

ANEJO VII

**INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**

ANEJO VII

**PROYECTO DE REDUCCIÓN DE LA DEPENDENCIA  
ENERGÉTICA Y DIGITALIZACIÓN DE LA ZONA  
REGABLE GENIL-CABRA (CÓRDOBA)**

PROMOTOR: SOCIEDAD ESTATAL DE INFRAESTRUCTURAS AGRARIAS, S.A.

BENEFICIARIO: COMUNIDAD DE REGANTES GENIL-CABRA

**ANEJO VII. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**

**ÍNDICE**

|  |           |
|--|-----------|
| <b>1. INTRODUCCIÓN.</b>                                      | <b>3</b>  |
| <b>2. UBICACIÓN.</b>   | <b>4</b>  |
| <b>3. ESTIMACIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR DISPONIBLE.</b>       | <b>4</b>  |
| <b>4. CÁLCULO DEL CAMPO GENERADOR.</b>                       | <b>6</b>  |
| <b>4.1. Descripción de los elementos que lo constituyen.</b> | <b>6</b>  |
| 4.1.1. Módulos fotovoltaicos.                                | 6         |
| 4.1.2. Estructura soporte.                                   | 7         |
| 4.1.3. Inversores.   | 7         |
| <b>4.2. Inclinación.</b>                                     | <b>8</b>  |
| <b>4.3. Orientación.</b>                                     | <b>9</b>  |
| <b>4.4. Separación entre módulos.</b>                        | <b>9</b>  |
| <b>4.5. Resguardo.</b>                                       | <b>11</b> |
| <b>4.6. Temperaturas máximas y mínimas de los módulos.</b>   | <b>11</b> |

**ANEJO VII**

---

|   |           |
|---|-----------|
| <b>4.7. Número máximo de módulos en serie.</b>  | <b>13</b> |
| <b>4.8. Número máximo de ramas en paralelo.</b> | <b>14</b> |
| <b>4.9. Dimensión del campo fotovoltaico.</b>   | <b>15</b> |
| <b>5. RESULTADOS.</b>                           | <b>16</b> |

ANEJO VII

**PROYECTO DE REDUCCIÓN DE LA DEPENDENCIA ENERGÉTICA Y DIGITALIZACIÓN DE LA ZONA REGABLE GENIL-CABRA (CÓRDOBA)**

PROMOTOR: SOCIEDAD ESTATAL DE INFRAESTRUCTURAS AGRARIAS, S.A.

BENEFICIARIO: COMUNIDAD DE REGANTES GENIL-CABRA

## ANEJO VII. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

### 1. INTRODUCCIÓN.

Las instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo conectadas a red y sin venta de excedentes, son aquellas en las que sólo se aprovecha la energía que se autoconsume de la instalación, sin ceder en ningún momento energía a la red de transporte y distribución.

La instalación fotovoltaica que se proyecta, es la definida bajo la modalidad de **autoconsumo sin excedentes**, según el *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*, y se destinará al autoconsumo exclusivo de las instalaciones de riego de la Comunidad de Regantes Genil-.

El sistema proyectado constará de los siguientes elementos:

- Módulos fotovoltaicos.
- Estructura soporte.
- Conexiones eléctricas.
- Inversores.
- Centro de transformación.
- Línea de evacuación.
- Centro de seccionamiento.
- Protecciones.

## ANEJO VII

---

- Sistema de monitorización.

El dimensionamiento de dichos elementos dependerá de la radiación y de las condiciones climáticas de la zona de estudio, como se verá desarrollado en este documento.

### 2. UBICACIÓN.

La ubicación de la instalación fotovoltaica se proyecta en una parcela rústica situada en las siguientes coordenadas UTM, según el sistema de referencias ETRS89 (Huso 30):

| COORDENADAS U.T.M. |           |
|--------------------|-----------|
| X (m):             | 346.794   |
| Y (m):             | 4.137.663 |

### 3. ESTIMACIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR DISPONIBLE.

La energía aportada por nuestro campo fotovoltaico depende de la radiación solar incidente y del número de horas que los módulos fotovoltaicos reciben una radiación de al menos 1.000,00 W/m<sup>2</sup> (horas de pico solar).

Las horas de pico solar (HPS) dependen de la ubicación geográfica de la instalación fotovoltaica.

Para la estimación de las HPS se ha recurrido a la base de datos de Metenonorm V 8.0, cuyos resultados se resumen a continuación:

ANEJO VII

**Sitio geográfico**  
CRR GENIL CABRA (CPB)  
España

**Situación**  
Latitud 37.37 °N  
Longitud -4.72 °W  
Altitud 290 m  
Zona horaria UTC+1

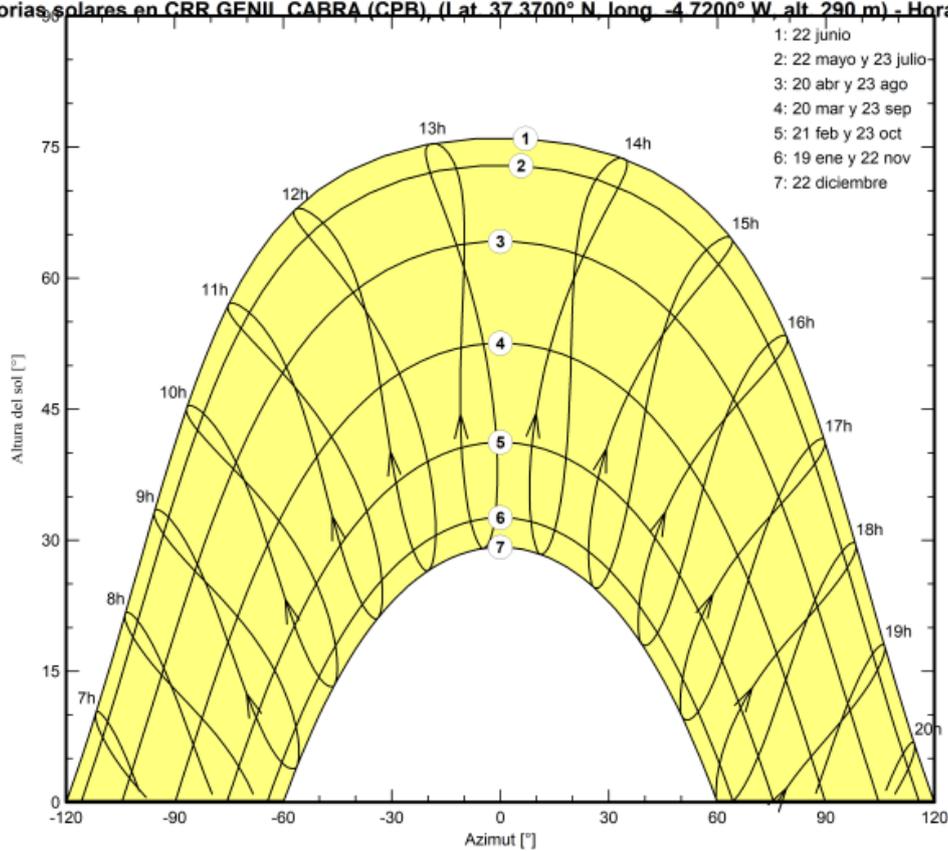
**Valores meteo mensuales**

Fuente: Meteornorm 8.0 (2005-2017), Sat=100%

|                      | Ene.  | Feb.  | Mar.  | Abr.  | Mayo  | Jun.  | Jul.  | Ago.  | Sep.  | Oct.  | Nov.  | Dic.  | Año    |                    |
|----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------------------|
| Horizontal global    | 75.4  | 83.7  | 140.5 | 169.2 | 216.8 | 226.7 | 235.0 | 203.9 | 152.6 | 112.6 | 79.5  | 65.3  | 1761.2 | kWh/m <sup>2</sup> |
| Difuso horizontal    | 31.9  | 39.2  | 55.2  | 64.6  | 69.6  | 73.0  | 69.0  | 72.9  | 55.3  | 50.1  | 30.0  | 29.7  | 640.5  | kWh/m <sup>2</sup> |
| Extraterrestre       | 146.3 | 174.0 | 247.8 | 295.1 | 343.2 | 347.4 | 351.9 | 321.4 | 262.0 | 212.2 | 153.9 | 133.0 | 2988.2 | kWh/m <sup>2</sup> |
| Índice de claridad   | 0.515 | 0.481 | 0.567 | 0.573 | 0.632 | 0.653 | 0.668 | 0.634 | 0.582 | 0.531 | 0.517 | 0.491 | 0.589  | proporción         |
| Temp. ambiente       | 8.8   | 10.4  | 13.6  | 16.1  | 20.6  | 25.1  | 28.2  | 28.5  | 24.0  | 19.6  | 12.8  | 9.8   | 18.1   | °C                 |
| Velocidad del viento | 2.1   | 2.4   | 2.5   | 2.6   | 2.5   | 2.6   | 2.6   | 2.4   | 2.3   | 2.0   | 2.1   | 2.1   | 2.4    | m/s                |

**Recorridos solares**

Trayectorias solares en CRR GENIL CABRA (CPB) (Lat 37.3700° N, long -4.7200° W, alt 290 m) - Hora Legal



ANEJO VII

## 4. CÁLCULO DEL CAMPO GENERADOR.

### 4.1. Descripción de los elementos que lo constituyen.

#### 4.1.1. Módulos fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos a instalar serán de silicio monocristalino y de alto rendimiento con tecnología Half Cell.

Dispondrán de cristal antirreflejo, de una estructura con tratamiento anticorrosión y de una caja de conexiones con grado de protección IP68.

La longitud de cable de conexión será para montaje a tresbolillo y los conectores serán MC4 compatibles.

Las características físicas y técnicas de los módulos fotovoltaicos proyectados son las siguientes:

| <b>CARACTERÍSTICAS FÍSICAS</b>  |          |
|---|----------|
| Longitud (mm):  | 2.172,00 |
| Ancho (mm):   | 1.303,00 |
| Alto (mm):  | 35,00    |
| Peso (kg):  | 31,60    |
| <b>CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS EN CONDICIONES DE PRUEBA ESTANDAR (STC) *</b> |          |
| Potencia de salida, $P_{max}$ (Wp):   | 600      |
| Tolerancia de potencia de salida, $\Delta P_{max}$ (W):                     | 0/+5     |
| Eficiencia del módulo, $\eta_m$ (%):  | 21,20    |
| Tensión en punto de máxima potencia, $V_{mpp}$ (V):                         | 34,40    |
| Corriente en punto de máxima potencia, $I_{mpp}$ (A):                       | 17,44    |
| Tensión de circuito abierto, $V_{oc}$ (V):                                  | 41,50    |
| Corriente de cortocircuito, $I_{cc}$ (A):                                   | 18,52    |
| <b>CONDICIONES OPERATIVAS</b>   |          |
| Tensión máxima del sistema (V):   | 1.500,00 |
| Valor máximo del fusible en serie (A):                                      | 30,00    |
| Limitación de corriente inversa (A):  | 30,00    |
| <b>CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS</b>   |          |

## ANEJO VII

|   |          |
|---|----------|
| Temperatura operativa nominal de la célula, NOCT (°C)               | 41 +/- 3 |
| Variación de la tensión con la temperatura, $\beta_{Voc}$ (%/°C)    | -0,28    |
| Variación de la corriente con la temperatura, $\alpha_{Icc}$ (%/°C) | 0,05     |
| Variación de la potencia con la temperatura, $\gamma$ (%/°C)        | -0,36    |

**NOTA:** Características de los módulos fotovoltaicos según las condiciones de prueba estándar STC: 1.000,00 W/m<sup>2</sup> de irradiación y 25 °C de temperatura de célula.

Se han seleccionado módulos a 1.500 V, ya que de esta manera se permite ajustar el número de módulos por *string* al número de módulos que puede albergar la estructura soporte seleccionada, sin con ello superar la tensión máxima permitida por el inversor cuando este opere a bajas temperaturas (invierno).

### 4.1.2. Estructura soporte.

Los módulos de la instalación fotovoltaica se instalarán sobre una estructura metálica bi-poste que se hincará a una profundidad de 1,50 m en pre-drill de 150 mm de diámetro y 1,80 m de profundidad, con relleno de hormigón HA-25.

Esta estructura, formada por perfiles metálicos, permitirá la instalación de los módulos fotovoltaicos a la inclinación óptima.

### 4.1.3. Inversores.

Las características de los inversores se resumen a continuación.

|  |                   |
|--|-------------------|
| <b>ENTRADA (DC)</b>                      |                   |
| Tensión máxima de entrada (V)            | 1.500,00          |
| Rango de tensión MPP                     | 500,00 - 1.500,00 |
| Intensidad máxima (A)                    | 540               |
| <b>SALIDA (AC)</b>                       |                   |
| Potencia nominal (kW)                    | 200,00            |
| Potencia nominal máxima (kVA)            | 215,00            |
| Tensión nominal (V)                      | 800,00            |
| Frecuencia de red asignada (Hz)          | 50                |
| Corriente máxima de salida (A)           | 155,00            |
| Rendimiento máx./rendimiento europeo (%) | 99,01/98,76       |
| <b>DATOS GENERALES</b>                   |                   |

## ANEJO VII

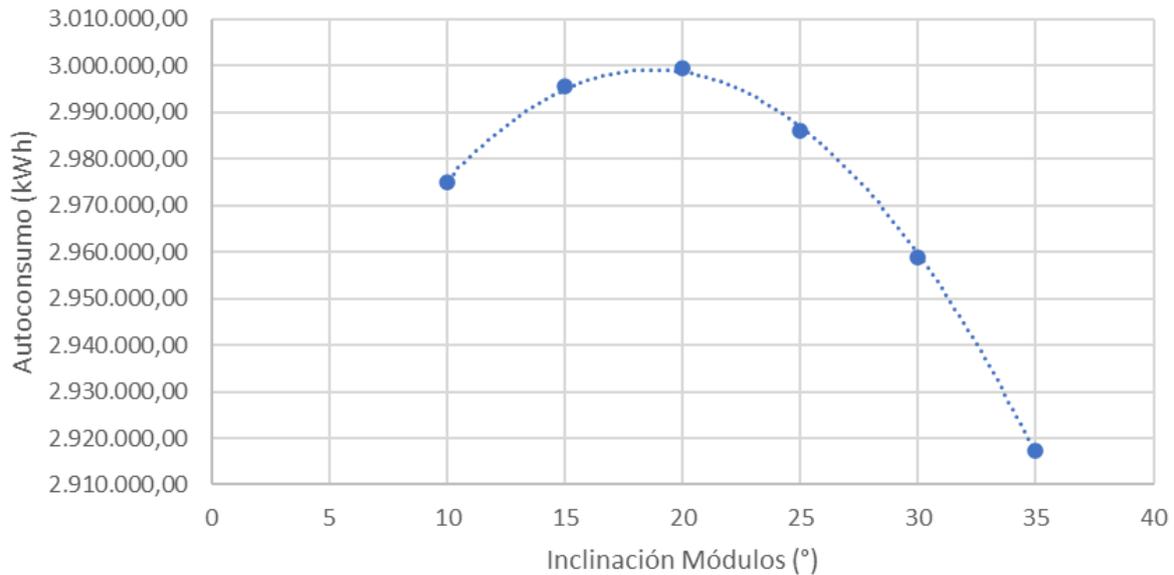
|   |                           |
|---|---------------------------|
| Dimensiones (ancho/alto/fondo) (m)          | 1,035/0,70/0,37           |
| Peso (kg)                                   | 86,00                     |
| Rango de temperatura de funcionamiento (°C) | -25/+60                   |
| Sistema de refrigeración                    | Ventilación inteligente   |
| Tipo de protección (según IEC 60529)        | IP66                      |
| Humedad relativa máx. sin condensación (%)  | 100,00                    |
| <b>COMUNICACIONES</b>                       |                           |
| Interfaz                                    | Indicadores Led, BT + App |
| Protocolo de comunicaciones                 | USB, Modbus TCP, RS485    |

### 4.2. Inclinación.

Para obtener la inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos se ha hecho una simulación para una instalación tipo de 3.000 kW de potencia instalada y para diferentes ángulos, cuyo resultado es el mostrado a continuación.

| INCLINACION<br>(°) | PRODUCCION<br>(kWh/año) | AUTOCONSUMO  |        |
|--------------------|-------------------------|--------------|--------|
|                    |                         | (kWh/año)    | (%)    |
| 35                 | 5.031.976,75            | 2.917.192,58 | 43,63% |
| 30                 | 5.032.545,74            | 2.958.951,76 | 44,26% |
| 25                 | 5.000.271,94            | 2.986.016,47 | 44,66% |
| 20                 | 4.936.415,57            | 2.999.430,30 | 44,86% |
| 15                 | 4.840.338,15            | 2.995.668,91 | 44,81% |
| 10                 | 4.711.964,92            | 2.974.914,81 | 44,50% |

## ANEJO VII



Como se puede observar, la inclinación óptima se obtiene para una inclinación de 20°, ya que con ella se presenta la mejor tasa de autoconsumo (44,86%).

Por lo tanto, la inclinación de la estructura se establece en 20°.

### 4.3. Orientación.

Los módulos de la instalación fotovoltaica, y con ello sus estructuras soporte, se deben instalar de manera que aprovechen la irradiación solar al máximo posible.

La orientación de un módulo se define como el ángulo de desviación respecto al sur geográfico de una superficie (ángulo Azimut).

En las instalaciones ubicadas en el hemisferio norte, los módulos deben de orientarse hacia el sur, por lo que la instalación fotovoltaica proyectada tendrá una orientación de 0° con respecto al sur geográfico.

### 4.4. Separación entre módulos.

Con la intención de evitar el sombreado entre módulos fotovoltaicos, se determina la distancia mínima a establecer entre ellos, a partir del cálculo propuesto en el

## ANEJO VII

---

*Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red* publicado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

Esta distancia se obtiene de la siguiente expresión:

$$d_{\min} \geq \frac{h}{\tan(61^\circ - L)}$$

Siendo:

$d_{\min}$  = Distancia mínima entre módulos.

$h$  = Altura de la estructura.

$L$  = Latitud.

La altura de la estructura vendrá determinada por la altura del panel y la inclinación.

$$h = a \cdot \text{sen} \alpha$$

Siendo:

$h$  = Altura de la estructura.

$a$  = anchura de la configuración de módulos.

$\alpha$  = máxima inclinación de la configuración de módulos.

Se opta por una configuración de módulos dos (2) filas en disposición vertical.

Por lo tanto:

$$h = (2 \cdot 2,172) \cdot \text{sen}(20^\circ) = 1,49 \text{ m}$$

La distancia mínima entre series de módulos será:

$$d_{\min} \geq \frac{1,49}{\tan(61^\circ - 37,373)} = 3,40 \text{ m}$$

## ANEJO VII

Por lo tanto, separación mínima entre módulos adoptada será de **3,50 m**.

### 4.5. Resguardo.

Los módulos fotovoltaicos se instalarán a una altura mínima libre desde el suelo de 0,50 m.

### 4.6. Temperaturas máximas y mínimas de los módulos.

Las temperaturas máximas y mínimas para la zona de estudio han sido consultadas en la red de estaciones meteorológicas nacional.

La estación meteorológica más cercana es la del IAS-CSIC, que se sitúa en la misma zona regable, y arroja los datos que se resumen a continuación:

| Mes        | T <sub>M</sub> | T <sub>m</sub> |
|------------|----------------|----------------|
| Enero      | 22,30          | -2,80          |
| Febrero    | 25,30          | -0,60          |
| Marzo      | 28,90          | 0,40           |
| Abril      | 30,90          | 3,30           |
| Mayo       | 35,10          | 6,00           |
| Junio      | 40,30          | 10,20          |
| Julio      | 43,30          | 12,30          |
| Agosto     | 43,10          | 12,00          |
| Septiembre | 39,30          | 9,80           |
| Octubre    | 33,60          | 4,90           |
| Noviembre  | 27,30          | 1,30           |
| Diciembre  | 23,80          | -1,50          |
| <b>Año</b> | <b>44,20</b>   | <b>-4,10</b>   |

Siendo:

T<sub>M</sub> = Temperatura media mensual de las máximas absolutas.

T<sub>m</sub> = Temperatura media mensual de las mínimas absolutas.

La temperatura máxima se determina para un nivel de irradiancia de 1.000 W/m<sup>2</sup> y para la máxima temperatura alcanzable en la zona de estudio.

## ANEJO VII

---

En base a ello se calcula la temperatura máxima del módulo fotovoltaico a través de la siguiente expresión:

$$T_{\text{máx. mód.}} = T_{\text{amb.}} + \frac{\text{NOTC}-20}{800} \cdot I$$

Siendo:

$T_{\text{máx. mód.}}$  = Temperatura máxima del módulo.

$T_{\text{amb.}}$  = Temperatura máxima alcanzable en la zona de estudio.

NOTC = Temperatura operativa nominal de la célula.

I = Irradiancia.

Por lo tanto:

$$T_{\text{máx. mód.}} = 44,20 + \frac{44-20}{800} \cdot 1.000 = 74,20^{\circ}\text{C}$$

Por otro lado, la temperatura mínima del módulo se determina para un nivel de irradiancia de 100 W/m<sup>2</sup> y para la mínima temperatura alcanzable en la zona de estudio.

En base a ello se calcula la temperatura mínima del módulo fotovoltaico a través de la siguiente expresión:

$$T_{\text{mín. mód.}} = t_{\text{amb}} + \frac{\text{NOTC}-20}{800} \cdot I$$

Siendo:

$T_{\text{mín. mód.}}$  = Temperatura mínima del módulo.

$t_{\text{amb.}}$  = Temperatura mínima alcanzable en la zona de estudio.

NOTC = Temperatura operativa nominal de la célula.

I = Irradiancia.

## ANEJO VII

Por lo tanto:

$$T_{\text{mín módulo}} = -4,10 + \frac{38-20}{800} \cdot 100 = -1,85^{\circ}\text{C}$$

### 4.7. Número máximo de módulos en serie.

El número máximo de módulos en serie depende de la siguiente expresión:

$$N_{\text{máx. mód. serie}} = \frac{V_{\text{máx DC.}}}{V_{\text{OC mód. mín.}}}$$

Siendo:

$N_{\text{máx. mód. serie}}$  = Número máximo de módulos a instalar en serie.

$V_{\text{máx. DC}}$  = Tensión de alimentación máxima DC.

$V_{\text{OC mód. mín.}}$  = Tensión a circuito abierto de los módulos a la temperatura mínima.

La tensión a circuito abierto de los módulos está medida a 25 °C, por lo que partiendo del coeficiente de variación de la tensión con la temperatura habrá que obtener dicho valor para la temperatura mínima alcanzada en el módulo, que es la más desfavorable.

De este modo,

$$V_{\text{OC mód. mín.}} = V_{\text{OC mód.}} \cdot (1 + (T_{\text{mín mód.}} - 25) \cdot \beta_{V_{\text{oc}}})$$

Siendo:

$V_{\text{OC mód. mín.}}$  = Tensión a circuito abierto de los módulos a la temperatura mínima.

$V_{\text{OC mód.}}$  = Tensión a circuito abierto de los módulos a 25 °C.

$T_{\text{mín mód.}}$  = Temperatura mínima del módulo fotovoltaico.

$\beta_{V_{\text{oc}}}$  = Variación de la tensión del módulo con la temperatura.

## ANEJO VII

Por lo tanto:

$$V_{OC \text{ mód. mín.}} = 41,50 \cdot (1 + (-1,85 - 25) \cdot \frac{-0,28}{100}) = 44,62 \text{ V}$$

Por lo que, el número máximo de módulos que podremos conectar en serie, será de:

$$N_{\text{máx. mód. serie}} = \frac{1.500,00}{44,62} = 33,62 \text{ módulos} \approx \mathbf{33 \text{ módulos}}$$

### 4.8. Número máximo de ramas en paralelo.

El número máximo de ramas en paralelo, depende de la siguiente expresión:

$$N_{\text{máx. ramas}} = \frac{\sum I_{CC \text{ máx. inv.}}}{I_{CC \text{ mód. máx.}}}$$

Siendo:

$N_{\text{máx. ramas}}$  = Número máximo de ramas en paralelo.

$\sum I_{CC \text{ máx. inv.}}$  = Suma de las intensidades de cortocircuito de los inversores.

$I_{CC \text{ mód. máx.}}$  = Intensidad de cortocircuito del módulo a temperatura máxima.

La intensidad de cortocircuito de los módulos está medida a 25°C, por lo que partiendo del coeficiente de variación de la intensidad con la temperatura habrá que obtener dicho valor para la temperatura máxima obtenida en el módulo fotovoltaico, que es la más desfavorable.

De este modo,

$$I_{CC \text{ mód. máx.}} = I_{CC \text{ mód.}} \cdot (1 + (T_{\text{máx. mod.}} - 25) \cdot \alpha_{I_{CC}})$$

Siendo:

$I_{CC \text{ mód. máx.}}$  = Intensidad de cortocircuito del módulo a temperatura máxima.

$I_{CC \text{ mód.}}$  = Intensidad de cortocircuito del módulo a 25 °C.

## ANEJO VII

$T_{\text{máx. mod.}}$  = Temperatura máxima del módulo fotovoltaico.

$\alpha_{\text{Icc}}$  = Variación de la corriente con la temperatura.

Por lo tanto,

$$I_{\text{CC mód.máx.}} = 18,52 \cdot \left(1 + (74,20 - 25) \cdot \frac{0,05}{100}\right) = 18,98 \text{ A}$$

Por lo que, el número máximo de ramas en paralelo a instalar, dependiendo del inversor, el siguiente:

$$N_{\text{máx. ramas}} = \frac{270,00}{18,98} = 14,22 \text{ ramas} \approx \mathbf{14 \text{ ramas}}$$

### 4.9. Dimensión del campo fotovoltaico.

La instalación fotovoltaica proyectada se compone de quince (15) inversores de tipo *String* de 200 kW, con la siguiente distribución:

| INVERSOR | Nº MODULOS EN SERIE | Nº STRINGS | Nº MÓDULOS   | POTENCIA INSTALADA (kWp) |
|----------|---------------------|------------|--------------|--------------------------|
| 1        | 26                  | 13         | 338          | 202,80                   |
| 2        | 26                  | 13         | 338          | 202,80                   |
| 3        | 26                  | 13         | 338          | 202,80                   |
| 4        | 26                  | 13         | 338          | 202,80                   |
| 5        | 26                  | 13         | 338          | 202,80                   |
| 6        | 26                  | 13         | 338          | 202,80                   |
| 7        | 26                  | 13         | 338          | 202,80                   |
| 8        | 26                  | 13         | 338          | 202,80                   |
| 9        | 26                  | 13         | 338          | 202,80                   |
| 10       | 26                  | 13         | 338          | 202,80                   |
| 11       | 26                  | 13         | 338          | 202,80                   |
| 12       | 26                  | 13         | 338          | 202,80                   |
| 13       | 26                  | 13         | 338          | 202,80                   |
| 14       | 26                  | 13         | 338          | 202,80                   |
| 15       | 26                  | 13         | 338          | 202,80                   |
|          | <b>TOTAL</b>        | <b>195</b> | <b>5.070</b> | <b>3.042,00</b>          |

## ANEJO VII

---

### 5. RESULTADOS.

Los cálculos descritos anteriormente han sido simulados mediante herramientas informáticas y sus resultados se muestran a continuación:

## ANEJO VII

### Resumen del proyecto

|  |  |  |
|--|--|--|
| <b>Sitio geográfico</b><br>CRR GENIL CABRA (CPB)<br>España                                     | <b>Situación</b><br>Latitud 37.37 °N<br>Longitud -4.72 °W<br>Altitud 290 m<br>Zona horaria UTC+1 | <b>Configuración del proyecto</b><br>Albedo 0.20 |
| <b>Datos meteo</b><br>CRR GENIL CABRA (CPB)<br>Meteonorm 8.0 (2005-2017), Sat=100% - Sintético |  |  |

### Resumen del sistema

|   |   |   |
|---|---|---|
| <b>Sistema conectado a la red</b><br><br><b>Orientación campo FV</b><br>Plano fijo<br>Inclinación/Azimut 20 / 0 ° | <b>Sistema de tierra (tablas) sobre una colina</b><br><br><b>Sombreados cercanos</b><br>Sombreados lineales | <b>Necesidades del usuario</b><br>Carga ilimitada (red) |
| <b>Información del sistema</b><br><b>Conjunto FV</b><br>Núm. de módulos 5070 unidades<br>Pnom total 3042 kWp      | <b>Inversores</b><br>Núm. de unidades 15 unidades<br>Pnom total 3000 kWca<br>Proporción Pnom 1.014          |   |

### Resumen de resultados

|                                   |  |                             |
|-----------------------------------|--|-----------------------------|
| Energía producida 4940341 kWh/año | Producción específica 1624 kWh/kWp/año | Proporción rend. PR 82.53 % |
|-----------------------------------|--|-----------------------------|

## ANEJO VII

### Parámetros generales

|                                   |          |  |                  |
|-----------------------------------|----------|--|------------------|
| <b>Sistema conectado a la red</b> |          | <b>Sistema de tierra (tablas) sobre una colina</b> |                  |
| <b>Orientación campo FV</b>       |          | <b>Configuración de cobertizos</b>                 |                  |
| <b>Orientación</b>                |          | Núm. de cobertizos                                 | 54 unidades      |
| Plano fijo                        |          | <b>Tamaños</b>                                     |                  |
| Inclinación/Azimut                | 20 / 0 ° | Espaciamiento cobertizos                           | 7.84 m           |
|                                   |          | Ancho de colector                                  | 4.36 m           |
|                                   |          | Proporc. cob. suelo (GCR)                          | 55.6 %           |
|                                   |          | <b>Ángulo límite de sombreado</b>                  |                  |
|                                   |          | Ángulo límite de perfil                            | 21.7 °           |
| <b>Horizonte</b>                  |          | <b>Sombreados cercanos</b>                         |                  |
| Horizonte libre                   |          | Sombreados lineales                                |                  |
|                                   |          | <b>Necesidades del usuario</b>                     |                  |
|                                   |          | Carga ilimitada (red)                              |                  |
|                                   |          | <b>Modelos usados</b>                              |                  |
|                                   |          | Transposición                                      | Perez            |
|                                   |          | Difuso   | Perez, Meteonorm |
|                                   |          | Circunsolar  | separado         |

### Características del conjunto FV

|   |                            |   |                            |
|---|----------------------------|---|----------------------------|
| <b>Módulo FV</b>                          |                            | <b>Inversor</b>                           |                            |
| Fabricante                                | Exiom Solution             | Fabricante                                | Huawei Technologies        |
| Modelo                                    | EX600M-120HC-210           | Modelo                                    | SUN2000-215KTL-H0          |
| (Definición de parámetros personalizados) |                            | (Definición de parámetros personalizados) |                            |
| Unidad Nom. Potencia                      | 600 Wp                     | Unidad Nom. Potencia                      | 200 kWca                   |
| Número de módulos FV                      | 5070 unidades              | Número de inversores                      | 135 * MPPT 11% 15 unidades |
| Nominal (STC)                             | 3042 kWp                   | Potencia total                            | 3000 kWca                  |
| Módulos                                   | 195 Cadenas x 26 En series | Voltaje de funcionamiento                 | 500-1500 V                 |
| <b>En cond. de funcionam. (50°C)</b>      |                            | Potencia máx. (=>33°C)                    | 215 kWca                   |
| Pmpp                                      | 2832 kWp                   | Proporción Pnom (CC:CA)                   | 1.01                       |
| U mpp                                     | 839 V                      |   |                            |
| I mpp                                     | 3376 A                     |   |                            |
| <b>Potencia FV total</b>                  |                            | <b>Potencia total del inversor</b>        |                            |
| Nominal (STC)                             | 3042 kWp                   | Potencia total                            | 3000 kWca                  |
| Total                                     | 5070 módulos               | Número de inversores                      | 15 unidades                |
| Área del módulo                           | 14349 m <sup>2</sup>       | Proporción Pnom                           | 1.01                       |
| Área celular                              | 13415 m <sup>2</sup>       |   |                            |

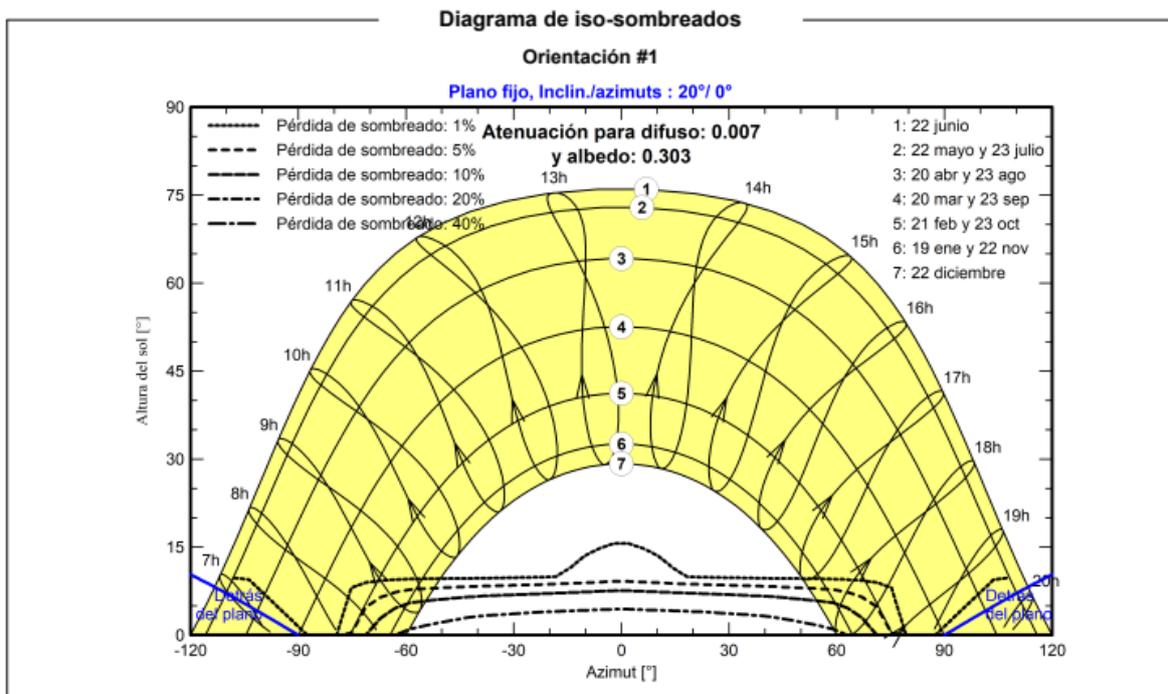
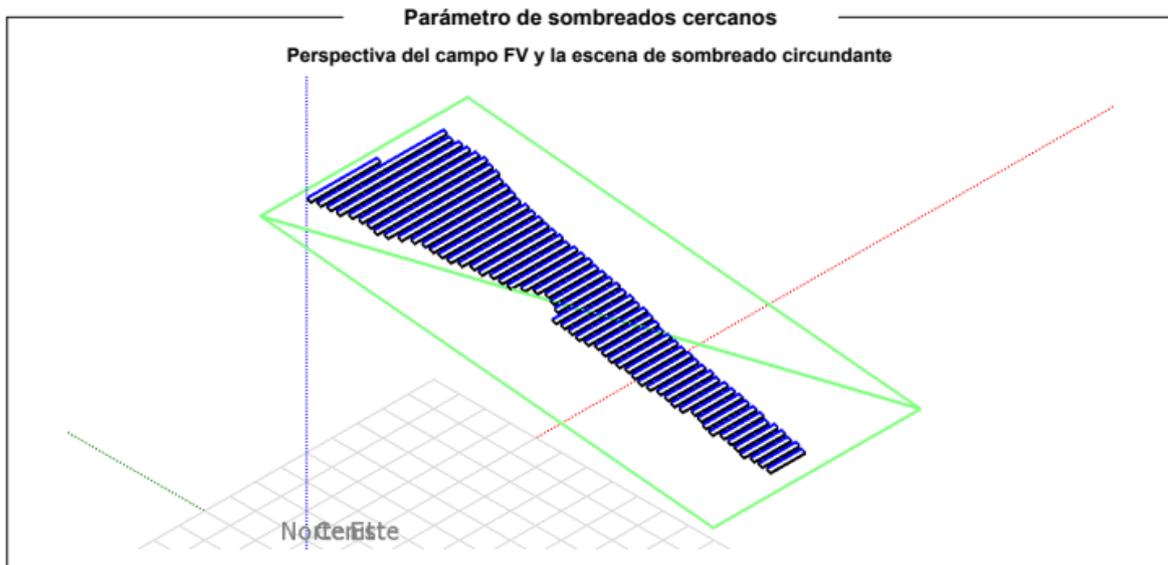
### Pérdidas del conjunto

|  |                            |   |              |   |        |
|--|----------------------------|---|--------------|---|--------|
| <b>Factor de pérdida térmica</b>       |                            | <b>Pérdidas de cableado CC</b>          |              | <b>Pérdida de calidad módulo</b>        |        |
| Temperatura módulo según irradiancia   |                            | Res. conjunto global                    | 3.1 mΩ       | Frac. de pérdida                        | -0.8 % |
| Uc (const)                             | 20.0 W/m <sup>2</sup> K    | Frac. de pérdida                        | 1.2 % en STC |   |        |
| Uv (viento)                            | 0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s |   |              |   |        |
| <b>Pérdidas de desajuste de módulo</b> |                            | <b>Pérdidas de desajuste de cadenas</b> |              | <b>Factor de pérdida IAM</b>            |        |
| Frac. de pérdida                       | 2.0 % en MPP               | Frac. de pérdida                        | 0.1 %        | Parám. ASHRAE: IAM = 1 - bo(1/cos i -1) |        |
|  |                            |   |              | Parám. bo                               | 0.05   |

### Pérdidas de cableado CA

|   |                                  |
|---|----------------------------------|
| <b>Línea de salida del inv. hasta el punto de inyección</b> |                                  |
| Voltaje inversor  | 800 Vca tri                      |
| Frac. de pérdida  | 1.06 % en STC                    |
| <b>Inversor: SUN2000-215KTL-H0</b>                          |                                  |
| Sección cables (15 Inv.)                                    | Alu 15 x 3 x 240 mm <sup>2</sup> |
| Longitud media de los cables                                | 259 m                            |

ANEJO VII



ANEJO VII

Resultados principales

Producción del sistema

Energía producida

4940341 kWh/año

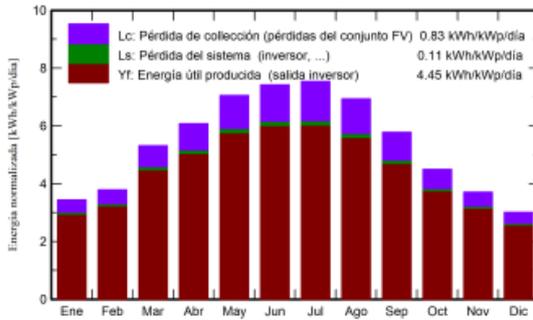
Producción específica

1624 kWh/kWp/año

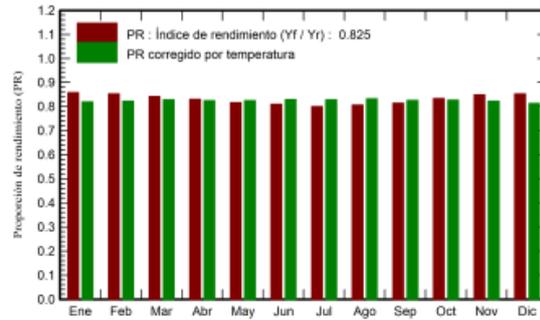
Proporción de rendimiento (PR)

82.53 %

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



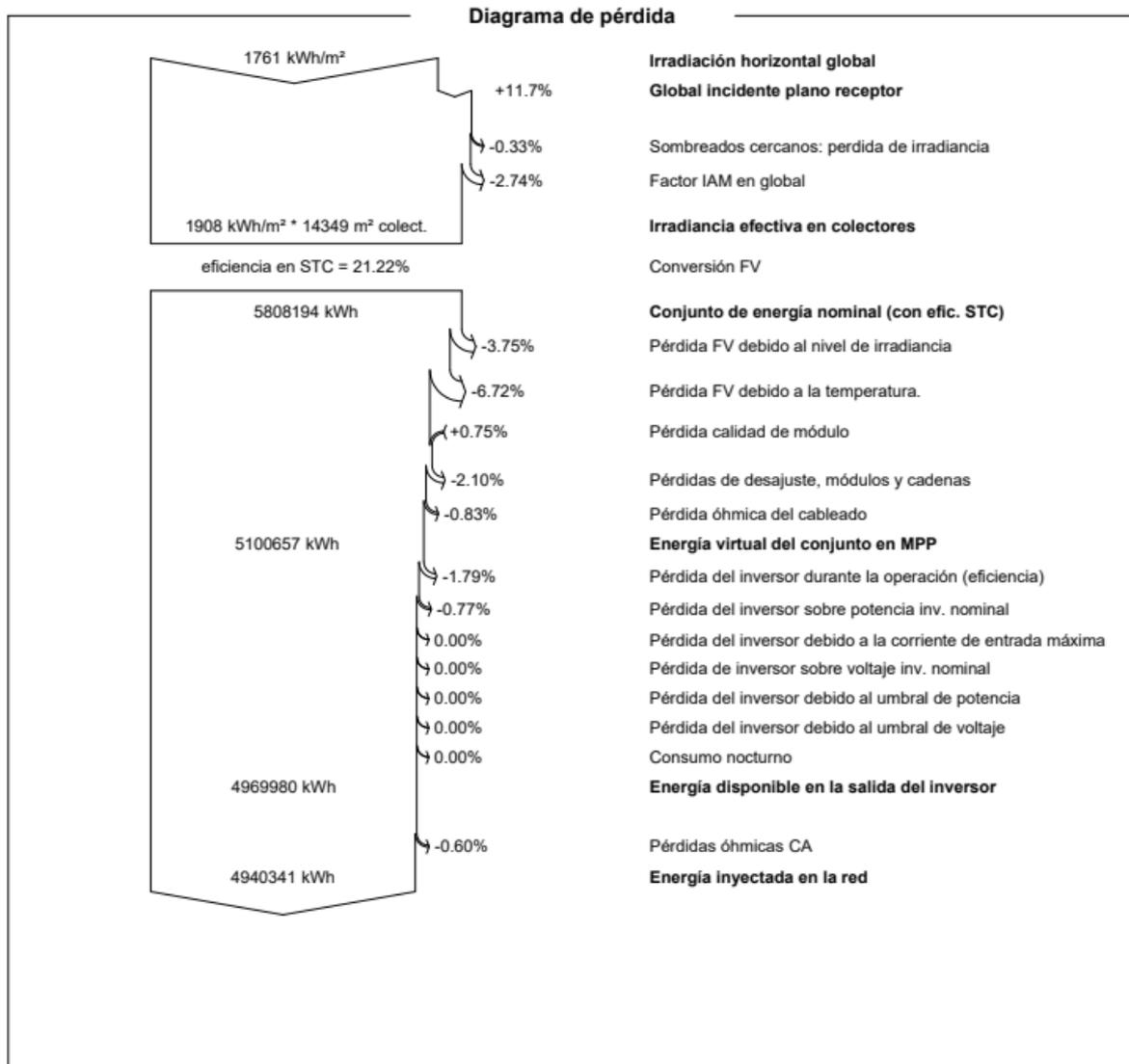
Balances y resultados principales

|            | GlobHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | DiffHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | T_Amb<br>°C | GlobInc<br>kWh/m <sup>2</sup> | GlobEff<br>kWh/m <sup>2</sup> | EArray<br>kWh | E_Grid<br>kWh | PR<br>proporción |
|------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|------------------|
| Enero      | 75.4                          | 31.87                         | 8.79        | 106.6                         | 102.7                         | 284584        | 278204        | 0.858            |
| Febrero    | 83.7                          | 39.20                         | 10.35       | 106.0                         | 102.6                         | 281839        | 275315        | 0.854            |
| Marzo      | 140.5                         | 55.24                         | 13.59       | 164.8                         | 159.9                         | 432757        | 422411        | 0.843            |
| Abril      | 169.2                         | 64.65                         | 16.14       | 182.4                         | 177.1                         | 472374        | 460851        | 0.831            |
| Mayo       | 216.8                         | 69.63                         | 20.61       | 218.8                         | 212.3                         | 557511        | 543716        | 0.817            |
| Junio      | 226.7                         | 72.98                         | 25.11       | 222.6                         | 216.0                         | 562717        | 548896        | 0.811            |
| Julio      | 235.0                         | 69.02                         | 28.15       | 233.6                         | 226.7                         | 583585        | 569180        | 0.801            |
| Agosto     | 203.9                         | 72.93                         | 28.46       | 215.2                         | 209.2                         | 541526        | 528372        | 0.807            |
| Septiembre | 152.6                         | 55.31                         | 23.98       | 173.5                         | 168.4                         | 440403        | 429798        | 0.814            |
| Octubre    | 112.6                         | 50.12                         | 19.56       | 139.5                         | 135.3                         | 362060        | 353704        | 0.833            |
| Noviembre  | 79.5                          | 30.05                         | 12.79       | 111.4                         | 107.5                         | 294369        | 287526        | 0.849            |
| Diciembre  | 65.3                          | 29.65                         | 9.76        | 93.4                          | 89.9                          | 247936        | 242369        | 0.853            |
| Año        | 1761.1                        | 640.66                        | 18.16       | 1967.8                        | 1907.6                        | 5061661       | 4940341       | 0.825            |

Leyendas

|         |  |        |   |
|---------|--|--------|---|
| GlobHor | Irradiación horizontal global                | EArray | Energía efectiva a la salida del conjunto |
| DiffHor | Irradiación difusa horizontal                | E_Grid | Energía inyectada en la red               |
| T_Amb   | Temperatura ambiente                         | PR     | Proporción de rendimiento                 |
| GlobInc | Global incidente plano receptor              |        |   |
| GlobEff | Global efectivo, corr. para IAM y sombreados |        |   |

ANEJO VII



ANEJO VII

