

ANEJO:

CÁLCULO INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

TITULAR: **SEPES Entidad Pública Empresarial de Suelo**

SITUACIÓN: **Parcela D-2. Loma Colmenar.**
51.003 Ceuta

El presente documento consta de los siguientes apartados:

1.	Introducción	3
2.	Descripción de la instalación.....	3
3.	Configuración del campo fotovoltaico	4
3.1.-	Temperatura de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos	4
3.2.-	Tensión máxima de los módulos fotovoltaicos.....	4
3.3.-	Cálculo de pérdidas por orientación e inclinación.....	6
3.4.-	Separación entre módulos fotovoltaicos.....	8
3.5.-	Producción mensual y anual estimada	9
4.	Cálculo de conductores de corriente continua	26
5.	Cálculo circuito inversor a cuadro general	27
5.1.-	Normativa	27
5.2.-	Descripción del circuito	28
5.3.-	Características del circuito.....	28
5.4.-	Datos de partida.....	28
5.5.-	Previsión de potencia	29
5.6.-	Cálculo eléctrico	29
5.6.1.-	Intensidad nominal	29
5.6.2.-	Caída de tensión.....	29
5.6.3.-	Criterio de intensidad máxima admisible en régimen nominal de funcionamiento.....	30

1. INTRODUCCIÓN

Se justifican a continuación los cálculos para las instalaciones fotovoltaicas de los 4 edificios, como las 4 instalaciones son similares, se simplifica la justificación a un solo edificio, excepto los cálculos de generación anexados, que será para cada edificio.

2. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

Se proyecta una instalación fotovoltaica en la cubierta de cada edificio, formada por 20 paneles fotovoltaicos de 550 Wp, y un inversor trifásico de 10 kW. Los paneles se instalarán sobre soportes prefabricado de hormigón con una inclinación de $e\ 30^\circ$.

El inversor incorpora los sistemas de protección necesarios, incluyendo la función anti-isla, conforme al Real Decreto 1699/2011 y las Normas Técnicas de Supervisión de la distribuidora.

La inyección a la red interior del consumidor se efectuará en el cuadro eléctrico de servicios comunes.

La instalación fotovoltaica se proyecta para una modalidad de autoconsumo con excedentes acogida a compensación.

Se dispondrá de un contador bidireccional (o un equipo de medida con capacidad de registro bidireccional) para registrar la energía consumida de la red y la energía inyectada a la misma, según lo requerido por el Real Decreto 244/2019 para la compensación de excedentes.

La instalación se proyecta y ejecutará conforme a la siguiente normativa vigente:

- 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 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (RD 842/2002) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC), especialmente la ITC-BT-40.

El sistema de monitoreo de la instalación fotovoltaica se realizará conectando el inversor a la red de comunicación de servicios comunes del edificio, para enviar los datos de generación del inversor a la plataforma de gestión de Huawei, esta conexión del inversor a la red de telecomunicaciones de servicios comunes se realizará conectando el inversor a un switch que se instalará junto a este, y se conectará mediante manguera de fibra óptica al servidor de servicios comunes. También se instalará en el cuadro de servicios comunes del edificio un Huawei Meter Trifásico DTSU666-H y un switch para conectar a este mediante fibra óptica al servidor de servicios comunes del edificio. El Huawei SmartLogger es un contador inteligente Trifásico de medida indirecta de la marca HUAWEI para instalaciones fotovoltaicas de Autoconsumo. Su función es medir y monitorizar el consumo general de la instalación. Con el Smart Power Sensor, el inversor solar Huawei puede mostrar, además de la producción solar, la demanda de la instalación.

3. CONFIGURACIÓN DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

3.1.- TEMPERATURA DE FUNCIONAMIENTO DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

El aumento de temperatura " ΔT " en un módulo cuando se expone a una radiación " I " depende de las características físicas, térmicas y ópticas de su fabricación, cuyo coeficiente conjunto se recoge en el término "TONC" que viene a indicar la temperatura que alcanzaría el módulo en unas condiciones estándar de prueba consistente en una determinada radiación de potencia " I_{ref} " (800W/m^2), a una determinada temperatura ambiente " T_{ref} " (20°C) y una determinada velocidad del viento (1m/s).

Con ello, para una radiación real " I ", el salto térmico será:

$$\Delta T = (TONC - T_{ref}) \cdot \frac{I}{I_{ref}}$$

Con lo que, si la temperatura ambiente es " T_a ", la temperatura final del panel " T_p " será:

$$T_p = T_a + \Delta T$$

Con estas ecuaciones procedemos a obtener las temperaturas mínima y máxima de funcionamiento de los módulos instalados en el emplazamiento:

Temperatura mínima de funcionamiento

Teniendo en cuenta los datos medidos en el emplazamiento de la planta, la temperatura mínima de funcionamiento del módulo fotovoltaico se alcanzará cuando la temperatura ambiente sea 0°C y con una radiación de 400W/m^2 . A estos datos se le añade el valor de TONC obtenido de las hojas de características el módulo escogido, 42°C . Estos valores ofrecen una temperatura mínima de:

$$\Delta T = (TONC - T_{ref}) \cdot \frac{I}{I_{ref}} = (42 - 20) \cdot \frac{400}{800} = 11^\circ\text{C}$$

$$T_p = T_a + \Delta T = 0 + 11 = 11^\circ\text{C}$$

Temperatura máxima de funcionamiento

Teniendo en cuenta los datos medidos en el emplazamiento de la planta, la temperatura máxima de funcionamiento del módulo fotovoltaico se alcanzará cuando la temperatura ambiente sea 40°C y con una radiación de 1000W/m^2 . A estos datos se le añade el valor de TONC obtenido de las hojas de características el módulo escogido, 42°C . Estos valores ofrecen una temperatura máxima de:

$$\Delta T = (TONC - T_{ref}) \cdot \frac{I}{I_{ref}} = (42 - 20) \cdot \frac{1000}{800} = 27.5^\circ\text{C}$$

$$T_p = T_a + \Delta T = 40 + 27.5 = 67.5^\circ\text{C}$$

3.2.- TENSIÓN MÁXIMA DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para obtener el número de módulos fotovoltaicos que son conectados en serie formando strings o cadenas, es necesario obtener la tensión máxima generada por los mismos al

variar la temperatura ambiente y con ella, la temperatura de funcionamiento del módulo.

La tensión máxima generada por el módulo fotovoltaico se obtiene teniendo en cuenta la tensión de circuito abierto VOC característica del módulo a instalar, el coeficiente de variación de tensión en circuito abierto con la temperatura del módulo y su temperatura de funcionamiento. Según la siguiente ecuación, la tensión máxima generada por los módulos se obtendrá cuando la temperatura de funcionamiento de este sea la mínima:

$$V_{OC,MÁX} = V_{OC} \cdot (1 + \theta \cdot (T_2 - T_1))$$

Donde:

$V_{OC,MÁX}$ es la tensión a circuito abierto máxima generada por el módulo fotovoltaico a una temperatura de funcionamiento determinada

V_{OC} es la tensión a circuito abierto generada por el módulo fotovoltaico en condiciones estándar de funcionamiento (25°C, 1000W/m²), la cual, según la hoja de características del módulo escogido es de 46,68 V.

θ es el coeficiente de variación de tensión de circuito abierto con la temperatura que depende del tipo de módulo y que según la hoja de características del módulo es -0.26 %/°C

T_1 es la temperatura de funcionamiento del módulo fotovoltaico en condiciones estándar 25°C

T_2 es la temperatura de funcionamiento del módulo fotovoltaico en las condiciones de mínima temperatura ambiente que según lo calculado en el apartado anterior sería 11°C

$$V_{OC,MÁX} = V_{OC} \cdot (1 + \theta \cdot (T_2 - T_1)) = 46,68 \cdot (1 - 0,0026 \cdot (11 - 25)) = 49,59 \text{ V}$$

Una vez obtenida la tensión máxima en condiciones de circuito abierto y temperatura mínima de funcionamiento de cada módulo fotovoltaico, podemos obtener el número máximo admisible de módulos fotovoltaicos conectados en serie en cada string sin sobrepasar la tensión máxima admisible por el inversor:

$$n_{MÁX} = \frac{V_{MÁX,INV}}{V_{OC,MÁX}}$$

Donde:

$n_{MÁX}$ es el número máximo de módulos fotovoltaicos a conectar en serie en un mismo string sin sobrepasar la tensión máxima admisible del inversor

$V_{MÁX,INV}$ es la tensión máxima admisible del inversor que según su hoja de características son 1100 Vcc.

$V_{OC,MÁX}$ es la tensión a circuito abierto máxima generada por el módulo fotovoltaico a la mínima temperatura ambiente calculada anteriormente 51,61 V.

$$n_{MÁX} = \frac{V_{MÁX,INV}}{V_{OC,MÁX}} = \frac{1100}{49,59} = 22,18 \rightarrow 22 \text{ módulos por string}$$

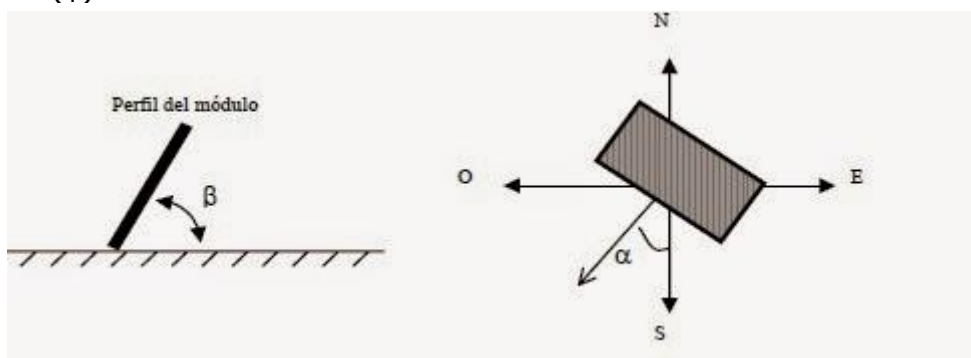
Sin embargo, por espacio disponible en cubierta, se instalarán 20 módulos por string.

3.3.- CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

El objeto de este capítulo es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos, de acuerdo con las pérdidas máximas permisibles. Para hacer efectivo dicho cumplimiento, se han tomado las especificaciones recogidas en el Anexo II del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red actualmente en vigor (Rev. julio 2011).

Las pérdidas por orientación e inclinación se calcularán en función de los dos parámetros siguientes:

- Ángulo de inclinación (β), definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 1). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.
- Ángulo de azimut (α), definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 2). Su valor es 0° para módulos orientados al Sur, -90° para módulos orientados al Este y $+90^\circ$ para módulos orientados al Oeste.
- Latitud (ϕ) de la localización de la instalación.



La orientación e inclinación del generador fotovoltaico, así como las posibles sombras sobre el mismo (apartado que se analizará en el capítulo siguiente), serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla 0. Se considerarán tres casos para la colocación de los módulos fotovoltaicos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica, según se define a continuación:

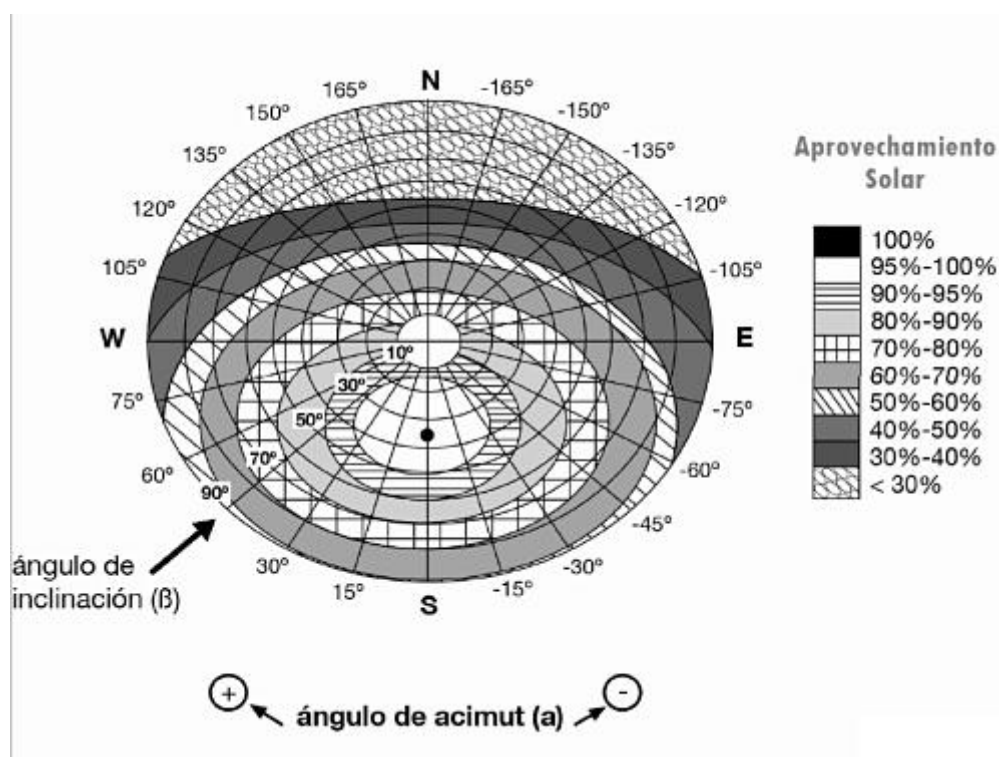
	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI+S)
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

- Integración arquitectónica: cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.
- Superposición: la colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en el punto anterior, se denominará superposición y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptan, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.
- General: ninguno de los dos casos anteriores.

En el presente proyecto, la disposición de los módulos fotovoltaicos se asigna al caso General, por lo que debiéndose cumplir las condiciones de la tabla anterior, las pérdidas por orientación e inclinación (OI) serán inferiores al 10 %.

A efectos de orientación, se consideran como valores óptimos una orientación al sur en la medida de lo posible. De acuerdo con la disposición detallada en planos, el ángulo de azimut del generador fotovoltaico del presente proyecto tipo es de 0° (acimut, $\alpha = 0^\circ$). Se calcularán a continuación los límites de inclinación aceptables de acuerdo con las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en la tabla anterior.

Conocido el azimut (0°), determinamos en la siguiente figura los límites para la inclinación en el caso de $\phi = 36^\circ$. Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10%.



Debe haber intersección entre ambas curvas ya que, de lo contrario, las pérdidas serían superiores a las permitidas y la instalación estaría fuera de los límites. Si ambas curvas se interceptan, se obtienen los valores para latitud $\phi = 36^\circ$, que en este caso son:

Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima:

- Inclinación máxima = 60°
- Inclinación mínima = 6°

A continuación, se corrigen los límites de inclinación aceptables, en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión ($\phi = 36,69^\circ$) y la de 41° , de acuerdo a las siguientes fórmulas:

- Inclinación máxima = Inclinación ($\phi = 41^\circ$) - (41° - latitud).
- Inclinación mínima = Inclinación ($\phi = 41^\circ$) - (41° - latitud), siendo 0° su valor mínimo.

Resultando:

- Inclinación máxima = $60^\circ - (41^\circ - 36,69^\circ) = 55,69^\circ$
- Inclinación mínima = $6^\circ - (41^\circ - 36,69^\circ) = 1,69^\circ$

Se calcula la inclinación óptima del generador solar fotovoltaico por medio de la siguiente expresión, para conseguir la mayor radiación solar anual posible sobre un módulo solar fotovoltaico estático. Está basada en el análisis estadístico de la radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares de diferentes latitudes, por lo que proporciona la inclinación óptima en función de la latitud del lugar:

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

siendo:

β_{opt} : ángulo de inclinación óptima (grados)

$|\phi|$: latitud del lugar en valor absoluto, sin signo (grados)

Por lo que la inclinación óptima, teniendo en cuenta la latitud de $35,93^\circ$, sería de 30° .

En base a estos cálculos anteriores, se toma por tanto como inclinación de la instalación 30° .

3.4.- SEPARACIÓN ENTRE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

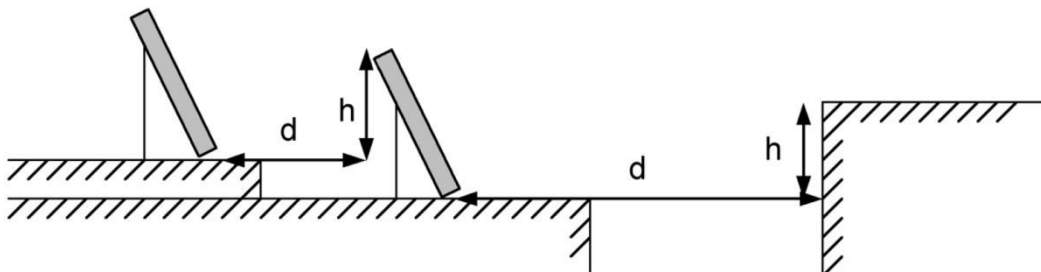
La distancia d , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

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 $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$. En la tabla siguiente 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, como puede apreciarse en la siguiente figura:



Dada la configuración de la hipótesis de cubierta plana considerada y terreno natural plano y la disposición de los módulos fotovoltaicos, según se detalla en planos, la separación mínima d entre filas es:

Para filas en cubierta (filas de 1 módulo)

$$h = 1,134 \cdot \sin 30^\circ = 0,567 \text{ m}$$

$$k = 1/\tan(61^\circ - \text{latitud}) = 1/\tan(61^\circ - 35,93^\circ) = 2,14$$

$$d \geq h \cdot k = 0,567 \cdot 2,14 = 1,21 \text{ m}$$

Se observa en los planos de la instalación que la separación entre filas de módulos fotovoltaicos cumple con la distancia mínima especificada de 1,21 m.

3.5.- PRODUCCIÓN MENSUAL Y ANUAL ESTIMADA

Se estimará a continuación las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

Los datos de entrada necesarios para realizar dicha estimación son los siguientes:

G_{dm} (α , β)

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m²·día), obtenido a partir de fuente oficial de organismo autonómico, concretamente del Anexo II de la Orden de 26 de marzo de 2007, por la que se aprueban las especificaciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas andaluzas (BOJA núm. 80 de 24 de Abril de 2007), y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10 % anual. El parámetro α representa el azimut y β la inclinación del generador.

Rendimiento energético de la instalación o "Performance Ratio" (PR)

La eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, o Performance Ratio (PR), tiene en cuenta los siguientes factores:

- Dependencia de la eficiencia con la temperatura.
- Eficiencia del cableado.

- Pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- Eficiencia energética del inversor.

De acuerdo con el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE vigente (Rev 07/11), para calcular las pérdidas debidas a los factores anteriores se tomarán como base los valores indicados en la tabla III del citado Pliego.

Así, se tienen:

1. Pérdidas medias anuales por temperatura: 8% (como hipótesis de cálculo, se considerará un aumento de las pérdidas de hasta un 5% adicional en los meses de verano).
2. Pérdidas de potencia en los cableados de CC entre los paneles FV y la entrada del inversor: 2% (como hipótesis de cálculo, se despreciarán las pérdidas debidas a fusibles, conexiones, etc.).
3. Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre módulos: 2%.
4. Pérdidas de potencia debidas al polvo sobre los módulos FV: 3%.
5. Pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia: 2%.
6. Eficiencia energética del inversor: 2% (de acuerdo a las especificaciones técnicas del inversor seleccionado).
7. Otras pérdidas: 6% (se incluyen pérdidas por orientación-inclinación y sombreado, pérdidas en bornas y otros elementos, etc.).

Resultando el rendimiento energético de la instalación o "Performance Ratio" (PR) mensual indicado en la tabla que se muestra a continuación.

La estimación de la energía producida por el generador solar fotovoltaico se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$Ep = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{CEM}}$$

siendo:

E_p : Energía producida por el campo (kWh/día)

P_{mp} : Potencia pico del generador (kWp)

$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$

A continuación, se anexa documento de simulación del campo fotovoltaico proyectado:

Vista general del proyecto

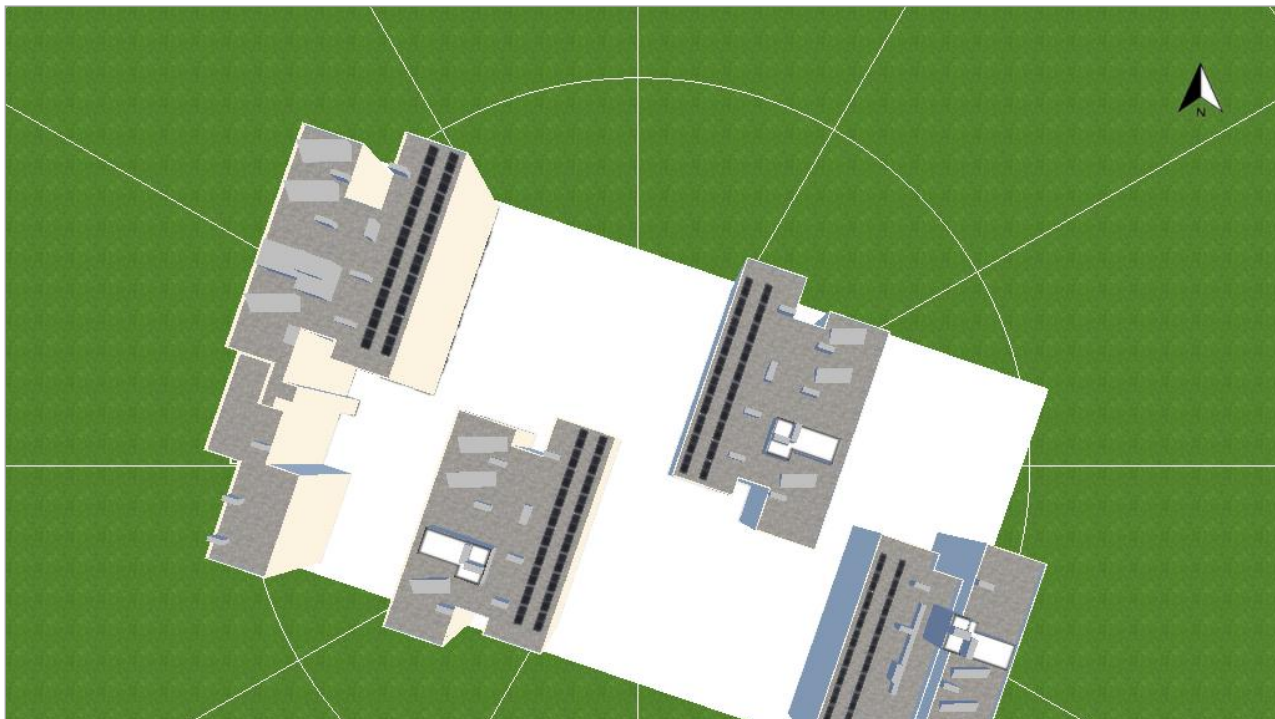


Figura: Vista general, Planificación 3D

Instalación FV

3D, Sistema FV conectado a la red

Datos climáticos	Ceuta, ESP (2001 - 2020)
Fuente de los valores	Meteonorm 8.2(i)
Potencia generador FV	44 kWp
Superficie generador FV	206,7 m²
Número de módulos FV	80
Número de inversores	4

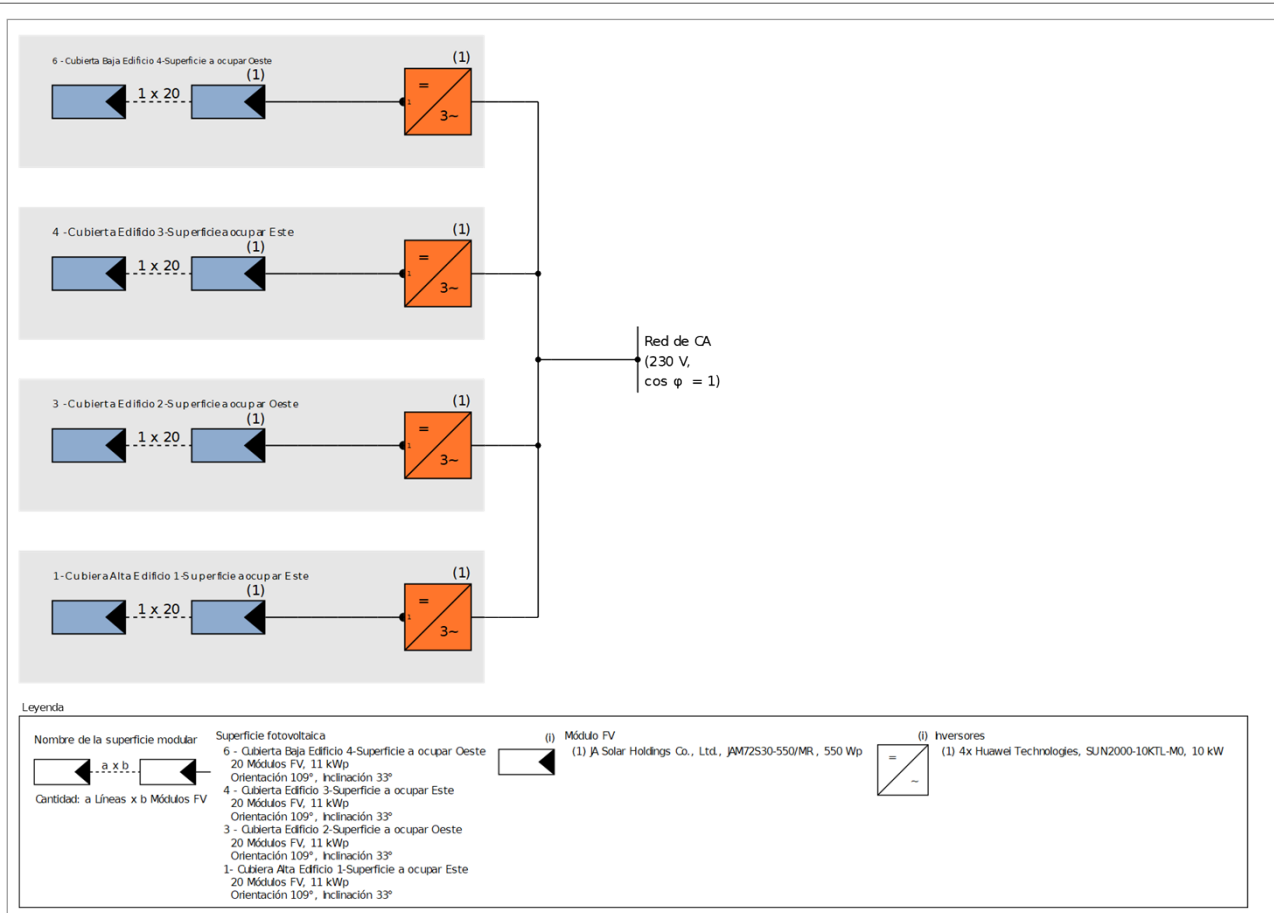


Figura: Diagrama esquemático

Los resultados han sido calculados mediante un modelo de cálculo matemático de la empresa Valentin Software GmbH (algoritmos PV*SOL). Los resultados reales de la instalación fotovoltaica pueden mostrar variaciones debido a las variaciones meteorológicas, curvas de eficiencia de los módulos o de inversores así como a otras causas.

Disposición de la instalación

Resumen

Datos del sistema	
Tipo de instalación	3D, Sistema FV conectado a la red
Puesta en marcha	01/10/2025
Datos climáticos	
Ubicación	Ceuta, ESP (2001 - 2020)
Fuente de los valores	Meteonorm 8.2(i)
Resolución de los datos	1 h
Modelos de simulación utilizados:	
- Radiación difusa sobre la horizontal	Hofmann
- Radiación sobre superficie inclinada	Hay & Davies

Superficies de módulos

1. Superficie fotovoltaica - 6 - Cubierta Baja Edificio 4-Superficie a ocupar Oeste

Generador FV, 1. Superficie fotovoltaica - 6 - Cubierta Baja Edificio 4-Superficie a ocupar Oeste	
Nombre	6 - Cubierta Baja Edificio 4-Superficie a ocupar Oeste
Módulos FV	20 x JAM72S30-550/MR (v1)
Fabricante	JA Solar Holdings Co., Ltd.
Inclinación	33 °
Orientación	Este 109 °
Situación de montaje	Sobre soportes - tejado
Superficie generador FV	51,7 m²



Figura: 1. Superficie fotovoltaica - 6 - Cubierta Baja Edificio 4-Superficie a ocupar Oeste

2. Superficie fotovoltaica - 4 - Cubierta Edificio 3-Superficie a ocupar Este

Generador FV, 2. Superficie fotovoltaica - 4 - Cubierta Edificio 3-Superficie a ocupar Este

Nombre	4 - Cubierta Edificio 3-Superficie a ocupar Este
Módulos FV	20 x JAM72S30-550/MR (v1)
Fabricante	JA Solar Holdings Co., Ltd.
Inclinación	33 °
Orientación	Este 109 °
Situación de montaje	Sobre soportes - tejado
Superficie generador FV	51,7 m²

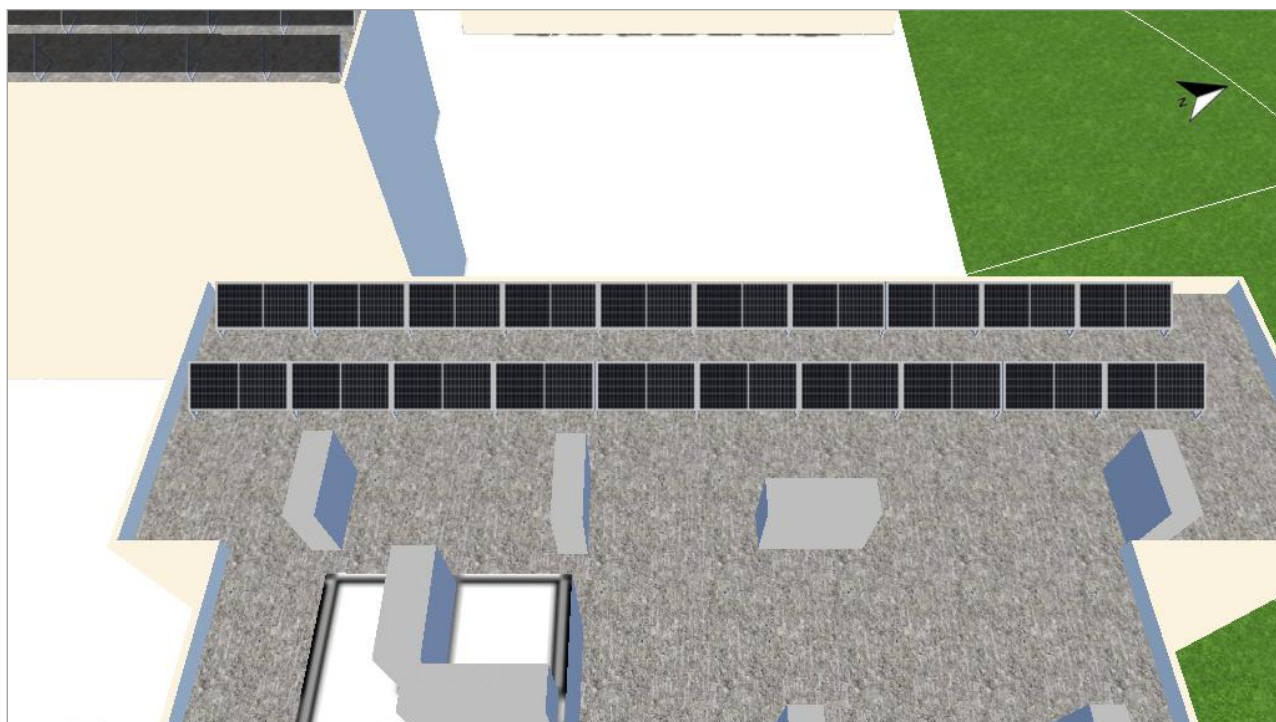


Figura: 2. Superficie fotovoltaica - 4 - Cubierta Edificio 3-Superficie a ocupar Este

3. Superficie fotovoltaica - 3 - Cubierta Edificio 2-Superficie a ocupar Oeste

Generador FV, 3. Superficie fotovoltaica - 3 - Cubierta Edificio 2-Superficie a ocupar Oeste

Nombre	3 - Cubierta Edificio 2-Superficie a ocupar Oeste
Módulos FV	20 x JAM72S30-550/MR (v1)
Fabricante	JA Solar Holdings Co., Ltd.
Inclinación	33 °
Orientación	Este 109 °
Situación de montaje	Sobre soportes - tejado
Superficie generador FV	51,7 m²

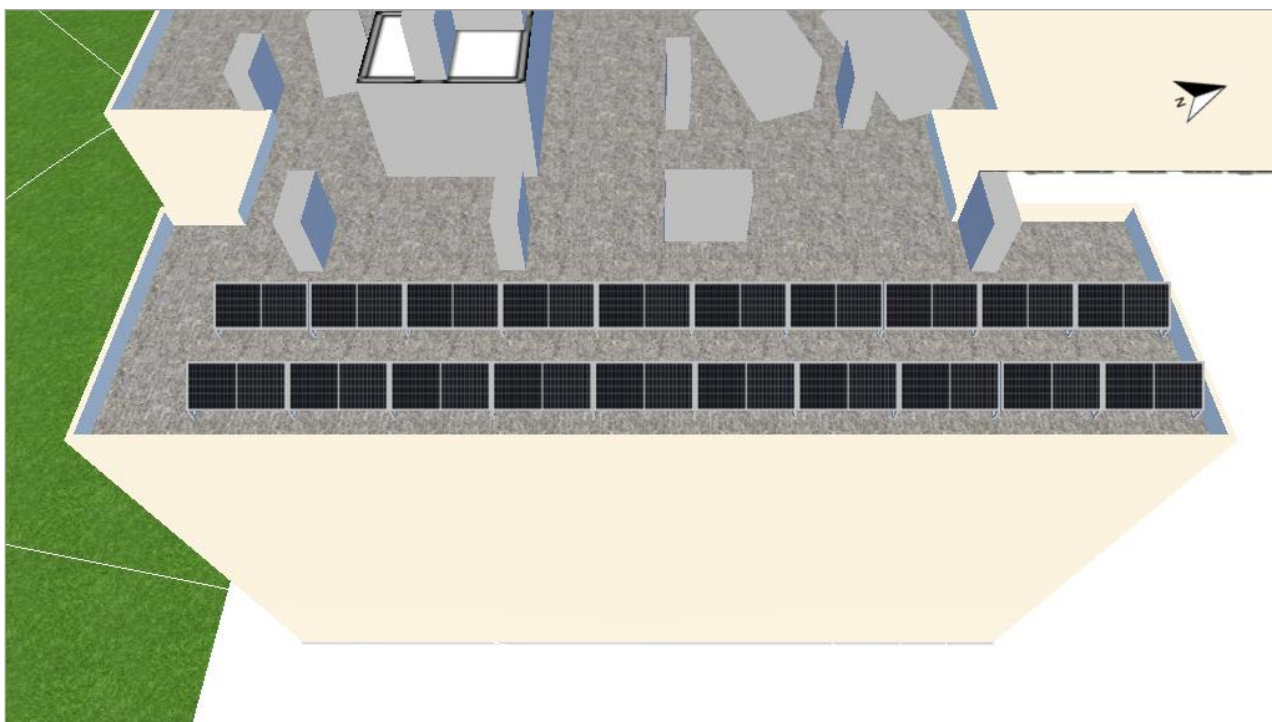


Figura: 3. Superficie fotovoltaica - 3 - Cubierta Edificio 2-Superficie a ocupar Oeste

4. Superficie fotovoltaica - 1- Cubiera Alta Edificio 1-Superficie a ocupar Este

Generador FV, 4. Superficie fotovoltaica - 1- Cubiera Alta Edificio 1-Superficie a ocupar Este	
Nombre	1- Cubiera Alta Edificio 1-Superficie a ocupar Este
Módulos FV	20 x JAM72S30-550/MR (v1)
Fabricante	JA Solar Holdings Co., Ltd.
Inclinación	33 °
Orientación	Este 109 °
Situación de montaje	Sobre soportes - tejado
Superficie generador FV	51,7 m²

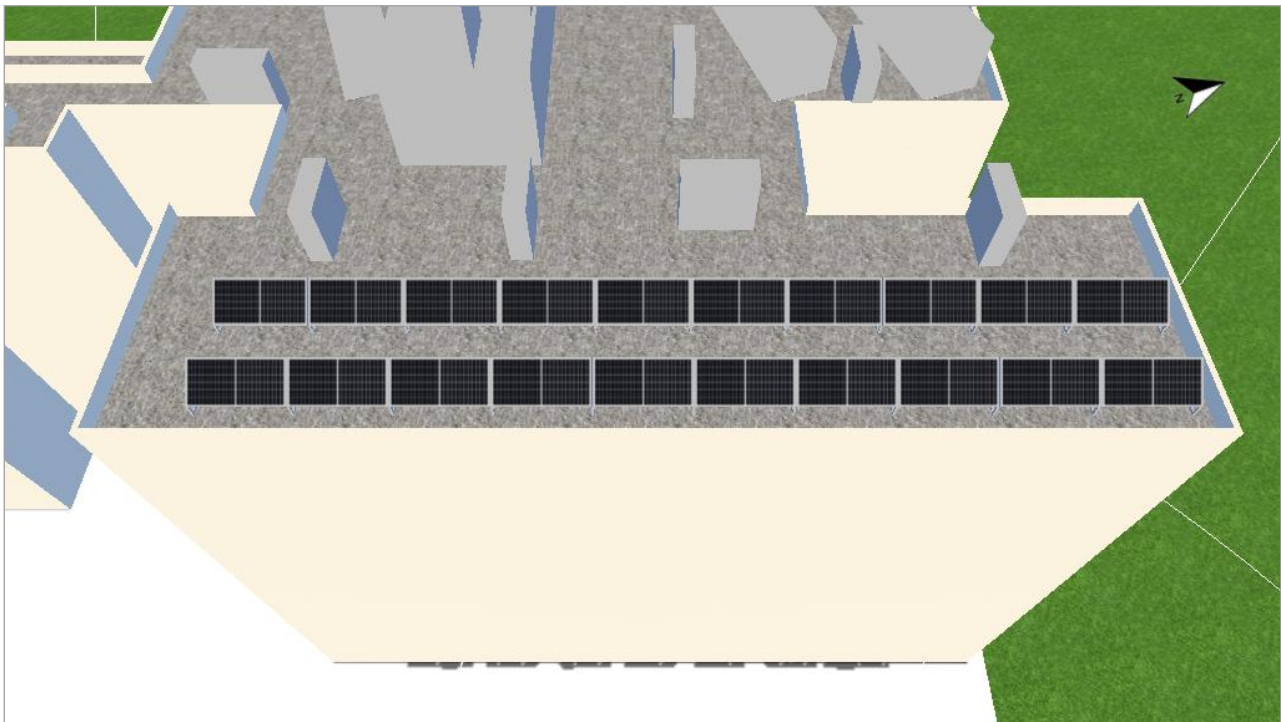


Figura: 4. Superficie fotovoltaica - 1- Cubiera Alta Edificio 1-Superficie a ocupar Este

Línea del horizonte, Planificación 3D

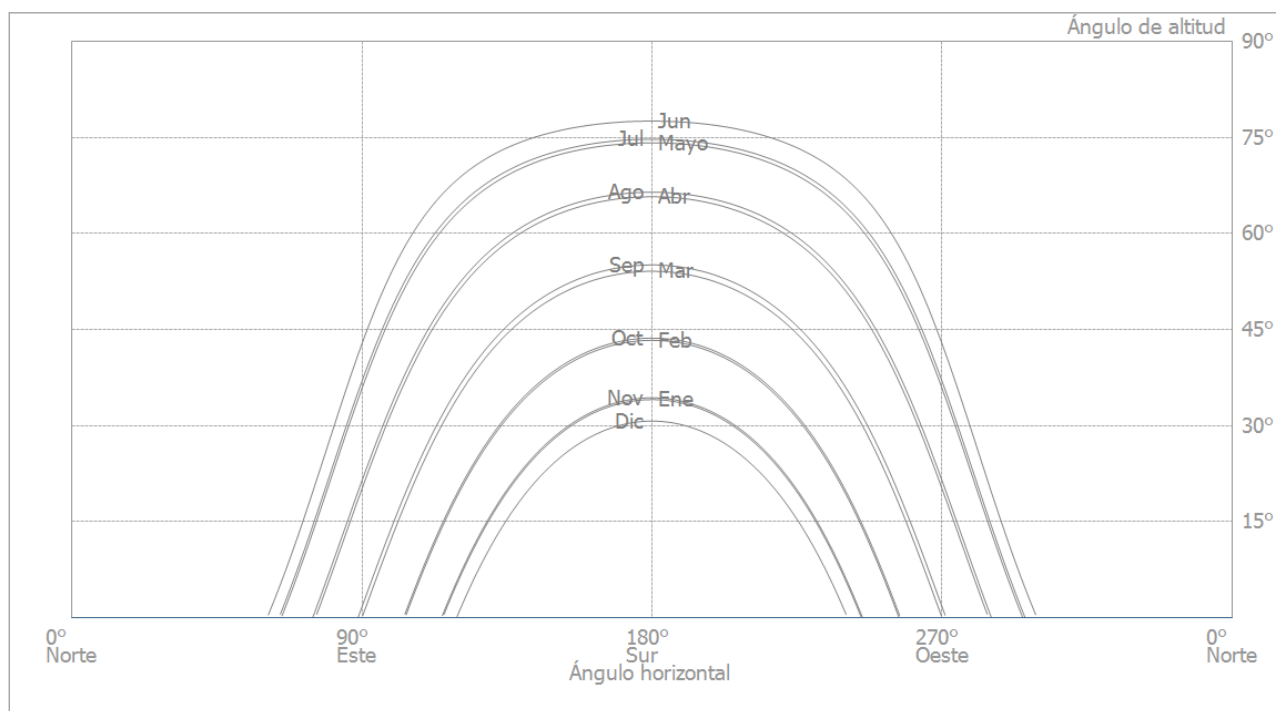


Figura: Horizonte (Planificación 3D)

Conexión del inversor

Conexión 1

Superficie fotovoltaica	6 - Cubierta Baja Edificio 4-Superficie a ocupar Oeste
Inversores 1	
Modelo	SUN2000-10KTL-M0 (v1)
Fabricante	Huawei Technologies
Cantidad	1
Factor de dimensionamiento	110 %
Conexión	MPP 1+2: 1 x 20

Conexión 2

Superficie fotovoltaica	4 - Cubierta Edificio 3-Superficie a ocupar Este
Inversores 1	
Modelo	SUN2000-10KTL-M0 (v1)
Fabricante	Huawei Technologies
Cantidad	1
Factor de dimensionamiento	110 %
Conexión	MPP 1+2: 1 x 20

Conexión 3

Superficie fotovoltaica	3 - Cubierta Edificio 2-Superficie a ocupar Oeste
Inversores 1	
Modelo	SUN2000-10KTL-M0 (v1)
Fabricante	Huawei Technologies
Cantidad	1
Factor de dimensionamiento	110 %
Conexión	MPP 1+2: 1 x 20

Conexión 4

Superficie fotovoltaica	1- Cubiera Alta Edificio 1-Superficie a ocupar Este
Inversores 1	
Modelo	SUN2000-10KTL-M0 (v1)
Fabricante	Huawei Technologies
Cantidad	1
Factor de dimensionamiento	110 %
Conexión	MPP 1+2: 1 x 20

Red de CA

Red de CA

Número de fases	3
Tensión de red entre fase y neutro	230 V
Factor de desfase (cos phi)	+/- 1

Resultados de simulación

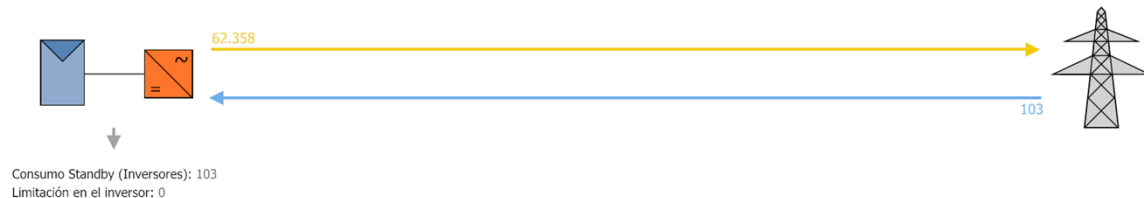
Resultados Sistema completo

Instalación FV

Potencia generador FV	44,00 kWp
Rendimiento anual espec.	1.414,89 kWh/kWp
Coeficiente de rendimiento de la instalación (PR)	81,25 %
Reducción de rendimiento por sombreado	12,1 %
Inyección en la red	62.358 kWh/Año
Inyección en la red en el primer año (incl. degradación del módulo)	62.358 kWh/Año
Consumo Standby (Inversores)	103 kWh/Año
Emisiones de CO ₂ evitadas	29.260 kg / año

Gráfico de flujo de energía

Proyecto: CEUTA 90 VIVIENDAS



Todos los valores en kWh
Se pueden producir ligeras desviaciones en los totales debido al redondeo
created with PV*SOL

Figura: Flujo de energía

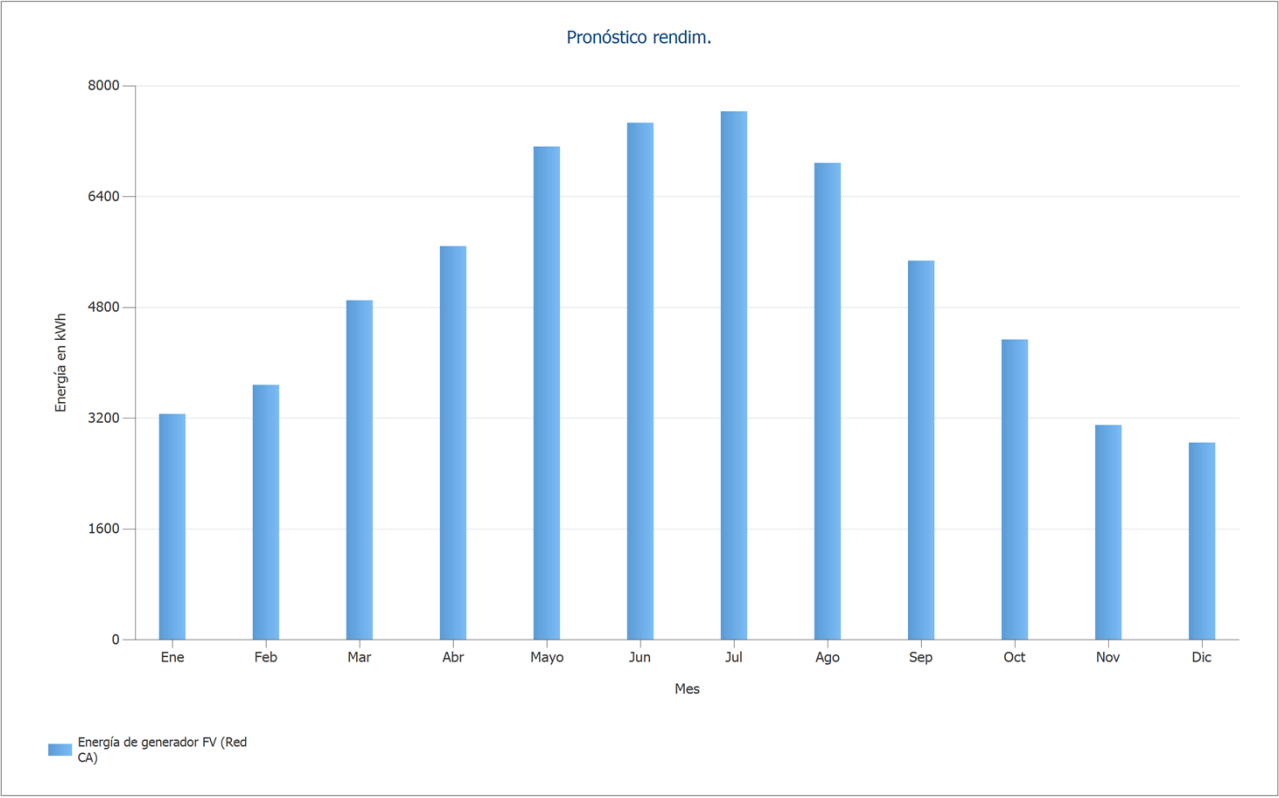


Figura: Pronóstico rendim.

Resultados por superficie de módulos

6 - Cubierta Baja Edificio 4-Superficie a ocupar Oeste

Potencia generador FV	11,00 kWp
Superficie generador FV	51,67 m²
Irradiación global sobre módulo	1722,52 kWh/m²
Radiación global en el módulo sin reflexión	1724,12 kWh/m²
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	70,21 %
Energía de generador FV (Red CA)	13316,81 kWh/Año
Rendimiento anual espec.	1210,62 kWh/kWp

4 - Cubierta Edificio 3-Superficie a ocupar Este

Potencia generador FV	11,00 kWp
Superficie generador FV	51,67 m²
Irradiación global sobre módulo	1736,07 kWh/m²
Radiación global en el módulo sin reflexión	1737,68 kWh/m²
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	79,62 %
Energía de generador FV (Red CA)	15222,01 kWh/Año
Rendimiento anual espec.	1383,82 kWh/kWp

3 - Cubierta Edificio 2-Superficie a ocupar Oeste

Potencia generador FV	11,00 kWp
Superficie generador FV	51,67 m²
Irradiación global sobre módulo	1749,62 kWh/m²
Radiación global en el módulo sin reflexión	1751,24 kWh/m²
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	87,67 %
Energía de generador FV (Red CA)	16890,90 kWh/Año
Rendimiento anual espec.	1535,54 kWh/kWp

1- Cubiera Alta Edificio 1-Superficie a ocupar Este

Potencia generador FV	11,00 kWp
Superficie generador FV	51,67 m ²
Irradiación global sobre módulo	1749,62 kWh/m ²
Radiación global en el módulo sin reflexión	1751,24 kWh/m ²
Coeficiente de rendimiento de la instalación (PR)	87,86 %
Energía de generador FV (Red CA)	16928,34 kWh/Año
Rendimiento anual espec.	1538,94 kWh/kWp

Balance energético de instalación fotovoltaica

Balance energético de instalación fotovoltaica

Radiación global horizontal	1.815,39 kWh/m²	
Desviación del espectro estandar	-18,15 kWh/m ²	-1,00 %
Reflexión del suelo (albedo)	28,99 kWh/m ²	1,61 %
Orientación y inclinación de la superficie de módulos	-74,99 kWh/m ²	-4,11 %
Sombreado independiente del módulo	-10,17 kWh/m ²	-0,58 %
Reflexión en la superficie del módulo	-1,62 kWh/m ²	-0,09 %
Irradiación global sobre módulo	1.739,45 kWh/m²	
	1.739,45 kWh/m ²	
	x 206,66 m ²	
	= 359.475,60 kWh	
Irradiación global fotovoltaica	359.475,60 kWh	
Ensuciamiento	0,00 kWh	0,00 %
Conversión STC (eficiencia nominal de módulo 21,29 %)	-282.926,38 kWh	-78,71 %
Energía fotovoltaica nominal	76.549,23 kWh	
Ensombrecimiento parcial específico del módulo	-7.385,76 kWh	-9,65 %
Rendimiento con luz débil	290,44 kWh	0,42 %
Desviación de la temperatura nominal del módulo	-3.079,59 kWh	-4,43 %
Diodos	-272,65 kWh	-0,41 %
Inadecuación (datos del fabricante)	-1.322,03 kWh	-2,00 %
Inadecuación (Conexión/sombreado)	-887,62 kWh	-1,37 %
Energía fotovoltaica (CC) sin limitación de corriente por inversor	63.892,01 kWh	
Potencia de arranque DC no alcanzada	0,00 kWh	0,00 %
Regulación por rango de tensión MPP	-27,80 kWh	-0,04 %
Regulación por corriente CC máx.	0,00 kWh	0,00 %
Regulación por potencia CC máx.	0,00 kWh	0,00 %
Regulación por potencia CA máx. / cos phi	-0,39 kWh	0,00 %
Adaptación MPP	-31,93 kWh	-0,05 %
Energía FV (DC)	63.831,89 kWh	
Energía en la entrada del inversor	63.831,89 kWh	
Desviación de la tensión de entrada de la tensión nominal	-287,98 kWh	-0,45 %
Conversión DC/AC	-1.185,85 kWh	-1,87 %
Consumo Standby (Inversores)	-103,07 kWh	-0,17 %
Pérdida total de cables	0,00 kWh	0,00 %
Energía fotovoltaica (CA) menos consumo en modo de espera	62.254,98 kWh	
Energía de generador FV (Red CA)	62.358,06 kWh	

Hojas

Hoja de datos módulo FV

Módulo FV: JAM72S30-550/MR (v1)

Fabricante	JA Solar Holdings Co., Ltd.
Suministr.	Sí

Datos eléctricos

Tipo de célula	Si monocristalino
Módulo de media celda	Sí
Número de células	144
Número de diodos de bypass	3
Caída de voltaje por diodo de derivación	1 V
Optimizador de potencia integrado	No
Sólo apto para transf. inversor	No

Caract. U/I- STC

Tensión en MPP	41,96 V
Corriente en MPP	13,11 A
Tens. circ. abierto	49,9 V
Corriente de cortocircuito	14 A
Aumento tensión de circuito abierto antes de estabil.	0 %
Potencia nominal	550 W
Factor de forma	78,74 %
Eficiencia	21,29 %

Características U/I con carga parcial

Fuente de los valores	Fabricante/propios
Irradiación	200 W/m ²
Tensión en el MPP con carga parcial	40,816 V
Corriente en el MPP con carga parcial	2,677 A
Tens. circ. abierto con carga parcial	46,974 V
Corriente de cortocircuito con carga parcial	2,8 A

Parámetros adicionales

Coeficiente de temperatura de Voc	-113,1 mV/K
Coeficiente de temperatura de Isc	5,87 mA/K
Coeficiente de temperatura de Pmpp	-0,35 %/K
Factor corr. angular (IAM)	100 %
Tensión máxima del sistema	1500 V

Datos mecánicos

Anchura	1134 mm
Alto	2278 mm
Profundidad	30 mm
Ancho del marco	33 mm
Peso	27,8 kg

Hoja de datos inversor

Inversores: SUN2000-10KTL-M0 (v1)

Fabricante	Huawei Technologies
Suministr.	Sí
Datos eléctricos - CC	
Potencia nominal DC	10,15 kW
Potencia DC máx.	14,88 kW
Tensión nominal DC	600 V
Tensión máxima de entrada	1100 V
Corriente máx. de entrada	22 A
Corriente máxima de cortocircuito	22 A
Número de entradas DC	2
Datos eléctricos - CA	
Potencia nom. CA	10 kW
Potencia AC máx.	11 kVA
Número de fases	3
Con transf.	No
Datos eléctricos - Otro	
Modificación del grado de rend. en caso de desviación de la tensión de entrada de la tensión nominal	0,29 %/100V
Mín. Potencia introducida	0 W
Consumo Standby	6 W
Consumo nocturno	6 W
Seguidor MPP	
Rango de potencia < 20% de la potencia nominal	99,95 %
Rango de potencia > 20% de la potencia nominal	99,95 %
Número de seguidores MPP	2
Seguidor MPP 1-2	
Corriente máx. de entrada	11 A
Corriente máxima de cortocircuito	11 A
Potencia de entrada máx.	8,8 kW
Tensión MPP mín.	140 V
Tensión MPP máx.	980 V

4. CÁLCULO DE CONDUCTORES DE CORRIENTE CONTINUA

En el siguiente apartado se muestran los cálculos realizados para el dimensionado de los diferentes tipos de conductores a instalar en la planta solar fotovoltaica. Para obtener las secciones óptimas de los conductores se tendrá en cuenta la normativa tanto local como internacional aplicable para este tipo de instalaciones como son ITC del REBT, LAT, IEC y UNE sobre corrientes admisibles en canalizaciones de instalaciones eléctricas.

El cálculo de los conductores estará dividido según los diferentes tipos que se instalarán en la planta fotovoltaica, dependiendo también del método de instalación que se lleve a cabo.

Es el cableado utilizado para conectar en paralelo cada uno de los strings con el inversor, estará instalado en una bandeja de rejilla, desde el último módulo fotovoltaico hasta cada uno de los conectores de CC del inversor.

El cableado estará constituido por conductores unipolares de cobre de sección 4 mm² tipo ZZ-F, tensión nominal 0,6/1 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV. De acuerdo con el módulo a instalar en la planta, estarán sometidos a una intensidad máxima de 14,00 A obtenida a partir de la I_{sc} del módulo fotovoltaico. Además, según normativa aplicable IEC, para el cálculo de la corriente máxima soportada por el cableado solar debe aplicarse un sobredimensionamiento del 25%, por lo que la corriente máxima final que deberá soportar el cableado será de 17,50 A.

Teniendo en cuenta la metodología indicada por la normativa aplicable UNE 20.460-5-523, el REBT y la normativa IEC 60364-5-523 tenemos que la intensidad máxima que circulará por el cable a instalar deberá ser inferior a la intensidad admisible por dicho conductor una vez aplicados una serie de factores de corrección dependientes del método de instalación:

$$I_{MÁX} < k_1 \cdot I_{adm}$$

Donde:

$I_{MÁX}$ es la intensidad máxima que circula por el conductor, según cálculo anterior serían 17,50 A.

I_{ADM} es la intensidad máxima admisible por el conductor en función del método de instalación. En este caso al tratarse de método de instalación al aire, según ficha técnica del fabricante, estos tienen una intensidad máxima admisible de 55 A.

K_1 es el factor de corrección debido al número de circuitos agrupados por el mismo tendido y que según la instalación será un máximo de 1 circuitos, por tanto, según la tabla B.52.17 el factor a aplicar alcanza un valor de 1.

$$I_{MÁX} < k_1 \cdot I_{adm} \rightarrow 17,56 < 1 \cdot 55 = 55,00 \text{ A}$$

Una vez comprobado que el cable escogido es adecuado según el criterio de máxima intensidad admisible por el conductor, se calculará la caída de tensión máxima en dicho tramo mediante la ecuación:

$$\Delta U = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot S \cdot U} \cdot 100$$

Donde:

ΔU es la caída de tensión del circuito (%).

I es la intensidad que circula por el conductor obtenida a partir de la intensidad que generará el módulo fotovoltaico en el punto de máxima potencia en condiciones estándar que según la ficha del módulo es $I_{mp} = 13,11$ A.

L es la longitud del cable, que para el caso más desfavorable se han considerado 60 m.

γ es la conductividad del cobre a 90°C al tratarse de cable con aislamiento termoestable que será de 45,5 m/ $\Omega \cdot mm^2$.

S es la sección del conductor, 4 mm².

U es la tensión nominal CC obtenida a partir de la tensión del módulo fotovoltaico en el punto de máxima potencia en condiciones estándar que según la ficha del módulo es $V_{mp} = 41,96$ V que multiplicado por 20 módulos fotovoltaicos conectados en serie sería 839,20 Vcc.

$$\Delta U = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot S \cdot U} \cdot 100 = \frac{2 \cdot 60 \cdot 13,11}{45,5 \cdot 4 \cdot 839,20} \cdot 100 = 1,03 \%$$

El valor de caída de tensión obtenido no sobrepasa el límite de 1,5 % establecido en la ITC-BT-40 en su punto 5 – CABLES DE CONEXIÓN.

5. CÁLCULO CIRCUITO INVERSOR A CUADRO GENERAL

5.1.- NORMATIVA

- REBT-2002: Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones técnicas complementarias. (Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto).
- UNE-HD 60364-5-52: Instalaciones eléctricas de baja tensión. Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones.
- UNE 20434: Sistema de designación de cables
- UNE-EN 60898-1: Interruptores automáticos para instalaciones domésticas y análogas para la protección contra sobrecorrientes.
- UNE-EN 60947-2: Aparatos de baja tensión. Interruptores automáticos.
- UNE-EN 60269-1: Fusibles de baja tensión.
- UNE-HD 60364-4-43: Protección para garantizar la seguridad. Protección contra las sobrecorrientes.
- UNE-HD 60364-5-54: Selección e instalación de los equipos eléctricos. Puesta a tierra y conductores de protección.

- UNE-EN 60909-0: Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Cálculo de corrientes.
- UNE-IEC/TR 60909-2: Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. Datos de equipos eléctricos para el cálculo de corrientes de cortocircuito.
- Real Decreto 1955/200, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Ley de Prevención de Riesgos Laborales de 8 de noviembre de 1.995.
- Ley 7/2007 de 9 de julio de 2.007 BOJA 143 de 20/07/07 G.I.C.A. Ley de Gestión Integrada de la Calidad Ambiental.

5.2.- DESCRIPCIÓN DEL CIRCUITO

El circuito parte de la salida del Inversor de 10 kW y enlaza en el Cuadro de Servicios Comunes del edificio, dicho circuito tendrá la sección que se procederá a calcular y justificar, protegido mediante interruptor automático magnetotérmico e interruptor diferencial.

5.3.- CARACTERÍSTICAS DEL CIRCUITO

El tipo de línea será: **RZ1-K (AS) 5G10 mm²**, con reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1 según UNE-EN 50575, con conductor de cobre clase 5 (-K) de 10 mm² de sección para las fases, el neutro y conductor de protección, con aislamiento de polietileno reticulado (R) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1). Según UNE 21123-4.

5.4.- DATOS DE PARTIDA

- Tensión de suministro: 230/400 V.
- La intensidad de cortocircuito de corta duración: 12 kA.
- Tiempo de actuación de las protecciones: 1 seg.
- Tipo de instalación: Cables multipolares. Tubos rígidos de PVC.
- Datos reglamentarios según ITC-BT-40:
 - Factor de potencia: 0,9.
 - Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador.
 - La caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la instalación interior no será superior al 1,5 %, para la intensidad nominal.

5.5.- PREVISIÓN DE POTENCIA

La previsión de potencia de la instalación se basa en la potencia total instalada de los equipos consumidores de energía. Puesto que la potencia de cálculo del inversor es de 10 kW, es decir, la previsión de potencia para el circuito desde el inversor al Cuadro de Servicios Auxiliares será de 10 kW.

5.6.- CÁLCULO ELÉCTRICO

5.6.1.- Intensidad nominal

En el cálculo de las instalaciones se comprobará que las intensidades máximas de las líneas son inferiores a las admitidas por el Reglamento de Baja Tensión, teniendo en cuenta los factores de corrección según el tipo de instalación y sus condiciones particulares.

Intensidad nominal en servicio trifásico:

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_L \cdot \cos \varphi} \text{ (A)}$$

Siendo:

P Potencia de cálculo (W) → 10000 W

U_L Tensión de suministro de la red trifásica (V) → 400 V

$\cos \varphi$ Factor de potencia → 0,90

$$I_n = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,9} = 16,03 \text{ A}$$

5.6.2.- Caída de tensión

Ya que la línea es trifásica, la fórmula a emplear para el cálculo de la sección del conductor es la siguiente. Téngase en cuenta que la fórmula empleada es aproximada, la cual solo se puede emplear para aquellas secciones que sean inferiores a 120 mm².

$$S = \frac{P \cdot L}{(k \cdot U \cdot \Delta U_{max})} \text{ (mm}^2\text{)}$$

donde:

P Potencia total (W) → 10000 W

L Longitud total de la línea (m) → 100 m

k Conductividad del cobre → Funcionamiento a 90°, aislamiento del conductor de XLPE → 44.

U Tensión de alimentación (V) → 400 V

ΔU_{max} Caída de tensión máxima permitida → 1,5 %

$$S = \frac{10000 \cdot 100}{44 \cdot 400 \cdot 6} = 9,46 \text{ (mm}^2\text{)}$$

La sección a elegir debe ser superior a 9,46 mm².

Se selecciona un conductor de una **sección de 10 mm² para las fases, el neutro y conductor de protección**, y se comprueba a continuación que cumple con los criterios normativos.

5.6.3.- Criterio de intensidad máxima admisible en régimen nominal de funcionamiento

El criterio a cumplir es el siguiente:

$$I_n \leq I_{\text{máx,admisible}}$$

donde:

I_n Intensidad nominal de la línea (régimen normal de funcionamiento) → 16,03 A

$I_{\text{máx,adm}}$ Intensidad máxima admisible según la sección, el tipo de cable seleccionado y la instalación de este según establece la UNE HD 60364-5-52. → Tabla B.52.5, cable multipolar cargado en interior de tubo, de 10 mm² de sección, en método de montaje B2, $I_{\text{máx,adm}} = 60 \text{ A}$.

A esta intensidad máxima admisible hay que aplicarle factores de corrección por temperatura y por agrupamiento:

- Factor de corrección por temperatura

Cuando la temperatura ambiente en la ubicación prevista de los conductores aislados o cables difiera de la temperatura ambiente de referencia, el factor de corrección apropiado dado en las tablas B.52.14 y b.52.15 debe aplicarse a los valores de las corrientes admisibles.

Temperatura ambiente del emplazamiento: 40 °C

Temperatura ambiente de referencia: 30 °C

Rango admisible: 10 a 80 °C

Factor de corrección por temperatura (tabla B-52-14): 0,91

- Factor de reducción para grupos que contienen más de un circuito

Se tendrán en cuenta también el factor de reducción por agrupamiento del circuito. Según la tabla B.52.17 de la UNE-HD 60364-5-52:2022- Factores de reducción para grupos de uno o más circuitos de cables unipolares a aplicar a la corriente admisible

de referencia para un circuito de cables unipolares al aire libre – Método de
instalación F.

Número de circuitos trifásicos: 1

Número de circuitos adicionales: 0

Factor de agrupamiento: 1

Quedando una intensidad máxima admisible del cable de:

$$I_n (16,03 A) \leq I_{máx,adm}(60 A \cdot 0,91 \cdot 1 = 54,60A) \text{ CUMPLE}$$

Además, para cumplir con lo establecido en la ITC-BT-40 del REBT, "*los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador*", es decir, la intensidad máxima admisible de los cables debe ser mayor que el 125% de la intensidad máxima del generador (inversor).

$$I_{máx,adm} > I_{máx,GENERADOR}$$

La intensidad máxima del generador se calcula a partir del dato de la potencia, siendo esta 10 kW.

$$I_{máx,GENERADOR} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_L \cdot \cos \varphi} (A)$$

P Potencia de cálculo (W) → 10000 W

U_L Tensión de suministro de la red trifásica (V) → 400 V

$\cos \varphi$ Factor de potencia → 0,90

$$I_{máx,GENERADOR} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,9} = 16,03 A$$

$$16,03 A \cdot 125\% = 20,03 A$$

$$I_{máx,adm} (54,60 A) > 125\% \cdot I_{máx,GENERADOR} (20,03 A) \text{ CUMPLE}$$