para el caso que nos ocupa, los módulos irán instalados con la misma inclinación y dos orientaciones, por lo que con un seguidor MPPT es suficiente para que el sistema produzca energía de manera óptima.

Toda la instalación se conectará al cuadro general de protección antes del contador de suministro.

Configuración Instalación FV	
Cantidad Strings	1
Nº paneles por String	14
Cantidad de paneles	14
Cantidad de inversores	1
Potencia total instalación (kWp)	7,42
Potencia nominal (kWn)	8

5.2. PUNTO DE CONEXIÓN

El punto de conexión para inyectar la energía en el propio autoconsumo, es el cuadro ubicado en la nave en la que se instalarán los paneles. Siendo la tensión de salida del inversor igual a la tensión de la red del cliente.

El punto de conexión de referencia es el punto donde se encuentra el contador de entrada de tensión a la actividad, de acuerdo con el CUPS indicado con anterioridad.

5.3. CAPTADORES SOLARES

Se proponen módulos monocristalinos bifaciales modelo LG530BF del fabricante Light Green Solar de 530 Vatios. Las características de dichos módulos se detallan a continuación:

Características Módulos FV	
Modelo	LG530BF
Potencia Pico (Wp)	530
Corriente Cortocircuito (A)	13,35
Tensión Circuito Abierto (V)	50,4
Corriente Mpp (A)	12,68
Tensión Mpp (V)	41,81
Coefficiente Variación Voc (%/°C)	-0,27
Coefficiente Variación Isc (%/°C)	0,048
Coefficiente Variación Pn (%/°C)	-0,35
Tonc (°C)	45±2
Altura (m)	2,117
Anchura (m)	1,052
Profundidad (m)	0,003
Peso (kg)	28±3%
Máxima Tensión Sistema (V)	1.500
Caja Conexión	1
Diodos By-pass	3

Las medidas se realizan en las condiciones estándar de medida (CEM) que se definen por 1.000 W/m² de irradiancia, con una distribución espectral AM 1,5G y una temperatura de célula de 25°C.

La tecnología empleada en su fabricación es de silicio monocristalino de células fotovoltaicas PERC (Passivated Emitter Rear Cell) presentando una única caja de conexiones en las que se albergan los diodos de “by-pass” que impiden el deterioro del módulo en caso de sombras parciales evitando la formación de puntos calientes y minimizando las pérdidas. Los límites máximos de funcionamiento son 1.500 V para el sistema en que se incluyan, entre -40 a 85 grados para las temperaturas de funcionamiento, carga estática máxima delantera de 5.400 Pa y carga estática máxima trasera de 2.400 Pa. Cada módulo llevará de forma claramente visible el modelo, nombre y logotipo del fabricante. Además, poseerán una identificación individual (número de serie).

Los módulos estarán debidamente encapsulados y protegidos contra la intemperie. El grado de protección de las cajas de conexionado y de los módulos será IP65.

La potencia de salida está sujeta a una tolerancia de +/-5%.

5.4. INVERSOR SOLAR

El inversor es el elemento encargado de convertir la corriente continua en alterna, sincronizándola con la red eléctrica. Funciona de forma totalmente automática, en cuanto que los módulos fotovoltaicos entreguen una potencia suficiente, inyecta energía a la red. El inversor supervisa la tensión, la frecuencia de red y la producción energética independientemente unos de otros.

Además de la función de conversión CC/CA, hace trabajar al generador fotovoltaico en el punto donde pueda entregar la máxima potencia. Cuando la intensidad de radiación solar es tan baja que no permite la inyección de una potencia por debajo de un umbral el inversor se queda aletargado en espera de que las condiciones vuelvan a ser las adecuadas para inyectar de nuevo a la red. Mientras, consume energía de la red eléctrica para alimentar los circuitos electrónicos de control.

Para la instalación se utiliza el modelo BNT025KTL de Afore o similar, cuyas características se indican a continuación:

Características Inversor	
Modelo	BNT008KTL
Potencia Nominal AC (W)	8.000
Potencia Máxima FV CC (W)	12.000
Tensión Máxima de Entrada (V)	1.000
Corriente Máxima de Entrada (A)	48
Tensión Mínima de Entrada MPP (V)	300
Tensión Máxima de Entrada MPP (V)	850
Frecuencia Nominal (Hz)	50/60
Temperatura Máxima Operación (°C)	60
Temperatura Mínima Operación (°C)	-25
Distorsión Máxima - THD (%)	< 3%
Rendimiento Máximo (%)	98,30%
Rendimiento Europeo (%)	98,03%
Altura (m)	0,460
Anchura (m)	0,345

Características Inversor	
Profundidad (m)	0,170
Peso (kg)	17
Cos Phi	0,8
Número de conexiones CC	6
Número de seguidores MPP	2
Fases de Salida	2

Dicho inversor cuenta además con tres seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) correspondiendo con distintas entradas de strings de módulos fotovoltaicos de forma que el seguidor busca el punto de trabajo V-I para máxima transferencia de potencia de forma independiente.

El inversor debe de disponer como mínimo de las siguientes certificaciones:

- Marcado CE
- Directiva EMC EN 61000-6-2 y EN 61000-6-3
- Directiva Baja Tensión EN 50549 y EN 50438

5.5. SISTEMA DE FIJACIÓN

La fijación de los módulos fotovoltaicos se realiza mediante estructuras metálicas ligeras con forma de omega, de 13 cm de altura y de aluminio, para soportar la intemperie evitando las oxidaciones y deterioros por exposición al exterior.

Dichas estructuras metálicas se fijan a la cubierta adheridas mediante un compuesto específico (resinas u otros adhesivos polímeros de alta resistencia) adecuado para la fijación a la superficie de acabado de la cubierta en cuestión. Cada panel dispone de 6 estructuras de fijación.

Mediante este sistema de fijación se evita que la cubierta sea perforada evitando así el filtrado de agua de lluvia al interior de las instalaciones.

Los módulos fotovoltaicos se fijan a dichas estructuras metálicas de forma solidaria con la cubierta, dejando pasillos libres de módulos para permitir el paso de personal de instalación y mantenimiento.

5.6. CABLEADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO, DIODOS Y PROTECCIONES

Todos los conductores son de cobre. La sección de los conductores se ha dimensionado teniendo en cuenta la intensidad a la que están trabajando y las caídas de tensión que en ellos se producen.

Tanto en el tramo de corriente continua como en el de corriente alterna se dimensionan de tal manera que la caída de tensión sea inferior al 1,5 % en cada uno.

Se incluyen todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, utilizando los equipos y materiales de aislamiento eléctrico necesarios.

Los cables utilizados cumplen con la normativa vigente UNE 21123 en cuanto a aislamiento y grado de protección. En particular poseen un aislamiento 0,6/1 KV y son de doble aislamiento (clase II). Los tipos de aislamiento permisibles son: policloruro de vinilo, goma butílica (butil), etileno-propileno o polietileno reticulado.

Las fórmulas utilizadas para el cálculo de las secciones de los conductores son:

- Para corriente continua:

$$I_N = \frac{P}{V}; \text{ Si } I_N \leq I_{Adm} \Rightarrow I_N \rightarrow \text{Correcto}$$

$$S = \frac{2L \cdot P}{\rho \cdot \Delta V \cdot V}$$

$$\Delta V = \frac{2L \cdot P}{\rho \cdot S \cdot V}$$

Siendo:

P= Potencia de la instalación

V= Tensión nominal

I_N= Intensidad nominal

I_{Adm}= Intensidad admisible por el conductor

S= Sección del conductor

ΔV= Caída de tensión

ρ= Conductividad del cobre

L= Longitud de la línea

- Para corriente alterna monofásica:

$$I_N = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \phi}; \text{ Si } I_N \leq I_{Adm} \Rightarrow I_N \rightarrow \text{Correcto}$$

$$S = \frac{L \cdot P}{\rho \cdot \Delta U \cdot U}$$

$$\Delta U = \frac{L \cdot P}{\rho \cdot S \cdot U}$$

Siendo:

P= Potencia de la instalación

U= Tensión nominal

I_N= Intensidad nominal

I_{Adm}= Intensidad admisible por el conductor

S= Sección del conductor

ΔU= Caída de tensión

ρ= Conductividad del cobre

L= Longitud de la línea

- Para corriente alterna trifásica:

$$s = \frac{\sqrt{3LI_L \cos \phi}}{cu}$$

donde:

s es la sección del conductor en mm²

L es la longitud de la línea en m

I es la intensidad eficaz en A
cos φ es el factor de potencia
u es la caída de tensión en la línea en V
c es la conductividad del conductor, para el cobre c = 56 mΩ·mm²

Sin perjuicio de esta norma, las secciones mínimas de los cables se adjuntan en el “Anexo III Cálculos Justificativos”, la caída de tensión máxima de tal forma es de 1,5%.

Los cables utilizados para la interconexión de los módulos FV en cada uno de los paneles están protegidos contra la degradación por efecto de la intemperie: radiación solar, UV, y condiciones ambientales de elevada temperatura:

- Cableado entre módulos y strings e inversores RV1-K 0,6 / 1kV
- Resto del cableado RV1-K 0,6 / 1 kV
- No propagador de llama: Une 20.432-I(IEC-332-I)
- Conductor de cobre: Clase 5
- Aislamiento: XLPE (Polietileno reticulado).
- Cubierta PVC arilo-nitrilo
- Temperatura máxima: 90°C
- Construcción según: UNE 21123
- Utilización: Distribución de energía en Baja Tensión, en interior y exterior para instalaciones fijas.

El cableado entre los módulos para formar las conexiones en serie y el inversor se efectúa mediante cable flexible y de longitud adecuada para que no exista peligro de cizalladura.

Los cableados están adecuadamente etiquetados, de acuerdo con los esquemas eléctricos.

Los positivos y los negativos de cada grupo de módulos van debidamente protegidos hasta la entrada de los inversores. Los cableados irán canalizados por la cubierta.

La configuración eléctrica del generador fotovoltaico es flotante, ninguno de los polos está conectado a la tierra de la instalación.

La tierra de la instalación es una tierra independiente, no alterando las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación dispone de los elementos necesarios para desconexión manual y automática del campo fotovoltaico.

Los materiales situados a la intemperie están protegidos contra los agentes ambientales, en particular contra los efectos de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tienen un grado mínimo de protección IP65 y los de interior sin acceso, IP20. Por lo tanto, el cableado es de doble aislamiento y adecuado para este uso de acuerdo con la norma UNE 21123.

5.7. PROTECCIONES Y SEGURIDAD

La instalación está diseñada de modo que cumple el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Además, se consideran las especificaciones recomendadas por la compañía eléctrica a cuya red se conectará la instalación fotovoltaica.

La instalación incluye los siguientes sistemas de protección:

- *Interruptor/seccionador*, que es un interruptor con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora. Este interruptor es accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la conexión manual.
- *Interruptor automático diferencial*, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte de la instalación.
- *Interruptor automático* de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de red, junto a un relé de enclavamiento. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.
- *Protección* para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión. De acuerdo al artículo 14 del RD 1699/2011. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.
- El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica es automático, una vez restablecida la tensión de red de la empresa distribuidora. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.
- *Seccionador de continua*. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.

5.8. SISTEMA ELÉCTRICO DE CONTROL

El sistema eléctrico y de control cumple con el REBT en todos aquellos puntos que sean de aplicación.

Los cuadros están diseñados siguiendo los requisitos de estas especificaciones y se han construido de acuerdo con el REBT para baja tensión y con las recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

El usuario estará protegido contra posibles contactos directos e indirectos.

5.9. INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

La instalación cumplirá con el artículo 15 del RD 1699/2011 que dice:

“La puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.

Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.”

5.10. CONEXIÓN A RED

La instalación realizada está conectada a la red, por ello cumple con lo dispuesto en el RD 1699/2011 es sus artículos 12 y 13.

El factor de potencia de la energía suministrada a la red de la empresa distribuidora debe ser lo más próximo posible a la unidad y, en todo caso, superior a 0,98 cuando la instalación trabaje a potencias superiores al 25 por ciento de su potencia nominal.

6. PRODUCCIÓN ANUAL

Sobre los valores unitarios de energía en los módulos fotovoltaicos descritos en el apartado 4 del presente documento, se consideran unas pérdidas del sistema según los parámetros que se describen a continuación, donde algunos son estimativos según instalaciones anteriores, aunque dependerán principalmente del buen mantenimiento realizado en la instalación.

En la instalación que nos ocupa, se estiman unas pérdidas de eficiencia globales del 22,71%.

Los principales motivos que pueden afectar el rendimiento de la instalación son:

6.1. RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

6.1.1. RANGO DE POTENCIA DE MÓDULO

La potencia de todos los módulos fotovoltaicos no es exactamente idéntica, y aunque dos módulos tengan la misma potencia, puede ser que sus tensiones e intensidades sean diferentes.

Esto trae consigo que al ponerlos en serie se produzca una pérdida de potencia si utilizamos dentro de la misma serie paneles con distintas características eléctricas. Para minimizar este efecto, los módulos están clasificados en intensidad, (lo que se indica en un adhesivo con una letra que se coloca en el marco del panel), de manera que se pueda, en la instalación, escoger los paneles adecuados para armar las distintas series.

6.1.2. DISPERSIÓN DE PARÁMETROS ENTRE MÓDULOS

Estas pérdidas se deben a que los parámetros de los módulos solares fotovoltaicos tienen tolerancias por lo que no son exactamente todos iguales. Esto hace que el punto de máxima potencia del conjunto no corresponda con el de cada uno de ellos por lo que equivale a ciertas pérdidas respecto a dicho valor.

El punto de máxima potencia en cada módulo es el producto de la tensión por la intensidad de trabajo en cada momento, valores que pueden variar ligeramente entre módulos.

6.1.3. DISPERSIÓN ESPECTRAL

Se debe, de forma similar al punto anterior, al diferente comportamiento de los módulos frente a una distribución espectral de la energía solar diferente a la empleada en la caracterización de los módulos y que depende de múltiples factores ambientales, atmosféricos, etc.

6.1.4. EFECTO DE LA TEMPERATURA

Para determinar la temperatura de célula utilizaremos la fórmula:

$$T_c = T_{amb} + I_{inc}(W/m^2)(T_{ONC}(^{\circ}C) - 20)/800$$

Siendo:

T_c = Temperatura real de trabajo de la célula.

T_{amb} = Temperatura ambiente.

I_{inc} ($W.m^2$) = Irradiancia.

TONC = Temperatura de Operación Normal de la célula, que es de 46 °C cuando se somete al módulo a una irradiancia de 1.000 W/m^2 , a una temperatura ambiente 25 °C, y una velocidad de viento sobre los módulos de 1 m/s.

Por ejemplo, con una temperatura ambiente de 25 °C tendríamos en célula unos 49,0 °C. La temperatura afecta principalmente a los valores de voltaje de la característica I-V, y tiene su mayor influencia en el voltaje de circuito abierto, aunque también modifica los valores del punto de máxima potencia y el valor de I_{cc} (muy ligeramente).

La eficiencia de los módulos depende fuertemente de la temperatura de los mismos con un coeficiente negativa de temperatura K_p de forma que a mayor temperatura mayores pérdidas. Este parámetro es del orden de -0,4 %/°K en tecnología monocristalina.

6.1.5. PÉRDIDAS POR SUCIEDAD Y REFLEXIÓN SOBRE LOS MÓDULOS

Son pérdidas de la energía solar causadas por el polvo, barro, excrementos de aves, etc. que se depositan sobre los módulos con el paso del tiempo y que se traducen en una menor incidencia solar, así como reflexión de los rayos sobre la superficie de dichos módulos.

6.1.6. PÉRDIDAS POR INCLINACIÓN, ACIMUT Y SOMBRAS

Son pérdidas producidas por los diversos elementos dispuestos sobre la cubierta, aunque éstas se produzcan solamente durante una pequeña parte del tiempo en determinadas temporadas del año. También se considera la posibilidad de diversos elementos transportados por el viento.

Serán evaluados en cada caso, pudiendo variar de una instalación a otra.

6.1.7. PÉRDIDAS POR DEGRADACIÓN FOTÓNICA

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio cristalino y se produce al exponer al sol por primera vez el panel fotovoltaico.

6.2. RENDIMIENTO DEL INVERSOR

Un inversor tiene siempre unas pérdidas en su funcionamiento. Es un parámetro indicado por el fabricante del inversor y representa las pérdidas de conversión eléctrica de la parte de corriente continua donde se conectan los módulos solares a la de corriente alterna donde se entrega a la red de distribución eléctrica.

Las podemos dividir en tres grupos:

- Pérdidas de autoconsumo (independientes de la potencia de operación), pérdidas en el transformador de salida, dispositivos de control, regulación, medidores e indicadores, y en los dispositivos de seguridad.
- Pérdidas linealmente dependientes de la potencia de operación (diodos, dispositivos de conmutación, etc.)
- Pérdidas que varían con el cuadrado de la potencia de operación (calor), (cables, bobinas, resistencias, etc.)

6.3. PÉRDIDAS DE CONEXIONADO Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN

Además de las pérdidas indicadas se tienen en cuenta otras pérdidas como las eléctricas, tanto en continua como alterna, y la indisponibilidad del servicio:

- Eléctricas CC: son las pérdidas de potencia producida en los cables debido a la caída de tensión por la resistencia de dichos cables al paso de la corriente eléctrica. Son valores acotados por diseño ya que precisamente se calcula la sección de cable a emplear para que dicha caída de tensión no supere el 1,5 %.
- Eléctricas CA: son pérdidas que se deben a la caída de tensión en los conductores al paso de la corriente alterna en el tramo posterior a los inversores. Son valores acotados por diseño ya que precisamente se calcula la sección de cable a emplear para que dicha caída de tensión no supere el 1,5 %.
- Indisponibilidad de servicio: este factor tiene en cuenta el tiempo en que la instalación está parada por trabajos de mantenimiento, y periodos comprendidos entre averías y reparaciones correspondientes que supongan una reducción global de la energía entregada a la red.

6.4. ENERGÍA GENERADA POR EL CAMPO FOTOVOLTAICO

Considerando unas pérdidas de eficiencia globales del 22,71%, a continuación, se muestra la producción estimada para la instalación fotovoltaica utilizando el panel bifacial:

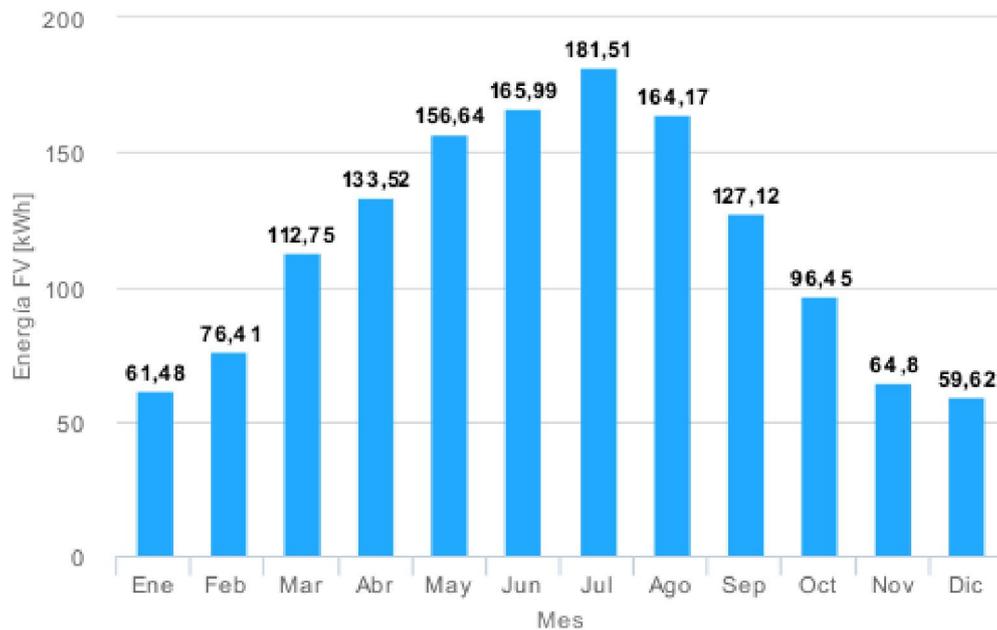
estimada para la instalación fotovoltaica utilizando el panel bifacial:

	Producción Estimada (kWh) campo FV	Energía consumida del cliente (kWh)	Energía autoconsumida estimada Total (kWh)
Enero	467	933	259
Febrero	598	514	186
Marzo	848	893	322
Abril	1.006	1.070	594
Mayo	1.135	811	507
Junio	1.216	689	639
Julio	1.311	299	178
Agosto	1.188	272	170
Septiembre	934	400	222
Octubre	727	869	459
Noviembre	505	898	249
Diciembre	455	1.242	345
	10.392	8.890	4.131

Instalación fotovoltaica: producción estimada anual 10.392 kWh/año. Datos de consumo del cliente corresponden a los últimos 12 meses, basado en la información extraída del CUPS correspondiente.

Producción de energía mensual del sistema FV fijo

(C) PVGIS, 2022



La eficiencia de la instalación, entendida como la energía producida entre la energía disponible para la potencia FV instalada, sería la siguiente:

$$\eta = \frac{10.392}{1812 \times 7,42} = 77,29\%$$

7. REPERCUSIÓN MEDIOAMBIENTAL

En la siguiente tabla se muestra un cálculo de ahorro energético donde se determinan las emisiones de CO₂ que se evitarían con la instalación del sistema fotovoltaico:

CÁLCULO DEL AHORRO ENERGÉTICO PREVISTO			
PRODUCCIÓN ANUAL PLANTA SOLAR (kWh)	EMISIONES CON ENERGÍA NO RENOVABLE tCO ₂ /año	EMISIONES CON ENERGÍA SOLAR tCO ₂ /año	EMISIONES EVITADAS AL AÑO tCO ₂
10.392	41,56	0	41,56

FACTOR DE CONVERSIÓN: 0,4 tCO₂/MWh (Fuente: IDAE)

8. RECEPCIÓN Y PRUEBAS

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar para la recepción del sistema fotovoltaico, además de lo indicado en el artículo 8 del RD 1699/2011, serán las siguientes:

- Puesta en operación de todos los sistemas y comprobación del correcto funcionamiento (inversores, contadores).
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento (y distintas potencias de operación).
- Comprobación de que los voltajes e intensidades de los diferentes circuitos se corresponden con los de diseño (generador, inversor, y puesta a tierra).
- Prueba de funcionamiento correcto de los sistemas de seguridad (diodos, magnetotérmicos y diferenciales).
- Verificación del correcto funcionamiento del sistema de control.
- Comprobación de las prestaciones energéticas reales (medidas a través del equipo de medición o monitorización instalado) respecto a las prestaciones de diseño.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha, se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 72 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá formar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 2 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno.

9. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Todo el mantenimiento de la instalación será realizado por personal técnico cualificado, bajo responsabilidad de la empresa instaladora.

Con el objeto de garantizar la seguridad y la mayor productividad de la instalación fotovoltaica, es necesario realizar trabajos de mantenimiento preventivo.

9.1. MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Se realizará con una periodicidad máxima de un año el siguiente mantenimiento:

9.1.1. CAMPO FOTOVOLTAICO

- Inspección visual del correcto estado de los módulos (sombras, rotura del cristal, suciedad)
- Detección de puntos calientes en los módulos mediante cámara termográfica.
- Comprobación del estado/degradación de los conectores de unión de los módulos.
- Comprobación del estado de cables y terminales.
- Comprobación de la fijación de los paneles a la estructura.
- Comprobación de la fijación de la estructura a la cubierta.
- Comprobación de la oxidación de la estructura y/o canalizaciones.
- Comprobación de la tensión e intensidad, de cada uno de los strings del campo generador.

9.1.2. CUADROS DE CORRIENTE CONTINUA/ALTERNA

- Anotación de los valores de intensidad y tensión.
- Comprobación del estado de las protecciones eléctricas.
- Comprobación de fallo de aislamiento en las series.
- Reapriete de las conexiones de cables en fusibles, pletinas, magnetotérmicos, etc.

9.1.3. INVERSORES

- Limpieza del inversor mediante aire y aspiración para eliminar polvo o cualquier otro elemento que pueda obstruir la correcta ventilación del inversor y su funcionamiento.
- Reapriete de tornillos de los diferentes elementos del inversor.
- Comprobación del correcto funcionamiento de los ventiladores.
- Comprobación de los elementos internos del inversor (varistores, magnetotérmicos, fusibles, filtros Rc, trafo, etc.)
- Comprobación de puntos calientes en el inversor mediante cámara termográfica.
- Anotación de los valores históricos del inversor (alarmas, producción total, horas de funcionamiento, número de arranques, temperatura).
- Comprobación de la tensión de salida en alterna.
- Comprobación de la temperatura de la sala del inversor.
- Comprobación de la correcta monitorización del inversor y recepción de mensajes de error.

9.1.4. CUADROS DE PROTECCIÓN/MEDIDA

- Comprobación de los elementos de los cuadros (fusibles, diferenciales, etc.)
- Anotación de los valores totales de energía exportada e importada.
- Comprobación del correcto funcionamiento de la telemedida.
- Observación de puntos calientes.

9.1.5. OTROS

- Comprobación de cables de tierra de toda la instalación.

9.2. MANTENIMIENTO CORRECTIVO

El mantenimiento correctivo de la instalación fotovoltaica se realizará cuando se produzcan averías en la instalación.

- Análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposición del material necesario para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Reposición del material defectuoso o dañado por el funcionamiento de la instalación.

10. MONITORIZACIÓN

El sistema de monitorización permite evaluar el funcionamiento y rendimiento de la instalación fotovoltaica de forma continuada e ininterrumpida. El sistema de monitorización permite registrar los datos de producción eléctrica, así como detectar fallos o averías en la instalación fotovoltaica de forma inmediata. Los captadores y detectores, recogen la información del contador y del sistema inversor y la envían a un sistema de adquisición de datos, donde se registran y almacenan todos los datos de la instalación fotovoltaica.

La instalación de monitorización estará formada por:

- Sistema de adquisición y lectura de datos: Acondiciona las señales recibidas de los captadores y sensores, para enviarlas de forma correcta a un sistema remoto de almacenamiento de datos.
- Plataforma web donde poder visualizar y analizar los datos monitorizados.

11. PRESUPUESTO

La inversión total de la instalación fotovoltaica, con las calidades de los materiales indicadas en el presente documento, es de 8.904 € euros + IVA.

El mismo se detalla en el apartado Presupuesto del presente documento.

Firmado por BUSTAMANTE PRIETO
CARLOS - ***8679** el día
18/10/2024 con un certificado
emitido por AC FNMT Usuarios

Carlos Bustamante Prieto
Guadalajara, a 10 de marzo de 2022

ANEXO I: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS MÓDULOS FOTVOLTAICOS



Bifacial Mono PERC glass glass module LG500-530BF

These modules built with PERC bifacial Type P cells have the ability to convert the light that is reflected from the rear into electricity in addition to that which is already generated from the front side, which makes them the modules with the best



3%~30% more production



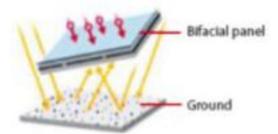
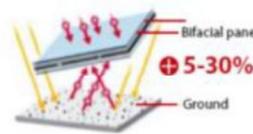
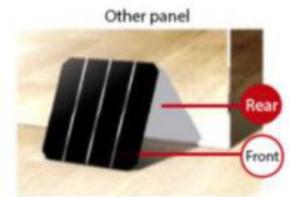
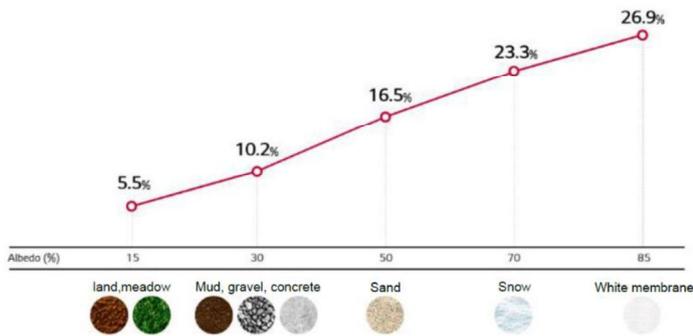
More performance with low radiation



Glass glass panel, more reliability,



Excellent performance with the temperature



Warranty

- 12 years product warranty
- 35 years production warranty

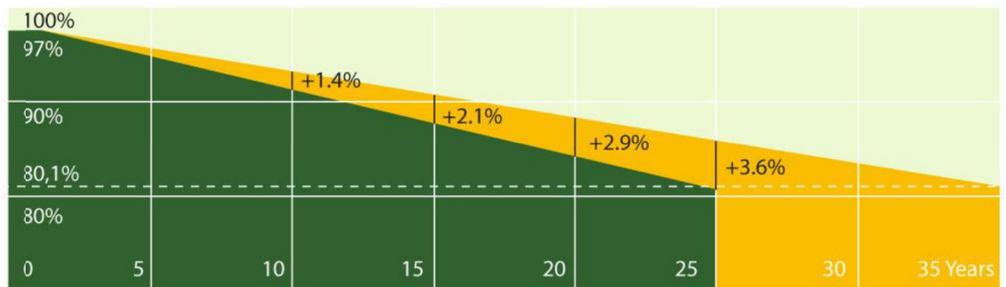
35 Years Linear Warranty at 80% production

24.0%

MAX MODULE EFFICIENCY⁽¹⁾

12 YEAR

PRODUCT WARRANTY



- Light Green's Linear Performance Warranty
- Industry Standard Warranty

ANEXO II: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL INVERSOR

PV Input Data	BNT003KTL	BNT004KTL	BNT005KTL	BNT006KTL	BNT008KTL	BNT010KTL
Max. DC Power (W)	5100	6000	7500	9000	12000	14000
Max. DC Voltage (V)	1000	1000	1000	1000	1000	1000
MPPT Voltage Range (V)	150 -850	150-850	150-850	150-850	150-850	150-850
MPPT Full Power Voltage Range (V)	200 -850	200-850	200-850	250-850	300-850	500-850
Rated Input Voltage (V)	620	620	620	620	620	620
Start-up Voltage (V)	150	150	150	150	150	150
Max. Input Current (A)	15 x 2	15 x2	15 x 2	15 x 2	15 x 2	15 x 2
Max. Short Current (A)	24 x2	24x2	24 x 2	24 x 2	24 x 2	24 x 2
No. of MPP Tracker / No. of PV String	2/2	2/2	2/2	2/2	2/2	2/2
Input Connector Type	MC 4	MC4	MC4	MC4	MC4	MC4

AC Output Data	BNT003KTL	BNT004KTL	BNT005KTL	BNT006KTL	BNT008KTL	BNT010KTL
Max. Output Power (W)	3300	4400	5500	6600	8800	11000
Nominal Output Power (W)	3000	4000	5000	6000	8000	10000
Max. Output Current (A)	5.3	7	8.5	10.5	13.5	17
Nominal Output Voltage (V)	3P+N+PE /3P+PE 230/400					
Grid Voltage Range	260-519 (according to local standard)					
Nominal Output Frequency (Hz)	50/60					
Grid Frequency Range	45-55/55-65(according to local standard)					
Output Power Factor	1 default (adjustable from 0.8 leading to 0.8 lagging)					
Output Current THD	<3%					

Efficiency	BNT003KTL	BNT004KTL	BNT005KTL	BNT006KTL	BNT008KTL	BNT010KTL
Max. Efficiency	98.30%	98.30%	98.30%	98.30%	98.30%	98.30%
Euro Efficiency	97.61%	97.65%	97.85%	98.00%	98.03%	98.10%

Protection	BNT003KTL	BNT004KTL	BNT005KTL	BNT006KTL	BNT008KTL	BNT010KTL
PV Reverse Polarity Protection	YES	YES	YES	YES	YES	YES
PV Insulation Resistance Detection	YES	YES	YES	YES	YES	YES
AC Short Circuit Protection	YES	YES	YES	YES	YES	YES
AC Over Current Protection	YES	YES	YES	YES	YES	YES
AC Over Voltage Protection	YES	YES	YES	YES	YES	YES
Anti-Islanding Protection	YES	YES	YES	YES	YES	YES
Residual Current Detection	YES	YES	YES	YES	YES	YES
Over Temperature Protection	YES	YES	YES	YES	YES	YES
Integrated DC switch	YES	YES	YES	YES	YES	YES
Surge Protection (DC & AC)	Integrated (Type III)					

General Data	BNT003KTL	BNT004KTL	BNT005KTL	BNT006KTL	BNT008KTL	BNT010KTL
Dimensions (W x H x D, mm)	400 x 345 x 170				460 x 345 x 170	
Weight (kg)	15				17	
Protection Degree	IP65					
Enclosure Material	Aluminum					
Ambient Temperature Range (°C)	-25~+60					
Humidity Range	0-100%					
Topology	Transformerless					
Communication Interface	RS485 / WiFi / Wire Ethernet / GPRS (optional)					
Cooling Concept	Convection					
Noise Emission (db)	<30					
Night Power Consumption (W)	<1					
Max. Operation Altitude (m)	4000					

Certifications and Standards	BNT003KTL	BNT004KTL	BNT005KTL	BNT006KTL	BNT008KTL	BNT010KTL
EMC Standard	EN/IEC 61000-6-2,EN/IEC 61000-6-3, EN61000-3-2,EN61000-3-3,EN61000-3-11,EN61000-3-12					
Safety Standard	EN/IEC 62109-1/-2 , UL1547,IEC 60068-2					
Grid-connection	EN50549-1, EN50438, RD 1699, UNE 217001, RD 413, IEC61727, IEC62116, IEC61683, VDE4105, UL1741 VDE0126 AS4777.2 NB/T 32004-2013					

ANEXO III: FICHA CATASTRAL

ANEXO IV: JUSTIFICACIÓN HORAS SOLARES

Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

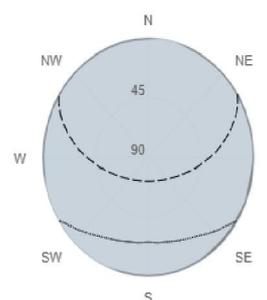
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 40.593, -3.248
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 1 kWp
 Pérdidas sistema: 14 %

Resultados de la simulación

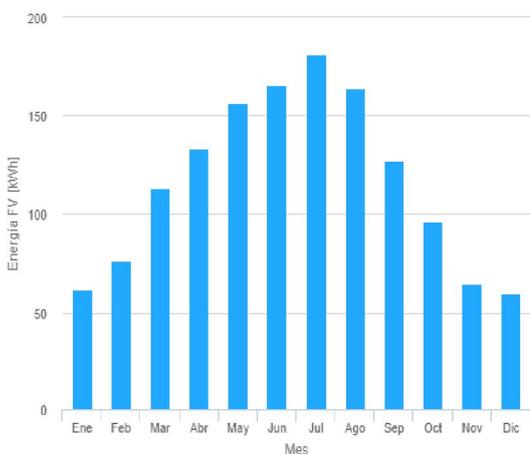
Ángulo de inclinación: 15 °
 Ángulo de azimut: 68 °
 Producción anual FV: 1400.45 kWh
 Irradiación anual: 1811.99 kWh/m²
 Variación interanual: 46.57 kWh
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -3.36 %
 Efectos espectrales: 0.38 %
 Temperatura y baja irradiancia: -7.36 %
 Pérdidas totales: -22.71 %

Perfil del horizonte:

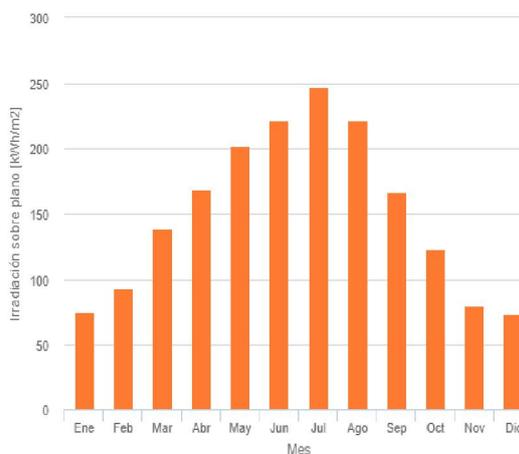


■ Altura del horizonte
 - - Elevación solar, Junio
 ···· Elevación solar, Diciembre

Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	61.5	75.2	12.8
Febrero	76.4	92.9	11.8
Marzo	112.8	139.0	12.0
Abril	133.5	168.6	10.2
Mayo	156.6	202.4	12.8
Junio	166.0	221.5	5.9
Julio	181.5	246.7	6.2
Agosto	164.2	221.9	3.6
Septiembre	127.1	167.1	5.8
Octubre	96.5	122.7	8.7
Noviembre	64.8	80.5	8.1
Diciembre	59.6	73.6	8.2

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema dado [kWh].

H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

PRESUPUESTO

TOTAL DE LA INVERSIÓN:

	Inversión sin IVA	IVA	Inversión con IVA
Inversión correspondiente a energías renovables	8.904,00 €	1.869,84 €	10.773,84 €
Inversión correspondiente a sistema de almacenamiento	-	-	-
Inversión Total	8.904,00 €	1.869,84 €	10.773,84 €

	Inversión sin IVA	IVA	Inversión con IVA
Costes elegibles correspondientes a energías renovables	8.904,00 €	1.869,84 €	10.773,84 €
Costes elegibles correspondientes a sistema de almacenamiento	-	-	-
Total costes elegibles	8.904,00 €	1.869,84 €	10.773,84 €

PRESUPUESTO DESGLOSADO:

Costes elegibles	Costes sin IVA	IVA	Costes con IVA
a) La inversión en equipos y materiales relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda, incluida la correspondiente a los sistemas de acumulación en su caso.	6.045,82 €	1.269,62 €	7.315,44 €
b) Los costes de ejecución de las obras y/o instalaciones relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda.	872,59 €	183,24 €	1.055,84 €
c) Equipamientos electromecánicos, hidráulicos, de control y auxiliares cuando estén asociados a la actuación objeto de ayuda.	-	-	-
d) Sistema eléctrico general de Alta Tensión y Baja Tensión, incluyendo transformadores, línea de evacuación y sistemas e infraestructuras eléctricas adicionales hasta el punto de conexión con la red eléctrica de transporte o distribución, cuando sean necesarias en función de la tipología de actuación objeto de ayuda. En su caso, se incluirán las protecciones y equipamientos que correspondan bajo el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y sus Instrucciones técnicas complementarias o el Reglamento de Instalaciones Eléctricas en Alta Tensión (RIAT) y sus Instrucciones técnicas complementarias	863,69 €	181,37 €	1.045,06 €
e) Sistemas de gestión, control activo y monitorización tanto de la generación como de la acumulación y la demanda de energía eléctrica o térmica de instalaciones consumidoras abastecidas por el proyecto objeto de la ayuda, que ayuden a optimizar la gestión y producción. Estos equipos deberán ser propiedad de la persona beneficiaria de la ayuda y estar vinculados a la actuación objeto de la ayuda.	356,16 €	74,79 €	430,95 €
f) Sistemas de medición del recurso en el emplazamiento, incluyendo sondeos exploratorios y ensayos TRT para el caso de instalaciones geotérmicas	-	-	-
g) Obras civiles, cuando estén relacionadas con las actuaciones objeto de ayuda y aquellas que sean necesarias para la correcta ejecución del proyecto, tales como, refuerzo de cubierta o sustitución de la misma en la parte proporcional de la cubierta que sea ocupada por la instalación de generación, en su caso. Asimismo, se consideran subvencionables como obra civil las siguientes partidas: edificaciones necesarias para el proyecto, campas, excavaciones, zanjas y canalizaciones y tuberías asociados a la instalación de generación, o a los sistemas de integración de energía eléctrica y gestión de la demanda, ayudas de albañilería, instalaciones auxiliares necesarias, viales de servidumbre interna de la instalación, adecuación de accesos para la instalación, edificios de control, plataformas de montaje, instalaciones temporales, restauración y medidas medioambientales correctoras después de las obras. Para ser considerado coste elegible, las obras deben cumplir la condición de que al menos el 70 % (en peso) de los residuos de construcción y demolición no peligrosos generados (con exclusión de los residuos con código LER 17 05 04), se preparen para la reutilización, el reciclaje y la valorización de otros materiales, incluidas las operaciones de relleno utilizando residuos para sustituir otros materiales. Análogamente, en los proyectos financiados que impliquen demolición, se incluirá la práctica de demolición selectiva.	-	-	-
h) El coste del desmantelamiento de las instalaciones existentes en el emplazamiento, en el caso de que aplique, a la hora de hacer una instalación de renovables en su lugar, siempre se cumpla la condición de que al menos el 70 % (en peso neto) de los residuos de construcción y demolición no peligrosos generados (con exclusión de los residuos con código LER 17 05 04), se preparen para la reutilización, el reciclaje y la valorización de otros materiales, incluidas las operaciones de relleno utilizando residuos para sustituir otros materiales. Análogamente, en los proyectos financiados que impliquen demolición, se incluirá la práctica de demolición selectiva.	-	-	-
i) Los costes de la redacción de los proyectos o memorias técnicas relacionados con las tipologías de actuación objeto de ayuda.	293,83 €	61,70 €	355,54 €
j) Los costes de la dirección facultativa relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda.	178,08 €	37,40 €	215,48 €
k) Coordinación de Seguridad y Salud de la obra y montaje relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda	53,42 €	11,22 €	64,64 €

l) Los costes de gestión de la solicitud de la ayuda, incluida la redacción de informes y demás documentación requerida para la solicitud. A estos efectos, se considerarán como costes de gestión de solicitud de la ayuda, aquellos gastos que la persona solicitante o destinataria última de la ayuda pudiera satisfacer a una empresa o profesional por llevar a cabo la gestión administrativa y documental de su solicitud ante la comunidad autónoma. Para que estos gastos se puedan considerar elegibles deben reflejarse en el presupuesto incluido en la solicitud de ayuda y justificarse, junto con el resto de gastos de la actuación, mediante contrato, facturas y justificantes de pago. Sólo serán elegibles los gastos de gestión que no superen el 4 % del importe de la ayuda solicitada, con un límite máximo de 3.000€ por expediente	195,89 €	41,14 €	237,02 €
m) Los costes de gestión de la justificación de la realización de las actuaciones, incluidos los costes de redacción de informes y demás documentación requerida para la justificación de estas ayudas. A estos efectos, se considerarán como costes de gestión de la justificación de la realización de las actuaciones objeto de ayuda aquellos gastos que la persona destinataria última de la ayuda pudiera satisfacer a empresas o profesionales por llevar a cabo la gestión técnica, administrativa y documental de la justificación ante el órgano instructor de la realización de las actuaciones que conforman el proyecto.	-	-	-
n) El informe de la persona auditora sobre la cuenta justificativa	44,52 €	9,35 €	53,87 €
o) Otras partidas que sean debidamente justificadas como necesarias (auxiliares o no) específicas de cada tipología de actuación, distintas de las recogidas como gastos no subvencionables en el punto 3 de este apartado	-	-	-
Total costes elegibles	8.904,00 €	1.869,84 €	10.773,84 €
El coste elegible máximo total admitido en los programas de incentivos para sufragar los gastos indicados en los apartados l), m) y n) del apartado anterior no podrá superar globalmente el 7 % del importe de la ayuda solicitada, con un límite de 7.000 euros por expediente. La realización y facturación de estos servicios podrá efectuarse durante el periodo concedido para presentar la documentación justificativa.			
Costes no elegibles	Costes sin IVA	IVA	Costes con IVA
a) Los gastos propios, ya sean de personal, funcionamiento o gastos generales.	-	-	-
b) Estudios de impacto ambiental y costes de visado de proyectos técnicos.	-	-	-
c) Cualesquiera otros gastos de promoción en los que la persona solicitante incurra para desarrollar el proyecto.	-	-	-
d) Autorizaciones administrativas, licencias, permisos, coste de avales y/o fianzas, multas, tasas o tributos.	-	-	-
e) Cualesquiera gastos asociados a gestiones, contrataciones, consultas o trámites administrativos, aun siendo necesarios para la obtención de permisos o licencias, que no estén incluidos en el apartado 1.	-	-	-
f) Coste de adquisición o arrendamiento de terrenos utilizados tanto para el proyecto de inversión como para las infraestructuras de evacuación.	-	-	-
g) Seguros suscritos por la persona solicitante.	-	-	-
h) La vigilancia y seguridad durante la ejecución de la obra hasta la fecha de puesta en marcha.	-	-	-
i) Adecuaciones, remodelaciones o ejecuciones de otras líneas eléctricas diferentes de las exclusivas para hacer viable la evacuación de la energía. Por tanto, sólo se consideran subvencionables las líneas necesarias para unir la instalación de generación, o los sistemas de integración de energías renovables en red, con el punto de conexión de las citadas instalaciones y la línea de transporte o distribución, según lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.	-	-	-
j) Adecuación de los accesos en las carreteras públicas y caminos existentes hasta la instalación	-	-	-
k) Costes financieros.	-	-	-
Total costes no elegibles	-	-	-

AYUDA SOLICITADA:

Actuaciones generación	Módulo actuación de ayuda	Potencia de la instalación	Ayuda solicitada
P ≤ 10 kWp	1000 €/kWp	7,42 kWp	7.420 €

ANEXO: PRESUPUESTO DESGLOSADO FRONTÓN

CAPÍTULO 1: SUMINISTRO DE EQUIPOS

Ítem	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
1.1	Suministro de módulo solar fotovoltaico bifacial modelo LG530BF del fabricante Light Green, con una potencia pico de 530Wp.	14	160,34 €	2.244,76 €
1.2	Suministro de estructura soporte coplanar para cubierta válido para panel solar propuesto.	1	1.830,72 €	1.830,72 €
1.3	Suministro de sistema inversor BNT008KTL de 8 kWn	1	1.005,04 €	1.005,04 €
1.4	Suministro de dispositivos de protección (Interruptores de protección), cableado para CC (desde paneles hasta entrada en inversores) y CA (desde salida de inversores hasta conexión con red), armario de protecciones, red toma a tierra.	1	725,79 €	725,79 €
1.5	Sistemas de gestión, control activo y monitorización	1	299,29 €	299,29 €
				6.105,61 €

CAPÍTULO 2: MANO DE OBRA PARA MONTAJE

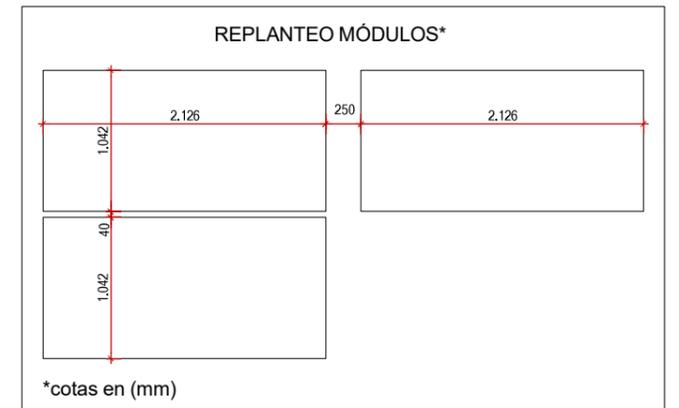
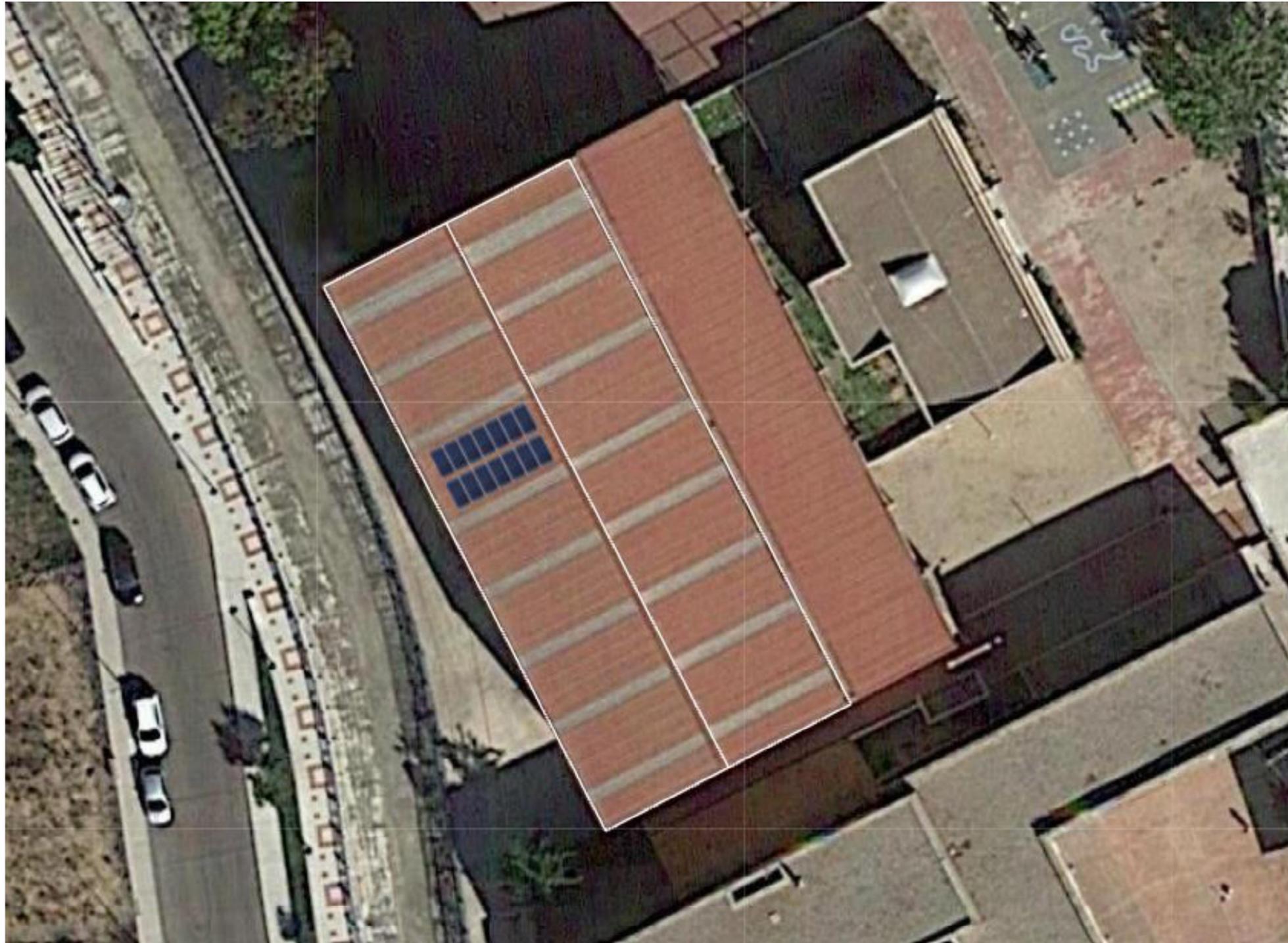
Ítem	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
2.1	Total mano de obra para la instalación de todos los equipos descritos en el capítulo 1 del presente presupuesto. Todos los equipos deben quedar totalmente instalados y funcionando.	1	733,27 €	733,27 €
				733,27 €

CAPÍTULO 3: OTROS

Ítem	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
3.1	Redacción de proyecto	1	246,92 €	246,92 €
3.2	Dirección facultativa	1	149,65 €	149,65 €
3.3	Coordinación de Seguridad y Salud	1	44,89 €	44,89 €
3.4	Gestión de la solicitud de la ayuda	1	202,03 €	202,03 €
				643,48 €

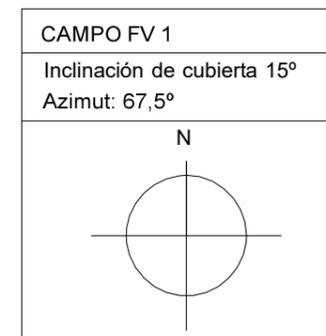
Presupuesto Ejecución de Material	7.482,35 €
Gastos Generales (13%)	972,71 €
Beneficio Industrial (6%)	448,94 €
Base Imponible	8.904,00 €
IVA (21%)	1.869,84 €
Total Presupuesto	10.773,84 €

PLANOS



Dimensiones Módulo FV: 2,126x1,042 m
 Potencia Módulo FV: 530 Wp

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
Núm. módulos: 14 uds
Potencia instalada: 7,42 kWp



PROYECTO ELÉCTRICO DE INSTALACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 7,42 kWp SOBRE CUBIERTA DE EDIFICIO	FRONTÓN MUNICIPAL Calle San Sebastián 1-2 Alovera 19208 GUADALAJARA	PLANO N° 01
TÍTULO PLANO IMPLANTACIÓN CAMPO FOTOVOLTAICO	ENERO DE 2022	DEPARTAMENTO TÉCNICO

PROYECTO DE INSTALACIÓN
DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO CON EXCEDENTES
DE 11,66 kWp
SOBRE CUBIERTA DE EDIFICIO



TITULAR: Ayuntamiento de Alovera (Juventud y Deportes)

POBLACIÓN: Alovera (Guadalajara)

FECHA: 25 de marzo de 2022

Proyectista: Carlos Bustamante Prieto

Colegiado nº: 532 del COGITIGU

ÍNDICE GENERAL

MEMORIA DESCRIPTIVA	4
1. OBJETO Y ANTECEDENTES	5
1.1. OBJETO	5
1.2. ANTECEDENTES	5
1.3. DATOS DEL SOLICITANTE	5
1.4. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN	5
1.5. AUTOR	5
2. NORMATIVA VIGENTE	6
3. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA	7
4. CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS	7
5. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	9
5.1. CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN	9
5.2. PUNTO DE CONEXIÓN	9
5.3. CAPTADORES SOLARES	9
5.4. INVERSOR SOLAR	10
5.5. SISTEMA DE FIJACIÓN	12
5.6. CABLEADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO, DIODOS Y PROTECCIONES	12
5.7. PROTECCIONES Y SEGURIDAD	14
5.8. SISTEMA ELÉCTRICO DE CONTROL	15
5.9. INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA	15
5.10. CONEXIÓN A RED	15
6. PRODUCCIÓN ANUAL	15
6.1. RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	16
6.1.1. RANGO DE POTENCIA DE MÓDULO	16
6.1.2. DISPERSIÓN DE PARÁMETROS ENTRE MÓDULOS	16
6.1.3. DISPERSIÓN ESPECTRAL	16
6.1.4. EFECTO DE LA TEMPERATURA	16
6.1.5. PÉRDIDAS POR SUCIEDAD Y REFLEXIÓN SOBRE LOS MÓDULOS	17
6.1.6. PÉRDIDAS POR INCLINACIÓN, ACIMUT Y SOMBRAS	17
6.1.7. PÉRDIDAS POR DEGRADACIÓN FOTÓNICA	17
6.2. RENDIMIENTO DEL INVERSOR	17
6.3. PÉRDIDAS DE CONEXIONADO Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN	17
6.4. ENERGÍA GENERADA POR EL CAMPO FOTOVOLTAICO	18
7. REPERCUSIÓN MEDIOAMBIENTAL	19
8. RECEPCIÓN Y PRUEBAS	19
9. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN	20
9.1. MANTENIMIENTO PREVENTIVO	20
9.1.1. CAMPO FOTOVOLTAICO	20
9.1.2. CUADROS DE CORRIENTE CONTINUA/ALTERNA	20
9.1.3. INVERSORES	21
9.1.4. CUADROS DE PROTECCIÓN/MEDIDA	21
9.1.5. OTROS	21
9.2. MANTENIMIENTO CORRECTIVO	21

10. MONITORIZACIÓN	21
11. PRESUPUESTO	22
ANEXO I: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	23
ANEXO II: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL INVERSOR	26
ANEXO III: FICHA CATASTRAL	28
ANEXO IV: JUSTIFICACIÓN HORAS SOLARES	30
<u>PRESUPUESTO</u>	<u>31</u>
<u>PLANOS</u>	<u>34</u>

MEMORIA DESCRIPTIVA

1. OBJETO Y ANTECEDENTES

1.1. OBJETO

El presente documento tiene por objeto describir la instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes ubicada en la cubierta de las instalaciones de Juventud y Deportes, perteneciente al Ayuntamiento de la localidad de Alovera (Guadalajara).

Dicha instalación aprovecha la radiación solar para generar energía eléctrica para autoconsumo. En el presente documento se recogen las características principales de la instalación fotovoltaica, la producción de energía, el mantenimiento y los cálculos justificativos que se han tenido en cuenta para la configuración de la misma, con el fin de cumplir con la normativa específica para este tipo de instalaciones y para la ejecución de las obras, la puesta en marcha y la explotación de la instalación.

1.2. ANTECEDENTES

Habiendo analizado los datos de consumo energético y de facturación a través de su CUPS ES0021000015557676SJ, con una potencia contratada de P1, P2, P3, P4, P5 y P6=11,66KW y una tarifa 3.0 TD, se plantea un sistema de autoconsumo solar fotovoltaico para la mejora del consumo eléctrico de dichas instalaciones.

1.3. DATOS DEL SOLICITANTE

El presente documento ha sido encargado por Ayuntamiento de Alovera con CIF P1902900H, y domicilio social en Plaza Mayor,1 - 19208 (Alovera-Guadalajara)

1.4. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

La instalación solar fotovoltaica se ubica sobre la cubierta de las instalaciones de Juventud y Deportes en la localidad de Alovera, Guadalajara y en las coordenadas geográficas:

Latitud: 40°35'30.45"N Longitud: 3°14'57.08"O

El emplazamiento de la instalación fotovoltaica constituye un excelente lugar para la explotación de la energía solar. No se ve dañada la integración arquitectónica, al no necesitar realizar obras en el edificio, la estructura de anclaje es mínima al situarse de manera coplanaria a la cubierta sin necesidad perforaciones en la misma.

El inmueble con referencia catastral 8936803VK7983N0001BZ, cuenta con una superficie construida de 9023 m², de los que se aprovechan 56,54 m² para la ubicación de la instalación fotovoltaica de 11,66 kWp.

1.5. AUTOR

El autor del presente documento es Carlos Bustamante Prieto con DNI 45686796X, dirección a efecto de notificaciones/comunicaciones: C/ Francisco Artilio, 162 Bloque 3 Oficina 304 - 19004 Guadalajara.

Ingeniero Técnico Industrial.

Colegiado nº: 532 del COGITIGU

2. NORMATIVA VIGENTE

En el presente proyecto serán de aplicación las siguientes normativas:

- RD 244/2019 de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Código Técnico de la Edificación (HE 4).
- Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Toda la normativa incluida en el Pliego de Condiciones Técnicas de esta documentación.
- Norma de Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la Red de Baja Tensión de la compañía suministradora.
- Normativa específica de la distribuidora en MT/BT para centros de seccionamiento.
- Directiva Comunitaria 97/11/CE que rige el tema de la Evaluación del Impacto Ambiental.
- Para cumplir el compromiso adquirido con la Comisión de los Estados Miembros, en el sentido de mejorar su Normativa, el Estado Español promulgó el Real Decreto Ley 9/2000, de 6 de octubre, de modificación del Real Decreto Legislativo 1302/86, de 28 de junio. Este Real Decreto Ley contenía, en cumplimiento de la Directiva 97/11/CE,

una nueva interpretación del ámbito de proyectos cubierto por la Directiva, así como nuevos preceptos destinados a mejorar y ampliar las figuras de la información y participación pública.

Así mismo, serán de aplicación las Normas UNE para los materiales que puedan ser objeto de ellas y las prescripciones particulares que tengan dictadas los Organismos Oficiales Competentes (Delegación de Industria, Ayuntamiento, etc.) y especialmente la Ordenanza sobre captación de energía solar para usos térmicos.

3. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA

Analizadas las facturas de consumo de Juventud y Deportes de Ayuntamiento de Alovera, se opta por la solución de reducir tanto la potencia consumida en un período de tiempo, como la potencia instantánea que en un momento se produce por la tipología de la actividad.

Con este motivo, se propone una mejora del rendimiento de la instalación eléctrica con apoyo de una instalación de paneles solares fotovoltaicos para autoconsumo con una potencia pico de 11,66 kWp.

La disposición de los paneles es coplanaria a la cubierta.

La configuración eléctrica de la planta fotovoltaica será de 1 inversor de 8 kWn, formando un campo fotovoltaico de 2 strings de 11 módulos en serie para el inversor, haciendo un total de 22 módulos en la instalación.

El cableado que une todos los paneles hasta el inversor es de 2x6 mm², instalado en canaleta, y va a parar al inversor de 8 kWn instalado en el interior del edificio. Hasta este punto la instalación se realiza en corriente continua.

A la salida de los inversores, y antes de llegar al punto de conexión, se instala un cuadro para unificar cableados e instalar las protecciones de la instalación, disponiendo de un interruptor de corte general con un interruptor magnetotérmico. Para el tramo de instalación en corriente alterna se emplea cable de 4x6 mm² más el cable de tierra.

4. CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS

Localización:

Alovera (Guadalajara)

- Latitud: 40°35'30.45"N
- Longitud: 3°14'57.08"O
- Altitud: 644 m.

Los módulos se instalan por tanto en el edificio, de la cubierta anteriormente indicada, con las siguientes características:

AZIMUT (º)	INCLINACIÓN (º)	MÓDULOS
0	0	22
TOTAL MÓDULOS		22

Irradiación solar:

Los valores de radiación media diaria para cada mes, sobre superficie horizontal y sobre superficies reales se han extraído de la base de datos PVGIS.

En la siguiente tabla se ve reflejada la energía media recibida por metro cuadrado de superficie en función de la inclinación y orientación indicadas, expresadas en kWh/m²:

	PLANO HORIZONTAL	
	Radiación (kWh/m ²)	
	Diaria	Mensual
Enero	2,14	66,21
Febrero	3,04	85,1
Marzo	4,31	133,57
Abril	5,55	166,53
Mayo	6,61	204,81
Junio	7,51	225,34
Julio	8,02	248,55
Agosto	7,08	219,53
Septiembre	5,37	161,22
Octubre	3,66	113,35
Noviembre	2,39	71,83
Diciembre	2,02	62,68
	4,82	1758

A continuación, las siguientes figuras muestran la irradiación media mensual por metro cuadrado sobre plano horizontal correspondientes a la zona de la instalación.

Radiación sobre el plano horizontal (campo FV)



5. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

Se trata de una instalación solar fotovoltaica de conexión a red con las siguientes características de potencia:

Potencia Instalación (kWp)	11,66
Potencia Nominal (kWn)	8

Teniendo en cuenta las características técnicas y eléctricas de los paneles fotovoltaicos se va a emplear un sistema inversor de 8 kWn, compuesto de un inversor modelo BNT08KTL de Afore, o similar, de 8 kWn.

Los módulos monocristalinos empleados son bifaciales de 530 W, modelo LG530BF del fabricante Light Green Solar, o similar.

5.1. CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN

El número de módulos fotovoltaicos por cada string está analizado para cumplir con las características eléctricas y técnicas de los inversores, prestando mucha atención a intensidades y tensiones máximas tanto de módulos como de entrada de los inversores.

El inversor propuesto BNT08KTL de Afore dispone de 2 seguidores MPPT que optimizan la potencia eléctrica disponible en los módulos fotovoltaicos de forma independiente. Estos seguidores, hacen que, si hubiera presencia de sombras, orientaciones o inclinaciones distintas de los módulos dispuestos por el uso de las distintas cubiertas del inmueble, los puntos de trabajo óptimos serían distintos.

Para el caso que nos ocupa, los módulos irán instalados con la misma inclinación y dos orientaciones, por lo que con un seguidor MPPT es suficiente para que el sistema produzca energía de manera óptima.

Toda la instalación se conectará al cuadro general de protección antes del contador de suministro.

Configuración Instalación FV	
Cantidad Strings	2
Nº paneles por String	11
Cantidad de paneles	22
Cantidad de inversores	1
Potencia total instalación (kWp)	11,66
Potencia nominal (kWn)	8

5.2. PUNTO DE CONEXIÓN

El punto de conexión para inyectar la energía en el propio autoconsumo, es el cuadro ubicado en la nave en la que se instalarán los paneles. Siendo la tensión de salida del inversor igual a la tensión de la red del cliente.

El punto de conexión de referencia es el punto donde se encuentra el contador de entrada de tensión a la actividad, de acuerdo con el CUPS indicado con anterioridad.

5.3. CAPTADORES SOLARES

Se proponen módulos monocristalinos bifaciales modelo LG530BF del fabricante Light Green Solar de 530 Vatios. Las características de dichos módulos se detallan a continuación:

Características Módulos FV	
Modelo	LG530BF
Potencia Pico (Wp)	530
Corriente Cortocircuito (A)	13,35
Tensión Circuito Abierto (V)	50,4
Corriente Mpp (A)	12,68
Tensión Mpp (V)	41,81
Coefficiente Variación Voc (%/°C)	-0,27
Coefficiente Variación Isc (%/°C)	0,048
Coefficiente Variación Pn (%/°C)	-0,35
T _{onc} (°C)	45±2
Altura (m)	2,117
Anchura (m)	1,052
Profundidad (m)	0,003
Peso (kg)	28±3%
Máxima Tensión Sistema (V)	1.500
Caja Conexión	1
Diodos By-pass	3

Las medidas se realizan en las condiciones estándar de medida (CEM) que se definen por 1.000 W/m² de irradiancia, con una distribución espectral AM 1,5G y una temperatura de célula de 25°C.

La tecnología empleada en su fabricación es de silicio monocristalino de células fotovoltaicas PERC (Passivated Emitter Rear Cell) presentando una única caja de conexiones en las que se albergan los diodos de “by-pass” que impiden el deterioro del módulo en caso de sombras parciales evitando la formación de puntos calientes y minimizando las pérdidas. Los límites máximos de funcionamiento son 1.500 V para el sistema en que se incluyan, entre -40 a 85 grados para las temperaturas de funcionamiento, carga estática máxima delantera de 5.400 Pa y carga estática máxima trasera de 2.400 Pa. Cada módulo llevará de forma claramente visible el modelo, nombre y logotipo del fabricante. Además, poseerán una identificación individual (número de serie).

Los módulos estarán debidamente encapsulados y protegidos contra la intemperie. El grado de protección de las cajas de conexionado y de los módulos será IP65.

La potencia de salida está sujeta a una tolerancia de +/-5%.

5.4. INVERSOR SOLAR

El inversor es el elemento encargado de convertir la corriente continua en alterna, sincronizándola con la red eléctrica. Funciona de forma totalmente automática, en cuanto que los módulos fotovoltaicos entreguen una potencia suficiente, inyecta energía a la red. El inversor supervisa la tensión, la frecuencia de red y la producción energética independientemente unos de otros.

Además de la función de conversión CC/CA, hace trabajar al generador fotovoltaico en el punto donde pueda entregar la máxima potencia. Cuando la intensidad de radiación solar es tan baja que no permite la inyección de una potencia por debajo de un umbral el inversor se queda aletargado en espera de que las condiciones vuelvan a ser las adecuadas para inyectar de nuevo a la red. Mientras, consume energía de la red eléctrica para alimentar los circuitos electrónicos de control.

Para la instalación se utiliza el modelo BNT08KTL de Afore o similar, cuyas características se indican a continuación:

Características Inversor	
Modelo	BNT08KTL
Potencia Nominal AC (W)	8.000
Potencia Máxima FV CC (W)	12.000
Tensión Máxima de Entrada (V)	1000
Corriente Máxima de Entrada (A)	48
Tensión Mínima de Entrada MPP (V)	300
Tensión Máxima de Entrada MPP (V)	850
Frecuencia Nominal (Hz)	50/60
Temperatura Máxima Operación (°C)	60
Temperatura Mínima Operación (°C)	-25
Distorsión Máxima - THD (%)	< 3%
Rendimiento Máximo (%)	98,30%
Rendimiento Europeo (%)	98,10%
Altura (m)	0,460
Anchura (m)	0,345
Profundidad (m)	0,170
Peso (kg)	17
Cos Phi	0,8
Número de conexiones CC	2
Número de seguidores MPP	2
Fases de Salida	3

Dicho inversor cuenta además con dos seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) correspondiendo con distintas entradas de strings de módulos fotovoltaicos de forma que el seguidor busca el punto de trabajo V-I para máxima transferencia de potencia de forma independiente.

El inversor debe de disponer como mínimo de las siguientes certificaciones:

- Mercado CE
- Directiva EMC EN 61000-6-2 y EN 61000-6-3
- Directiva Baja Tensión EN 50549 y EN 50438

5.5. SISTEMA DE FIJACIÓN

La fijación de los módulos fotovoltaicos se realiza mediante estructuras metálicas ligeras con forma de omega, de 13 cm de altura y de aluminio, para soportar la intemperie evitando las oxidaciones y deterioros por exposición al exterior.

Dichas estructuras metálicas se fijan a la cubierta adheridas mediante un compuesto específico (resinas u otros adhesivos polímeros de alta resistencia) adecuado para la fijación a la superficie de acabado de la cubierta en cuestión. Cada panel dispone de 6 estructuras de fijación.

Mediante este sistema de fijación se evita que la cubierta sea perforada evitando así el filtrado de agua de lluvia al interior de las instalaciones.

Los módulos fotovoltaicos se fijan a dichas estructuras metálicas de forma solidaria con la cubierta, dejando pasillos libres de módulos para permitir el paso de personal de instalación y mantenimiento.

5.6. CABLEADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO, DIODOS Y PROTECCIONES

Todos los conductores son de cobre. La sección de los conductores se ha dimensionado teniendo en cuenta la intensidad a la que están trabajando y las caídas de tensión que en ellos se producen.

Tanto en el tramo de corriente continua como en el de corriente alterna se dimensionan de tal manera que la caída de tensión sea inferior al 1,5 % en cada uno.

Se incluyen todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, utilizando los equipos y materiales de aislamiento eléctrico necesarios.

Los cables utilizados cumplen con la normativa vigente UNE 21123 en cuanto a aislamiento y grado de protección. En particular poseen un aislamiento 0,6/1 KV y son de doble aislamiento (clase II). Los tipos de aislamiento permisibles son: policloruro de vinilo, goma butílica (butil), etileno-propileno o polietileno reticulado.

Las fórmulas utilizadas para el cálculo de las secciones de los conductores son:

- Para corriente continua:

$$I_N = \frac{P}{V}; \text{ Si } I_N \leq I_{Adm} \Rightarrow I_N \rightarrow \text{Correcto}$$

$$S = \frac{2L \cdot P}{\rho \cdot \Delta V \cdot V}$$

$$\Delta V = \frac{2L \cdot P}{\rho \cdot S \cdot V}$$

Siendo:

P = Potencia de la instalación

V = Tensión nominal

I_N = Intensidad nominal

I_{Adm} = Intensidad admisible por el conductor

S = Sección del conductor

ΔV = Caída de tensión

ρ = Conductividad del cobre

$L =$ Longitud de la línea

- Para corriente alterna monofásica:

$$I_N = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} ; \text{ Si } I_N \leq I_{Adm} \Rightarrow I_N \rightarrow \text{Correcto}$$

$$S = \frac{L \cdot P}{\rho \cdot \Delta U \cdot U}$$

$$\Delta U = \frac{L \cdot P}{\rho \cdot S \cdot U}$$

Siendo:

$P =$ Potencia de la instalación

$U =$ Tensión nominal

$I_N =$ Intensidad nominal

$I_{Adm} =$ Intensidad admisible por el conductor

$S =$ Sección del conductor

$\Delta U =$ Caída de tensión

$\rho =$ Conductividad del cobre

$L =$ Longitud de la línea

- Para corriente alterna trifásica:

$$s = \frac{\sqrt{3LI_L \cos \phi}}{cu}$$

donde:

s es la sección del conductor en mm^2

L es la longitud de la línea en m

I es la intensidad eficaz en A

$\cos \varphi$ es el factor de potencia

u es la caída de tensión en la línea en V

c es la conductividad del conductor, para el cobre $c = 56 \text{ m}\Omega \cdot mm^2$

Sin perjuicio de esta norma, las secciones mínimas de los cables se adjuntan en el “Anexo III Cálculos Justificativos”, la caída de tensión máxima de tal forma es de 1,5%.

Los cables utilizados para la interconexión de los módulos FV en cada uno de los paneles están protegidos contra la degradación por efecto de la intemperie: radiación solar, UV, y condiciones ambientales de elevada temperatura:

- Cableado entre módulos y strings e inversores RV1-K 0,6 / 1kV
- Resto del cableado RV1-K 0,6 / 1 kV
- No propagador de llama: Une 20.432-I(IEC-332-I)
- Conductor de cobre: Clase 5
- Aislamiento: XLPE (Polietileno reticulado).

- Cubierta PVC arilo-nitrilo
- Temperatura máxima: 90°C
- Construcción según: UNE 21123
- Utilización: Distribución de energía en Baja Tensión, en interior y exterior para instalaciones fijas.

El cableado entre los módulos para formar las conexiones en serie y el inversor se efectúa mediante cable flexible y de longitud adecuada para que no exista peligro de cizalladura.

Los cableados están adecuadamente etiquetados, de acuerdo con los esquemas eléctricos.

Los positivos y los negativos de cada grupo de módulos van debidamente protegidos hasta la entrada de los inversores. Los cableados irán canalizados por la cubierta.

La configuración eléctrica del generador fotovoltaico es flotante, ninguno de los polos está conectado a la tierra de la instalación.

La tierra de la instalación es una tierra independiente, no alterando las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación dispone de los elementos necesarios para desconexión manual y automática del campo fotovoltaico.

Los materiales situados a la intemperie están protegidos contra los agentes ambientales, en particular contra los efectos de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tienen un grado mínimo de protección IP65 y los de interior sin acceso, IP20. Por lo tanto, el cableado es de doble aislamiento y adecuado para este uso de acuerdo con la norma UNE 21123.

5.7. PROTECCIONES Y SEGURIDAD

La instalación está diseñada de modo que cumple el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Además, se consideran las especificaciones recomendadas por la compañía eléctrica a cuya red se conectará la instalación fotovoltaica.

La instalación incluye los siguientes sistemas de protección:

- *Interruptor/seccionador*, que es un interruptor con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora. Este interruptor es accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la conexión manual.
- *Interruptor automático diferencial*, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte de la instalación.
- *Interruptor automático* de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de red, junto a un relé de enclavamiento. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.
- *Protección* para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión. De acuerdo al artículo 14 del RD 1699/2011. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.

- El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica es automático, una vez restablecida la tensión de red de la empresa distribuidora. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.
- *Seccionador de continua*. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.

5.8. SISTEMA ELÉCTRICO DE CONTROL

El sistema eléctrico y de control cumple con el REBT en todos aquellos puntos que sean de aplicación.

Los cuadros están diseñados siguiendo los requisitos de estas especificaciones y se han construido de acuerdo con el REBT para baja tensión y con las recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

El usuario estará protegido contra posibles contactos directos e indirectos.

5.9. INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

La instalación cumplirá con el artículo 15 del RD 1699/2011 que dice:

“La puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.

Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.”

5.10. CONEXIÓN A RED

La instalación realizada está conectada a la red, por ello cumple con lo dispuesto en el RD 1699/2011 es sus artículos 12 y 13.

El factor de potencia de la energía suministrada a la red de la empresa distribuidora debe ser lo más próximo posible a la unidad y, en todo caso, superior a 0,98 cuando la instalación trabaje a potencias superiores al 25 por ciento de su potencia nominal.

6. PRODUCCIÓN ANUAL

Sobre los valores unitarios de energía en los módulos fotovoltaicos descritos en el apartado 4 del presente documento, se consideran unas pérdidas del sistema según los parámetros que se describen a continuación, donde algunos son estimativos según instalaciones anteriores, aunque dependerán principalmente del buen mantenimiento realizado en la instalación.

En la instalación que nos ocupa, se estiman unas pérdidas de eficiencia globales del 22,88%.

Los principales motivos que pueden afectar el rendimiento de la instalación son:

6.1. RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

6.1.1. RANGO DE POTENCIA DE MÓDULO

La potencia de todos los módulos fotovoltaicos no es exactamente idéntica, y aunque dos módulos tengan la misma potencia, puede ser que sus tensiones e intensidades sean diferentes.

Esto trae consigo que al ponerlos en serie se produzca una pérdida de potencia si utilizamos dentro de la misma serie paneles con distintas características eléctricas. Para minimizar este efecto, los módulos están clasificados en intensidad, (lo que se indica en un adhesivo con una letra que se coloca en el marco del panel), de manera que se pueda, en la instalación, escoger los paneles adecuados para armar las distintas series.

6.1.2. DISPERSIÓN DE PARÁMETROS ENTRE MÓDULOS

Estas pérdidas se deben a que los parámetros de los módulos solares fotovoltaicos tienen tolerancias por lo que no son exactamente todos iguales. Esto hace que el punto de máxima potencia del conjunto no corresponda con el de cada uno de ellos por lo que equivale a ciertas pérdidas respecto a dicho valor.

El punto de máxima potencia en cada módulo es el producto de la tensión por la intensidad de trabajo en cada momento, valores que pueden variar ligeramente entre módulos.

6.1.3. DISPERSIÓN ESPECTRAL

Se debe, de forma similar al punto anterior, al diferente comportamiento de los módulos frente a una distribución espectral de la energía solar diferente a la empleada en la caracterización de los módulos y que depende de múltiples factores ambientales, atmosféricos, etc.

6.1.4. EFECTO DE LA TEMPERATURA

Para determinar la temperatura de célula utilizaremos la fórmula:

$$T_c = T_{amb} + I_{inc}(W/m^2)(TONC(^{\circ}C) - 20)/800$$

Siendo:

T_c = Temperatura real de trabajo de la célula.

T_{amb} = Temperatura ambiente.

I_{inc} (W.m²) = Irradiancia.

TONC = Temperatura de Operación Normal de la célula, que es de 46 °C cuando se somete al módulo a una irradiancia de 1.000 W/m², a una temperatura ambiente 25 °C, y una velocidad de viento sobre los módulos de 1 m/s.

Por ejemplo, con una temperatura ambiente de 25 °C tendríamos en célula unos 49,0 °C. La temperatura afecta principalmente a los valores de voltaje de la característica I-V, y tiene su mayor influencia en el voltaje de circuito abierto, aunque también modifica los valores del punto de máxima potencia y el valor de I_{cc} (muy ligeramente).

La eficiencia de los módulos depende fuertemente de la temperatura de los mismos con un coeficiente negativa de temperatura K_p de forma que a mayor temperatura mayores pérdidas. Este parámetro es del orden de -0,4 %/°K en tecnología monocristalina.

6.1.5. PÉRDIDAS POR SUCIEDAD Y REFLEXIÓN SOBRE LOS MÓDULOS

Son pérdidas de la energía solar causadas por el polvo, barro, excrementos de aves, etc. que se depositan sobre los módulos con el paso del tiempo y que se traducen en una menor incidencia solar, así como reflexión de los rayos sobre la superficie de dichos módulos.

6.1.6. PÉRDIDAS POR INCLINACIÓN, ACIMUT Y SOMBRAS

Son pérdidas producidas por los diversos elementos dispuestos sobre la cubierta, aunque éstas se produzcan solamente durante una pequeña parte del tiempo en determinadas temporadas del año. También se considera la posibilidad de diversos elementos transportados por el viento.

Serán evaluados en cada caso, pudiendo variar de una instalación a otra.

6.1.7. PÉRDIDAS POR DEGRADACIÓN FOTÓNICA

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio cristalino y se produce al exponer al sol por primera vez el panel fotovoltaico.

6.2. RENDIMIENTO DEL INVERSOR

Un inversor tiene siempre unas pérdidas en su funcionamiento. Es un parámetro indicado por el fabricante del inversor y representa las pérdidas de conversión eléctrica de la parte de corriente continua donde se conectan los módulos solares a la de corriente alterna donde se entrega a la red de distribución eléctrica.

Las podemos dividir en tres grupos:

- Pérdidas de autoconsumo (independientes de la potencia de operación), pérdidas en el transformador de salida, dispositivos de control, regulación, medidores e indicadores, y en los dispositivos de seguridad.
- Pérdidas linealmente dependientes de la potencia de operación (diodos, dispositivos de conmutación, etc.)
- Pérdidas que varían con el cuadrado de la potencia de operación (calor), (cables, bobinas, resistencias, etc.)

6.3. PÉRDIDAS DE CONEXIONADO Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN

Además de las pérdidas indicadas se tienen en cuenta otras pérdidas como las eléctricas, tanto en continua como alterna, y la indisponibilidad del servicio:

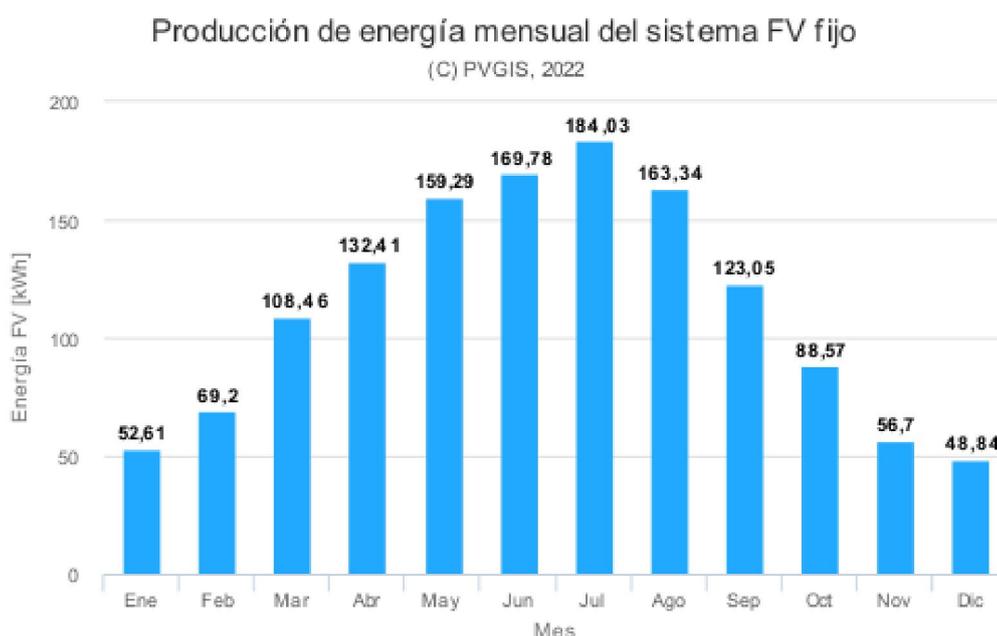
- Eléctricas CC: son las pérdidas de potencia producida en los cables debido a la caída de tensión por la resistencia de dichos cables al paso de la corriente eléctrica. Son valores acotados por diseño ya que precisamente se calcula la sección de cable a emplear para que dicha caída de tensión no supere el 1,5 %.
- Eléctricas CA: son pérdidas que se deben a la caída de tensión en los conductores al paso de la corriente alterna en el tramo posterior a los inversores. Son valores acotados por diseño ya que precisamente se calcula la sección de cable a emplear para que dicha caída de tensión no supere el 1,5 %.
- Indisponibilidad de servicio: este factor tiene en cuenta el tiempo en que la instalación está parada por trabajos de mantenimiento, y periodos comprendidos entre averías y reparaciones correspondientes que supongan una reducción global de la energía entregada a la red.

6.4. ENERGÍA GENERADA POR EL CAMPO FOTOVOLTAICO

Considerando unas pérdidas de eficiencia globales del 22,88%, a continuación, se muestra la producción estimada para la instalación fotovoltaica utilizando el panel bifacial:

	Producción Estimada (kWh) campo FV	Energía consumida del cliente (kWh)	Energía autoconsumida estimada Total (kWh)
Enero	631	978	353
Febrero	852	685	306
Marzo	1.276	854	396
Abril	1.566	684	359
Mayo	1.825	960	634
Junio	1.971	955	717
Julio	2.100	2.687	1.982
Agosto	1.856	620	350
Septiembre	1.411	1.620	1.052
Octubre	1.040	672	318
Noviembre	697	927	373
Diciembre	590	1.027	408
	15.815	12.669	7.247

Instalación fotovoltaica: producción estimada anual 15.815 kWh/año. Datos de consumo del cliente corresponden a los últimos 12 meses, basado en la información extraída del CUPS correspondiente.



La eficiencia de la instalación, entendida como la energía producida entre la energía disponible para la potencia FV instalada, sería la siguiente:

$$\eta = \frac{15,815}{1758,73 \times 11,66} = 77,12\%$$

7. REPERCUSIÓN MEDIOAMBIENTAL

En la siguiente tabla se muestra un cálculo de ahorro energético donde se determinan las emisiones de CO2 que se evitarían con la instalación del sistema fotovoltaico:

CÁLCULO DEL AHORRO ENERGÉTICO PREVISTO			
PRODUCCIÓN ANUAL PLANTA SOLAR (kWh)	EMISIONES CON ENERGÍA NO RENOVABLE tCO ₂ /año	EMISIONES CON ENERGÍA SOLAR tCO ₂ /año	EMISIONES EVITADAS AL AÑO tCO ₂
15815	63,26	0	63,26

FACTOR DE CONVERSIÓN: 0,4 tCO₂/MWh (Fuente: IDAE)

8. RECEPCIÓN Y PRUEBAS

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar para la recepción del sistema fotovoltaico, además de lo indicado en el artículo 8 del RD 1699/2011, serán las siguientes:

- Puesta en operación de todos los sistemas y comprobación del correcto funcionamiento (inversores, contadores).
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento (y distintas potencias de operación).
- Comprobación de que los voltajes e intensidades de los diferentes circuitos se corresponden con los de diseño (generador, inversor, y puesta a tierra).
- Prueba de funcionamiento correcto de los sistemas de seguridad (diodos, magnetotérmicos y diferenciales).
- Verificación del correcto funcionamiento del sistema de control.
- Comprobación de las prestaciones energéticas reales (medidas a través del equipo de medición o monitorización instalado) respecto a las prestaciones de diseño.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha, se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 72 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá formar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 2 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno.

9. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Todo el mantenimiento de la instalación será realizado por personal técnico cualificado, bajo responsabilidad de la empresa instaladora.

Con el objeto de garantizar la seguridad y la mayor productividad de la instalación fotovoltaica, es necesario realizar trabajos de mantenimiento preventivo.

9.1. MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Se realizará con una periodicidad máxima de un año el siguiente mantenimiento:

9.1.1. CAMPO FOTOVOLTAICO

- Inspección visual del correcto estado de los módulos (sombras, rotura del cristal, suciedad)
- Detección de puntos calientes en los módulos mediante cámara termográfica.
- Comprobación del estado/degradación de los conectores de unión de los módulos.
- Comprobación del estado de cables y terminales.
- Comprobación de la fijación de los paneles a la estructura.
- Comprobación de la fijación de la estructura a la cubierta.
- Comprobación de la oxidación de la estructura y/o canalizaciones.
- Comprobación de la tensión e intensidad, de cada uno de los strings del campo generador.

9.1.2. CUADROS DE CORRIENTE CONTINUA/ALTERNA

- Anotación de los valores de intensidad y tensión.
- Comprobación del estado de las protecciones eléctricas.
- Comprobación de fallo de aislamiento en las series.
- Reapriete de las conexiones de cables en fusibles, pletinas, magnetotérmicos, etc.

9.1.3. INVERSORES

- Limpieza del inversor mediante aire y aspiración para eliminar polvo o cualquier otro elemento que pueda obstruir la correcta ventilación del inversor y su funcionamiento.
- Reapriete de tornillos de los diferentes elementos del inversor.
- Comprobación del correcto funcionamiento de los ventiladores.
- Comprobación de los elementos internos del inversor (varistores, magnetotérmicos, fusibles, filtros Rc, trafo, etc.)
- Comprobación de puntos calientes en el inversor mediante cámara termográfica.
- Anotación de los valores históricos del inversor (alarmas, producción total, horas de funcionamiento, número de arranques, temperatura).
- Comprobación de la tensión de salida en alterna.
- Comprobación de la temperatura de la sala del inversor.
- Comprobación de la correcta monitorización del inversor y recepción de mensajes de error.

9.1.4. CUADROS DE PROTECCIÓN/MEDIDA

- Comprobación de los elementos de los cuadros (fusibles, diferenciales, etc.)
- Anotación de los valores totales de energía exportada e importada.
- Comprobación del correcto funcionamiento de la teled medida.
- Observación de puntos calientes.

9.1.5. OTROS

- Comprobación de cables de tierra de toda la instalación.

9.2. MANTENIMIENTO CORRECTIVO

El mantenimiento correctivo de la instalación fotovoltaica se realizará cuando se produzcan averías en la instalación.

- Análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposición del material necesario para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Reposición del material defectuoso o dañado por el funcionamiento de la instalación.

10. MONITORIZACIÓN

El sistema de monitorización permite evaluar el funcionamiento y rendimiento de la instalación fotovoltaica de forma continuada e ininterrumpida. El sistema de monitorización permite registrar los datos de producción eléctrica, así como detectar fallos o averías en la instalación fotovoltaica de forma inmediata. Los captadores y detectores, recogen la información del contador y del sistema inversor y la envían a un sistema de adquisición de datos, donde se registran y almacenan todos los datos de la instalación fotovoltaica.

La instalación de monitorización estará formada por:

- Sistema de adquisición y lectura de datos: Acondiciona las señales recibidas de los captadores y sensores, para enviarlas de forma correcta a un sistema remoto de almacenamiento de datos.
- Plataforma web donde poder visualizar y analizar los datos monitorizados.

11. PRESUPUESTO

La inversión total de la instalación fotovoltaica, con las calidades de los materiales indicadas en el presente documento, es de 13.992 € + IVA.

El mismo se detalla en el apartado Presupuesto del presente documento.

Firmado por BUSTAMANTE PRIETO
CARLOS - ***8679** el día
18/10/2024 con un certificado
emitido por AC FNMT Usuarios

Carlos Bustamante Prieto
Guadalajara, a 25 de marzo de 2022

ANEXO I: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS



Bifacial Mono PERC glass glass module LG500-530BF

These modules built with PERC bifacial Type P cells have the ability to convert the light that is reflected from the rear into electricity in addition to that which is already generated from the front side, which makes them the modules with the best



3%~30% more production



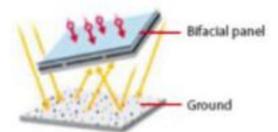
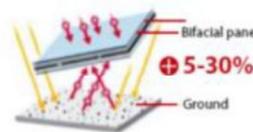
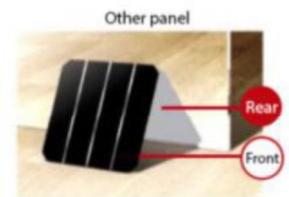
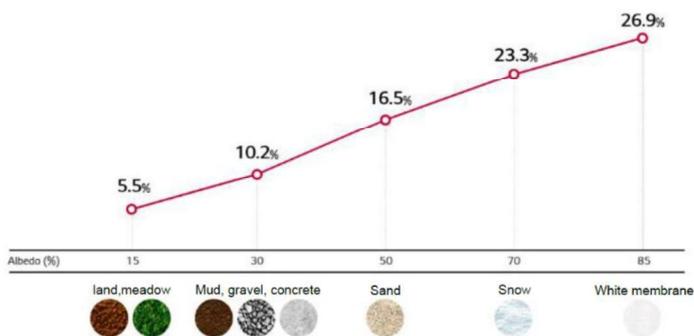
More performance with low radiation



Glass glass panel, more reliability,



Excellent performance with the temperature



Warranty

- 12 years product warranty
- 35 years production warranty

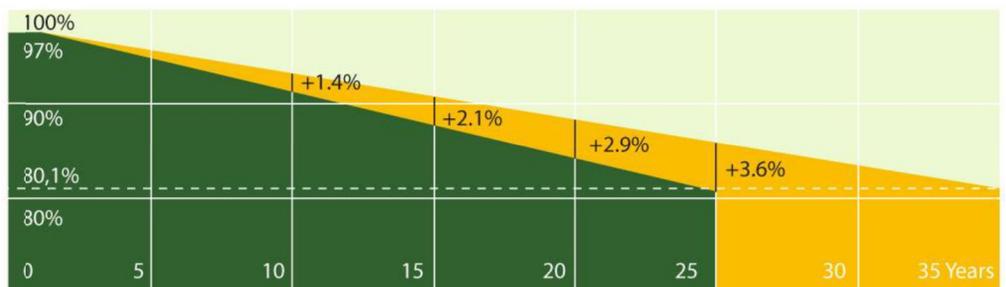
35 Years Linear Warranty at 80% production

24.0%

MAX MODULE EFFICIENCY⁽¹⁾

12 YEAR

PRODUCT WARRANTY



- Light Green's Linear Performance Warranty
- Industry Standard Warranty

ANEXO II: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL INVERSOR

PV Input Data	BNT003KTL	BNT004KTL	BNT005KTL	BNT006KTL	BNT008KTL	BNT010KTL
Max. DC Power (W)	5100	6000	7500	9000	12000	14000
Max. DC Voltage (V)	1000	1000	1000	1000	1000	1000
MPPT Voltage Range (V)	150 -850	150-850	150-850	150-850	150-850	150-850
MPPT Full Power Voltage Range (V)	200 -850	200-850	200-850	250-850	300-850	500-850
Rated Input Voltage (V)	620	620	620	620	620	620
Start-up Voltage (V)	150	150	150	150	150	150
Max. Input Current (A)	15 x 2	15 x2	15 x 2	15 x 2	15 x 2	15 x 2
Max. Short Current (A)	24 x2	24x2	24 x 2	24 x 2	24 x 2	24 x 2
No. of MPP Tracker / No. of PV String	2/2	2/2	2/2	2/2	2/2	2/2
Input Connector Type	MC 4	MC4	MC4	MC4	MC4	MC4

AC Output Data	BNT003KTL	BNT004KTL	BNT005KTL	BNT006KTL	BNT008KTL	BNT010KTL
Max. Output Power (W)	3300	4400	5500	6600	8800	11000
Nominal Output Power (W)	3000	4000	5000	6000	8000	10000
Max. Output Current (A)	5.3	7	8.5	10.5	13.5	17
Nominal Output Voltage (V)	3P+N+PE /3P+PE 230/400					
Grid Voltage Range	260-519 (according to local standard)					
Nominal Output Frequency (Hz)	50/60					
Grid Frequency Range	45-55/55-65(according to local standard)					
Output Power Factor	1 default (adjustable from 0.8 leading to 0.8 lagging)					
Output Current THD	<3%					

Efficiency	BNT003KTL	BNT004KTL	BNT005KTL	BNT006KTL	BNT008KTL	BNT010KTL
Max. Efficiency	98.30%	98.30%	98.30%	98.30%	98.30%	98.30%
Euro Efficiency	97.61%	97.65%	97.85%	98.00%	98.03%	98.10%

Protection	BNT003KTL	BNT004KTL	BNT005KTL	BNT006KTL	BNT008KTL	BNT010KTL
PV Reverse Polarity Protection	YES	YES	YES	YES	YES	YES
PV Insulation Resistance Detection	YES	YES	YES	YES	YES	YES
AC Short Circuit Protection	YES	YES	YES	YES	YES	YES
AC Over Current Protection	YES	YES	YES	YES	YES	YES
AC Over Voltage Protection	YES	YES	YES	YES	YES	YES
Anti-Islanding Protection	YES	YES	YES	YES	YES	YES
Residual Current Detection	YES	YES	YES	YES	YES	YES
Over Temperature Protection	YES	YES	YES	YES	YES	YES
Integrated DC switch	YES	YES	YES	YES	YES	YES
Surge Protection (DC & AC)	Integrated (Type III)					

General Data	BNT003KTL	BNT004KTL	BNT005KTL	BNT006KTL	BNT008KTL	BNT010KTL
Dimensions (W x H x D, mm)	400 x 345 x 170				460 x 345 x 170	
Weight (kg)	15				17	
Protection Degree	IP65					
Enclosure Material	Aluminum					
Ambient Temperature Range (°C)	-25~+60					
Humidity Range	0-100%					
Topology	Transformerless					
Communication Interface	RS485 / WiFi / Wire Ethernet / GPRS (optional)					
Cooling Concept	Convection					
Noise Emission (db)	<30					
Night Power Consumption (W)	<1					
Max. Operation Altitude (m)	4000					

Certifications and Standards	BNT003KTL	BNT004KTL	BNT005KTL	BNT006KTL	BNT008KTL	BNT010KTL
EMC Standard	EN/IEC 61000-6-2,EN/IEC 61000-6-3, EN61000-3-2,EN61000-3-3,EN61000-3-11,EN61000-3-12					
Safety Standard	EN/IEC 62109-1/-2 , UL1547,IEC 60068-2					
Grid-connection	EN50549-1, EN50438, RD 1699, UNE 217001, RD 413, IEC61727, IEC62116, IEC61683, VDE4105, UL1741 VDE0126 AS4777.2 NB/T 32004-2013					

ANEXO III: FICHA CATASTRAL

ANEXO IV: JUSTIFICACIÓN HORAS SOLARES

Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

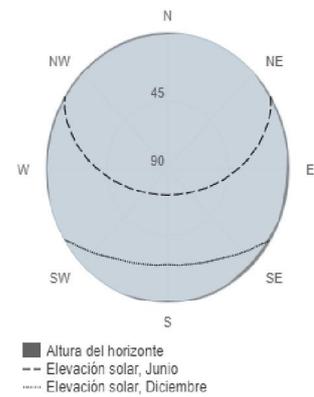
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 40.592, -3.249
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 1 kWp
 Pérdidas sistema: 14 %

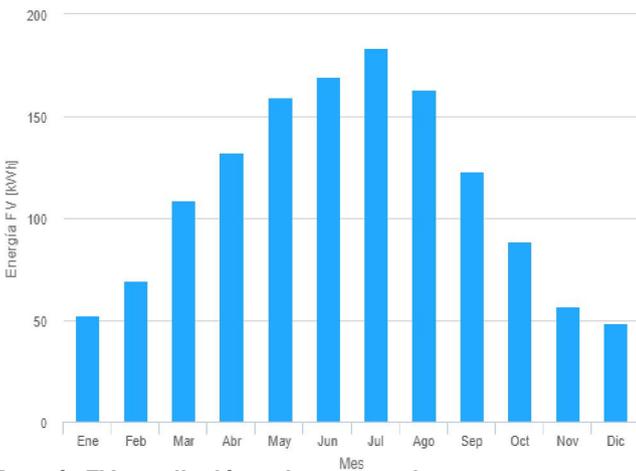
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 0 °
 Ángulo de azimut: 0 °
 Producción anual FV: 1356.27 kWh
 Irradiación anual: 1758.73 kWh/m²
 Variación interanual: 32.73 kWh
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -3.81 %
 Efectos espectrales: 0.34 %
 Temperatura y baja irradiancia: -7.1 %
 Pérdidas totales: -22.88 %

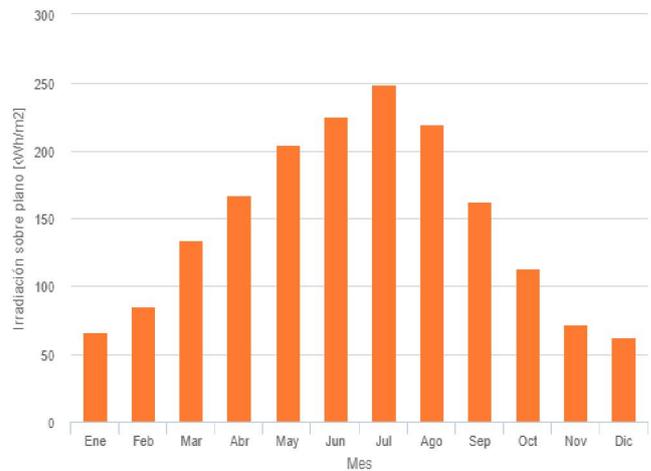
Perfil del horizonte:



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	52.6	66.2	9.2
Febrero	69.2	85.1	9.5
Marzo	108.5	133.6	10.8
Abril	132.4	166.5	8.8
Mayo	159.3	204.8	12.8
Junio	169.8	225.3	6.0
Julio	184.0	248.6	5.5
Agosto	163.3	219.5	2.9
Septiembre	123.0	161.2	3.9
Octubre	88.6	113.3	7.6
Noviembre	56.7	71.8	6.4
Diciembre	48.8	62.7	5.7

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema dado [kWh].

H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

PRESUPUESTO

TOTAL DE LA INVERSIÓN:

	Inversión sin IVA	IVA	Inversión con IVA
Inversión correspondiente a energías renovables	13.992,00 €	2.938,32 €	16.930,32 €
Inversión correspondiente a sistema de almacenamiento	-	-	-
Inversión Total	13.992,00 €	2.938,32 €	16.930,32 €

	Inversión sin IVA	IVA	Inversión con IVA
Costes elegibles correspondientes a energías renovables	13.992,00 €	2.938,32 €	16.930,32 €
Costes elegibles correspondientes a sistema de almacenamiento	-	-	-
Total costes elegibles	13.992,00 €	2.938,32 €	16.930,32 €

PRESUPUESTO DESGLOSADO:

Costes elegibles	Costes sin IVA	IVA	Costes con IVA
a) La inversión en equipos y materiales relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda, incluida la correspondiente a los sistemas de acumulación en su caso.	9.500,57 €	1.995,12 €	11.495,69 €
b) Los costes de ejecución de las obras y/o instalaciones relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda.	1.371,22 €	287,96 €	1.659,17 €
c) Equipamientos electromecánicos, hidráulicos, de control y auxiliares cuando estén asociados a la actuación objeto de ayuda.			
d) Sistema eléctrico general de Alta Tensión y Baja Tensión, incluyendo transformadores, línea de evacuación y sistemas e infraestructuras eléctricas adicionales hasta el punto de conexión con la red eléctrica de transporte o distribución, cuando sean necesarias en función de la tipología de actuación objeto de ayuda. En su caso, se incluirán las protecciones y equipamientos que correspondan bajo el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y sus Instrucciones técnicas complementarias o el Reglamento de Instalaciones Eléctricas en Alta Tensión (RIAT) y sus Instrucciones técnicas complementarias	1.357,22 €	285,02 €	1.642,24 €
e) Sistemas de gestión, control activo y monitorización tanto de la generación como de la acumulación y la demanda de energía eléctrica o térmica de instalaciones consumidoras abastecidas por el proyecto objeto de la ayuda, que ayuden a optimizar la gestión y producción. Estos equipos deberán ser propiedad de la persona beneficiaria de la ayuda y estar vinculados a la actuación objeto de la ayuda.	559,68 €	117,53 €	677,21 €
f) Sistemas de medición del recurso en el emplazamiento, incluyendo sondeos exploratorios y ensayos TRT para el caso de instalaciones geotérmicas	-	-	-
g) Obras civiles, cuando estén relacionadas con las actuaciones objeto de ayuda y aquellas que sean necesarias para la correcta ejecución del proyecto, tales como, refuerzo de cubierta o sustitución de la misma en la parte proporcional de la cubierta que sea ocupada por la instalación de generación, en su caso. Asimismo, se consideran subvencionables como obra civil las siguientes partidas: edificaciones necesarias para el proyecto, campas, excavaciones, zanjas y canalizaciones y tuberías asociados a la instalación de generación, o a los sistemas de integración de energía eléctrica y gestión de la demanda, ayudas de albañilería, instalaciones auxiliares necesarias, viales de servidumbre interna de la instalación, adecuación de accesos para la instalación, edificios de control, plataformas de montaje, instalaciones temporales, restauración y medidas medioambientales correctoras después de las obras. Para ser considerado coste elegible, las obras deben cumplir la condición de que al menos el 70 % (en peso) de los residuos de construcción y demolición no peligrosos generados (con exclusión de los residuos con código LER 17 05 04), se preparen para la reutilización, el reciclaje y la valorización de otros materiales, incluidas las operaciones de relleno utilizando residuos para sustituir otros materiales. Análogamente, en los proyectos financiados que impliquen demolición, se incluirá la práctica de demolición selectiva.	-	-	-
h) El coste del desmantelamiento de las instalaciones existentes en el emplazamiento, en el caso de que aplique, a la hora de hacer una instalación de renovables en su lugar, siempre se cumpla la condición de que al menos el 70 % (en peso neto) de los residuos de construcción y demolición no peligrosos generados (con exclusión de los residuos con código LER 17 05 04), se preparen para la reutilización, el reciclaje y la valorización de otros materiales, incluidas las operaciones de relleno utilizando residuos para sustituir otros materiales. Análogamente, en los proyectos financiados que impliquen demolición, se incluirá la práctica de demolición selectiva.	-	-	-
i) Los costes de la redacción de los proyectos o memorias técnicas relacionados con las tipologías de actuación objeto de ayuda.	461,74 €	96,96 €	558,70 €
j) Los costes de la dirección facultativa relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda.	279,84 €	58,77 €	338,61 €
k) Coordinación de Seguridad y Salud de la obra y montaje relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda	83,95 €	17,63 €	101,58 €

l) Los costes de gestión de la solicitud de la ayuda, incluida la redacción de informes y demás documentación requerida para la solicitud. A estos efectos, se considerarán como costes de gestión de solicitud de la ayuda, aquellos gastos que la persona solicitante o destinataria última de la ayuda pudiera satisfacer a una empresa o profesional por llevar a cabo la gestión administrativa y documental de su solicitud ante la comunidad autónoma. Para que estos gastos se puedan considerar elegibles deben reflejarse en el presupuesto incluido en la solicitud de ayuda y justificarse, junto con el resto de gastos de la actuación, mediante contrato, facturas y justificantes de pago. Sólo serán elegibles los gastos de gestión que no superen el 4 % del importe de la ayuda solicitada, con un límite máximo de 3.000€ por expediente	307,82 €	64,64 €	372,47 €
m) Los costes de gestión de la justificación de la realización de las actuaciones, incluidos los costes de redacción de informes y demás documentación requerida para la justificación de estas ayudas. A estos efectos, se considerarán como costes de gestión de la justificación de la realización de las actuaciones objeto de ayuda aquellos gastos que la persona destinataria última de la ayuda pudiera satisfacer a empresas o profesionales por llevar a cabo la gestión técnica, administrativa y documental de la justificación ante el órgano instructor de la realización de las actuaciones que conforman el proyecto.	-	-	-
n) El informe de la persona auditora sobre la cuenta justificativa	69,96 €	14,69 €	84,65 €
o) Otras partidas que sean debidamente justificadas como necesarias (auxiliares o no) específicas de cada tipología de actuación, distintas de las recogidas como gastos no subvencionables en el punto 3 de este apartado	-	-	-
Total costes elegibles	13.992,00 €	2.938,32 €	16.930,32 €
El coste elegible máximo total admitido en los programas de incentivos para sufragar los gastos indicados en los apartados l), m) y n) del apartado anterior no podrá superar globalmente el 7 % del importe de la ayuda solicitada, con un límite de 7.000 euros por expediente. La realización y facturación de estos servicios podrá efectuarse durante el periodo concedido para presentar la documentación justificativa.	-	-	-
Costes no elegibles	Costes sin IVA	IVA	Costes con IVA
a) Los gastos propios, ya sean de personal, funcionamiento o gastos generales.	-	-	-
b) Estudios de impacto ambiental y costes de visado de proyectos técnicos.	-	-	-
c) Cualesquiera otros gastos de promoción en los que la persona solicitante incurra para desarrollar el proyecto.	-	-	-
d) Autorizaciones administrativas, licencias, permisos, coste de avales y/o fianzas, multas, tasas o tributos.	-	-	-
e) Cualesquiera gastos asociados a gestiones, contrataciones, consultas o trámites administrativos, aun siendo necesarios para la obtención de permisos o licencias, que no estén incluidos en el apartado 1.	-	-	-
f) Coste de adquisición o arrendamiento de terrenos utilizados tanto para el proyecto de inversión como para las infraestructuras de evacuación.	-	-	-
g) Seguros suscritos por la persona solicitante.	-	-	-
h) La vigilancia y seguridad durante la ejecución de la obra hasta la fecha de puesta en marcha.	-	-	-
i) Adecuaciones, remodelaciones o ejecuciones de otras líneas eléctricas diferentes de las exclusivas para hacer viable la evacuación de la energía. Por tanto, sólo se consideran subvencionables las líneas necesarias para unir la instalación de generación, o los sistemas de integración de energías renovables en red, con el punto de conexión de las citadas instalaciones y la línea de transporte o distribución, según lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.	-	-	-
j) Adecuación de los accesos en las carreteras públicas y caminos existentes hasta la instalación	-	-	-
k) Costes financieros.	-	-	-
Total costes no elegibles	-	-	-

AYUDA SOLICITADA:

Actuaciones generación	Módulo actuación de ayuda	Potencia de la instalación	Ayuda solicitada
10 kWp < P ≤ 100 kWp	750 €/kWp	11,66 kWp	8745 €

ANEXO: PRESUPUESTO DESGLOSADO JUVENTUD Y DEPORTES

CAPÍTULO 1: SUMINISTRO DE EQUIPOS

Ítem	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
1.1	Suministro de módulo solar fotovoltaico bifacial modelo LG530BF del fabricante Light Green, con una potencia pico de 530Wp.	22	160,34 €	3.527,48 €
1.2	Suministro de estructura soporte coplanar para cubierta válido para panel solar propuesto.	1	3.451,15 €	3.451,15 €
1.3	Suministro de sistema inversor BNT008KTL de 8 kWn	1	1.005,04 €	1.005,04 €
1.4	Suministro de dispositivos de protección (Interruptores de protección), cableado para CC (desde paneles hasta entrada en inversores) y CA (desde salida de inversores hasta conexión con red), armario de protecciones, red toma a tierra.	1	1.140,52 €	1.140,52 €
1.5	Sistemas de gestión, control activo y monitorización	1	470,32 €	470,32 €
				9.594,51 €

CAPÍTULO 2: MANO DE OBRA PARA MONTAJE

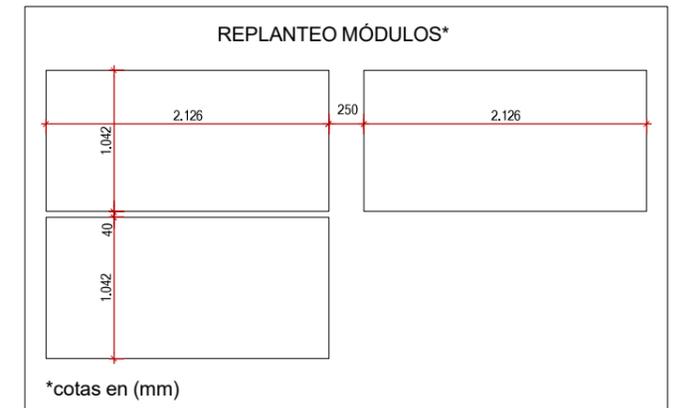
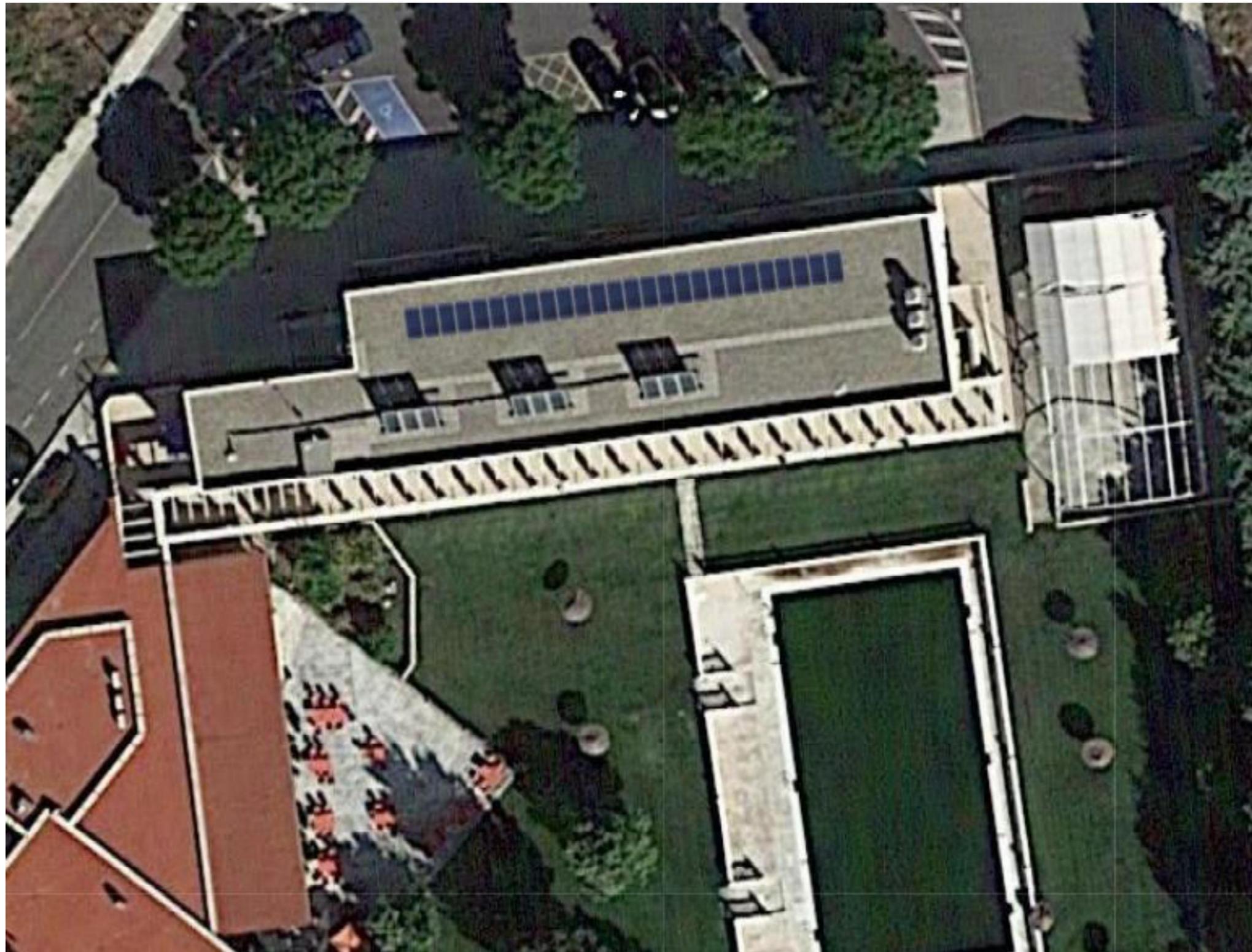
Ítem	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
2.1	Total mano de obra para la instalación de todos los equipos descritos en el capítulo 1 del presente presupuesto. Todos los equipos deben quedar totalmente instalados y funcionando.	1	1.152,29 €	1.152,29 €
				1.152,29 €

CAPÍTULO 3: OTROS

Ítem	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
3.1	Redacción de proyecto	1	388,02 €	388,02 €
3.2	Dirección facultativa	1	235,16 €	235,16 €
3.3	Coordinación de Seguridad y Salud	1	70,55 €	70,55 €
3.4	Gestión de la solicitud de la ayuda	1	317,46 €	317,46 €
				1.011,18 €

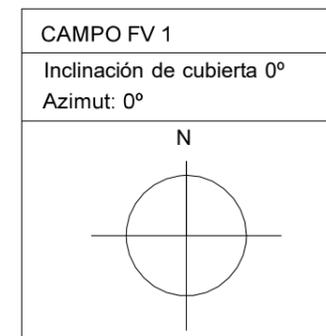
Presupuesto Ejecución de Material	11.757,98 €
Gastos Generales (13%)	1.528,54 €
Beneficio Industrial (6%)	705,48 €
Base Imponible	13.992,00 €
IVA (21%)	2.938,32 €
Total Presupuesto	16.930,32 €

PLANOS



Dimensiones Módulo FV: 2,126x1,042 m
 Potencia Módulo FV: 530 Wp

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
 Núm. módulos: 22 uds
 Potencia instalada: 11,66 kWp



PROYECTO ELÉCTRICO DE INSTALACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 11,66 kWp SOBRE CUBIERTA DE EDIFICIO	JUVENTUD Y DEPORTES c/ Cardenal Cisneros 40 Alovera 19208 GUADALAJARA	PLANO N° 01
TÍTULO PLANO IMPLANTACIÓN CAMPO FOTOVOLTAICO	MARZO DE 2022	DEPARTAMENTO TÉCNICO

PROYECTO DE INSTALACIÓN
DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO CON EXCEDENTES
DE 99,64 kWp
SOBRE CUBIERTA DE EDIFICIO



TITULAR: Ayuntamiento de Alovera (Polideportivo Municipal)

POBLACIÓN: Alovera (Guadalajara)

FECHA: 24 de enero de 2022

Proyectista: Carlos Bustamante Prieto

Colegiado nº: 532 del COGITIGU

ÍNDICE GENERAL

MEMORIA DESCRIPTIVA	4
1. OBJETO Y ANTECEDENTES	5
1.1. OBJETO	5
1.2. ANTECEDENTES	5
1.3. DATOS DEL SOLICITANTE	5
1.4. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN	5
1.5. AUTOR	5
2. NORMATIVA VIGENTE	6
3. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA	7
4. CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS	7
5. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	9
5.1. CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN	9
5.2. PUNTO DE CONEXIÓN	9
5.3. CAPTADORES SOLARES	10
5.4. INVERSOR SOLAR	10
5.5. SISTEMA DE FIJACIÓN	12
5.6. CABLEADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO, DIODOS Y PROTECCIONES	12
5.7. PROTECCIONES Y SEGURIDAD	14
5.8. SISTEMA ELÉCTRICO DE CONTROL	15
5.9. INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA	15
5.10. CONEXIÓN A RED	15
6. PRODUCCIÓN ANUAL	15
6.1. RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	16
6.1.1. RANGO DE POTENCIA DE MÓDULO	16
6.1.2. DISPERSIÓN DE PARÁMETROS ENTRE MÓDULOS	16
6.1.3. DISPERSIÓN ESPECTRAL	16
6.1.4. EFECTO DE LA TEMPERATURA	16
6.1.5. PÉRDIDAS POR SUCIEDAD Y REFLEXIÓN SOBRE LOS MÓDULOS	17
6.1.6. PÉRDIDAS POR INCLINACIÓN, ACIMUT Y SOMBRAS	17
6.1.7. PÉRDIDAS POR DEGRADACIÓN FOTÓNICA	17
6.2. RENDIMIENTO DEL INVERSOR	17
6.3. PÉRDIDAS DE CONEXIONADO Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN	17
6.4. ENERGÍA GENERADA POR EL CAMPO FOTOVOLTAICO	18
7. REPERCUSIÓN MEDIOAMBIENTAL	19
8. RECEPCIÓN Y PRUEBAS	19
9. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN	20
9.1. MANTENIMIENTO PREVENTIVO	20
9.1.1. CAMPO FOTOVOLTAICO	20
9.1.2. CUADROS DE CORRIENTE CONTINUA/ALterna	20
9.1.3. INVERSORES	21
9.1.4. CUADROS DE PROTECCIÓN/MEDIDA	21
9.1.5. OTROS	21
9.2. MANTENIMIENTO CORRECTIVO	21

10. MONITORIZACIÓN	21
11. PRESUPUESTO	22
ANEXO I: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	23
ANEXO II: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL INVERSOR	26
ANEXO III: FICHA CATASTRAL	28
ANEXO IV: JUSTIFICACIÓN HORAS SOLARES	30
<u>PRESUPUESTO</u>	<u>31</u>
<u>PLANOS</u>	<u>34</u>

MEMORIA DESCRIPTIVA

1. OBJETO Y ANTECEDENTES

1.1. OBJETO

El presente documento tiene por objeto describir la instalación fotovoltaica de autoconsumo con excedentes ubicada en la cubierta de las instalaciones de la Polideportivo Municipal, perteneciente al Ayuntamiento de la localidad de Alovera (Guadalajara).

Dicha instalación aprovecha la radiación solar para generar energía eléctrica para autoconsumo. En el presente documento se recogen las características principales de la instalación fotovoltaica, la producción de energía, el mantenimiento y los cálculos justificativos que se han tenido en cuenta para la configuración de la misma, con el fin de cumplir con la normativa específica para este tipo de instalaciones y para la ejecución de las obras, la puesta en marcha y la explotación de la instalación.

1.2. ANTECEDENTES

Habiendo analizado los datos de consumo energético y de facturación a través de su CUPS ES0021000013138777WR, con una potencia contratada de P1, P2, P3, P4, P5 y P6=350kW y una tarifa 6.1 TD, se plantea un sistema de autoconsumo solar fotovoltaico para la mejora del consumo eléctrico de dichas instalaciones.

1.3. DATOS DEL SOLICITANTE

El presente documento ha sido encargado por Ayuntamiento de Alovera con CIF P1902900H, y domicilio social en Plaza Mayor,1 - 19208 (Alovera-Guadalajara)

1.4. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

La instalación solar fotovoltaica se ubica sobre la cubierta de las instalaciones de Polideportivo Municipal en la localidad de Alovera, Guadalajara y en las coordenadas geográficas:

Latitud: 40°36'24.99"N Longitud: 3°15'3.56"O

El emplazamiento de la instalación fotovoltaica constituye un excelente lugar para la explotación de la energía solar. No se ve dañada la integración arquitectónica, al no necesitar realizar obras en el edificio, la estructura de anclaje es mínima al situarse de manera coplanaria a la cubierta sin necesidad perforaciones en la misma.

El inmueble con referencia catastral 9032101VK7993S0001HP, cuenta con una superficie construida de 15.446 m², de los que se aprovechan 484 m² para la ubicación de la instalación fotovoltaica de 99,64 kWp.

1.5. AUTOR

El autor del presente documento es Carlos Bustamante Prieto con DNI 45686796X, dirección a efecto de notificaciones/comunicaciones: C/ Francisco Aritio, 162 Bloque 3 Oficina 304 - 19004 Guadalajara.

Ingeniero Técnico Industrial.

Colegiado nº: 532 del COGITIGU

2. NORMATIVA VIGENTE

En el presente proyecto serán de aplicación las siguientes normativas:

- RD 244/2019 de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Código Técnico de la Edificación (HE 4).
- Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Toda la normativa incluida en el Pliego de Condiciones Técnicas de esta documentación.
- Norma de Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la Red de Baja Tensión de la compañía suministradora.
- Normativa específica de la distribuidora en MT/BT para centros de seccionamiento.
- Directiva Comunitaria 97/11/CE que rige el tema de la Evaluación del Impacto Ambiental.
- Para cumplir el compromiso adquirido con la Comisión de los Estados Miembros, en el sentido de mejorar su Normativa, el Estado Español promulgó el Real Decreto Ley 9/2000, de 6 de octubre, de modificación del Real Decreto Legislativo 1302/86, de 28 de junio. Este Real Decreto Ley contenía, en cumplimiento de la Directiva 97/11/CE,

una nueva interpretación del ámbito de proyectos cubierto por la Directiva, así como nuevos preceptos destinados a mejorar y ampliar las figuras de la información y participación pública.

Así mismo, serán de aplicación las Normas UNE para los materiales que puedan ser objeto de ellas y las prescripciones particulares que tengan dictadas los Organismos Oficiales Competentes (Delegación de Industria, Ayuntamiento, etc.) y especialmente la Ordenanza sobre captación de energía solar para usos térmicos.

3. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA

Analizadas las facturas de consumo de Polideportivo Municipal de Ayuntamiento de Alovera, se opta por la solución de reducir tanto la potencia consumida en un período de tiempo, como la potencia instantánea que en un momento se produce por la tipología de la actividad.

Con este motivo, se propone una mejora del rendimiento de la instalación eléctrica con apoyo de una instalación de paneles solares fotovoltaicos para autoconsumo con una potencia pico de 99,64 kWp.

La disposición de los paneles es coplanaria a la cubierta.

La configuración eléctrica de la planta fotovoltaica será de 2 inversores de 25 kWn, formando un campo fotovoltaico de 4 strings de 15 módulos en serie para cada inversor, y otros 2 inversores de 25 kWn con 2 strings de 17 módulos en serie cada uno, haciendo un total de 188 módulos en la instalación.

El cableado que une todos los paneles hasta cada uno de los 4 inversores es de 2x4 mm², instalado en canaleta, y va a parar cada inversor de 25 kWn instalados en el interior del edificio. Hasta este punto la instalación se realiza en corriente continua.

A la salida de los inversores, y antes de llegar al punto de conexión, se instala un cuadro para unificar cableados e instalar las protecciones de la instalación, disponiendo de un interruptor de corte general con un interruptor magnetotérmico. Para el tramo de instalación en corriente alterna se emplea cable de 4x10 mm² más el cable de tierra.

4. CARACTERÍSTICAS CLIMÁTICAS

Localización:

Alovera (Guadalajara)

- Latitud: 40°36'24.99"N
- Longitud: 3°15'3.56"O
- Altitud: 644 m.

Los módulos se instalan por tanto en el edificio, de la cubierta anteriormente indicada, con las siguientes características:

AZIMUT (º)	INCLINACIÓN (º)	MÓDULOS
0	0	188
TOTAL MÓDULOS		188

Irradiación solar:

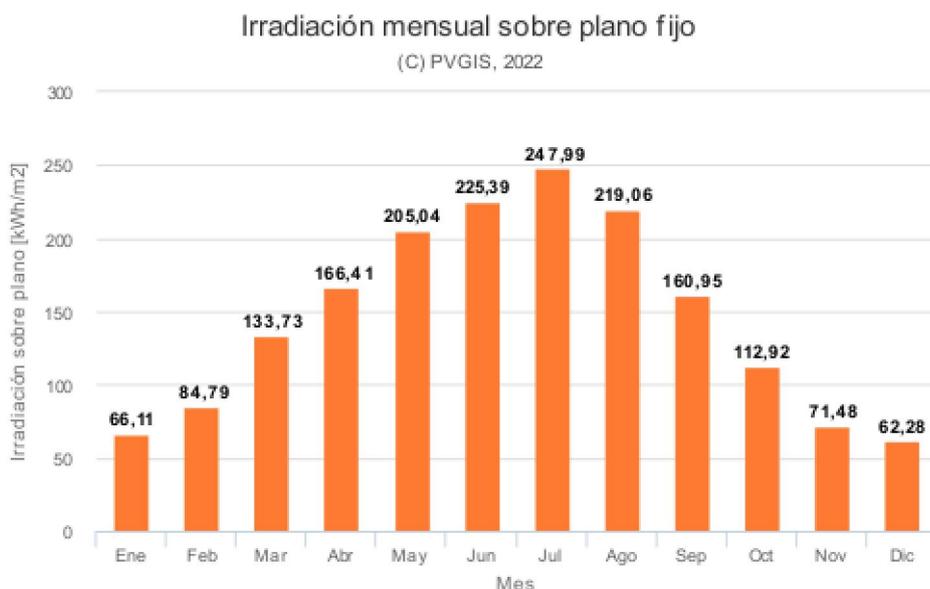
Los valores de radiación media diaria para cada mes, sobre superficie horizontal y sobre superficies reales se han extraído de la base de datos PVGIS.

En la siguiente tabla se ve reflejada la energía media recibida por metro cuadrado de superficie en función de la inclinación y orientación indicadas, expresadas en kWh/m²:

	PLANO HORIZONTAL	
	Radiación (kWh/m ²)	
	Diaria	Mensual
Enero	2,13	66,03
Febrero	3,03	84,84
Marzo	4,31	133,61
Abril	5,55	166,5
Mayo	6,61	204,91
Junio	7,51	225,3
Julio	8,0	248
Agosto	7,07	219,17
Septiembre	5,36	160,8
Octubre	3,64	112,84
Noviembre	2,38	71,4
Diciembre	2,01	62,31
	4,81	1755,71

A continuación, las siguientes figuras muestran la irradiación media mensual por metro cuadrado sobre plano horizontal correspondientes a la zona de la instalación.

Radiación sobre el plano horizontal (campo FV)



5. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

Se trata de una instalación solar fotovoltaica de conexión a red con las siguientes características de potencia:

Potencia Instalación (kWp)	99,64
Potencia Nominal (kWn)	100

Teniendo en cuenta las características técnicas y eléctricas de los paneles fotovoltaicos se va a emplear cuatro inversores del modelo BNT025KTL de Afore, o similar, de 25 kWn.

Los módulos monocristalinos empleados son bifaciales de 530 W, modelo LG530BF del fabricante Light Green Solar, o similar.

5.1. CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN

El número de módulos fotovoltaicos por cada string está analizado para cumplir con las características eléctricas y técnicas de los inversores, prestando mucha atención a intensidades y tensiones máximas tanto de módulos como de entrada de los inversores.

El inversor propuesto BNT025KTL de Afore dispone de 3 seguidores MPPT que optimizan la potencia eléctrica disponible en los módulos fotovoltaicos de forma independiente. Estos seguidores, hacen que, si hubiera presencia de sombras, orientaciones o inclinaciones distintas de los módulos dispuestos por el uso de las distintas cubiertas del inmueble, los puntos de trabajo óptimos serían distintos.

Para el caso que nos ocupa, los módulos irán instalados coplanares a la cubierta que es un plano horizontal, por lo que con un seguidor MPPT es suficiente para que el sistema produzca energía de manera óptima.

Toda la instalación se conectará al cuadro general de protección antes del contador de suministro.

Configuración Instalación FV		
Cantidad Strings	4	2
Nº paneles por String	15	17
Cantidad de paneles	120	68
Cantidad de inversores	2	2
Potencia total instalación (kWp)	99,64	
Potencia nominal (kWn)	100	

5.2. PUNTO DE CONEXIÓN

El punto de conexión para inyectar la energía en el propio autoconsumo, es el cuadro ubicado en la nave en la que se instalarán los paneles. Siendo la tensión de salida del inversor igual a la tensión de la red del cliente.

El punto de conexión de referencia es el punto donde se encuentra el contador de entrada de tensión a la actividad, de acuerdo con el CUPS indicado con anterioridad.

5.3. CAPTADORES SOLARES

Se proponen módulos monocristalinos bifaciales modelo LG530BF del fabricante Light Green Solar de 530 Vatios. Las características de dichos módulos se detallan a continuación:

Características Módulos FV	
Modelo	LG530BF
Potencia Pico (Wp)	530
Corriente Cortocircuito (A)	13,35
Tensión Circuito Abierto (V)	50,4
Corriente Mpp (A)	12,68
Tensión Mpp (V)	41,81
Coefficiente Variación Voc (%/°C)	-0,27
Coefficiente Variación Isc (%/°C)	0,048
Coefficiente Variación Pn (%/°C)	-0,35
T _{onc} (°C)	45±2
Altura (m)	2,117
Anchura (m)	1,052
Profundidad (m)	0,003
Peso (kg)	28±3%
Máxima Tensión Sistema (V)	1.500
Caja Conexión	1
Diodos By-pass	3

Las medidas se realizan en las condiciones estándar de medida (CEM) que se definen por 1.000 W/m² de irradiancia, con una distribución espectral AM 1,5G y una temperatura de célula de 25°C.

La tecnología empleada en su fabricación es de silicio monocristalino de células fotovoltaicas PERC (Passivated Emitter Rear Cell) presentando una única caja de conexiones en las que se albergan los diodos de “by-pass” que impiden el deterioro del módulo en caso de sombras parciales evitando la formación de puntos calientes y minimizando las pérdidas. Los límites máximos de funcionamiento son 1.500 V para el sistema en que se incluyan, entre -40 a 85 grados para las temperaturas de funcionamiento, carga estática máxima delantera de 5.400 Pa y carga estática máxima trasera de 2.400 Pa. Cada módulo llevará de forma claramente visible el modelo, nombre y logotipo del fabricante. Además, poseerán una identificación individual (número de serie).

Los módulos estarán debidamente encapsulados y protegidos contra la intemperie. El grado de protección de las cajas de conexión y de los módulos será IP65.

La potencia de salida está sujeta a una tolerancia de +/-5%.

5.4. INVERSOR SOLAR

El inversor es el elemento encargado de convertir la corriente continua en alterna, sincronizándola con la red eléctrica. Funciona de forma totalmente automática, en cuanto que los módulos fotovoltaicos entreguen una potencia suficiente, inyecta energía a la red.

El inversor supervisa la tensión, la frecuencia de red y la producción energética independientemente unos de otros.

Además de la función de conversión CC/CA, hace trabajar al generador fotovoltaico en el punto donde pueda entregar la máxima potencia. Cuando la intensidad de radiación solar es tan baja que no permite la inyección de una potencia por debajo de un umbral el inversor se queda aletargado en espera de que las condiciones vuelvan a ser las adecuadas para inyectar de nuevo a la red. Mientras, consume energía de la red eléctrica para alimentar los circuitos electrónicos de control.

Para la instalación se utiliza el modelo BNT025KTL de Afore o similar, cuyas características se indican a continuación:

Características Inversor	
Modelo	BNT025KTL
Potencia Nominal AC (W)	25.000
Potencia Máxima FV CC (W)	37.500
Tensión Máxima de Entrada (V)	1.000
Corriente Máxima de Entrada (A)	84
Tensión Mínima de Entrada MPP (V)	500
Tensión Máxima de Entrada MPP (V)	850
Frecuencia Nominal (Hz)	50/60
Temperatura Máxima Operación (°C)	60
Temperatura Mínima Operación (°C)	-25
Distorsión Máxima - THD (%)	< 3%
Rendimiento Máximo (%)	98,50%
Rendimiento Europeo (%)	98,10%
Altura (m)	0,630
Anchura (m)	0,450
Profundidad (m)	0,222
Peso (kg)	32
Cos Phi	0,8
Número de conexiones CC	6
Número de seguidores MPP	3
Fases de Salida	3

Dicho inversor cuenta además con tres seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) correspondiendo con distintas entradas de strings de módulos fotovoltaicos de forma que el seguidor busca el punto de trabajo V-I para máxima transferencia de potencia de forma independiente.

El inversor debe de disponer como mínimo de las siguientes certificaciones:

- Mercado CE
- Directiva EMC EN 61000-6-2 y EN 61000-6-3
- Directiva Baja Tensión EN 50549 y EN 50438

5.5. SISTEMA DE FIJACIÓN

La fijación de los módulos fotovoltaicos se realiza mediante estructuras metálicas ligeras con forma de omega, de 13 cm de altura y de aluminio, para soportar la intemperie evitando las oxidaciones y deterioros por exposición al exterior.

Dichas estructuras metálicas se fijan a la cubierta adheridas mediante un compuesto específico (resinas u otros adhesivos polímeros de alta resistencia) adecuado para la fijación a la superficie de acabado de la cubierta en cuestión. Cada panel dispone de 6 estructuras de fijación.

Mediante este sistema de fijación se evita que la cubierta sea perforada evitando así el filtrado de agua de lluvia al interior de las instalaciones.

Los módulos fotovoltaicos se fijan a dichas estructuras metálicas de forma solidaria con la cubierta, dejando pasillos libres de módulos para permitir el paso de personal de instalación y mantenimiento.

5.6. CABLEADO DEL CAMPO FOTOVOLTAICO, DIODOS Y PROTECCIONES

Todos los conductores son de cobre. La sección de los conductores se ha dimensionado teniendo en cuenta la intensidad a la que están trabajando y las caídas de tensión que en ellos se producen.

Tanto en el tramo de corriente continua como en el de corriente alterna se dimensionan de tal manera que la caída de tensión sea inferior al 1,5 % en cada uno.

Se incluyen todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, utilizando los equipos y materiales de aislamiento eléctrico necesarios.

Los cables utilizados cumplen con la normativa vigente UNE 21123 en cuanto a aislamiento y grado de protección. En particular poseen un aislamiento 0,6/1 KV y son de doble aislamiento (clase II). Los tipos de aislamiento permisibles son: policloruro de vinilo, goma butílica (butil), etileno-propileno o polietileno reticulado.

Las fórmulas utilizadas para el cálculo de las secciones de los conductores son:

- Para corriente continua:

$$I_N = \frac{P}{V}; \text{ Si } I_N \leq I_{Adm} \Rightarrow I_N \rightarrow \text{Correcto}$$

$$S = \frac{2L \cdot P}{\rho \cdot \Delta V \cdot V}$$

$$\Delta V = \frac{2L \cdot P}{\rho \cdot S \cdot V}$$

Siendo:

P = Potencia de la instalación

V = Tensión nominal

I_N = Intensidad nominal

I_{Adm} = Intensidad admisible por el conductor

S = Sección del conductor

ΔV = Caída de tensión

ρ = Conductividad del cobre

$L =$ Longitud de la línea

- Para corriente alterna monofásica:

$$I_N = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} ; \text{ Si } I_N \leq I_{Adm} \Rightarrow I_N \rightarrow \text{Correcto}$$

$$S = \frac{L \cdot P}{\rho \cdot \Delta U \cdot U}$$

$$\Delta U = \frac{L \cdot P}{\rho \cdot S \cdot U}$$

Siendo:

$P =$ Potencia de la instalación

$U =$ Tensión nominal

$I_N =$ Intensidad nominal

$I_{Adm} =$ Intensidad admisible por el conductor

$S =$ Sección del conductor

$\Delta U =$ Caída de tensión

$\rho =$ Conductividad del cobre

$L =$ Longitud de la línea

- Para corriente alterna trifásica:

$$s = \frac{\sqrt{3LI_L \cos \phi}}{cu}$$

donde:

s es la sección del conductor en mm^2

L es la longitud de la línea en m

I es la intensidad eficaz en A

$\cos \varphi$ es el factor de potencia

u es la caída de tensión en la línea en V

c es la conductividad del conductor, para el cobre $c = 56 m\Omega \cdot mm^2$

Sin perjuicio de esta norma, las secciones mínimas de los cables se adjuntan en el “Anexo III Cálculos Justificativos”, la caída de tensión máxima de tal forma es de 1,5%.

Los cables utilizados para la interconexión de los módulos FV en cada uno de los paneles están protegidos contra la degradación por efecto de la intemperie: radiación solar, UV, y condiciones ambientales de elevada temperatura:

- Cableado entre módulos y strings e inversores RV1-K 0,6 / 1kV
- Resto del cableado RV1-K 0,6 / 1 kV
- No propagador de llama: Une 20.432-I(IEC-332-I)
- Conductor de cobre: Clase 5
- Aislamiento: XLPE (Polietileno reticulado).

- Cubierta PVC arilo-nitrilo
- Temperatura máxima: 90°C
- Construcción según: UNE 21123
- Utilización: Distribución de energía en Baja Tensión, en interior y exterior para instalaciones fijas.

El cableado entre los módulos para formar las conexiones en serie y el inversor se efectúa mediante cable flexible y de longitud adecuada para que no exista peligro de cizalladura.

Los cableados están adecuadamente etiquetados, de acuerdo con los esquemas eléctricos.

Los positivos y los negativos de cada grupo de módulos van debidamente protegidos hasta la entrada de los inversores. Los cableados irán canalizados por la cubierta.

La configuración eléctrica del generador fotovoltaico es flotante, ninguno de los polos está conectado a la tierra de la instalación.

La tierra de la instalación es una tierra independiente, no alterando las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación dispone de los elementos necesarios para desconexión manual y automática del campo fotovoltaico.

Los materiales situados a la intemperie están protegidos contra los agentes ambientales, en particular contra los efectos de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tienen un grado mínimo de protección IP65 y los de interior sin acceso, IP20. Por lo tanto, el cableado es de doble aislamiento y adecuado para este uso de acuerdo con la norma UNE 21123.

5.7. PROTECCIONES Y SEGURIDAD

La instalación está diseñada de modo que cumple el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Además, se consideran las especificaciones recomendadas por la compañía eléctrica a cuya red se conectará la instalación fotovoltaica.

La instalación incluye los siguientes sistemas de protección:

- *Interruptor/seccionador*, que es un interruptor con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora. Este interruptor es accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la conexión manual.
- *Interruptor automático diferencial*, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte de la instalación.
- *Interruptor automático* de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de red, junto a un relé de enclavamiento. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.
- *Protección* para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión. De acuerdo al artículo 14 del RD 1699/2011. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.

- El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica es automático, una vez restablecida la tensión de red de la empresa distribuidora. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.
- *Seccionador de continua*. Este dispositivo, se encuentra integrado en el inversor.

5.8. SISTEMA ELÉCTRICO DE CONTROL

El sistema eléctrico y de control cumple con el REBT en todos aquellos puntos que sean de aplicación.

Los cuadros están diseñados siguiendo los requisitos de estas especificaciones y se han construido de acuerdo con el REBT para baja tensión y con las recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

El usuario estará protegido contra posibles contactos directos e indirectos.

5.9. INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

La instalación cumplirá con el artículo 15 del RD 1699/2011 que dice:

“La puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y las instalaciones generadoras, bien sea por medio de un transformador de aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones de acuerdo con la reglamentación de seguridad y calidad industrial aplicable.

Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.”

5.10. CONEXIÓN A RED

La instalación realizada está conectada a la red, por ello cumple con lo dispuesto en el RD 1699/2011 es sus artículos 12 y 13.

El factor de potencia de la energía suministrada a la red de la empresa distribuidora debe ser lo más próximo posible a la unidad y, en todo caso, superior a 0,98 cuando la instalación trabaje a potencias superiores al 25 por ciento de su potencia nominal.

6. PRODUCCIÓN ANUAL

Sobre los valores unitarios de energía en los módulos fotovoltaicos descritos en el apartado 4 del presente documento, se consideran unas pérdidas del sistema según los parámetros que se describen a continuación, donde algunos son estimativos según instalaciones anteriores, aunque dependerán principalmente del buen mantenimiento realizado en la instalación.

En la instalación que nos ocupa, se estiman unas pérdidas de eficiencia globales del 22,79%.

Los principales motivos que pueden afectar el rendimiento de la instalación son:

6.1. RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

6.1.1. RANGO DE POTENCIA DE MÓDULO

La potencia de todos los módulos fotovoltaicos no es exactamente idéntica, y aunque dos módulos tengan la misma potencia, puede ser que sus tensiones e intensidades sean diferentes.

Esto trae consigo que al ponerlos en serie se produzca una pérdida de potencia si utilizamos dentro de la misma serie paneles con distintas características eléctricas. Para minimizar este efecto, los módulos están clasificados en intensidad, (lo que se indica en un adhesivo con una letra que se coloca en el marco del panel), de manera que se pueda, en la instalación, escoger los paneles adecuados para armar las distintas series.

6.1.2. DISPERSIÓN DE PARÁMETROS ENTRE MÓDULOS

Estas pérdidas se deben a que los parámetros de los módulos solares fotovoltaicos tienen tolerancias por lo que no son exactamente todos iguales. Esto hace que el punto de máxima potencia del conjunto no corresponda con el de cada uno de ellos por lo que equivale a ciertas pérdidas respecto a dicho valor.

El punto de máxima potencia en cada módulo es el producto de la tensión por la intensidad de trabajo en cada momento, valores que pueden variar ligeramente entre módulos.

6.1.3. DISPERSIÓN ESPECTRAL

Se debe, de forma similar al punto anterior, al diferente comportamiento de los módulos frente a una distribución espectral de la energía solar diferente a la empleada en la caracterización de los módulos y que depende de múltiples factores ambientales, atmosféricos, etc.

6.1.4. EFECTO DE LA TEMPERATURA

Para determinar la temperatura de célula utilizaremos la fórmula:

$$T_c = T_{amb} + I_{inc}(W/m^2)(TONC(^{\circ}C) - 20)/800$$

Siendo:

T_c = Temperatura real de trabajo de la célula.

T_{amb} = Temperatura ambiente.

I_{inc} (W.m²) = Irradiancia.

TONC = Temperatura de Operación Normal de la célula, que es de 46 °C cuando se somete al módulo a una irradiancia de 1.000 W/m², a una temperatura ambiente 25 °C, y una velocidad de viento sobre los módulos de 1 m/s.

Por ejemplo, con una temperatura ambiente de 25 °C tendríamos en célula unos 49,0 °C. La temperatura afecta principalmente a los valores de voltaje de la característica I-V, y tiene su mayor influencia en el voltaje de circuito abierto, aunque también modifica los valores del punto de máxima potencia y el valor de I_{cc} (muy ligeramente).

La eficiencia de los módulos depende fuertemente de la temperatura de los mismos con un coeficiente negativa de temperatura K_p de forma que a mayor temperatura mayores pérdidas. Este parámetro es del orden de -0,4 %/°K en tecnología monocristalina.

6.1.5. PÉRDIDAS POR SUCIEDAD Y REFLEXIÓN SOBRE LOS MÓDULOS

Son pérdidas de la energía solar causadas por el polvo, barro, excrementos de aves, etc. que se depositan sobre los módulos con el paso del tiempo y que se traducen en una menor incidencia solar, así como reflexión de los rayos sobre la superficie de dichos módulos.

6.1.6. PÉRDIDAS POR INCLINACIÓN, ACIMUT Y SOMBRAS

Son pérdidas producidas por los diversos elementos dispuestos sobre la cubierta, aunque éstas se produzcan solamente durante una pequeña parte del tiempo en determinadas temporadas del año. También se considera la posibilidad de diversos elementos transportados por el viento.

Serán evaluados en cada caso, pudiendo variar de una instalación a otra.

6.1.7. PÉRDIDAS POR DEGRADACIÓN FOTÓNICA

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio cristalino y se produce al exponer al sol por primera vez el panel fotovoltaico.

6.2. RENDIMIENTO DEL INVERSOR

Un inversor tiene siempre unas pérdidas en su funcionamiento. Es un parámetro indicado por el fabricante del inversor y representa las pérdidas de conversión eléctrica de la parte de corriente continua donde se conectan los módulos solares a la de corriente alterna donde se entrega a la red de distribución eléctrica.

Las podemos dividir en tres grupos:

- Pérdidas de autoconsumo (independientes de la potencia de operación), pérdidas en el transformador de salida, dispositivos de control, regulación, medidores e indicadores, y en los dispositivos de seguridad.
- Pérdidas linealmente dependientes de la potencia de operación (diodos, dispositivos de conmutación, etc.)
- Pérdidas que varían con el cuadrado de la potencia de operación (calor), (cables, bobinas, resistencias, etc.)

6.3. PÉRDIDAS DE CONEXIONADO Y ELEMENTOS DE PROTECCIÓN

Además de las pérdidas indicadas se tienen en cuenta otras pérdidas como las eléctricas, tanto en continua como alterna, y la indisponibilidad del servicio:

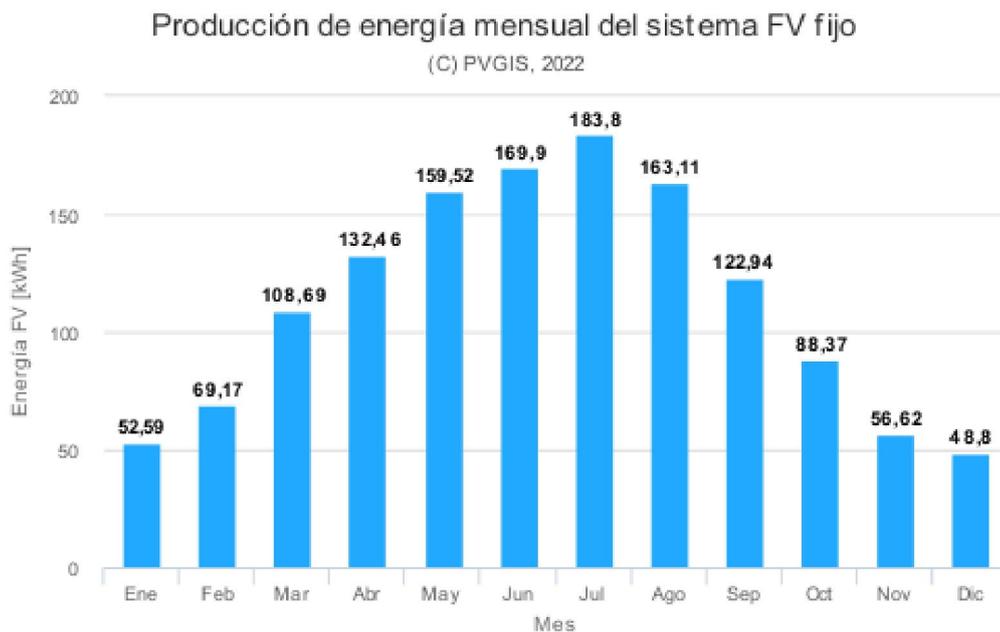
- Eléctricas CC: son las pérdidas de potencia producida en los cables debido a la caída de tensión por la resistencia de dichos cables al paso de la corriente eléctrica. Son valores acotados por diseño ya que precisamente se calcula la sección de cable a emplear para que dicha caída de tensión no supere el 1,5 %.
- Eléctricas CA: son pérdidas que se deben a la caída de tensión en los conductores al paso de la corriente alterna en el tramo posterior a los inversores. Son valores acotados por diseño ya que precisamente se calcula la sección de cable a emplear para que dicha caída de tensión no supere el 1,5 %.
- Indisponibilidad de servicio: este factor tiene en cuenta el tiempo en que la instalación está parada por trabajos de mantenimiento, y periodos comprendidos entre averías y reparaciones correspondientes que supongan una reducción global de la energía entregada a la red.

6.4. ENERGÍA GENERADA POR EL CAMPO FOTOVOLTAICO

Considerando unas pérdidas de eficiencia globales del 22,79%, a continuación, se muestra la producción estimada para la instalación fotovoltaica utilizando el panel bifacial:

	Producción Estimada (kWh) campo FV	Energía consumida del cliente (kWh)	Energía autoconsumida estimada Total (kWh)
Enero	5.383	18.950	5.383
Febrero	7.257	11.962	5.350
Marzo	10.921	10.813	5.776
Abril	13.401	8.234	3.957
Mayo	15.633	6.843	3.362
Junio	16.867	6.589	3.283
Julio	17.933	6.345	3.253
Agosto	15.858	6.914	3.588
Septiembre	12.035	5.524	3.009
Octubre	8.851	10.809	5.149
Noviembre	5.918	14.530	5.629
Diciembre	5.013	16.377	5.013
	135.070	123.890	52.753

Instalación fotovoltaica: producción estimada anual 135.070 kWh/año. Datos de consumo del cliente corresponden a los últimos 12 meses, basado en la información extraída del CUPS correspondiente.



La eficiencia de la instalación, entendida como la energía producida entre la energía disponible para la potencia FV instalada, sería la siguiente:

$$\eta = \frac{135.070}{1755,71 \times 99,64} = 77,21\%$$

7. REPERCUSIÓN MEDIOAMBIENTAL

En la siguiente tabla se muestra un cálculo de ahorro energético donde se determinan las emisiones de CO2 que se evitarían con la instalación del sistema fotovoltaico:

CÁLCULO DEL AHORRO ENERGÉTICO PREVISTO			
PRODUCCIÓN ANUAL PLANTA SOLAR (kWh)	EMISIONES CON ENERGÍA NO RENOVABLE tCO ₂ /año	EMISIONES CON ENERGÍA SOLAR tCO ₂ /año	EMISIONES EVITADAS AL AÑO tCO ₂
135.070	540,28	0	540,28

FACTOR DE CONVERSIÓN: 0,4 tCO₂/MWh (Fuente: IDAE)

8. RECEPCIÓN Y PRUEBAS

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar para la recepción del sistema fotovoltaico, además de lo indicado en el artículo 8 del RD 1699/2011, serán las siguientes:

- Puesta en operación de todos los sistemas y comprobación del correcto funcionamiento (inversores, contadores).
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento (y distintas potencias de operación).
- Comprobación de que los voltajes e intensidades de los diferentes circuitos se corresponden con los de diseño (generador, inversor, y puesta a tierra).
- Prueba de funcionamiento correcto de los sistemas de seguridad (diodos, magnetotérmicos y diferenciales).
- Verificación del correcto funcionamiento del sistema de control.
- Comprobación de las prestaciones energéticas reales (medidas a través del equipo de medición o monitorización instalado) respecto a las prestaciones de diseño.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha, se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 72 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá formar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 2 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno.

9. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Todo el mantenimiento de la instalación será realizado por personal técnico cualificado, bajo responsabilidad de la empresa instaladora.

Con el objeto de garantizar la seguridad y la mayor productividad de la instalación fotovoltaica, es necesario realizar trabajos de mantenimiento preventivo.

9.1. MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Se realizará con una periodicidad máxima de un año el siguiente mantenimiento:

9.1.1. CAMPO FOTOVOLTAICO

- Inspección visual del correcto estado de los módulos (sombras, rotura del cristal, suciedad)
- Detección de puntos calientes en los módulos mediante cámara termográfica.
- Comprobación del estado/degradación de los conectores de unión de los módulos.
- Comprobación del estado de cables y terminales.
- Comprobación de la fijación de los paneles a la estructura.
- Comprobación de la fijación de la estructura a la cubierta.
- Comprobación de la oxidación de la estructura y/o canalizaciones.
- Comprobación de la tensión e intensidad, de cada uno de los strings del campo generador.

9.1.2. CUADROS DE CORRIENTE CONTINUA/ALTERNA

- Anotación de los valores de intensidad y tensión.
- Comprobación del estado de las protecciones eléctricas.
- Comprobación de fallo de aislamiento en las series.
- Reapriete de las conexiones de cables en fusibles, pletinas, magnetotérmicos, etc.

9.1.3. INVERSORES

- Limpieza del inversor mediante aire y aspiración para eliminar polvo o cualquier otro elemento que pueda obstruir la correcta ventilación del inversor y su funcionamiento.
- Reapriete de tornillos de los diferentes elementos del inversor.
- Comprobación del correcto funcionamiento de los ventiladores.
- Comprobación de los elementos internos del inversor (varistores, magnetotérmicos, fusibles, filtros Rc, trafo, etc.)
- Comprobación de puntos calientes en el inversor mediante cámara termográfica.
- Anotación de los valores históricos del inversor (alarmas, producción total, horas de funcionamiento, número de arranques, temperatura).
- Comprobación de la tensión de salida en alterna.
- Comprobación de la temperatura de la sala del inversor.
- Comprobación de la correcta monitorización del inversor y recepción de mensajes de error.

9.1.4. CUADROS DE PROTECCIÓN/MEDIDA

- Comprobación de los elementos de los cuadros (fusibles, diferenciales, etc.)
- Anotación de los valores totales de energía exportada e importada.
- Comprobación del correcto funcionamiento de la telemedida.
- Observación de puntos calientes.

9.1.5. OTROS

- Comprobación de cables de tierra de toda la instalación.

9.2. MANTENIMIENTO CORRECTIVO

El mantenimiento correctivo de la instalación fotovoltaica se realizará cuando se produzcan averías en la instalación.

- Análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposición del material necesario para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Reposición del material defectuoso o dañado por el funcionamiento de la instalación.

10. MONITORIZACIÓN

El sistema de monitorización permite evaluar el funcionamiento y rendimiento de la instalación fotovoltaica de forma continuada e ininterrumpida. El sistema de monitorización permite registrar los datos de producción eléctrica, así como detectar fallos o averías en la instalación fotovoltaica de forma inmediata. Los captadores y detectores, recogen la información del contador y del sistema inversor y la envían a un sistema de adquisición de datos, donde se registran y almacenan todos los datos de la instalación fotovoltaica.

La instalación de monitorización estará formada por:

- Sistema de adquisición y lectura de datos: Acondiciona las señales recibidas de los captadores y sensores, para enviarlas de forma correcta a un sistema remoto de almacenamiento de datos.
- Plataforma web donde poder visualizar y analizar los datos monitorizados.

11. PRESUPUESTO

La inversión total de la instalación fotovoltaica, con las calidades de los materiales indicadas en el presente documento, es de 119.568 € euros + IVA.

El mismo se detalla en el apartado Presupuesto del presente documento.

Firmado por BUSTAMANTE PRIETO
CARLOS - ***8679** el día
18/10/2024 con un certificado
emitido por AC FNMT Usuarios

Carlos Bustamante Prieto
Guadalajara, a 1 de marzo de 2022

ANEXO I: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS MÓDULOS FOTVOLTAICOS



Bifacial Mono PERC glass glass module LG500-530BF

These modules built with PERC bifacial Type P cells have the ability to convert the light that is reflected from the rear into electricity in addition to that which is already generated from the front side, which makes them the modules with the best



3%~30% more production



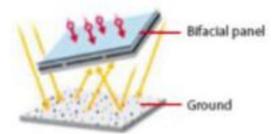
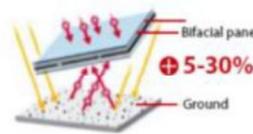
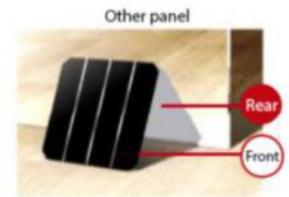
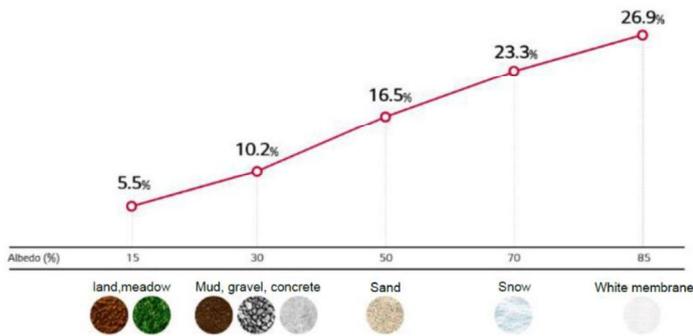
More performance with low radiation



Glass glass panel, more reliability,



Excellent performance with the temperature



Warranty

- 12 years product warranty
- 35 years production warranty

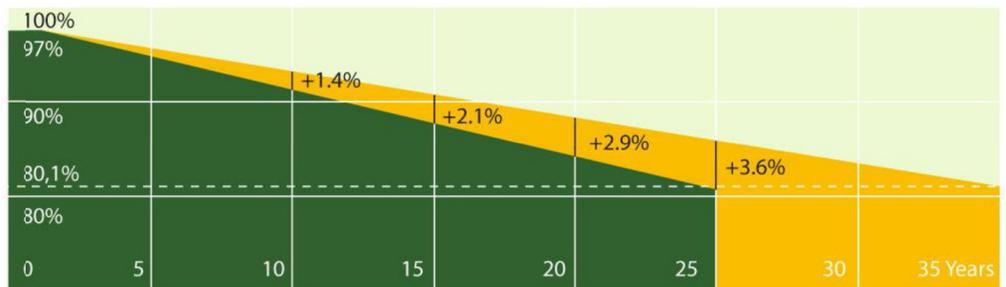
35 Years Linear Warranty at 80% production

24.0%

MAX MODULE EFFICIENCY⁽¹⁾

12 YEAR

PRODUCT WARRANTY



- Light Green's Linear Performance Warranty
- Industry Standard Warranty

ANEXO II: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL INVERSOR

PV Input Data	BNT025KTL	BNT030KTL	BNT036KTL	BNT040KTL
Max. DC Power (W)	37500	42000	54000	56000
Max. DC Voltage (V)	1000	1000	1000	1000
MPPT Voltage Range (V)	200 -950	200-950	200-950	200-950
MPPT Full Power Voltage Range (V)	500 -850	500-850	500-850	500-850
Rated Input Voltage (V)	620	620	620	620
Start-up Voltage (V)	200	200	200	200
Max. Input Current (A)	22 x 3	22 x3	36 x 2	40 x 2
Max. Short Current (A)	28 x3	28x3	45 x 2	50 x 2
No. of MPP Tracker / No. of PV String	3/6	3/6	2/8	2/8
Input Connector Type	MC4	MC4	MC4	MC4

AC Output Data	BNT025KTL	BNT030KTL	BNT036KTL	BNT040KTL
Max. Output Power (W)	27500	33000	39600	44000
Nominal Output Power (W)	25000	30000	36000	40000
Max. Output Current (A)	40	48	56	61
Nominal Output Voltage (V)	3P+N+PE /3P+PE 230/400			
Grid Voltage Range	260-519 (according to local standard)			
Nominal Output Frequency (Hz)	50/60			
Grid Frequency Range	45-55/55-65(according to local standard)			
Output Power Factor	1 default (adjustable from 0.8 leading to 0.8 lagging)			
Output Current THD	<3%			

Efficiency	BNT025KTL	BNT030KTL	BNT036KTL	BNT040KTL
Max. Efficiency	98.50%	98.50%	98.65%	98.65%
Euro Efficiency	98.10%	98.10%	98.20%	98.25%

Protection	BNT025KTL	BNT030KTL	BNT036KTL	BNT040KTL
PV Reverse Polarity Protection	YES	YES	YES	YES
PV Insulation Resistance Detection	YES	YES	YES	YES
AC Short Circuit Protection	YES	YES	YES	YES
AC Over Current Protection	YES	YES	YES	YES
AC Over Voltage Protection	YES	YES	YES	YES
Anti-Islanding Protection	YES	YES	YES	YES
Residual Current Detection	YES	YES	YES	YES
Over Temperature Protection	YES	YES	YES	YES
Integrated DC switch	YES	YES	YES	YES
Surge Protection (DC & AC)	Integrated (Type III)			

General Data	BNT025KTL	BNT030KTL	BNT036KTL	BNT040KTL
Dimensions (W x H x D, mm)	630 x 450 x 222		750 x 465 x 222	
Weight (kg)	32		46	
Protection Degree	IP65			
Enclosure Material	Aluminum			
Ambient Temperature Range (°C)	-25~+60			
Humidity Range	0-100%			
Topology	Transformerless			
Communication Interface	RS485 / WiFi / Wire Ethernet / GPRS (optional)			
Cooling Concept	Intelligent Fan Cooling			
Noise Emission (db)	<51			
Night Power Consumption (W)	<1			
Max. Operation Altitude (m)	4000			

Certifications and Standards	BNT025KTL	BNT030KTL	BNT036KTL	BNT040KTL
EMC Standard	EN/IEC 61000-6-2,EN/IEC 61000-6-3, EN61000-3-2,EN61000-3-3,EN61000-3-11,EN61000-3-12			
Safety Standard	EN/IEC 62109-1/-2 ,UL1547,IEC 60068-2			
Grid-connection	EN50549-1,EN50438 ,RD 1699,UNE 217001,RD 413 ,IEC61727,IEC62116,IEC61683,VDE4105, UL1741 VDE0126 AS4777.2 NB/T 32004-2013			

ANEXO III: FICHA CATASTRAL

ANEXO IV: JUSTIFICACIÓN HORAS SOLARES

Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

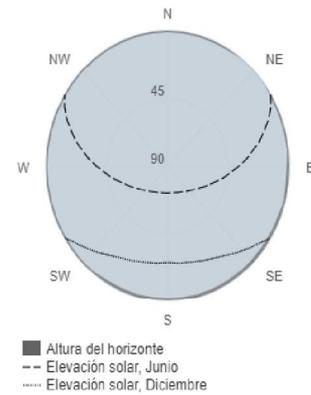
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 40.589, -3.250
 Horizonte: Calculado
 Base de datos: PVGIS-SARAH
 Tecnología FV: Silicio cristalino
 FV instalado: 1 kWp
 Pérdidas sistema: 14 %

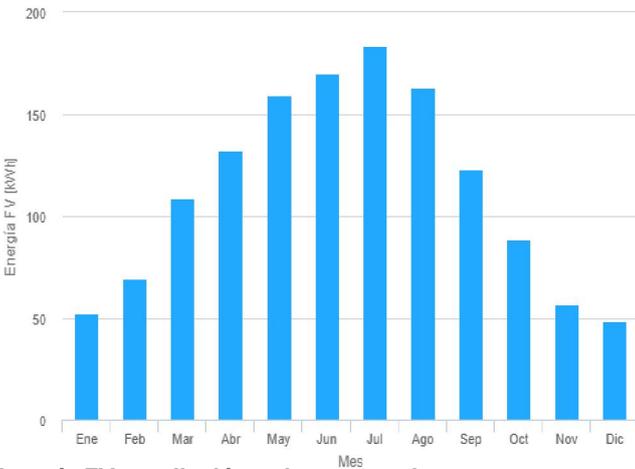
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 5 °
 Ángulo de azimut: -90 °
 Producción anual FV: 1355.98 kWh
 Irradiación anual: 1756.16 kWh/m²
 Variación interanual: 31.37 kWh
 Cambios en la producción debido a:
 Ángulo de incidencia: -3.75 %
 Efectos espectrales: 0.34 %
 Temperatura y baja irradiancia: -7.04 %
 Pérdidas totales: -22.79 %

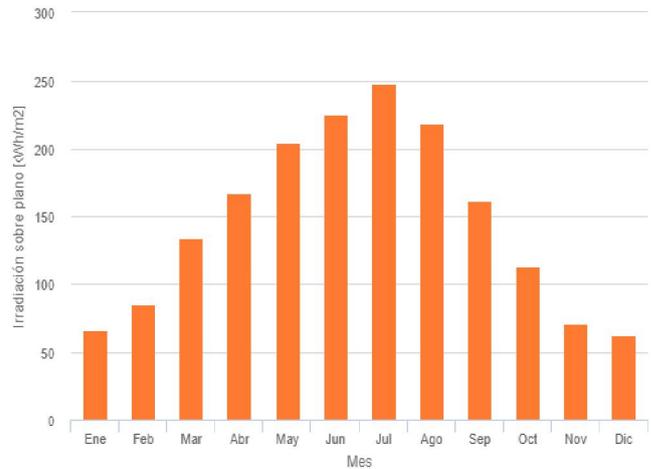
Perfil del horizonte:



Producción de energía mensual del sistema FV fijo:



Irradiación mensual sobre plano fijo:



Energía FV y radiación solar mensual

Mes	E_m	H(i)_m	SD_m
Enero	52.6	66.1	9.0
Febrero	69.2	84.8	9.4
Marzo	108.7	133.7	10.8
Abril	132.5	166.4	8.4
Mayo	159.5	205.0	12.8
Junio	169.9	225.4	6.0
Julio	183.8	248.0	5.4
Agosto	163.1	219.1	3.2
Septiembre	122.9	160.9	3.5
Octubre	88.4	112.9	7.7
Noviembre	56.6	71.5	6.4
Diciembre	48.8	62.3	5.7

E_m: Producción eléctrica media mensual del sistema dado [kWh].

H(i)_m: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SD_m: Desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

PRESUPUESTO

TOTAL DE LA INVERSIÓN:

	Inversión sin IVA	IVA	Inversión con IVA
Inversión correspondiente a energías renovables	119.568,00 €	25.109,28 €	144.677,28 €
Inversión correspondiente a sistema de almacenamiento	-	-	-
Inversión Total	119.568,00 €	25.109,28 €	144.677,28 €

	Inversión sin IVA	IVA	Inversión con IVA
Costes elegibles correspondientes a energías renovables	119.568,00 €	25.109,28 €	144.677,28 €
Costes elegibles correspondientes a sistema de almacenamiento	-	-	-
Total costes elegibles	119.568,00 €	25.109,28 €	144.677,28 €

PRESUPUESTO DESGLOSADO:

Costes elegibles	Costes sin IVA	IVA	Costes con IVA
a) La inversión en equipos y materiales relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda, incluida la correspondiente a los sistemas de acumulación en su caso.	81.186,67 €	17.049,20 €	98.235,87 €
b) Los costes de ejecución de las obras y/o instalaciones relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda.	11.717,66 €	2.460,71 €	14.178,37 €
c) Equipamientos electromecánicos, hidráulicos, de control y auxiliares cuando estén asociados a la actuación objeto de ayuda.	-	-	-
d) Sistema eléctrico general de Alta Tensión y Baja Tensión, incluyendo transformadores, línea de evacuación y sistemas e infraestructuras eléctricas adicionales hasta el punto de conexión con la red eléctrica de transporte o distribución, cuando sean necesarias en función de la tipología de actuación objeto de ayuda. En su caso, se incluirán las protecciones y equipamientos que correspondan bajo el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y sus Instrucciones técnicas complementarias o el Reglamento de Instalaciones Eléctricas en Alta Tensión (RIAT) y sus Instrucciones técnicas complementarias	11.598,10 €	2.435,60 €	14.033,70 €
e) Sistemas de gestión, control activo y monitorización tanto de la generación como de la acumulación y la demanda de energía eléctrica o térmica de instalaciones consumidoras abastecidas por el proyecto objeto de la ayuda, que ayuden a optimizar la gestión y producción. Estos equipos deberán ser propiedad de la persona beneficiaria de la ayuda y estar vinculados a la actuación objeto de la ayuda.	4.782,72 €	1.004,37 €	5.787,09 €
f) Sistemas de medición del recurso en el emplazamiento, incluyendo sondeos exploratorios y ensayos TRT para el caso de instalaciones geotérmicas	-	-	-
g) Obras civiles, cuando estén relacionadas con las actuaciones objeto de ayuda y aquellas que sean necesarias para la correcta ejecución del proyecto, tales como, refuerzo de cubierta o sustitución de la misma en la parte proporcional de la cubierta que sea ocupada por la instalación de generación, en su caso. Asimismo, se consideran subvencionables como obra civil las siguientes partidas: edificaciones necesarias para el proyecto, campas, excavaciones, zanjas y canalizaciones y tuberías asociados a la instalación de generación, o a los sistemas de integración de energía eléctrica y gestión de la demanda, ayudas de albañilería, instalaciones auxiliares necesarias, viales de servidumbre interna de la instalación, adecuación de accesos para la instalación, edificios de control, plataformas de montaje, instalaciones temporales, restauración y medidas medioambientales correctoras después de las obras. Para ser considerado coste elegible, las obras deben cumplir la condición de que al menos el 70 % (en peso) de los residuos de construcción y demolición no peligrosos generados (con exclusión de los residuos con código LER 17 05 04), se preparen para la reutilización, el reciclaje y la valorización de otros materiales, incluidas las operaciones de relleno utilizando residuos para sustituir otros materiales. Análogamente, en los proyectos financiados que impliquen demolición, se incluirá la práctica de demolición selectiva.	-	-	-
h) El coste del desmantelamiento de las instalaciones existentes en el emplazamiento, en el caso de que aplique, a la hora de hacer una instalación de renovables en su lugar, siempre se cumpla la condición de que al menos el 70 % (en peso neto) de los residuos de construcción y demolición no peligrosos generados (con exclusión de los residuos con código LER 17 05 04), se preparen para la reutilización, el reciclaje y la valorización de otros materiales, incluidas las operaciones de relleno utilizando residuos para sustituir otros materiales. Análogamente, en los proyectos financiados que impliquen demolición, se incluirá la práctica de demolición selectiva.	-	-	-
i) Los costes de la redacción de los proyectos o memorias técnicas relacionados con las tipologías de actuación objeto de ayuda.	3.945,74 €	828,61 €	4.774,35 €
j) Los costes de la dirección facultativa relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda.	2.551,36 €	535,79 €	3.087,15 €
k) Coordinación de Seguridad y Salud de la obra y montaje relacionadas con las tipologías de actuación objeto de ayuda	717,41 €	150,66 €	868,06 €

l) Los costes de gestión de la solicitud de la ayuda, incluida la redacción de informes y demás documentación requerida para la solicitud. A estos efectos, se considerarán como costes de gestión de solicitud de la ayuda, aquellos gastos que la persona solicitante o destinataria última de la ayuda pudiera satisfacer a una empresa o profesional por llevar a cabo la gestión administrativa y documental de su solicitud ante la comunidad autónoma. Para que estos gastos se puedan considerar elegibles deben reflejarse en el presupuesto incluido en la solicitud de ayuda y justificarse, junto con el resto de gastos de la actuación, mediante contrato, facturas y justificantes de pago. Sólo serán elegibles los gastos de gestión que no superen el 4 % del importe de la ayuda solicitada, con un límite máximo de 3.000€ por expediente	2.470,50 €	518,80 €	2.989,30 €
m) Los costes de gestión de la justificación de la realización de las actuaciones, incluidos los costes de redacción de informes y demás documentación requerida para la justificación de estas ayudas. A estos efectos, se considerarán como costes de gestión de la justificación de la realización de las actuaciones objeto de ayuda aquellos gastos que la persona destinataria última de la ayuda pudiera satisfacer a empresas o profesionales por llevar a cabo la gestión técnica, administrativa y documental de la justificación ante el órgano instructor de la realización de las actuaciones que conforman el proyecto.	-	-	-
n) El informe de la persona auditora sobre la cuenta justificativa	597,84 €	125,55 €	723,39 €
o) Otras partidas que sean debidamente justificadas como necesarias (auxiliares o no) específicas de cada tipología de actuación, distintas de las recogidas como gastos no subvencionables en el punto 3 de este apartado	-	-	-
Total costes elegibles	119.568,00 €	25.109,28 €	144.677,28 €
El coste elegible máximo total admitido en los programas de incentivos para sufragar los gastos indicados en los apartados l), m) y n) del apartado anterior no podrá superar globalmente el 7 % del importe de la ayuda solicitada, con un límite de 7.000 euros por expediente. La realización y facturación de estos servicios podrá efectuarse durante el periodo concedido para presentar la documentación justificativa.	-	-	-
Costes no elegibles	Costes sin IVA	IVA	Costes con IVA
a) Los gastos propios, ya sean de personal, funcionamiento o gastos generales.	-	-	-
b) Estudios de impacto ambiental y costes de visado de proyectos técnicos.	-	-	-
c) Cualesquiera otros gastos de promoción en los que la persona solicitante incurra para desarrollar el proyecto.	-	-	-
d) Autorizaciones administrativas, licencias, permisos, coste de avales y/o fianzas, multas, tasas o tributos.	-	-	-
e) Cualesquiera gastos asociados a gestiones, contrataciones, consultas o trámites administrativos, aun siendo necesarios para la obtención de permisos o licencias, que no estén incluidos en el apartado 1.	-	-	-
f) Coste de adquisición o arrendamiento de terrenos utilizados tanto para el proyecto de inversión como para las infraestructuras de evacuación.	-	-	-
g) Seguros suscritos por la persona solicitante.	-	-	-
h) La vigilancia y seguridad durante la ejecución de la obra hasta la fecha de puesta en marcha.	-	-	-
i) Adecuaciones, remodelaciones o ejecuciones de otras líneas eléctricas diferentes de las exclusivas para hacer viable la evacuación de la energía. Por tanto, sólo se consideran subvencionables las líneas necesarias para unir la instalación de generación, o los sistemas de integración de energías renovables en red, con el punto de conexión de las citadas instalaciones y la línea de transporte o distribución, según lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.	-	-	-
j) Adecuación de los accesos en las carreteras públicas y caminos existentes hasta la instalación	-	-	-
k) Costes financieros.	-	-	-
Total costes no elegibles	-	-	-

AYUDA SOLICITADA:

Actuaciones generación	Módulo actuación de ayuda	Potencia de la instalación	Ayuda solicitada
10 kWp < P ≤ 100 kWp	750 €/kWp	99,64 kWp	74.730 €

ANEXO: PRESUPUESTO DESGLOSADO POLIDEPORTIVO

CAPÍTULO 1: SUMINISTRO DE EQUIPOS

Ítem	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
1.1	Suministro de módulo solar fotovoltaico bifacial modelo LG530BF del fabricante Light Green, con una potencia pico de 530Wp.	188	160,34 €	30.143,92 €
1.2	Suministro de estructura soporte coplanar para cubierta válido para panel solar propuesto.	1	25.428,25 €	25.428,25 €
1.3	Suministro de sistema inversor BNT025KTL de 25kWn.	4	3.162,98 €	12.651,92 €
1.4	Suministro de dispositivos de protección (Interruptores de protección), cableado para CC (desde paneles hasta entrada en inversores) y CA (desde salida de inversores hasta conexión con red), armario de protecciones, red toma a tierra.	1	9.746,30 €	9.746,30 €
1.5	Sistemas de gestión, control activo y monitorización	1	4.019,09 €	4.019,09 €
				81.989,48 €

CAPÍTULO 2: MANO DE OBRA PARA MONTAJE

Ítem	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
2.1	Total mano de obra para la instalación de todos los equipos descritos en el capítulo 1 del presente presupuesto. Todos los equipos deben quedar totalmente instalados y funcionando.	1	9.846,77 €	9.846,77 €
				9.846,77 €

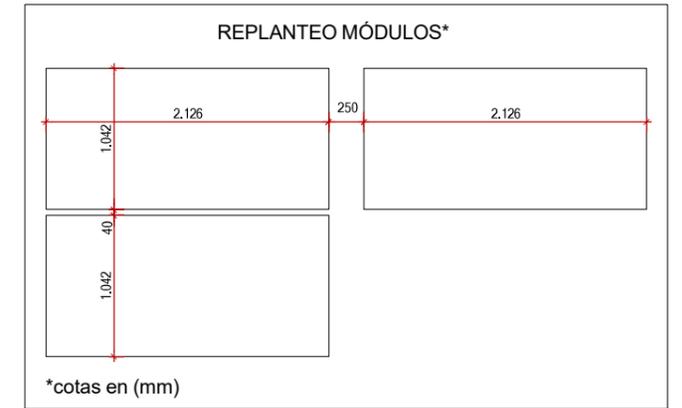
CAPÍTULO 3: OTROS

Ítem	Descripción	Cantidad	Precio	Importe
3.1	Redacción de proyecto	1	1	3.315,75 €
3.2	Dirección facultativa	1	1	2.144,00 €
3.3	Coordinación de Seguridad y Salud	1	1	602,87 €
3.4	Gestión de la solicitud de la ayuda	1	1	2.578,44 €
				8.641,05 €

Presupuesto Ejecución de Material	100.477,31 €
Gastos Generales (13%)	13.062,05 €
Beneficio Industrial (6%)	6.028,64 €
Base Imponible	119.568,00 €
IVA (21%)	25.109,28 €
Total Presupuesto	144.677,28 €

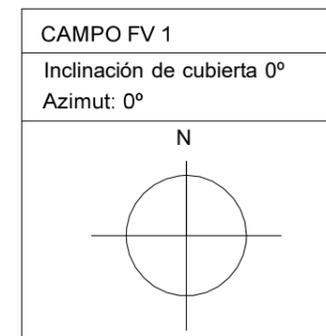
Carlos Bustamante Prieto
Guadalajara, a 30 de noviembre de 2023

PLANOS



Dimensiones Módulo FV: 2,126x1,042 m
 Potencia Módulo FV: 530 Wp

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
Núm. módulos: 188 uds
Potencia instalada: 99,64 kWp



PROYECTO ELÉCTRICO DE INSTALACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 99,64 kWp SOBRE CUBIERTA DE EDIFICIO	POLIDEPORTIVO Calle La Dehesa 2 Alovera 19208 GUADALAJARA	PLANO N° 01
TÍTULO PLANO IMPLANTACIÓN CAMPO FOTOVOLTAICO	ENERO DE 2022	DEPARTAMENTO TÉCNICO