



Proyecto
Instalacion Fotovoltaica

TITULAR: AYUNTAMIENTO DE MADRID
CIF: XXXXXXXXX
EMPLAZAMIENTO INSTALACIÓN: CALLE GRAL. MOSCARDO, 2
LOCALIDAD: MADRID - 29003

Proyectista: Instalacion Fotovoltaica
INGENIERÍA: KGNETE, INGENIERÍA Y CONSULTORÍA S.L.
INGENIERÍA: KGNETE, INGENIERÍA Y CONSULTORÍA S.L.
Nº Colegiado: 26975

22 de junio de 2024

Índice general

1. Memoria	2
1.1. Objeto	2
1.2. Alcance	2
1.3. Antecedentes	2
1.4. Normas y referencias	2
1.4.1. Disposiciones legales y normas aplicadas	2
1.5. Análisis de soluciones	6
Disposicion de los paneles	6
Rentabilidad de una bateria	11
1.6. Resultados Instalacion FV	12
Rentabilidad de una bateria	12
1.6.1. Rendimiento de un sistema FV conectado a red (PVGIS)	14
1.6.2. Analisis financiero (SAM)	16
1.7. Planificación	16
1.8. Orden de prioridad entre los documentos	18
2. ANEXOS	19
2.1. Documentación de partida.	19
2.2. Cálculos.	19
2.2.1. Diseno del campo fotovoltaico	19
2.2.2. Distancia mínima entre filas de módulos	20
2.2.3. Perdidas por orientacion e inclinacion	21
2.2.4. Resultados Instalacion FV	22
2.2.5. Análisis de seguridad estructural	23
2.3. Anexos de aplicación	25
2.3.1. Seguridad	25
2.3.2. Medio ambiente	25
2.3.3. Eficiencia energética.	25
2.3.4. Emplazamiento del proyecto,	25
2.3.5. Gestion de residuos	25
2.3.6. Certificaciones de solidez y Estudios de cargas	25
2.4. Estudios con entidad propia	25
2.4.1. Estudio Basico de Seguridad	25
2.4.2. Estudio de Impacto Ambiental.	25
2.5. PLIEGO DE CONDICIONES	40
2.5.1. CARECTERÍSTICAS DE LA EMPRESA INSTALADORA	40
2.5.2. CALIDAD DE LOS MATERIALES	40
3. PLANOS	44
3.1. Objeto	44

Capítulo 1

Memoria

1.1. Objeto

El objeto es justificar las soluciones adoptadas, su adecuación a la normativa legal aplicable y, conjuntamente con los planos y el pliego de condiciones, describir de forma unívoca el objeto del Proyecto.

1.2. Alcance

Se genera la energía que se consume en la propia instalación.

1.3. Antecedentes

Se trata de una ampliación de la instalación receptora con una instalación generadora de electricidad.

1.4. Normas y referencias

La instalación se realizará conforme a la normativa vigente, incluyendo pero no limitándose a:

1.4.1. Disposiciones legales y normas aplicadas

Normativa de autoconsumo

Referencias

- [1] IDAE. Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red PCT-C-REV - julio 2011
- [2] GUÍA VADEMÉCUM PARA INSTALACIONES DE ENLACE EN BAJA TENSIÓN
- [3] Energía solar fotovoltaica para todos 2ed. febrero 2022 .Pedro Francisco Garcia Martin
- [4] Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT).
- [5] Real Decreto 244/2019: Autoconsumo de Energía Eléctrica.
- [6] UNE 206007-1: Instalaciones Conectadas a la Red.
- [7] UNE 157001: Criterios Generales para la Elaboración de Proyectos.

Normativa de autoconsumo

Referencias

- [1] IDAE. Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red PCT-C-REV - julio 2011
- [2] GUÍA VADEMÉCUM PARA INSTALACIONES DE ENLACE EN BAJA TENSIÓN
- [3] Energía solar fotovoltaica para todos 2ed. febrero 2022 .Pedro Francisco Garcia Martin
- [4] Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT).
- [5] Real Decreto 244/2019: Autoconsumo de Energía Eléctrica.
- [6] UNE 206007-1: Instalaciones Conectadas a la Red.
- [7] UNE 157001: Criterios Generales para la Elaboración de Proyectos.

Las instalaciones de autoconsumo de cualquier tecnología de generación, están sometidas a la normativa eléctrica que les aplique en función de su potencia y de la conexión que realicen, bien en baja tensión (BT) o en alta tensión (AT).

En este apartado se describen los conceptos fundamentales extraídos de la normativa eléctrica y las principales autorizaciones que las instalaciones de autoconsumo deben obtener, puesto que dependen del tamaño de la instalación (en términos de potencia) y pueden servir de guía a los técnicos municipales para valorar su complejidad y la magnitud de las actuaciones que implican.

Solicitud de acceso y conexión

El acceso y conexión aparece regulado por el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

El procedimiento a seguir queda regulado por el mismo Real Decreto y por la Circular 1/2021 de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica.

Con este trámite, se solicita permiso para acceder a la red pública de transporte o distribución y se obtienen las condiciones en las que dicho acceso es posible y cómo y dónde deberá realizarse la conexión a la misma. Además, se obtienen la potencia que será posible conectar.

Este trámite incluye la presentación de garantías económicas por una cuantía equivalente a 40 €/kW de potencia que se solicita, y cuyo resguardo de presentación se deposita ante el órgano competente para otorgar la autorización de la instalación. La finalidad de la garantía será la obtención de la autorización de explotación.

Las instalaciones de autoconsumo SIN excedentes están exentas de realizar este trámite de acceso y conexión y, por tanto, tampoco tienen que presentar la garantía.

Las instalaciones de autoconsumo CON excedentes de potencia igual o inferior a 15 kW que se ubiquen en suelo urbanizado que cuente con las dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística, también están exentas de realizar el trámite de acceso y conexión y por tanto tampoco deberán presentar la garantía.

El resto de instalaciones de autoconsumo CON excedentes siempre que sean de potencia igual o inferior a 100 kW, sí tendrán que realizar el trámite de acceso y conexión, pero no precisan aportar la garantía, salvo que estas instalaciones formen parte de una agrupación cuya potencia sea superior a 1 MW, de acuerdo con la definición de agrupación establecida en el artículo 7 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. En el caso de que además sean de potencia inferior a 15kW podrán acogerse al procedimiento abreviado, cuyos plazos serían la mitad que en el procedimiento general.

Desde la aprobación del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio es posible que la potencia de acceso concedida sea inferior a la potencia que figura en la autorización administrativa. La capacidad de acceso será la potencia activa máxima que se le permite verter a la red a una instalación de generación de electricidad.

Autorización administrativa

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico regula el régimen de autorizaciones de las instalaciones de generación, incluidas las de autoconsumo, entre las que se incluyen:

- a) Autorización administrativa previa, que se tramitará con el anteproyecto de la instalación como documento técnico y, en su caso, conjuntamente con la evaluación de impacto ambiental, según lo dispuesto en la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, y otorgará a la empresa autorizada el derecho a realizar una instalación concreta en determinadas condiciones.
- b) Autorización administrativa de construcción, que permite al titular realizar la construcción de la instalación cumpliendo los requisitos técnicos exigibles. Para solicitarla, el titular presentará un proyecto de ejecución junto con una declaración responsable que acredite el cumplimiento de la normativa que le sea de aplicación. La tramitación y resolución de autorizaciones definidas en los párrafos anteriores podrán efectuarse de manera consecutiva, coetánea o conjunta.
- c) Autorización de explotación, que permite, una vez ejecutado el proyecto, poner en tensión las instalaciones y proceder a su explotación.

El Real Decreto 1955/2000 en su artículo 111 exime de este trámite a las instalaciones de tensión inferior a 1kV. Adicionalmente, el Real Decreto 1699/2011 exime a las instalaciones de producción de

energía eléctrica con potencia nominal no superior a 100 kW, conectadas directamente a una red de tensión no superior a 1 kV, ya sea de distribución o a la red interior de un consumidor.

Reglamentos técnicos

Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece que las instalaciones de autoconsumo conectadas en baja tensión se ejecutarán de acuerdo con lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y sus Instrucciones Técnicas complementarias (ITC-BT). Según determina la ITC-BT-40, será admisible la conexión a BT de las instalaciones de autoconsumo CON excedentes de hasta 100 kW y en todas las instalaciones de autoconsumo SIN excedentes.

Por esta razón, cualquier instalación de autoconsumo conectada a las redes de baja tensión contará con un Certificado de Instalación eléctrica (CIE) firmado por una empresa instaladora habilitada y debidamente diligenciado por el órgano competente de la comunidad autónoma, que asegurará que esta ha sido llevada a cabo en base a lo establecido en el REBT.

De acuerdo con el REBT, si la instalación tiene una potencia superior a 10 kW deberá disponer de un proyecto técnico firmado por técnico competente. Las instalaciones de menor potencia (hasta 10 kW) únicamente tienen obligación de disponer de una Memoria Técnica de Diseño (MTD) según el formato de la comunidad autónoma, firmada por la empresa instaladora habilitada.

En el caso de las instalaciones conectadas en alta tensión el reglamento aplicable será el Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión (RAT) y sus Instrucciones Técnicas complementarias (ITC-RAT)

Registro Administrativo de Autoconsumo (RADNE)

El RD 244/2019 establece que todas las instalaciones de autoconsumo deberán estar registradas en el Registro Administrativo de Autoconsumo que es competencia de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y que se encuentra regulado en el artículo 19 de dicho real decreto.

Las comunidades autónomas y las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla pueden crear sus propios registros de autoconsumo de carácter autonómico, pero en cualquier caso deben proporcionar la información necesaria para la inscripción (descrita en el ANEXO II del RD 244/2019) al Ministerio.

Este paso administrativo es transparente para el consumidor y/o promotor de la instalación de autoconsumo ya que se realiza de oficio entre administraciones y resulta el último trámite en la legalización de una instalación de autoconsumo. Para obtener más información sobre la tramitación administrativa de las instalaciones de autoconsumo puede consultar la Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo disponible en <https://www.idae.es/>

Ordenanzas urbanísticas

Autónomica

Leyes de urbanismo y de ordenación del suelo.

Municipal

El municipio establece tres tipos de trámites para estas autorizaciones:

- Licencia de obra.
- Declaración responsable de obra. Normalmente se destina a aquellas actuaciones técnicamente sencillas y que no precisen elementos estructurales, y que no supongan alteración del volumen, del uso principal de las instalaciones y servicios de uso común o del número de viviendas y locales, ni afecten a la composición exterior, a la estructura o a las condiciones de habitabilidad o seguridad.
- Comunicación previa a la ejecución de obra. Normalmente pequeñas actuaciones y/o reformas.

La instalación fotovoltaicas de autoconsumo se ubica en la cubierta de edificio ya existente, cumplen las características de sencillez técnica y no afectación a elementos estructurales del edificio. En ningún caso supone aumento de superficie habitable.

Estas características de las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico sobre edificación permite a los municipios la aplicación de procedimientos de declaración responsable o comunicación previa en la concesión de las licencias de obras.

Para la redacción del presente proyecto se han tenido en cuenta las normas y disposiciones legales (leyes, reglamentos, ordenanzas, normas de obligado cumplimiento por su inclusión en disposiciones legales, etc.)

1.5. Análisis de soluciones

Disposicion de los paneles

Inclinacion y orientacion de los paneles

Para la disposición de paneles solares en una cubierta plana, además de las alternativas de orientación Este-Oeste, horizontal, y siguiendo la geometría de la cubierta con inclinación óptima, es importante considerar también la disposición con orientación hacia el sur, que es tradicionalmente la más eficiente en términos de captación de energía solar en el hemisferio norte. A continuación, se presentan las cuatro alternativas junto con una comparativa de sus ventajas y desventajas.

Disposición Este-Oeste

Descripción: Los paneles se instalan en filas orientadas hacia el Este y el Oeste, con una inclinación moderada (por ejemplo, 10-15 grados).

Ventajas:

- Maximización del Espacio: Permite una mayor densidad de paneles en la superficie disponible.
- Producción Distribuida: Genera energía de manera más uniforme a lo largo del día.
- Menor Sombra: La inclinación moderada reduce las sombras entre las filas de paneles.

Desventajas:

- Menor Producción Total: Puede resultar en una producción ligeramente inferior a lo largo del año.
- Complejidad de Instalación: Requiere un diseño más cuidadoso y una estructura de soporte específica.

Disposición siguiendo la geometría de la cubierta con Inclinación Óptima

Descripción:

Los paneles se instalan siguiendo la orientación y la geometría de la cubierta existente, con una inclinación óptima para la localización específica (por ejemplo, 30-35 grados).

Ventajas:

- Aprovechamiento del Espacio: Utiliza eficientemente la superficie disponible, adaptándose a la estructura del techo.
- Maximización de Producción: Optimiza la producción de energía anual, aprovechando al máximo la irradiación solar directa.
- Estética e Integración: Se integra bien con la arquitectura del edificio, mejorando la estética.

Desventajas:

- Sombra: La inclinación puede provocar sombras entre filas si no se gestiona adecuadamente.
- Coste de Instalación: Puede ser más costosa debido a la necesidad de estructuras de soporte adaptadas a la geometría del techo.

Disposición Horizontal

Descripción:

Los paneles se instalan de manera horizontal, directamente sobre la superficie del techo.

Ventajas:

- Facilidad de Instalación: Más sencilla y rápida de instalar, con menos requerimientos estructurales.

- Estética y Viento: Menor impacto visual y resistencia al viento, ya que los paneles están alineados con la cubierta.
 - Mantenimiento: Fácil acceso para la limpieza y mantenimiento.
- Desventajas:
- Menor Producción: Menor eficiencia debido a la menor captación de luz solar directa y un mayor efecto de la suciedad.
 - Desempeño: Produce menos energía en comparación con las disposiciones inclinadas.

Disposición Sur con Inclinación Óptima

Descripción: Los paneles se instalan orientados hacia el sur, con una inclinación óptima para la localización específica (por ejemplo, 30-35 grados).

Ventajas:

- Máxima Producción: Optimiza la producción de energía anual, aprovechando al máximo la irradiación solar directa.
- Eficiencia: Mayor eficiencia en la captación de luz solar directa durante las horas pico.

Desventajas:

- Espacio: Requiere más espacio entre las filas de paneles para evitar sombras, reduciendo la densidad de paneles por área.
- Sombra: La inclinación mayor puede provocar sombras más largas entre filas, afectando la producción si no se gestiona adecuadamente.

Característica	Este-Oeste	Geometría Cubierta con Inclinación Óptima	Horizontal	Orientación Sur con Inclinación Óptima
Producción de Energía	Media	Alta	Baja	Muy Alta
Uso del Espacio	Alto	Medio	Alto	Medio
Sombra	Baja	Media	N/A	Alta
Facilidad de Instalación	Media	Baja	Alta	Baja
Coste de Instalación	Medio	Alto	Bajo	Alto
Resistencia al Viento	Media	Media	Alta	Media
Mantenimiento	Media	Media	Alta	Media
Distribución de Producción	Uniforme a lo largo del día	Pico al mediodía	Baja	Pico al mediodía
Estética e Integración	Media	Alta	Baja	Media

Cuadro 1: Comparativa de Alternativas para la Disposición de Paneles Solares en la Cubierta

Solución Recomendada

Recomendación: La elección de la mejor disposición de paneles depende de las prioridades del proyecto:

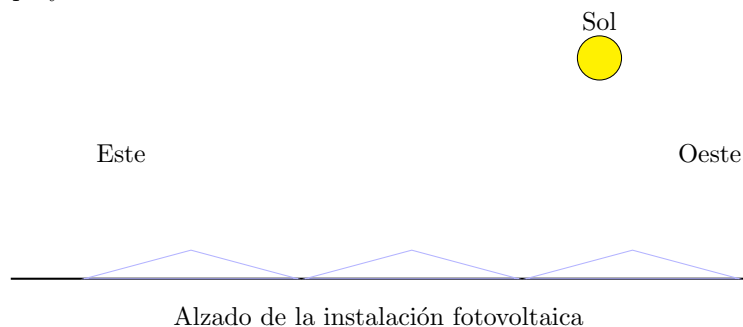
Máxima Producción Anual: Si el objetivo principal es maximizar la producción de energía, la Alternativa 4: Disposición Sur con Inclinación Óptima es la mejor opción. Aunque requiere más espacio y tiene un costo de instalación más alto, produce la mayor cantidad de energía a lo largo del año.

Optimización del Espacio y Producción Uniforme: Si el espacio es limitado y se busca una producción más uniforme a lo largo del día, la Alternativa 1: Disposición Este-Oeste es adecuada. Esta configuración permite una mayor densidad de paneles y una producción más balanceada.

Estética y Adaptación a la Cubierta: Si se desea aprovechar al máximo la geometría del techo y mejorar la estética del edificio, la Alternativa 2: Disposición siguiendo la geometría de la cubierta con Inclinación Óptima es ideal. Esta opción se integra bien con la arquitectura y maximiza la producción adaptándose a la estructura existente.

Facilidad y Costo de Instalación: Si el presupuesto es limitado y se prefiere una instalación sencilla y resistente, la Alternativa 3: Disposición Horizontal es la mejor opción. Aunque produce menos energía, es más fácil y rápida de instalar, y resiste mejor las condiciones climáticas adversas.

Cada una de estas alternativas tiene sus propias ventajas y desventajas. La selección final debe considerar las condiciones específicas del sitio, el presupuesto disponible y los objetivos energéticos del proyecto.



Inversor

Comparativa de Alternativas de Inversores para una Instalación Fotovoltaica de 30 kW en una Cubierta Plana con Obstáculos Alternativas de Inversores Consideradas: Inversores Centrales Inversores String Microinversores 1. Inversores Centrales Descripción: Un solo inversor central maneja la conversión de corriente continua (CC) a corriente alterna (CA) para toda la instalación.

Ventajas:

Coste: Menor coste por vatio comparado con otras alternativas. Mantenimiento: Mantenimiento centralizado y más sencillo. Eficiencia: Alta eficiencia en la conversión de energía. Desventajas:

Sombra y Obstáculos: Menor tolerancia a sombras y obstáculos, ya que el rendimiento del sistema puede verse afectado por el bajo rendimiento de un solo panel. Flexibilidad: Menos flexible en términos de diseño y expansión futura. Fallos: Un fallo en el inversor puede detener la producción de energía de toda la instalación. 2. Inversores String Descripción: Múltiples inversores en serie (strings) manejan la conversión de CC a CA de grupos de paneles.

Ventajas:

Coste Moderado: Más económico que los microinversores pero más caro que los inversores centrales. Flexibilidad: Mejor gestión de sombras y obstáculos comparado con los inversores centrales. Mantenimiento: Mantenimiento aún centralizado, pero más modular que los inversores centrales. Desventajas:

Sombra y Obstáculos: Aún susceptible a problemas de sombra, aunque mejor que los inversores centrales. Eficiencia: Menor eficiencia comparado con inversores centrales, especialmente en condiciones no ideales. Complejidad: Mayor complejidad en el cableado y diseño comparado con inversores centrales. 3. Microinversores Descripción: Cada panel solar tiene su propio microinversor que convierte CC a CA directamente en el panel.

Ventajas:

Sombra y Obstáculos: Mayor tolerancia a sombras y obstáculos, ya que cada panel opera independientemente. Flexibilidad: Máxima flexibilidad en el diseño y fácil expansión futura. Eficiencia: Mayor eficiencia en sistemas con condiciones variables (sombra, orientación, etc.). Fallos: Un fallo en un microinversor afecta solo a un panel, no a toda la instalación. Desventajas:

Coste: Mayor coste inicial por vatio. Mantenimiento: Más puntos de fallo potenciales y mantenimiento distribuido puede ser más complejo. Resistencia: Expuestos a las condiciones climáticas y pueden necesitar más protección.

Comparativa de Alternativas

Característica	Inversores Centrales	Inversores String	Microinversores
Coste Inicial	Bajo	Medio	Alto
Mantenimiento	Centralizado	Modular	Distribuido
Eficiencia	Alta	Media	Alta
Flexibilidad de Diseño	Baja	Media	Alta
Gestión de Sombra	Baja	Media	Alta
Facilidad de Expansión	Baja	Media	Alta
Resiliencia a Fallos	Baja	Media	Alta
Complejidad del Sistema	Baja	Media	Alta

Cuadro 2: Comparativa de Alternativas de Inversores

Recomendación

Microinversores son recomendados para la instalación en una cubierta plana con obstáculos, debido a su alta tolerancia a sombras y obstáculos, mayor flexibilidad de diseño, y mayor eficiencia en condiciones variables. Aunque el coste inicial es mayor, la resiliencia a fallos y la facilidad de expansión futura los hacen una inversión adecuada para optimizar la producción de energía en un entorno desafiante.

Sin embargo, si el presupuesto es una restricción significativa, los inversores string pueden ser una alternativa viable, ofreciendo un equilibrio entre coste y rendimiento. Los inversores centrales se recomendarían solo en casos donde el coste inicial sea el factor determinante y las sombras u obstáculos no sean un problema significativo.

rentabilidad de una batería

Para determinar la rentabilidad de una batería de 1 kWh con una vida útil de 6000 ciclos, seguimos el mismo proceso de cálculo:

Costo de carga por ciclo:

Capacidad de la batería: 1 kWh

Costo de carga por kWh: 0.07 euros/kWh

Costo de carga por ciclo = $1 \times \text{kWh} \times 0.07 \text{ x euros/kWh} = 0.07 \text{ x euros}$

Costo de carga por ciclo = $1 \text{kWh} \times 0.07 \text{euros/kWh} = 0.07 \text{euros}$ Ingreso de descarga por ciclo:

Capacidad de la batería: 1 kWh

Ingreso de descarga por kWh: 0.15 euros/kWh

Ingreso de descarga por ciclo = $1 \times \text{kWh} \times 0.15 \text{ x euros/kWh} = 0.15 \text{ x euros}$

Ingreso de descarga por ciclo = $1 \text{kWh} \times 0.15 \text{euros/kWh} = 0.15 \text{euros}$

Beneficio neto por ciclo:

Ingreso de descarga por ciclo: 0.15 euros

Costo de carga por ciclo: 0.07 euros

Beneficio neto por ciclo = 0.15 x euros

$0.07 \text{ x euros} = 0.08 \text{ x euros}$

Beneficio neto por ciclo = $0.15 \text{euros} - 0.07 \text{euros} = 0.08 \text{euros}$

Beneficio total durante la vida útil de la batería:

Número de ciclos: 6000 ciclos Beneficio neto por ciclo: 0.08 euros Beneficio total = 6000 x ciclos

$\times 0.08 \text{ x euros/ciclo} = 480 \text{ x euros}$

Beneficio total = $6000 \text{ciclos} \times 0.08 \text{euros/ciclo} = 480 \text{euros}$

$2 \times 3 =$

8

Resumen

`a=3 b=2 print(a*b)`

La rentabilidad total de una batería de 1 kWh durante su vida útil de 6000 ciclos es de 480 euros. Este valor representa el beneficio neto que se obtiene al cargar la batería a 0.07 euros/kWh y descargarla a 0.15 euros/kWh.

Referencias

- [1] IDAE. Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red PCT-C-REV - julio 2011

1.6. Resultados Instalacion FV

Resultados Instalacion FV

Kgnete

21 de junio de 2024

Resultados Instalacion FV

1

¹IDAE. Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red PCT-C-REV - julio 2011

1.6.1. Rendimiento de un sistema FV conectado a red (PVGIS)

Rendimiento de un sistema FV conectado a red

PVGIS-5 valores estimados de la producción eléctrica solar:

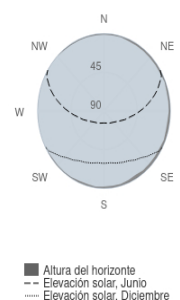
Datos proporcionados:

Latitud/Longitud: 37.186,-4.907
Horizonte: Calculado
Base de datos: PVGIS-SARAH2
Tecnología FV: Silicio cristalino
FV instalado: 1 kWp
Pérdidas sistema: 14 %

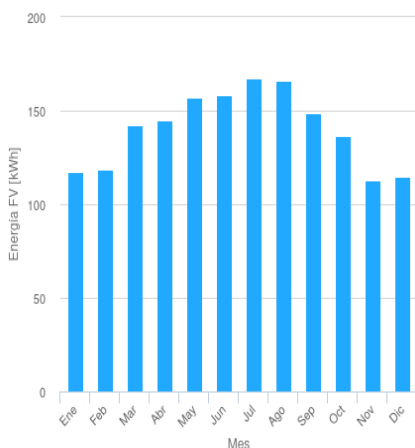
Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación: 35 °
Ángulo de azimut: 0 °
Producción anual FV: 1684.41 kWh
Irradiación anual: 2169.68 kWh/m²
Variación interanual: 49.40 kWh
Cambios en la producción debido a:
Ángulo de incidencia: -2.61 %
Efectos espectrales: 0.51 %
Temperatura y baja irradiancia: -7.78 %
Pérdidas totales: -22.37 %
Coste electricidad FV [por kWh]: 0.119 por kWh

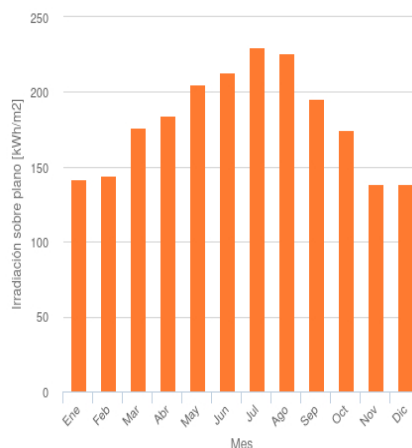
Perfil del horizonte en la localización seleccionada



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	117.4	142.2	19.9
Febrero	118.3	144.2	20.6
Marzo	142.5	176.7	17.4
Abril	144.7	184.3	10.8
Mayo	157.3	205.3	11.2
Junio	158.4	212.9	5.3
Julio	167.1	229.7	3.7
Agosto	165.9	226.1	4.9
Septiembre	148.4	195.7	8.7
Octubre	136.3	174.7	13.5
Noviembre	113.0	139.0	13.3
Diciembre	115.0	138.9	11.0

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].

1.6.2. Análisis financiero (SAM)**1.7. Planificación**

En relación al proceso de materialización del Proyecto, se definen las etapas agrupadas según la figura.

Resultados Instalacion FV [?]

rwerqwertwq

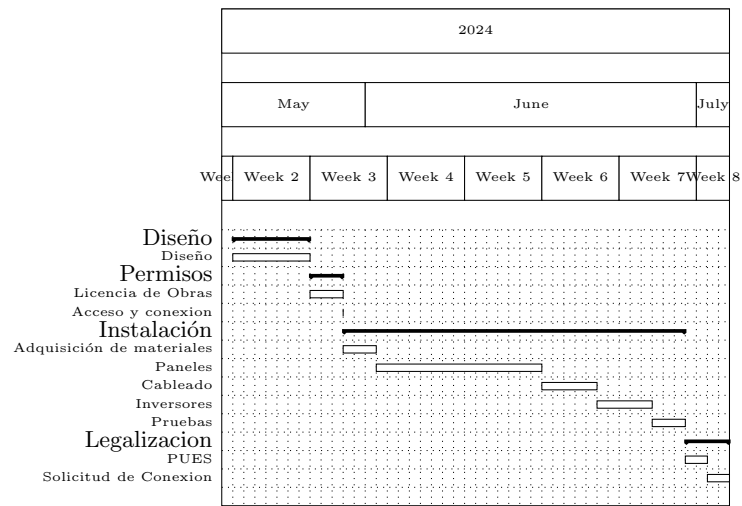


Figure 1: Gráficos de programación Gantt

References

[1] IDAE. Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red PCT-C-REV - julio 2011

1.8. Orden de prioridad entre los documentos

El orden de prioridad debe ser el siguiente:

- 1 Planos.
- 2 Pliego de condiciones.
- 3 Presupuesto.
- 4 Memoria.

Capítulo 2

ANEXOS

2.1. Documentación de partida.

2.2. Cálculos.

2.2.1. Diseño del campo fotovoltaico

1

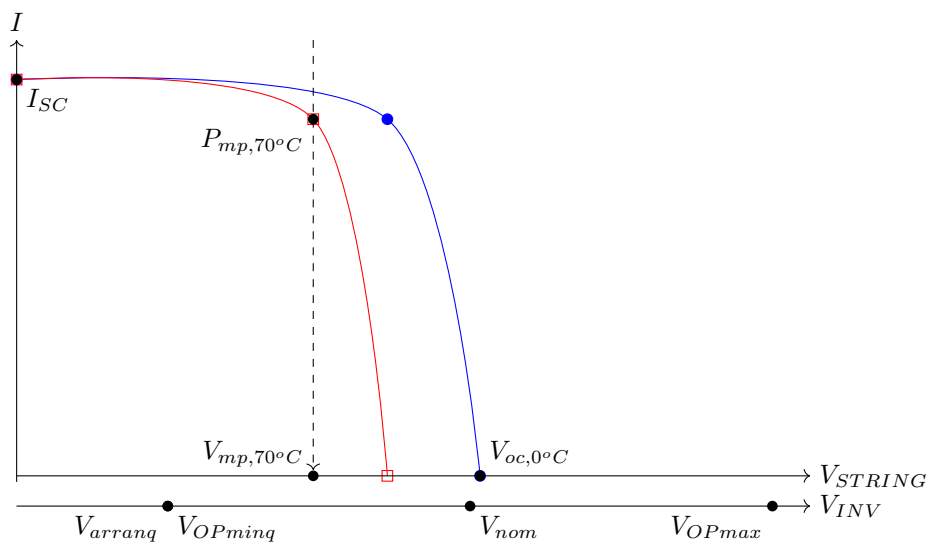


Figura 2.1: Curva IV de la cadena segun la temperatura

¹IDAE. Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red PCT-C-REV - julio 2011

2.2.2. Distancia mínima entre filas de módulos

2

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. En cualquier caso, d ha de ser como mínimo igual a $h \cdot k$, siendo k un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor $1/\tan(61 - \text{latitud})$. En la tabla pueden verse algunos valores significativos del factor k , en función de la latitud del lugar.

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Asimismo, la separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a $h \cdot k$, siendo en este caso h la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la posterior, efectuándose todas las medidas con relación al plano que contiene las bases de los módulos.

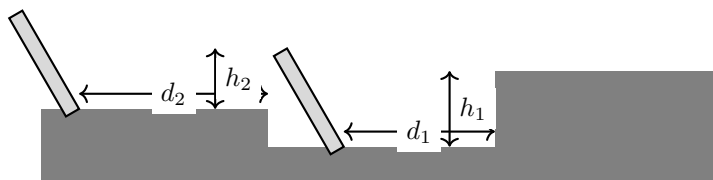
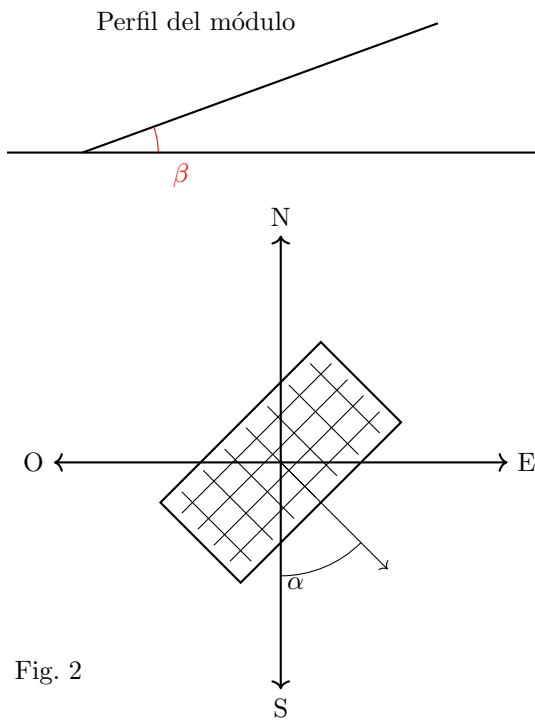


Fig. 7

Si los módulos se instalan sobre cubiertas inclinadas, en el caso de que el azimut de estos, el de la cubierta, o el de ambos, difieran del valor cero apreciablemente, el cálculo de la distancia entre filas deberá efectuarse mediante la ayuda de un programa de sombreado para casos generales suficientemente fiable, a fin de que se cumplan las condiciones requeridas.

²IDAE. Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red PCT-C-REV - julio 2011

2.2.3. Pérdidas por orientación e inclinacion

2.2.4. Resultados Instalacion FV

3

³IDAE. Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red PCT-C-REV - julio 2011

2.2.5. Análisis de seguridad estructural

Introducción

El análisis de seguridad estructural de las cubiertas con paneles fotovoltaicos es un proceso complejo que requiere una evaluación detallada de la estructura existente, un análisis riguroso de las nuevas cargas introducidas, y la posible implementación de refuerzos. Utilizando herramientas avanzadas de modelado y simulación, y asegurando el cumplimiento de las normativas locales, se puede garantizar que la adición de paneles fotovoltaicos sea segura y eficaz sin comprometer la integridad del edificio.

Inspección Visual

- **Condición de la estructura existente:** Evaluar el estado actual del techo, incluyendo signos de desgaste, corrosión o daños estructurales.
- **Materiales de construcción:** Identificar los materiales de la cubierta y la estructura subyacente (madera, acero, hormigón, etc.).

Revisión Documental

- **Planos estructurales:** Revisar los planos originales del edificio para entender el diseño y las especificaciones estructurales.
- **Códigos y normativas:** Asegurarse de que el diseño cumpla con los códigos de construcción locales y las normativas específicas para instalaciones fotovoltaicas.

Análisis de Cargas

Cargas Adicionales

- **Peso de los paneles fotovoltaicos:** Incluir el peso de los paneles, los marcos de soporte, y otros componentes del sistema.
- **Equipos adicionales:** Considerar el peso de inversores, cables, y otros equipos asociados.

Cargas Combinadas

- **Carga muerta:** Peso propio de la estructura del techo y cualquier acabado permanente.
- **Carga viva:** Peso de la nieve, mantenimiento y otras cargas temporales.
- **Carga de viento:** Evaluar cómo los paneles pueden afectar la carga de viento sobre la estructura. De acuerdo con ASCE (2022), los ensayos del túnel del viento permiten calcular los contrapesos necesarios en cada panel para asegurar la estabilidad del sistema [1].
- **Carga sísmica:** En áreas propensas a terremotos, considerar cómo los paneles pueden influir en la respuesta sísmica del edificio.

Modelado y Simulación

Modelado Estructural

- **Software de análisis estructural:** Utilizar programas como SAP2000, ETABS, o ANSYS para modelar la estructura del techo con los paneles fotovoltaicos.
- **Elementos finitos:** Crear un modelo de elementos finitos para una simulación precisa de las cargas y las respuestas estructurales.

Simulación de Cargas

- **Análisis estático y dinámico:** Realizar análisis tanto estáticos como dinámicos para entender cómo las cargas afectan la estructura.
- **Evaluación de puntos críticos:** Identificar las áreas de mayor esfuerzo y verificar que las tensiones y deformaciones estén dentro de los límites aceptables.

Refuerzo y Adaptación

Necesidad de Refuerzos

- **Evaluación de capacidad:** Comparar la capacidad estructural existente con las nuevas demandas de carga.
- **Diseño de refuerzos:** Si es necesario, diseñar refuerzos estructurales como vigas adicionales, refuerzos de conexión, o refuerzos de la cubierta.

Implementación de Refuerzos

- **Materiales y técnicas:** Seleccionar materiales y técnicas de refuerzo adecuadas que no comprometan la funcionalidad de la cubierta ni interfieran con la instalación de los paneles.
- **Inspección y aprobación:** Realizar inspecciones durante y después de la implementación de los refuerzos para asegurar la conformidad con el diseño estructural.

Consideraciones Adicionales

Mantenimiento y Monitoreo

- **Plan de mantenimiento:** Establecer un plan de mantenimiento regular para la estructura y los paneles fotovoltaicos.
- **Monitoreo estructural:** Implementar[1] sistemas de monitoreo para detectar cualquier cambio en el comportamiento estructural a lo largo del tiempo.

Seguridad y Acceso

- **Seguridad durante la instalación:** Garantizar que las prácticas de seguridad sean seguidas durante la instalación de los paneles.
- **Accesibilidad:** Asegurar que haya acceso adecuado para el mantenimiento regular de los paneles sin comprometer la seguridad estructural.

2.3. Anexos de aplicación

2.3.1. Seguridad

2.3.2. Medio ambiente

2.3.3. Eficiencia energética.

2.3.4. Emplazamiento del proyecto,

2.3.5. Gestion de residuos

2.3.6. Certificaciones de solidez y Estudios de cargas

2.4. Estudios con entidad propia

2.4.1. Estudio Basico de Seguridad

2.4.2. Estudio de Impacto Ambiental.

Catálogos de los elementos constitutivos del objeto del Proyecto.

INVERSOR

Hybrid Inverter

SUN-3.6/5/6K-SG03LP1-EU



Colorful touch LCD, IP65 protection degree



DC couple and AC couple to retrofit existing solar system

16

Max. 16pcs parallel for on-grid and off-grid operation; Support multiple batteries parallel

190

Max. charging/discharging current of 190A

6

6 time periods for battery charging/discharging



Support storing energy from diesel generator

Deye

Stock Code: 605117.SH

Technical Data

www.deyeinverter.com

Model	SUN-3.6K-SG03LP1-EU	SUN-5K-SG03LP1-EU	SUN-6K-SG05LP1-EU
Battery Input Data			
Battery Type	Lead-acid or Li-Ion		
Battery Voltage Range (V)	40~60		
Max. Charging Current (A)	90	120	135
Max. Discharging Current (A)	90	120	135
External Temperature Sensor	Yes		
Charging Curve	3 Stages / Equalization		
Charging Strategy for Li-Ion Battery	Self-adaption to BMS		
PV String Input Data			
Max. DC Input Power (W)	4680	6500	7800
Rated PV Input Voltage (V)	370 (125~500)		
Start-up Voltage (V)	125		
MPPT Voltage Range (V)	150-425		
Full Load DC Voltage Range (V)	300-425		
PV Input Current (A)	13+13		
Max. PV I _{sc} (A)	17+17		
No. of MPP Trackers	2		
No. of Strings per MPP Tracker	1		
AC Output Data			
Rated AC Output and UPS Power (W)	3600	5000	6000
Max. AC Output Power (W)	3690	5500	6600
AC Output Rated Current (A)	16.4	22.7	27.3
Max. AC Current (A)	18	25	30
Max. Continuous AC Passthrough (A)	35		40
Peak Power (off grid)	2 time of rated power, 10 S		
Power Factor	0.8 leading to 0.8 lagging		
Output Frequency and Voltage	50/60Hz; L/N/PE 220/230Vac (single phase)		
Grid Type	Single Phase		
DC injection current (mA)	THD<3% (Linear load<1.5%)		
Efficiency			
Max. Efficiency	97.60%		
Euro Efficiency	96.50%		
MPPT Efficiency	99.90%		
Protection			
Integrated	PV Input Lightning Protection, Anti-islanding Protection, PV String Input Reverse Polarity Protection, Insulation Resistor Detection, Residual Current Monitoring Unit, Output Over Current Protection, Output Shorted Protection, Surge protection		
Output Over Voltage Protection	DC Type II/AC Type III		
Certifications and Standards			
Grid Regulation	CEI 0-21, VDE-AR-N 4105, NRS 097, IEC 62116, IEC 61727, G99, G98, VDE 0126-1-1, RD 1699, C10-11		
Safety EMC / Standard	IEC/EN 61000-6-1/2/3/4, IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2		
General Data			
Operating Temperature Range (°C)	-40~60°C, >45°C derating		
Cooling	Natural cooling		
Noise (dB)	<30 dB		
Communication with BMS	RS485; CAN		
Weight (kg)	20.5		
Size (mm)	330W x 580H x 232D		
Protection Degree	IP65		
Installation Style	Wall-mounted		
Warranty	5 years		

PANEL

MÓDULO SOLAR HYUNDAI



G12 PERC con tecnología Shingled

HiE-S430HG(FB) HiE-S435HG(FB)

HiE-S440HG(FB) HiE-S445HG(FB)



Tecnología
Shingled



Se usa en aplicaciones
residenciales y comerciales



Más generación de
energía con poca luz



G12 PERC con tecnología Shingled

La tecnología G12 PERC Shingled garantiza una eficiencia ultra alta con un rendimiento superior en condiciones de baja irradiación. Maximiza la capacidad de instalación en espacios reducidos.



Contra la degradación luminosa
inducida y la degradación potencial inducida

Tanto la LID (degradación inducida por la luz) como la PID (degradación inducida por potencial) se eliminan estrictamente para garantizar un mejor rendimiento real durante la vida útil del producto.



Resistencia mecánica

El vidrio templado y el diseño del marco reforzado soportan condiciones climáticas rigurosas, dígame nieve intensa y viento fuerte.



HYUNDAI Garantía confiable

Marca global con una sólida estabilidad financiera ofrece una garantía confiable de 25 años. (Solo Australia y Europe)



Resistente a la corrosión

Fueron exitosas varias pruebas realizadas en condiciones ambientales adversas, como amoníaco y niebla salina



Laboratorios de pruebas UL / VDE

El centro de I+D de Hyundai es un laboratorio de pruebas acreditado por UL y VDE.

Términos de la garantía de Hyundai



• **Garantía de producto de 25 años**

• Material y tecnología solo para uso en **Australia y Europa**



• **Garantía de eficiencia de 25 años**

• Primer año: 98,0 %
• Garantía lineal después del segundo año: con una degradación anual del 0,55%p, se garantiza el 84,80% hasta 25 años

Acerca de Hyundai Energy Solutions

Fundado en 1972, Hyundai Heavy Industries Group es uno de los nombres más confiables en el sector de la industria pesada y es una de las empresas de Fortune 500. Como líder mundial e innovador, la industria pesada de Hyundai está comprometida con la construcción del crecimiento futuro mediante el desarrollo e inversión en el campo de las energías renovables.

Como entidad comercial de energía central de HHI, Hyundai Energy Solutions se enorgullece de ofrecer productos fotovoltaicos de alta calidad a más de 3000 clientes alrededor del mundo.

Certificación



Características eléctricas

		Módulo monocristalino (HiE-S__HG (FB))			
		445	440	435	430
Salida nominal (Pmpp)	W	445	440	435	430
Voltaje de circuito abierto (Voc)	V	43,8	43,7	43,6	43,5
Voltaje de cortocircuito (Isc)	A	13,01	12,90	12,79	12,68
Voltaje en Pmax (Vmpp)	V	36,4	36,3	36,2	36,1
Corriente en Pmax (Imp)	A	12,23	12,13	12,02	11,92
Eficiencia del módulo	%	21,4	21,1	20,9	20,7
Tipo de célula	-	Paneles Shingled de silicio monocristalino PERC			
Voltaje máximo del sistema	V	1.500			
Coeficiente de temperatura de Pmax	%/°C	-0,34			
Coeficiente de temperatura de Voc	%/°C	-0,27			
Coeficiente de temperatura de Isc	%/°C	0,04			

*Todos los datos según las condiciones de prueba estándar. Los datos anteriores pueden cambiar sin previo aviso.

*Tolerancia de Pmax: 0~+5W.

*Desviación de rendimiento de Voc [V], Isc [A], Vm [V] e Im [A]: ±3 %.

Características mecánicas

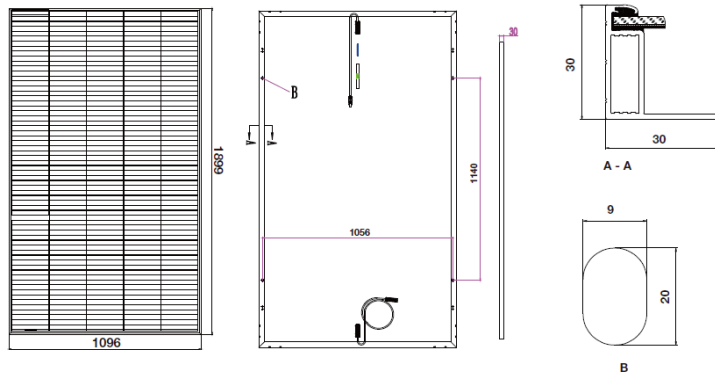
Dimensiones	1.899 × 1.096 × 30 mm (L × AN × AL)		
Peso	21,8kg		
Células solares	320 celdas, PERC Mono-cristalino solapado (210 × 210mm)		
Cables de salida	4mm ² , +500mm/-1100mm (Vertical), +220mm/-180mm (Horizontal)	Conector	Stäubli: MC4-Evo2
Caja de conexiones	IP68, TUV&UL, dos diodos		
Construcción	Vidrio frontal: Vidrio templado, 3,2mm Encapsulación: EVA (Etileno-Vinil-Acetato)		
Estructura	Aluminio anodizado		

Guía de seguridad para la instalación

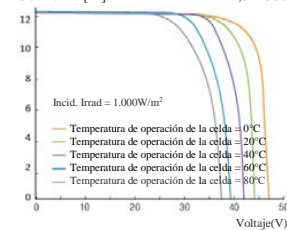
- Solo técnicos calificados deben realizar la instalación y mantenimiento.
- Tenga cuidado con el alto voltaje de CC, ya que puede ser peligroso.
- No dañe ni raye la superficie trasera del módulo.
- No manipule ni instale módulos cuando estos estén húmedos.

Temperatura nominal de la célula de funcionamiento	42,3°C(±2°C)
Temperatura de funcionamiento	-40 ~ 85 °C
Voltaje máximo del sistema	DC 1.500 / 1.000 (IEC)
Clasificación de la serie de fusibles [A]	25
Máximo	Frente 5.400 Pa
Capacidad de carga superficial	Trasera 2.400 Pa

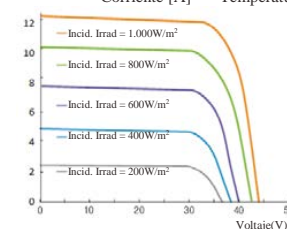
Diagrama del módulo (Unidad: mm)



Curvas I-V

Corriente [A] AM1,5 1000W/m²

Corriente [A] Temperatura de célula: 25°C



Fabricado en China



Ventas y Comercialización
sales@hyundai-es.co.kr

Fecha impresa: 06/2022

BATERIA



Residential BESS

Rack Mounted type-LV



Safety

Multi-protection from self developed BMS



Optimal Electricity Cost

Long cycle life and superior performance



Compact Size & East Installation

Module design help for quick installation



Easy to Scale Up

Be workable to be parallel based on 48V



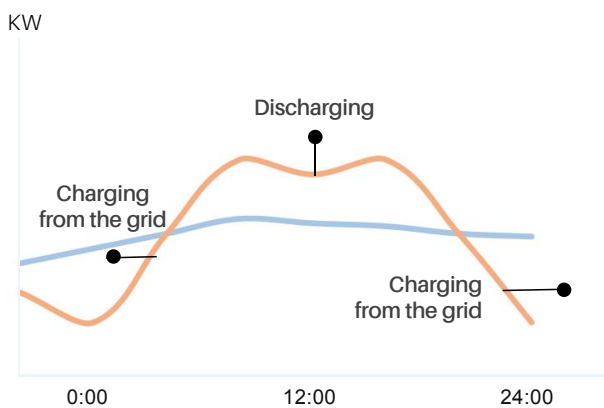
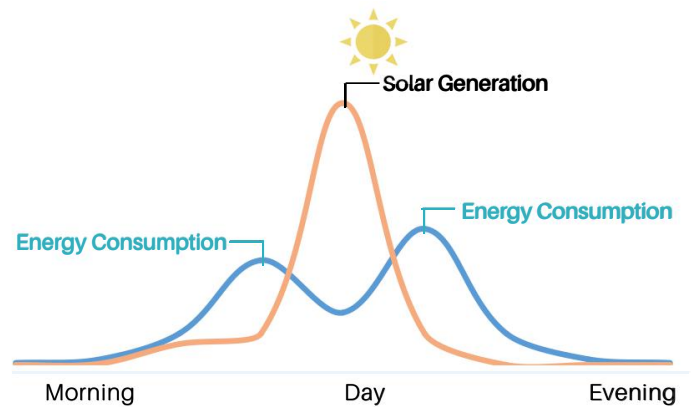
Compatibility

Compatible with Tier 1 inverter brands

How to save bill from Residential ESS?

1. Self-Consumption Optimization

High energy demand in the morning and evening but solar generation is most sufficient during the Mid-Day. Battery Storage system balance the feeding and demands. Realize your grid independence.



2. Benefits from Peak Shaving

House: Load Shifting

Store the power during low-peak and use the energy at peak-time. Save the money which happens arising from peak rate.

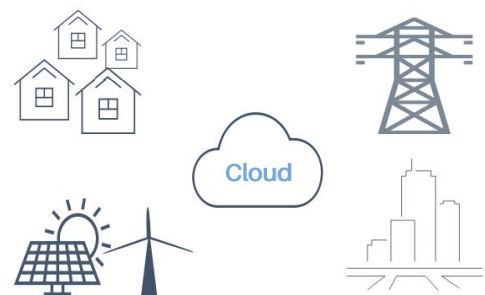
Transmission&Distribution: peak Shaving

Save on the electricity bills by reducing peak demand

3. VPP Revenue

VPP creates a network of renewable energy sources and battery storage systems, connected through a cloud-based technology that manages the stability of clean electricity to maximize your revenue.

Enabling a cost reduction, as well as boosting the system's efficiency



SPECIFICATION (48V)



Module	US2000C	US3000C	US5000
Basic Parameters			
Nominal Voltage (Vdc)	48	48	48
Nominal Capacity(Wh)	2400	3552	4800
Usable Capacity(Wh)	2280	3374	4560
Dimension(mm)	442*410*89	442*420*132	442*420*161
Weight(kg)	22.5	32	39.7
Charge/ Discharge Current(A)	(Recommend)	25	37
	(Max. Continuous)	25	37
	(Peak 1)	50~89@60sec	74~89@60sec
	(Peak 2)	90~200@15sec	90~200@15sec
Communication Port		RS485,CAN	
Single string quantity(pcs)	16	16	16
Working Temperature/ °C	Charge	0~50	
Working Temperature/ °C	Discharge	-10~50	
Shelf Temperature/ °C		-20~60	
Short current/duration time	<4000A/2ms	<4000A/2ms	<2000A/1ms
IP rating of enclosure		IP20	
Cooling type		Natural	
Humidity		5% ~ 95%(RH) No Condensation	
Altitude(M)		<4000	
Design life		15+ Years (25°C/77°F)	
Cycle Life		>6,000 25°C	
Authentication Level	UL 1642/ IEC62619 /ICE63056		UL 1973/UL9540A /VDE2510-50/IEC63056
	/ICE61000-6-2/3 UN38.3		IEC62619/IEC63056 /ICE61000-6-2/3 /UN38.3

*: The recommended and max. continuous operation current is for a battery cell temperature within 10~40°C to consider, out of such temp. range will cause a derating on operation current.

Pylon Technologies Co., Ltd
No. 73, Lane 887, Zu Chongzhi Road,
Zhangjiang Hi-Tech Park
Pudong, Shanghai
201203, China

www.pylontech.com
sales@pylontech.com.cn



SOPORTE

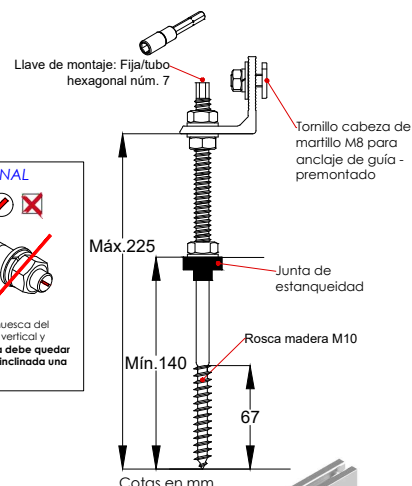
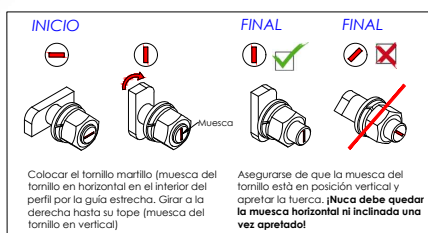
Ficha técnica

Soporte coplanar continuo atornillado para cubierta de teja

01V



Broca para hormigón Nº12
Broca para madera Nº9



- Soporte coplanar para anclaje a losa de hormigón y/o madera.
- Válido para todo tipo de tejas, excepto pizarra.
- Sin necesidad de desmontar la cubierta.
- La fijación incluye junta de estanqueidad.
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Válido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
- Kits disponibles de 1 a 6 módulos.

Viento: Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)

Materiales: Perfilera de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería de acero inoxidable A2-70

Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.

Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.

Dos opciones:

Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema Kit

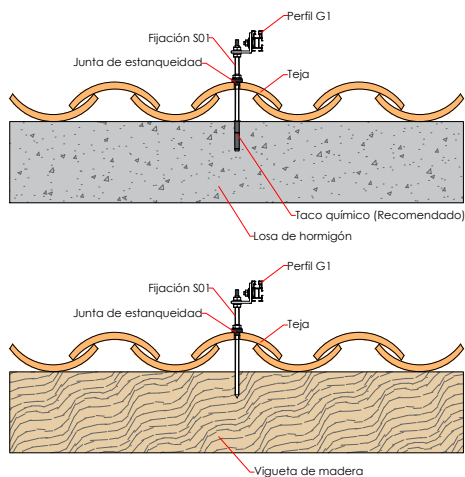
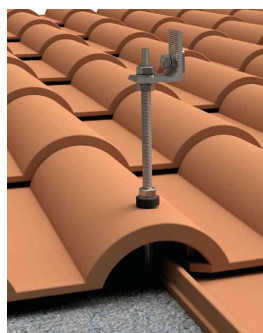
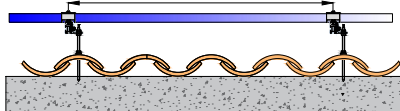
2279x1150 **Kit** (Ver página 2)

Para módulos de hasta 2400x1350 - Sistema PS

2400x1350 **PS** (Ver página 3)

Carga de nieve: 40 kg/m²

Para la distancia de anclajes de los módulos consultar ficha técnica del módulo



Par de apriete:

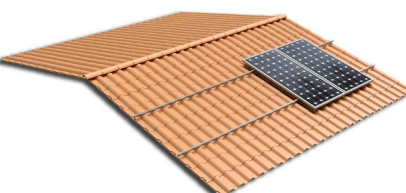
Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M6.3 Hexagonal	10 Nm

Nota

La fijación L no se debe montar hasta haber fijado el anclaje.

*Para losa de hormigón, se recomienda utilizar taco químico.

*Para anclaje a madera se recomienda un pretaladro con una broca del núm. 9



Perfiles paralelos a la cumbrera



Perfiles perpendiculares a la cumbrera

Herramientas necesarias:



Seguridad:



38 de 50



Marcado ES19/86524 CE



Velocidades de viento

Soporte coplanar continuo atornillado para cubierta de teja

01V
Sistema kit

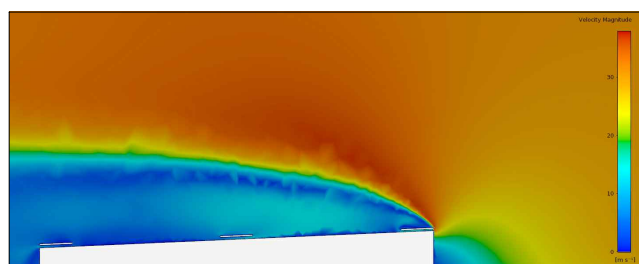


- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

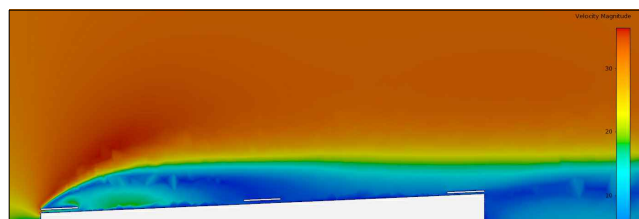
Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento								
Tamaño del módulo		1	2	3	4	5	6	nº de módulos
2000x1000		150	150	150	150	150	150	Velocidad de viento km/h
2279x1150		150	150	150	150	150	150	

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.

- Para garantizar la resistencia a la velocidad máxima de diseño se deberán utilizar anclajes adecuados.



Flujo viento norte - En estructura coplanar.



Flujo viento sur - En estructura coplanar.

Para cumplir con las velocidades máximas admisibles de viento especificadas en la tabla 1, se deberán respetar todas las instrucciones indicadas en los planos de montaje. Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.

Bibliografía

- [1] IDAE. Instalaciones de energía solar fotovoltaica. pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red. julio 2011. URL https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_5654_fv_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_c20_julio_2011_426c3c8f.pdf.

2.5. PLIEGO DE CONDICIONES

2.5.1. CARACTERÍSTICAS DE LA EMPRESA INSTALADORA

Las instalaciones eléctricas de baja tensión serán ejecutadas por la empresa instaladora autorizada, contando para ello con instalador Autorizado en Baja Tensión, autorizado para el ejercicio de la actividad según lo establecido en la correspondiente Instrucción Técnica Complementaria del R.E.B.T., sin perjuicio de su posible proyecto y dirección de obra por técnicos titulados pertenecientes a dicha empresa instaladora.

2.5.2. CALIDAD DE LOS MATERIALES

Todos los materiales a emplear en la presente instalación serán de primera calidad y reunirán las condiciones exigidas en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y demás disposiciones vigentes referentes a materiales y prototipos de construcción. Todos los trabajos incluidos en el presente proyecto se ejecutarán con arreglo a las buenas prácticas de las instalaciones eléctricas, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, y cumpliendo estrictamente las instrucciones recibidas por la Dirección Facultativa, no pudiendo, por tanto, servir de pretexto al contratista la baja en subasta, para variar esa esmerada ejecución ni la primerísima calidad de las instalaciones proyectadas en cuanto a sus materiales y mano de obra, ni pretender proyectos adicionales. Es por ello que los elementos que se describen como posibles materiales a utilizar cumplen los mínimos exigidos por los indicados en el proyecto. Si por motivos se utilizasen equipos diferentes en la instalación, estos tendrían que ser de características equivalentes por las indicadas en las fichas adjuntas en el anexo de equipos y calidades iguales o superiores.

CONDUCTORES ELÉCTRICOS

Los conductores utilizados se regirán por las especificaciones del proyecto, según se indica en Memoria, Planos y Presupuesto.

El tipo de cable que se empleará será RV-K 0,6/1 kV, cuyas características técnicas son las que se muestran a continuación:

Flama: No propagador de llama, UNE-20432.1 (IEC-332.1)

Conductor de Cu: Clase 5

Aislamiento: XLPE

Cubierta: PVC

Temperatura máxima de utilización: 90 °C

Características constructivas: UNE-21 123 (P-2)

Los conductores de sección igual o superior a 6 mm² deberán estar constituidos por cable obtenido por trenzado de hilo de cobre del diámetro correspondiente a la sección del conductor de que se trate.

Para la selección de la sección de los conductores activos del cable adecuado a cada carga se usará el más desfavorable entre los siguientes criterios:

- Intensidad máxima admisible. Como intensidad se tomará la propia de cada generador fotovoltaico, partiendo de las intensidades nominales así establecidas, se elegirá la sección del cable que admita esa intensidad de acuerdo a las prescripciones del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión ITC-BT-19 o las recomendaciones del fabricante, adoptando los oportunos coeficientes correctores según las condiciones de la instalación.

- Caída de tensión en servicio. La sección de los conductores a utilizar se determinará de forma que la caída de tensión para la parte de continua no podrá ser superior al 1.5% y para la parte alterna no podrá ser superior al 1.5%.

La sección del conductor neutro será la especificada en la Instrucción ITC-BT-07, apartado 1, en función de la sección de los conductores de fase o polares de la instalación.

CONDUCTORES DE PROTECCIÓN

Los conductores de protección serán del mismo tipo que los conductores activos especificados en el apartado anterior, y tendrán una sección mínima a la fijada en la tabla 2 de la ITC-BT-18, en función de la sección de los conductores de fase o polares de la instalación. Se podrán instalar por las mismas canalizaciones que estos o bien en forma independiente.

IDENTIFICACIÓN DE LOS CONDUCTORES

Para la identificación de los conductores en la parte de corriente continua se marcarán de forma permanente el positivo de color Rojo y el negativo de color Azul, los colores de los recubrimientos serán Azul para el neutro, Marrón, Gris o Negro para las fases y Amarillo-Verde para los de protección.

Las canalizaciones eléctricas se establecerán de forma que por conveniente identificación de sus circuitos y elementos, se pueda proceder en todo momento a reparaciones, transformaciones, etc.

CANALIZACIONES

Las características de protección de la unión entre el tubo y sus accesorios no deben ser inferiores a los declarados para el sistema de tubos.

La superficie interior de los tubos no deberá presentar en ningún punto aristas, asperezas o fisuras susceptibles de dañar los conductores o cables aislados o de causar heridas a instaladores o usuarios.

Las dimensiones de los tubos no enterrados y con unión roscada utilizados en las instalaciones eléctricas son las que se prescriben en la UNE-EN 60.423.

Para los tubos enterrados, las dimensiones se corresponden con las indicadas en la norma UNE-EN 50.086-2-4. Para el resto de los tubos, las dimensiones serán las establecidas en la norma correspondiente de las citadas anteriormente. La denominación se realizará en función del diámetro exterior. El diámetro interior mínimo deberá ser declarado por el fabricante.

En lo relativo a la resistencia a los efectos del fuego considerados en la norma particular para cada tipo de tubo, se seguirá lo establecido por la aplicación de la Directiva de Productos de la Construcción (89/106/CEE).

En las canalizaciones superficiales, los tubos deberán ser preferentemente rígidos y en casos especiales podrán usarse tubos curvables. Sus características mínimas serán las indicadas en ITC-BT-21.

En las canalizaciones empotradas, los tubos protectores podrán ser rígidos, curvables o flexibles, con unas características mínimas indicadas en ITC-BT-21.

Los tubos en canalizaciones enterradas presentarán las características señaladas en ITC-BT-21. El diámetro exterior mínimo de los tubos, en función del número y la sección de los conductores a conducir, se obtendrá de las tablas indicadas en la ITC-BT-21, así como las características mínimas según el tipo de instalación.

En general, para la ejecución de las canalizaciones bajo tubos protectores, se tendrá en cuenta lo dictado en ITC-BT-21.

La canal protectora es un material de instalación constituido por un perfil de paredes perforadas o no, destinado a alojar conductores o cables y cerrado por una tapa desmontable. Las canalizaciones para instalaciones superficiales tendrán unas características mínimas señaladas en apartado 3 de ITC-BT-21.

En bandeja o soporte de bandejas, sólo se utilizarán conductores aislados con cubierta, unipolares o multipolares según norma UNE 20.460-5-52.

El material usado para la fabricación será acero laminado de primera calidad, galvanizado por inmersión.

La anchura de las canaletas será de 100 mm como mínimo, con incrementos de 100 en 100 mm. La longitud de los tramos rectos será de dos metros. El fabricante indicará en su catálogo la carga máxima admisible, en N/m, en función de la anchura y de la distancia entre soportes. Todos los accesorios como codos, cambios de plano, reducciones, tes, uniones, soportes, etc. Tendrán la misma calidad que la bandeja.

La bandeja y sus accesorios se sujetarán a techos y paramentos mediante herrajes de suspensión, a distancias tales que no se produzcan flechas superiores a 10 mm. Y estarán perfectamente alineadas con los cerramientos de los locales.

No se permitirá la unión entre bandejas o la fijación de las mismas a los soportes por medio de soldadura, debiéndose utilizar piezas de unión y tornillería cadmiada. Para las uniones o derivaciones de líneas se utilizarán cajas metálicas que se fijarán a las bandejas.

CAJAS DE EMPALME Y DERIVACIÓN

Las conexiones entre conductores se realizarán en el interior de cajas apropiadas de material plástico resistente incombustible o metálicas, en cuyo caso estarán aisladas interiormente y protegidas contra la oxidación. Las dimensiones de estas cajas serán tales que permitan alojar holgadamente todos los conductores que deban contener. Su profundidad será igual, por lo menos, a una vez y media el diámetro del tubo mayor, con un mínimo de 40 mm; el lado o diámetro de la caja será de al menos 80 mm. Cuando se quieran hacer estancas las entradas de los tubos en las cajas de conexión, deberán emplearse prensaestopas adecuados. En ningún caso se permitirá la unión de conductores, como empalmes o derivaciones por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí de los conductores, sino que deberá realizarse siempre utilizando bornes de conexión.

Los conductos se fijarán firmemente a todas las cajas de salida, de empalme y de paso, mediante contratueras y casquillos. Se tendrá cuidado de que quede al descubierto el número total de hilos de rosca al objeto de que el casquillo pueda ser perfectamente apretado contra el extremo del conducto, después de lo cual se apretará la contratuerca para poner firmemente el casquillo en contacto eléctrico con la caja.

Los conductos y cajas se sujetarán por medio de pernos de fiador en ladrillo hueco, por medio de pernos de expansión en hormigón y ladrillo macizo y clavos Split sobre metal. Los pernos de fiador de tipo tornillo se usarán en instalaciones permanentes, los de tipo de tuerca cuando se precise desmontar la instalación, y los pernos de expansión serán de apertura efectiva. Serán de construcción sólida y capaz de resistir una tracción mínima de 20 kg. No se hará uso de clavos por medio de sujeción de cajas o conductos.

APARATOS DE MANDO Y MANIOBRA

Las únicas maniobras posibles en las centrales solares fotovoltaicas son las de puesta en marcha y parada de los Inversores que forman el generador fotovoltaico.

Para gobierno y maniobra del inversor instalado, se dispondrán además de los correspondientes elementos de protección, elementos de seccionamiento en la parte de corriente continua y un interruptor de corte en la parte de corriente alterna que garanticen la ausencia de tensión en bornes de cada inversor.

APARATOS DE PROTECCIÓN

Índice general

Capítulo 3

PLANOS

3.1. Objeto

Directos

FV.

<u>Modulo.</u>		UD	Eur/UD	Eur
('Propios', 'Personal')	Oficial 1 ^a instalador de captadores solares.	1	22.0	22
	Ayudante instalador de captadores solares.	1	20.0	20
('Externos', 'Material')	Modulos	2	150.0	300
('Externos', 'Equipos')	Grua	1	200.0	200
('Externos', 'Servicios')	Empresa	1	100.0	100

Parcial Modulo 642 Eur.

<u>Soporte.</u>		UD	Eur/UD	Eur
('Propios', 'Personal')	Oficial 1 ^a instalador de captadores solares.	1	22.0	22
	Ayudante instalador de captadores solares.	1	20.0	20
('Externos', 'Material')	Modulos	2	22.0	44

Parcial Soporte 86 Eur.

Subtotal FV 728 Eur

Inversor.

<u>Inversor.</u>		UD	Eur/UD	Eur
('Propios', 'Personal')	Oficial 1 ^a electricista.	1	22.3	22.3
	Ayudante electricista.	1	22.0	22
('Externos', 'Material')	Inversor	1	460.0	460

Parcial Inversor 504.3 Eur.

Subtotal Inversor 504.3 Eur

CC.

<u>Conducto.</u>		UD	Eur/UD	Eur
('Propios', 'Personal')	Oficial 1 ^a electricista.	1	22.0	22
	Ayudante electricista.	1	22.0	22
('Externos', 'Material')	BOS	1	150.0	150

Parcial Conducto 194 Eur.

<u>Cableado.</u>		UD	Eur/UD	Eur
('Propios', 'Personal')	Oficial 1 ^a electricista.	1	22.0	22
	Ayudante electricista.	1	22.0	22
('Externos', 'Material')	BOS	1	150.0	150

Parcial Cableado 194 Eur.

<u>Protecciones.</u>		UD	Eur/UD	Eur
('Propios', 'Personal')	Oficial 1 ^a electricista.	1	11.0	11
	Ayudante electricista.	1	10.0	10
('Externos', 'Material')	BOS	1	150.0	150

Parcial Protecciones 171 Eur.

Subtotal CC 559 Eur

CA.

<u>Conducto.</u>		UD	Eur/UD	Eur
('Propios', 'Personal')	Oficial 1 ^a electricista.	1	22.0	22
	Ayudante electricista.	1	22.0	22
('Externos', 'Material')	BOS	1	150.0	150

Parcial Conducto 194 Eur.

<u>Cableado.</u>		UD	Eur/UD	Eur
('Propios', 'Personal')	Oficial 1 ^a electricista.	1	22.0	22
	Ayudante electricista.	1	22.0	22
('Externos', 'Material')	BOS	1	150.0	150

Parcial Cableado 194 Eur.

<u>Protecciones.</u>		UD	Eur/UD	Eur
('Propios', 'Personal')	Oficial 1 ^a electricista.	1	10.0	10
	Ayudante electricista.	1	10.0	10
('Externos', 'Material')	BOS	1	150.0	150

Parcial Protecciones 170 Eur.

Subtotal CA 558 Eur**Total Directos 2349.3 Eur**

Indirectos**Proyecto.**

<u>Proyecto.</u>				
		UD	Eur/UD	Eur
('Propios', 'Personal')	Ingeniero	14	35.7	500

Parcial Proyecto 500 Eur.

Subtotal Proyecto 500 Eur**BEI.**

<u>BEI.</u>				
		UD	Eur/UD	Eur
('Externos', 'Servicios')	Empresa	1	990.0	990

Parcial BEI 990 Eur.

Subtotal BEI 990 Eur**Autorizacion.**

<u>Autorizacion.</u>				
		UD	Eur/UD	Eur
('Propios', 'Personal')	Ingeniero	14	35.7	500

Parcial Autorizacion 500 Eur.

Subtotal Autorizacion 500 Eur**Conexion.**

<u>Conexion.</u>				
		UD	Eur/UD	Eur
('Externos', 'Servicios')	Empresa	1	11.0	11

Parcial Conexion 11 Eur.

Subtotal Conexion 11 Eur**Total Indirectos 2001 Eur****TOTAL PRESUPUESTO 4350.3 Eur**

Propios**Personal.**

<u>Oficial 1ª electricista..</u>		UD	Eur/UD	Eur
('Directos', 'Inversor')	Inversor	1	22.3	22.3
('Directos', 'CC')	Conducto	5	4.4	22
	Cableado	6	3.7	22
	Protecciones	7	1.6	11
('Directos', 'CA')	Conducto	8	2.8	22
	Cableado	9	2.4	22
	Protecciones	10	1.0	10

Parcial Oficial 1ª electricista. 131.3 Eur.

<u>Oficial 1ª instalador de captadores solares..</u>		UD	Eur/UD	Eur
('Directos', 'FV')	Modulo	2	11.0	22
	Soporte	2	11.0	22

Parcial Oficial 1ª instalador de captadores solares. 44 Eur.

<u>Ayudante electricista..</u>		UD	Eur/UD	Eur
('Directos', 'Inversor')	Inversor	1	22.0	22
('Directos', 'CC')	Conducto	5	4.4	22
	Cableado	6	3.7	22
	Protecciones	7	1.4	10
('Directos', 'CA')	Conducto	8	2.8	22
	Cableado	9	2.4	22
	Protecciones	10	1.0	10

Parcial Ayudante electricista. 130 Eur.

<u>Ayudante instalador de captadores solares..</u>		UD	Eur/UD	Eur
('Directos', 'FV')	Modulo	2	10.0	20
	Soporte	2	10.0	20

Parcial Ayudante instalador de captadores solares. 40 Eur.

<u>Ingeniero.</u>		UD	Eur/UD	Eur
('Indirectos', 'Proyecto')	Proyecto	11	45.5	500
('Indirectos', 'Autorizacion')	Autorizacion	13	38.5	500

Parcial Ingeniero 1000 Eur.

Subtotal Personal 1345.3 Eur

Total Propios 1345.3 Eur

Externos**Material.**

<u>Modulos.</u>		UD	Eur/UD	Eur
('Directos', 'FV')	Modulo	2	150.0	300
	Soporte	2	22.0	44

Parcial Modulos 344 Eur.

<u>Inversor.</u>		UD	Eur/UD	Eur
('Directos', 'Inversor')	Inversor	1	460.0	460

Parcial Inversor 460 Eur.

<u>BOS.</u>		UD	Eur/UD	Eur
('Directos', 'CC')	Conducto	5	30.0	150
	Cableado	6	25.0	150
	Protecciones	7	21.4	150
('Directos', 'CA')	Conducto	8	18.8	150
	Cableado	9	16.7	150
	Protecciones	10	15.0	150

Parcial BOS 900 Eur.

Subtotal Material 1704 Eur**Equipos.**

<u>Grua.</u>		UD	Eur/UD	Eur
('Directos', 'FV')	Modulo	2	100.0	200

Parcial Grua 200 Eur.

Subtotal Equipos 200 Eur**Servicios.**

<u>Empresa.</u>		UD	Eur/UD	Eur
('Directos', 'FV')	Modulo	2	50.0	100
('Indirectos', 'BEI')	BEI	12	82.5	990
('Indirectos', 'Conexion')	Conexion	14	0.8	11

Parcial Empresa 1101 Eur.

Subtotal Servicios 1101 Eur**Total Externos 3005 Eur****TOTAL PRESUPUESTO 4350.3 Eur**

Bibliografía

- [1] IDAE. Instalaciones de energía solar fotovoltaica. pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red. julio 2011. URL https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_5654_fv_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_c20_julio_2011_426c3c8f.pdf.

22 de junio de 2024
Proyecto
Instalacion Fotovoltaica
(Revisión 0)

0



<https://kgnete.com/>