



DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SOBRE CUBIERTA

para autoconsumo directo
sin excedentes

Álvaro Sarabia, Sergio Valero, Carolina Senabre

Área de Ingeniería Eléctrica

Universidad Miguel Hernández de Elche

Este artículo muestra un resumen del diseño teórico de una Instalación Solar Fotovoltaica para Autoconsumo para unas naves del Grupo Hefame situadas en Santomera (Murcia), el cual se fundó en la década de los años 50 en Murcia como Hermandad Farmacéutica del Mediterráneo S.C.L., una cooperativa de distribución mayorista farmacéutica. Se muestra el análisis y dimensionamiento óptimo de una instalación fotovoltaica para autoconsumo directo sobre la cubierta de las Naves Externas de la empresa. En él se describe de forma detallada los elementos y características que comprenden la instalación.

1. CARACTERÍSTICAS DE LA UBICACIÓN

La primera característica importante es que campo generador tiene que ver con su configuración. Ya se ha indicado que la instalación fotovoltaica estará instalada sobre cubierta, pero no se ha precisado que ésta es de tipo **diente de sierra**. Este tipo de cubierta condiciona en gran medida a optar por una configuración **coplanar**, ya que se aprovecha la inclinación de base y se maximiza el número de módulos a instalar.

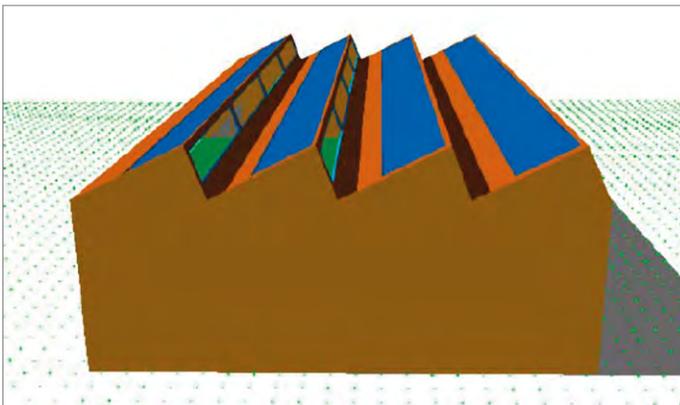


Figura 1: Implantación en nave diente de sierra

La orientación de los dientes de la cubierta, y por tanto de los módulos, es suroeste. Esta orientación no es la ideal, pero sumado a los 12° de su inclinación resulta un buen punto de partida para validar la instalación y garantizar un porcentaje importante de producción. En la **Tabla 1 – Datos geométricos** se recogen las principales condiciones de contorno:

DATOS GEOMÉTRICOS	
Tipo de cubierta	Diente de sierra
Configuración Instalación Fotovoltaica	Coplanar
Superficie máxima disponible (m ²)	6.850
Ángulo de inclinación	12°
Azimet	48°

Tabla 1: Datos geométricos



2. EQUIPOS SELECCIONADOS

Para el diseño de la instalación se ha seleccionado un módulo monocristalino del fabricante JINKO SOLAR, modelo JKM400M-72H-V. Este módulo proporciona una potencia nominal de 400 W en las condiciones de 1000 W/m² de irradiancia y temperatura de la célula 25° C. La instalación se configurará empleando inversores de 100 kW del fabricante HUAWEI, serie SMART STRING INVERTER modelo SUN2000-100KTL-M1. El rango de tensiones de seguimiento de punto de máxima potencia está comprendido entre 200 y 1000 voltios, lo que condicionará la conexión eléctrica serie y/o paralelo del conjunto de módulos fotovoltaicos. Los inversores seleccionados tienen capacidad de comunicación mediante unidades de control, proporcionando y registrando lecturas corriente y tensión por rama, potencia nominal, energía acumulada, horas de funcionamiento, etc. La instalación estará gestionada por el Smart Logger 3000A de HUAWEI. Se incluye también un dispositivo anti-vertido para limitar la inyección de corriente a la red y no verter excedentes, del fabricante Real Energy System, modelo Prisma 310A. Para la instalación coplanar, se ha seleccionado una estructura de aluminio en forma de rastrel sobre la que irán anclados los módulos, con una inclinación total de 12°. La estructura se fijará a la cubierta mediante tornillería de acero inoxidable, donde cada perforación contará con un tratamiento de impermeabilización para prevenir la aparición de goteras en la nave. Los módulos quedarán fijados a la estructura mediante grapas solares.



3. DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN

3.1. ANÁLISIS DE LA CURVA DE CONSUMO

El primer paso ha sido analizar los datos de consumo eléctrico disponibles de la instalación. En este caso tenemos la suerte de que HEFAME tiene monitorizadas todas sus sedes a través de contadores de teled medida en propiedad, por lo que tenemos acceso a la curva horaria de consumo anual. Mediante tabla dinámica en Excel se trata la información representando las siguientes curvas:

Etiquetas de Fila	Suma de SANT1.E. Activa III (kWh)
Enero	471824
Febrero	370797
Marzo	285334
Abril	272514
Mayo	386620
Junio	482425
Julio	642230
Agosto	670100
Septiembre	490208
Octubre	403443
Noviembre	310676
Diciembre	339137
Total General	5125308

A la vista de los resultados podemos observar que el perfil de consumo diario se repite en todos los meses, un perfil que varía su magnitud conforme la curva se acerca o aleja del periodo estival. Esto se debe a los requerimientos térmicos sanitarios que se establecen para el almacenaje del medicamento, debiéndose conservar en todo momento entre 15°C y 25°C. Esta situación eleva el consumo de climatización en los meses más cálidos debido a la localización geográfica de la planta. Otra circunstancia que cabe señalar es la del importante consumo residual que tiene la instalación, debido principalmente al funcionamiento de la climatización, cámaras frigoríficas y centros de procesamiento de datos; equipos con un régimen de funcionamiento continuo.

3.2. POTENCIA PICO DEL GENERADOR FV

Tras analizar detenidamente los datos de consumo se ha realizado un dimensionamiento inicial para estimar la potencia pico de la instalación de autoconsumo. Utilizamos la expresión que facilita el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}} \text{ kWh/día}$$

Donde:

P_{mp} = Potencia Pico del Generador

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

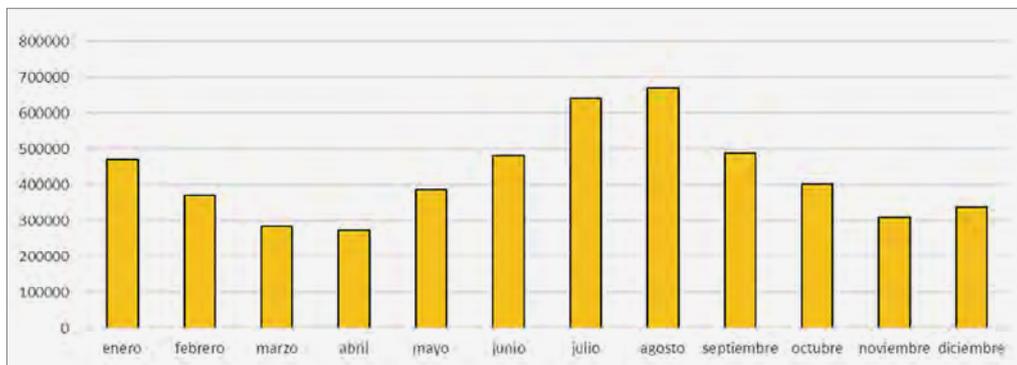


Gráfico 1: Dimensionamiento. Consumo mensual

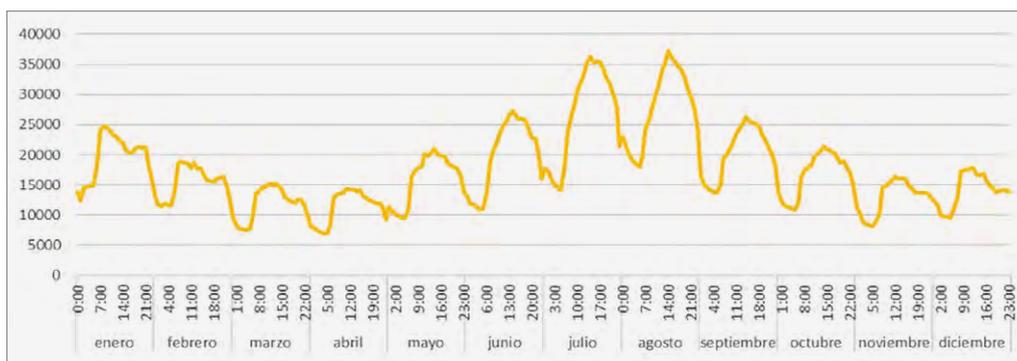


Gráfico 2: Dimensionamiento. Curva consumo horario

Para disponer de los datos de radiación consultamos la herramienta on-line PVGIS (PHOTO-VOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM) disponible en la web https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#PVP. Esta aplicación ha servido de referencia en el presente proyecto para la consulta y extracción de datos de irradiación solar, meteorológicos y de producción estimada de la planta fotovoltaica que se pretenden diseñar.

En este caso, para disponer del máximo histórico posible de nuestra ubicación, se ha consultado la sección de DATOS HORARIOS donde es posible acceder a la base de datos de PVGIS, la cual abarca el periodo comprendido entre los años 2005 y 2016, ambos inclusive. Se introducen las

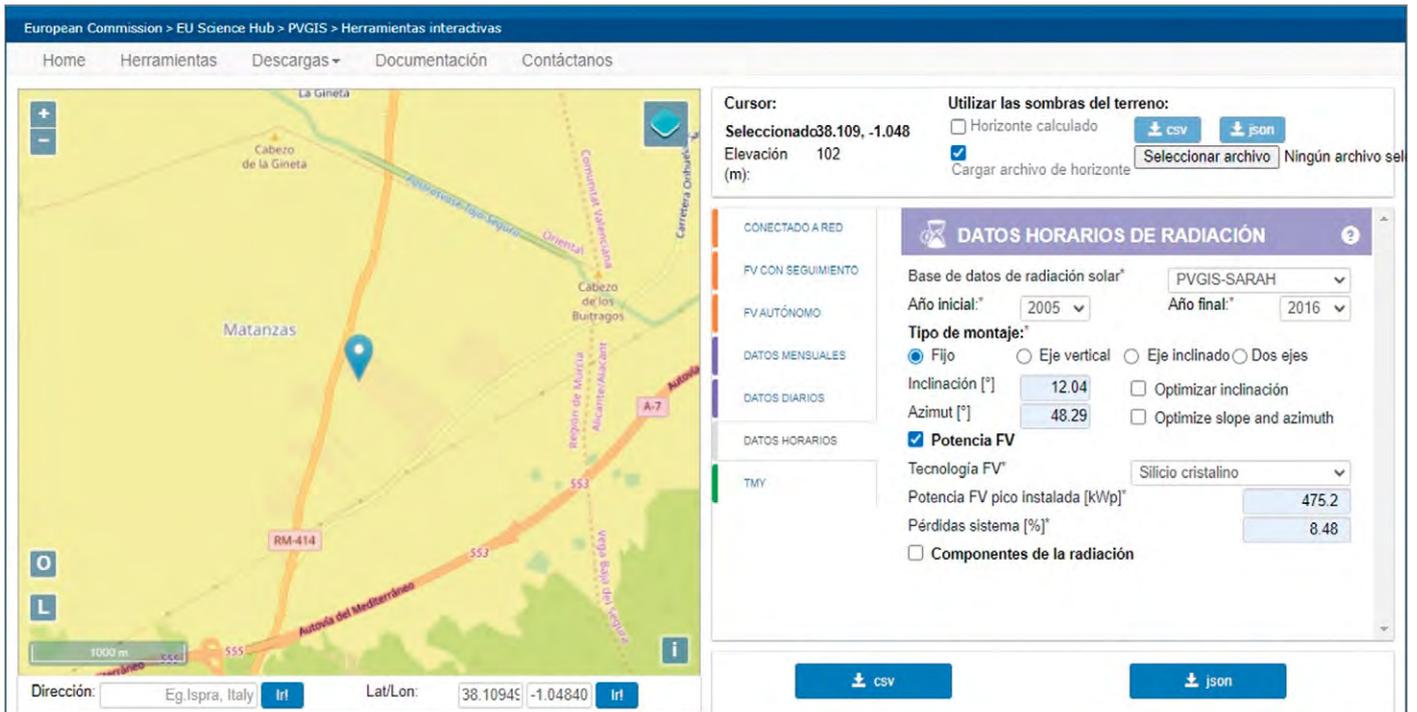


Figura 2: PVGIS. Datos horarios

condiciones de contorno de inclinación y orientación de la planta objeto de proyecto y se procede a descargar al archivo “.csv”, los cuales se pueden consultar después con el programa de hoja de cálculo Excel. Procedemos de forma análoga a los datos de con-

sumo extraídos del contador, descargando toda la información y tratándola en Excel. Los registros resultantes ascienden a 105.192 por lo que procesamos los datos mediante tabla dinámica, utilizando la función Promedio para acceder a los datos horarios por mes.

AÑO	MES	DÍA	HORA	PRODUCCIÓN	RADIACIÓN	ALTURA SOLAR	Tª MEDIA	VELOC. VIENTO
2005	enero	1	0	0	0	0	6,05	4,79
2005	enero	1	1	0	0	0	5,81	4,79
2005	enero	1	2	0	0	0	5,57	4,79
2005	enero	1	3	0	0	0	5,33	4,79
2005	enero	1	4	0	0	0	5,16	4,63
2005	enero	1	5	0	0	0	5	4,48
2005	enero	1	6	0	0	0	4,83	4,33
2005	enero	1	7	0	0	0	6	4
2005	enero	1	8	7,18027	36,84	7,33	7,18	3,68
2005	enero	1	9	73,96488	206,87	16,04	8,36	3,35
2005	enero	1	10	152,14478	381,08	22,94	10,89	2,86
2005	enero	1	11	208,70309	520,96	27,41	13,42	2,37
2005	enero	1	12	241,55366	615,95	28,88	15,95	1,88
2005	enero	1	13	248,15419	631,8	27,15	16,38	2,38
2005	enero	1	14	228,96562	580,52	22,46	16,81	2,88
2005	enero	1	15	193,53946	494,68	15,39	17,23	3,38
2005	enero	1	16	121,4041	327,48	6,56	16,18	3,11
2005	enero	1	17	0	0	0	15,13	2,84
2005	enero	1	18	0	0	0	14,07	2,57
2005	enero	1	19	0	0	0	12,58	2,18

Tabla 3: Datos PVGIS en EXCEL



PROMEDIO DE RADIACIÓN												
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	6,200053763	19,13	5,455591398	0	0	0	0	0
6	0	0	0,219543011	35,65016667	75,86311828	93,51572222	70,895	48,52884409	17,40455556	0	0	0
7	0	7,222035398	60,07758065	156,8162778	226,2641667	252,67725	227,4055645	175,996129	124,9729167	68,46645161	14,01583333	0
8	65,52830645	115,5399705	219,981828	330,2625	404,6984677	439,1116944	412,6436022	362,9343548	299,1221944	223,4562097	137,26075	75,55126344
9	221,3558871	273,7233923	392,7776075	510,3809167	575,010914	614,9416667	596,8320161	546,0782527	468,6905	386,3191129	279,4049167	215,9232527
10	358,303414	415,3682006	548,5537903	659,3358889	720,4170699	777,1179444	756,603172	713,4662634	623,9834167	533,5609409	416,9247778	340,9010484
11	479,4652419	522,579056	671,3599194	752,5575278	836,7217473	891,8713611	872,3832258	841,5077151	723,0125278	616,7152688	508,2987222	450,2698118
12	534,680457	588,5556047	706,0178495	784,0129722	870,0779032	946,5997778	955,0148656	916,5241935	787,3485883	668,0712634	537,6536944	505,6562634
13	549,2566935	592,8989381	718,9669892	779,6706389	865,9915054	932,3106389	956,0778226	909,3874731	773,7800278	652,5511559	511,0551944	486,3628763
14	478,8362366	541,9451622	647,9101344	699,4776667	766,8350538	849,3055	908,7859409	848,1496505	687,3941667	557,6659409	429,4931389	411,325
15	358,4030645	429,2427729	530,7805108	588,8629722	640,0212097	745,6947222	782,5083871	724,6123387	560,5966389	418,5810753	319,6188056	291,7994086
16	205,3237903	288,83	368,4589247	445,7206944	485,9500806	569,3604444	613,3034946	543,4566129	391,3701111	248,4309409	143,1145	124,2483065
17	0,546155914	87,99982301	184,2869892	253,4345	308,958871	382,69375	410,9496774	342,3457527	195,6562222	39,34384409	0	0
18	0	0	1,055752688	61,17041667	128,8942473	184,25175	202,9379839	120,8343817	5,4444694444	0	0	0
19	0	0	0	0	0,367688172	13,04486111	10,88629032	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL GENERAL	135,4874686	160,9960398	210,4353091	252,3897141	287,6363374	321,3177951	324,2784431	295,5759151	235,7823565	183,8817585	137,3683472	120,918218

Tabla 4: Tabla dinámica



Debemos tener en cuenta que PVGIS registra información en el estándar de tiempo UTC (TIEMPO UNIVERSAL COORDINADO). Durante los siete meses que dura el horario de primavera-verano, España está en la zona UTC +2 (Canarias en la zona UTC +1). Durante los cinco meses que dura el horario de otoño-invierno, España está en la zona UTC +1 (Canarias en la zona UTC +0). Este aspecto es importante conocerlo para interpretar y cruzar correctamente la información.

Para hacer una 1º estimación seleccionamos el punto de máxima radiación del mes con menos consumo del año. En nuestro caso, dicho punto es el mes de abril a las 14:00, con una radiación promedio de:

$$G_{am}(\alpha, \beta) = 784,01 \frac{W}{m^2} = 0,784 \text{ kW/m}^2.$$

Este criterio nos permite averiguar un primer punto de partida en el dimensionamiento máximo sin generación de excedentes, que es el régimen al que está acogida la instalación objeto de proyecto.

El valor de la curva de consumo en este punto es de 13.954 kWh para todo el mes, por lo que para un día promedio será $13.954 \text{ kWh}/30 = E_p = 465,13 \text{ kW/h}$.

Para resolver la ecuación despejamos P_{mp} suponiendo un performance ratio (PR) promedio de 0,8

$$P_{mp} = 741,60 \text{ kWp}$$

El panel seleccionado para el proyecto es de 400 Wp, por lo que el número de paneles a instalar sería de:

$$N_{\text{módulos}} = \frac{P_{mp}}{P_{\text{módulo}}} = \frac{741,60}{0,4} = 1854 \text{ módulos}$$

La superficie necesaria teórica inicial para instalar estos paneles sería de:

$$Sup_{\text{útil}} = N_{\text{módulos}} \cdot Sup_{\text{módulo}} = 1854 \cdot 2,01 \text{ m}^2 = 3726,54 \text{ m}^2$$

La superficie real disponible de la cubierta es de **6.850 m²** por lo que a priori no habría ningún inconveniente en instalar la cantidad calculada en esta primera aproximación o incluso más, ya que se podrían instalar un número mayor de módulos sabiendo que, aunque generásemos excedentes en algún momento del año, podemos maximizar la rentabilidad de la instalación con el autoconsumo en los meses de mayor demanda. No obstante, debemos tener en cuenta que no debemos apurar el paño de cubierta del diente, la disposición de los módulos se ha hecho teniendo en cuenta los siguientes criterios:

• **Mantenimiento de la instalación FV:** con tal de prevenir que se pueda pisar el módulo durante las tareas relacionadas con la limpieza, comprobaciones eléctricas, intervención por avería etc. Para poder facilitar dichas tareas debemos respetar al menos las siguientes distancias:

- Retranqueo de 1 metro desde el canalón.
- Retranqueo de 1 metro desde la parte superior del diente.
- Pasillo de 0,60 metros entre filas de módulos.



• **Mantenimiento de la cubierta:** para tareas relacionadas con la limpieza y vigilancia de los canalones, goteras etc. Para poder facilitar esta labor debemos respetar las siguientes distancias:

- Retranqueo adicional de 1 metro desde el canalón, haciendo un total de 2 metros.

• **Proyección de sombras:** el tipo de cubierta supone que el diente contiguo proyecte sombras en la vertiente, por lo que éstas deberán ser las mínimas que perjudiquen a la producción. Esta cubierta cuenta además con una plataforma metálica elevada en la cual se alojan 2 bombas de calor aire-agua y demás elementos asociados (cuadro eléctrico, depósito de inercia, bombas de recirculación...). La proyección de sombras de este conjunto se ha tenido en cuenta para delimitar la zona en la que no se instalarán módulos. La superficie a salvar según este criterio está formada por:

- Retranqueo desde el canalón: se comprobará si 2 metros es asumible en las pérdidas por sombreado.
- Área de proyección de sombras de la plataforma metálica y sus elementos.

El descuento sobre el área disponible supone casi el 65%, pudiendo instalar un máximo de **1188 módulos**, lo que equivale a ocupar una superficie de 2.387,88 m².

Conociendo el número de módulos y la potencia unitaria de cada uno de ellos podemos hallar la potencia pico instalada de nuestro generador:

$$P_{mp} = P_{módulo} \cdot N_{módulos} = 1188 \cdot 400 = 475.200 \text{ Wp} = \mathbf{475,20 \text{ kWp}}$$

3.3. POTENCIA NOMINAL DEL GENERADOR FV

Para hallar la potencia nominal del generador, o potencia de inversor, volvemos a plantear la fórmula de energía inyectada del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE:

$$P_{nominal} = \frac{P_{mp} \cdot E \cdot PR}{G_{CEM}} \text{ kWh/día}$$

Donde:

P_{mp} = Potencia pico del generador

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

Para conocer la potencia máxima que nos entregará el generador tomamos en este caso el punto de máxima radiación del año. Según los datos de PVGIS esto se producirá el mes de **julio a las 15:00**, con una radiación promedio aproximada de 956,08 W/m². Tomando un PR promedio de 0,753 (consultado en el Pliego de condiciones técnicas para el mes de julio) el resultado es el siguiente:

$$P_{cc,fov} = 342,97 \frac{\text{kWh}}{\text{h}} = 342,97 \text{ kW}$$

Se precisarán 4 unidades del inversor propuesto para cubrir la totalidad de la producción, por lo que la potencia nominal del generador será de **400 kWn**.

A cada MPPT tienen que conectarse 2 series idénticas en módulos para conseguir el mismo grado de tensión

3.4. CONFIGURACIÓN DEL GENERADOR FV

El inversor seleccionado incluye 10 seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) y permite la conexión de 20 series de módulos a la entrada (2 series por cada MPPT). Esta capacidad nos invita a plantear una **configuración en serie pura** de nuestro generador fotovoltaico, lo cual simplifica la instalación al no tener que prever cuadros de agrupación y su aparamenta asociada. A cada MPPT tienen que conectarse 2 series idénticas en módulos para conseguir el mismo grado de tensión, por lo que el número de cada serie de n-módulos deberá ser un número par. El número de módulos en serie de cada rama debe cumplir el rango de tensiones de entrada de nuestro inversor, con el objetivo de proteger el dispositivo y la producción. Se deben cumplir las siguientes condiciones de tensión e intensidad:

- Que permita el arranque del inversor.
- Que no excedan los valores máximos establecidos.
- Que los valores de tensión a lo largo de toda la curva de producción se encuentren dentro del rango MPPT establecido.

COMPROBACIÓN POR TENSIÓN

Con los primeros rayos de sol, el generador se encuentra en vacío (sin carga) y a la tensión de circuito abierto. Esta situación puede coincidir en invierno con las temperaturas más bajas del día, por lo que debemos asegurar que la tensión de la serie en circuito abierto no sobrepasará el valor máximo del inversor. El objetivo pues, es averiguar la máxima tensión a la que podrá estar cada serie para acotar el número máximo de módulos por rama. Para ello se plantean las siguientes ecuaciones:

$$\text{máx}(N_{ms}) = \text{Int} \left[\frac{V_{INV,max}}{V_{oc}(T_c = T_{min})} \right]$$

$$V_{oc}(T_c) = V_{oc,STC} \cdot [1 + \Delta V_{oc,STC} \cdot (T_c - 25)]$$

Donde:

$V_{INV,max}$ = tensión máxima a la entrada del inversor

$V_{oc}(T_c)$ = tensión de circuito abierto en condiciones no STC

$V_{oc,STC}$ = tensión de circuito abierto en condiciones STC

$\Delta V_{oc,STC}$ = coeficiente variación tensión del panel

T_c = temperatura de la célula

La temperatura mínima según consulta en la base de datos de PVGIS en esta zona es de 0°C, por lo que será la que tomemos para fijar el umbral térmico mínimo en el que se podrá encontrar la célula del panel solar. La tensión máxima de circuito abierto será entonces de:

$$V_{oc}(0^\circ\text{C}) = 49,8 \cdot [1 - 0,0028 \cdot (0 - 25)] = 53,29 \text{ V}$$

Tomando la tensión máxima de entrada al inversor calculamos el número máximo de módulos por serie:

$$\text{máx}(N_{ms}) = \text{Int} \left[\frac{1100}{53,29} \right] = 20 \text{ módulos}$$

Para hallar el número mínimo de módulos que permita al seguidor de máxima potencia funcionar correctamente, operamos de forma análoga planteando en este caso las siguientes ecuaciones:

$$\text{mín}(N_{ms}) = \text{Int} \left[\frac{V_{MPPTmin}}{V_{MPPT}(T_c = T_{max})} \right] + 1$$

$$V_{MPPT}(T_c) = V_{MPPT,STC} \cdot [1 + \Delta V_{oc,STC} \cdot (T_c - 25)]$$

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) E/800$$

Donde:

$V_{MPPTmin}$ = tensión mínima de punto de máxima potencia del inversor

$V_{MPPT}(T_c)$ = tensión mínima de punto de máxima potencia del inversor

$TONC$ = temperatura de operación de la célula

E = radiación solar $\left(\frac{W}{m^2}\right)$

La temperatura máxima según PVGIS en esta zona es de 39°C, por lo que tomamos este valor para hallar la temperatura de la célula. De igual modo tomamos la radiación máxima, utilizada anteriormente para el cálculo de la potencia máxima del generador (956,08 W/m²).

$$T_c = 39 + (45 - 20) \cdot \frac{956,08}{800} = 68,88 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$V_{MPPT(68,88)} = 41,7 \cdot [1 - 0,0028 \cdot (68,88 - 25)] = 36,58 \text{ V}$$

$$\text{mín}(N_{ms}) = \text{Int} \left[\frac{200}{36,58} \right] + 1 = 6 \text{ módulos}$$

Las series, por tanto, deberán estar formadas por un número de módulos que pertenezca al siguiente intervalo **[6, 20]**.

Debemos asegurar que la intensidad total por cada MPPT está por debajo de la dada por el fabricante

COMPROBACIÓN POR INTENSIDAD

En apartado anterior se indicó que el inversor permite la conexión de 2 series idénticas a cada MPPT, por lo que debemos asegurar que la intensidad total por cada MPPT está por debajo de la dada por el fabricante. Aplicamos la siguiente expresión:

$$I_{MAX}(T_c) = n^o \text{ series} \cdot I_{sc} [1 + \Delta I_{STC} \cdot (T_c - 25)]$$

$$I_{MAX(68,88)} = 2 \cdot 10,36 \cdot [1 + 0,00048 \cdot (68,88 - 25)] = 21,16 \text{ A}$$

El inversor seleccionado tiene un valor máximo de corriente por MPPT de 26 A y de cortocircuito de 40 A, luego se cumple en ambos casos que la corriente máxima se encuentra por debajo de los valores límite del fabricante.

NÚMERO DE SERIES

En base a las condiciones de contorno calculadas y la disposición de los paneles replanteados las series a considerar son las siguientes:

MÓDULOS / SERIE	SERIES
13	6
15	42
17	12
19	4
20	10
TOTAL = 1188 módulos	

Tabla 5: Reparto de Series

4. ESTUDIO ENERGÉTICO

4.1. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DEL GENERADOR DISTINTA DE LA ÓPTIMA

Según el Pliego de condiciones técnicas del IDAE, nuestra instalación tiene que cumplir lo siguientes ratios de pérdidas:

	ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN (OI)	SOMBRA (S)	TOTAL (OI + S)
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Tabla 6: Estudio energético. Pérdidas máximas admitidas

En nuestro caso, la instalación proyectada tiene una colocación de módulos en *Superposición*. Para el cálculo de las pérdidas aplicamos las ecuaciones que nos facilita el Pliego:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \phi + 10)^2] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

Nota: α , β , ϕ se expresan en grados, siendo ϕ la latitud del lugar.

Figura 3: Estudio energético. Pérdidas OI

Donde,

α : azimut = $48,29^\circ$

β : inclinación = 12°

ϕ : latitud = $38,10^\circ$

Pérdidas por orientación e inclinación (%) = $3,11 < 20\%$, por lo que nuestra instalación cumple con la prescripción del Pliego.

4.2. PÉRDIDAS DE RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRA

Las principales sombras a evitar en la instalación son las proyectadas por los dientes de sierra de la cubierta y la plataforma técnica elevada.

Para hallar la distancia mínima entre la pared del diente y la primera fila de módulos no se ha podido aplicar la expresión general que nos facilita el Pliego de Condiciones Técnicas, ya que dicho documento reza lo siguiente "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".

Para tal fin se ha optado por modelar la nave en 3D mediante la herramienta Sketchup, programa que permite geolocalizar el modelo y cuenta con un módulo de sombras que simula su proyección a lo largo de todo el año, por horas y por mes.

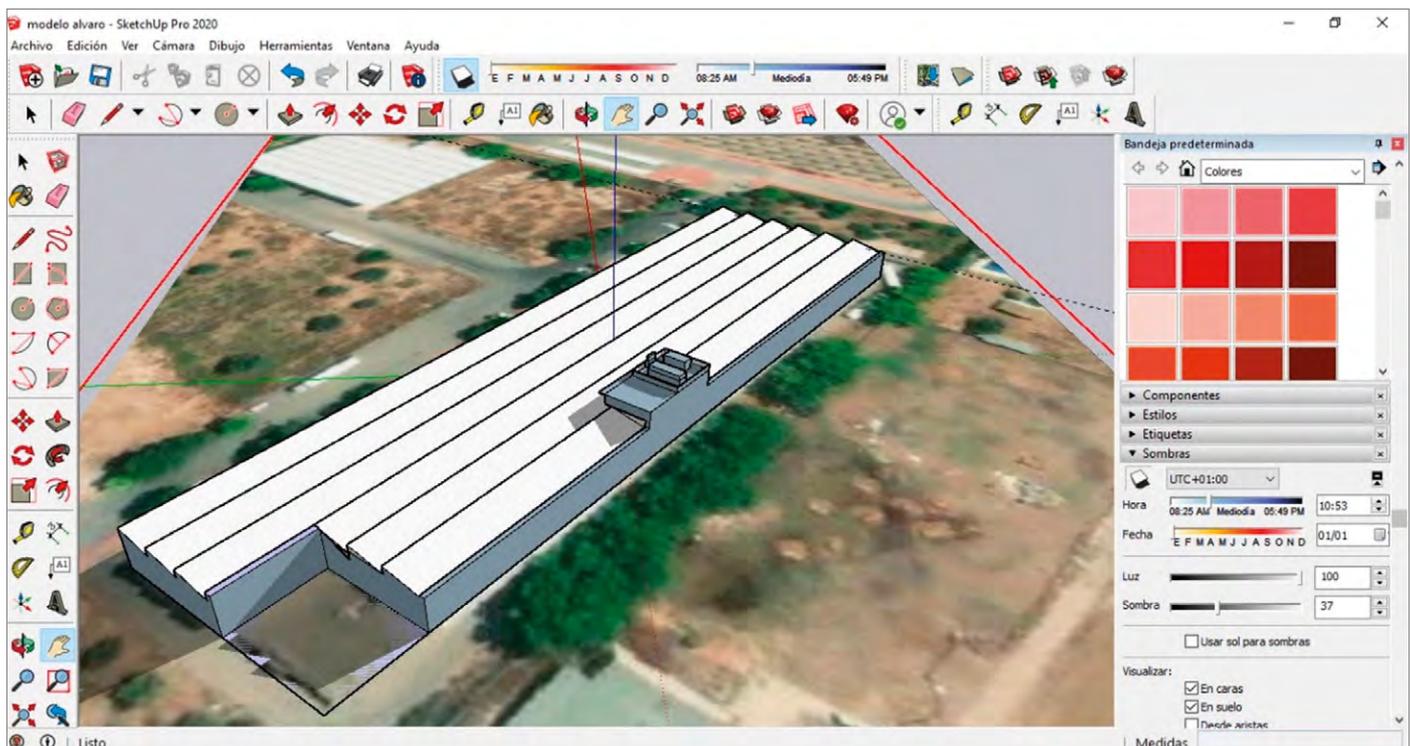
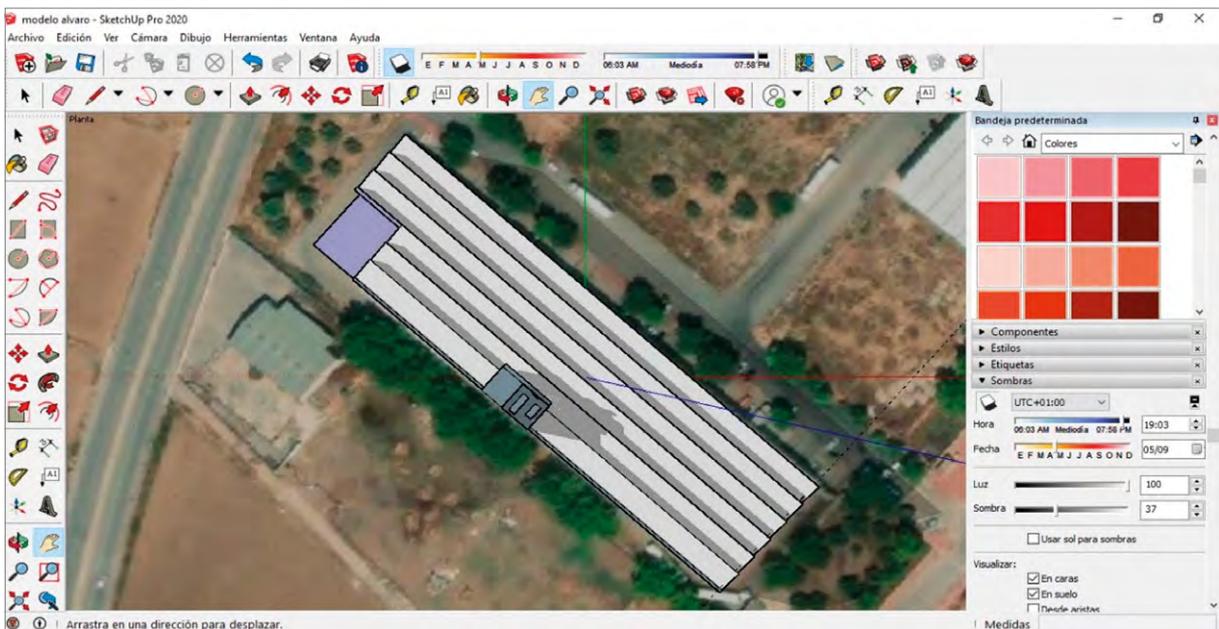
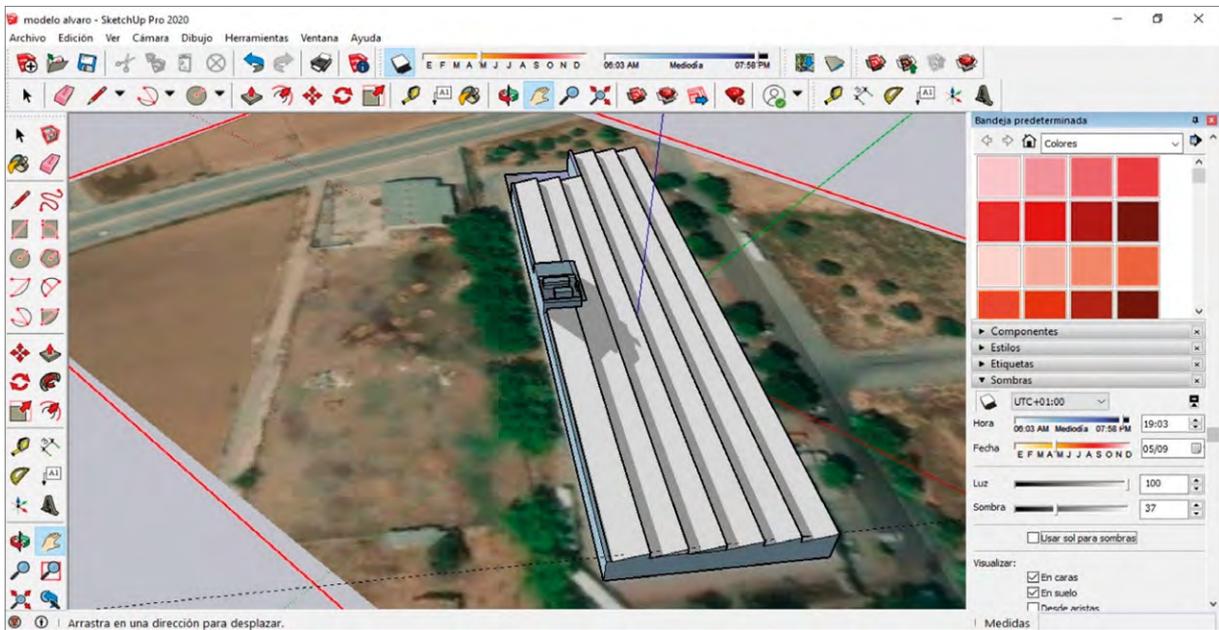
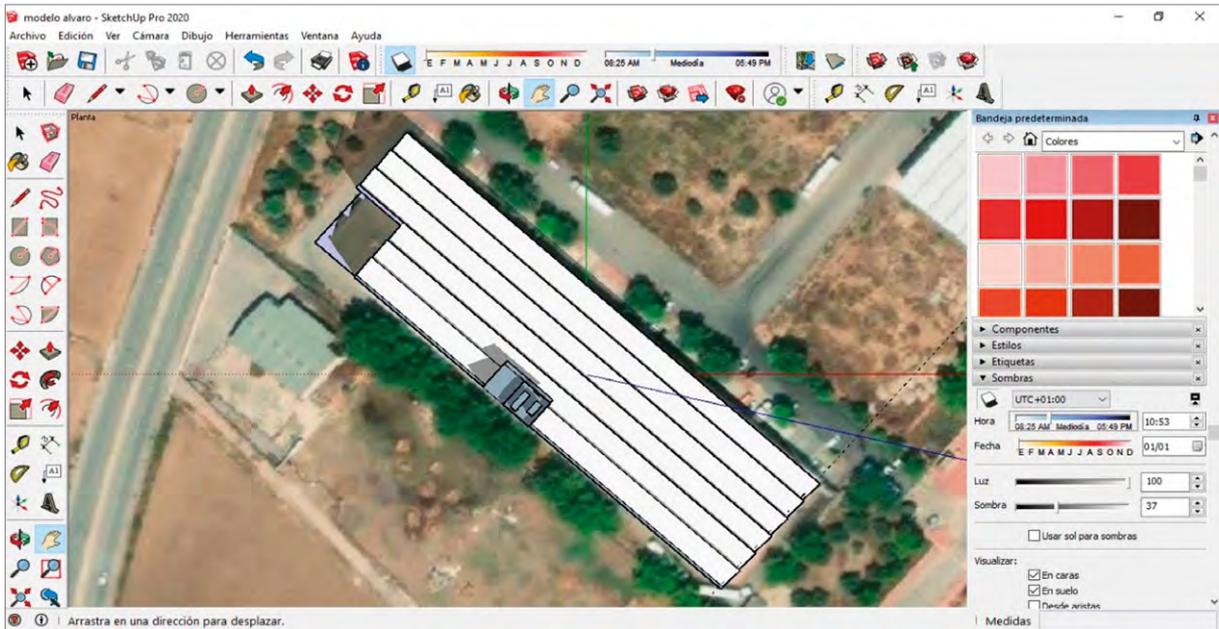


Figura 4: Simulación de sombras



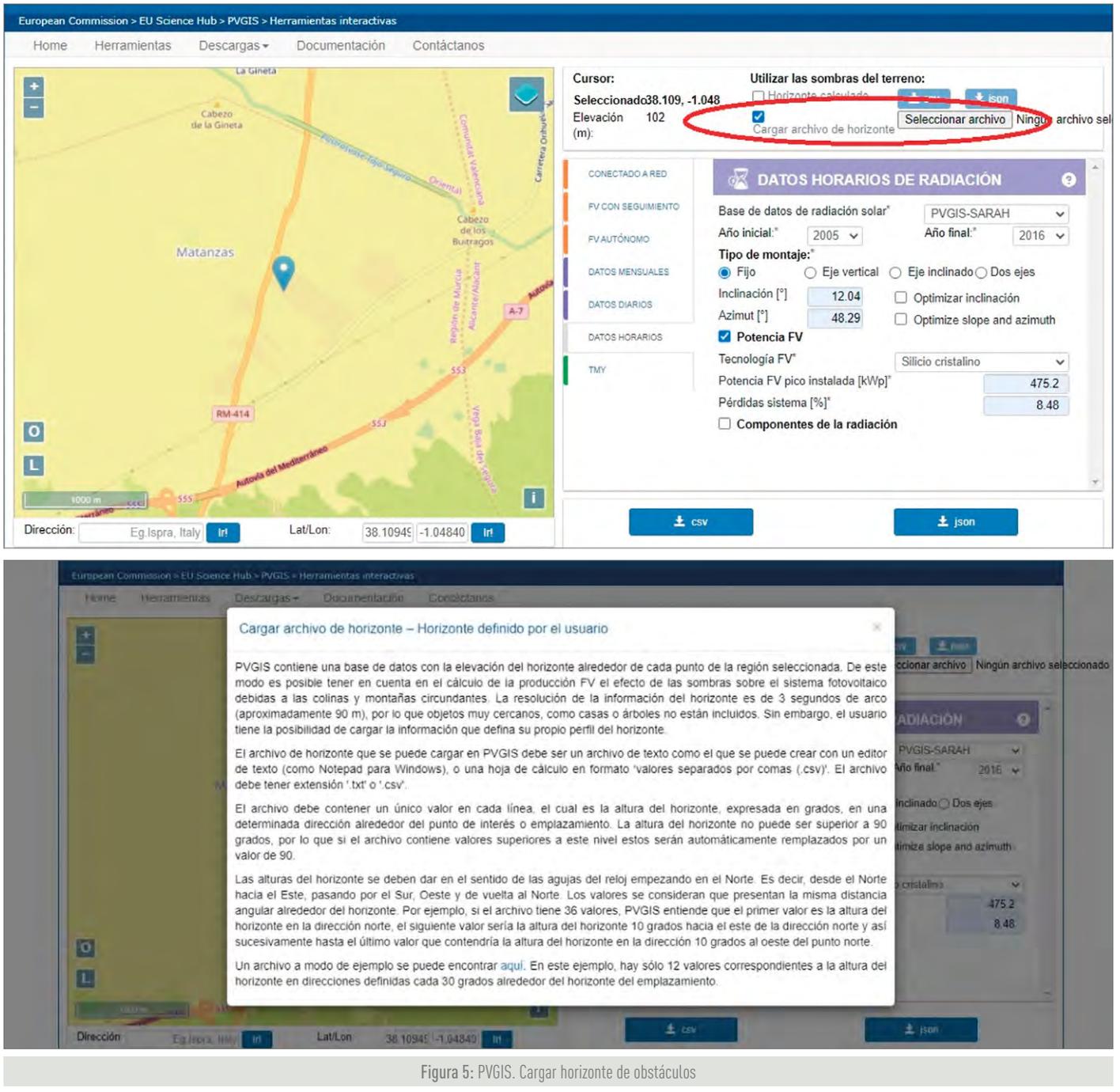


Figura 5: PVGIS. Cargar horizonte de obstáculos

Tras evaluar todas las escenas de sombra sobre la cubierta y teniendo en cuenta las necesidades ya mencionadas de mantenimiento de la instalación e infraestructura, se valida el retranqueo de 2 metros desde la pared del diente hasta la 1º fila de módulos.

De igual modo, delimitamos el área de proyección de sombras de la plataforma técnica elevada para evitar instalar módulos sobre la misma. Una vez replanteados los módulos solo nos queda computar las pérdidas resultantes anuales debido a la influencia de los dientes, para corroborar así que cumplimos con lo establecido por el Pliego de condiciones técnicas y que no es necesario mayor retranqueo de la 1º fila de módulos. Para tal fin, PVGIS permite cargar un archivo de horizonte para que calcule la

producción teniendo en cuenta el perfil de obstáculos aportado. El procedimiento se describe en la web y consiste en calcular los grados de elevación de los obstáculos cercanos en todas las direcciones.

Estos grados de elevación se calculan uno a uno comenzando por el Norte y sucesivamente siguiendo el sentido de las agujas del reloj hasta completar los 360º. El método consiste en calcular la elevación mediante trigonometría, hallando el arcotangente entre la horizontal y la altura del obstáculo. La componente horizontal se mide en planta para cada dirección y la altura del obstáculo es constante en cada punto a analizar. En las direcciones donde no haya intersección de obstáculo se indicará 0º.

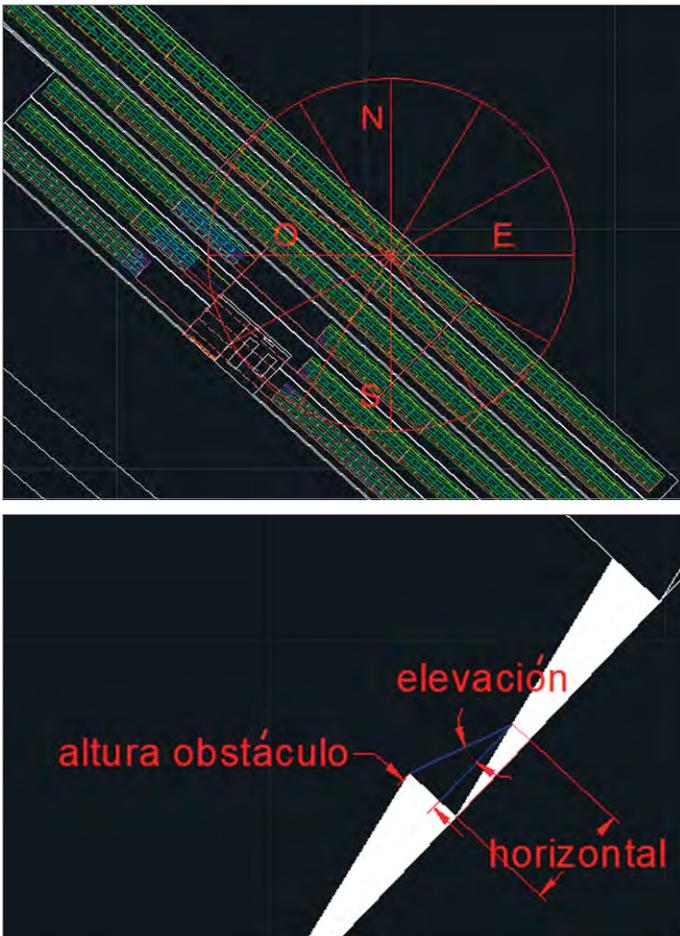


Figura 6: Perfil de obstáculos. Medición

PERFIL HORIZONTE	
0	
0	
0	
0	
0	
6	
16	
21	
20	
15	
5	
0	

Tabla 7: Perfil de obstáculos. Tabla para cargar en PVGIS

Se repite este proceso en tantos puntos como se desee evaluar para calcular las distintas producciones resultantes. En nuestro caso, se ha evaluado la producción en la zona más desfavorable de cada una de las 3 filas de módulos implantadas por diente. De este modo seremos conservadores en el cálculo de pérdidas por sombreado y aseguraremos el cumplimiento de la condición prescrita por el Pliego de condiciones técnicas. A continuación, se compara cada producción con la equivalente ideal, calculada sin tener en cuenta ningún obstáculo, hallando el % de pérdidas por sombreado en cada zona.



	SIN OBSTÁCULO	Fila 1	Fila 2	Fila 3
Producción 1 kWp (kWh/año)	1494,65	1463,88	1490,64	1494,64
Pérdida de producción		-2,06%	-0,27%	0,00%

Tabla 8: Pérdidas por sombreado. Cálculo por filas

Finalmente, para computar la pérdida por sombreado total, se aplica cada % de pérdida al % de módulos afectados a cada una.

	MÓDULOS Fila 1	MÓDULOS Fila 2	MÓDULOS Fila 3	
Cantidad	344	344	500	
Cantidad relativa	28,96%	28,96%	42,08%	
Coefficiente pérdidas	-2,06%	-0,27%	0,00%	
Pérdidas totales	-0,60%	-0,08%	0,00%	-0,68%

Tabla 9: Pérdidas por sombreado. Cálculo total

Pérdidas por sombreado (%) = 0,68% < 15%, por lo que nuestra instalación cumple con la prescripción del Pliego. Para obtener el máximo rendimiento de la instalación **las series estarán formadas por módulos de una misma fila**. De este modo se pretende evitar que la tensión se vea limitada por módulos sombreados de otras filas, penalizando la máxima producción potencial de la serie.

4.3. PÉRDIDAS GENERALES DEL SISTEMA

Antes de proceder con el cálculo de la energía generada en PVGIS, debemos hallar las pérdidas del sistema para introducirlas en la simulación. Por defecto PVGIS nos da un 14%, pero en la práctica suele ser mucho menor si lo calculamos como resultado del desglose de coeficientes que representa.

En el ANEXO I del Pliego de condiciones técnicas se facilita el desglose de dichas pérdidas a la que estará expuesta la instalación fotovoltaica:

L_{cab}: Pérdidas de potencia en los cableados de CC entre los paneles FV y la entrada del inversor, incluyendo, además, las pérdidas en fusibles, conmutadores, conexiones, diodos anti-paralelo si hay, etc.

L_{tem}: Pérdidas medias anuales por temperatura.

L_{pot}: Pérdidas de potencia debidas al polvo sobre los módulos FV.

L_{dis}: Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre módulos.

L_{ref}: Pérdidas de potencia por reflectancia angular espectral, cuando se utiliza un piranómetro como referencia de medidas. Si se utiliza una célula de tecnología equivalente (CTE), el término L_{ref} es cero.

A estas pérdidas habría que añadir las propias del inversor, en adelante **L_{inv}**.

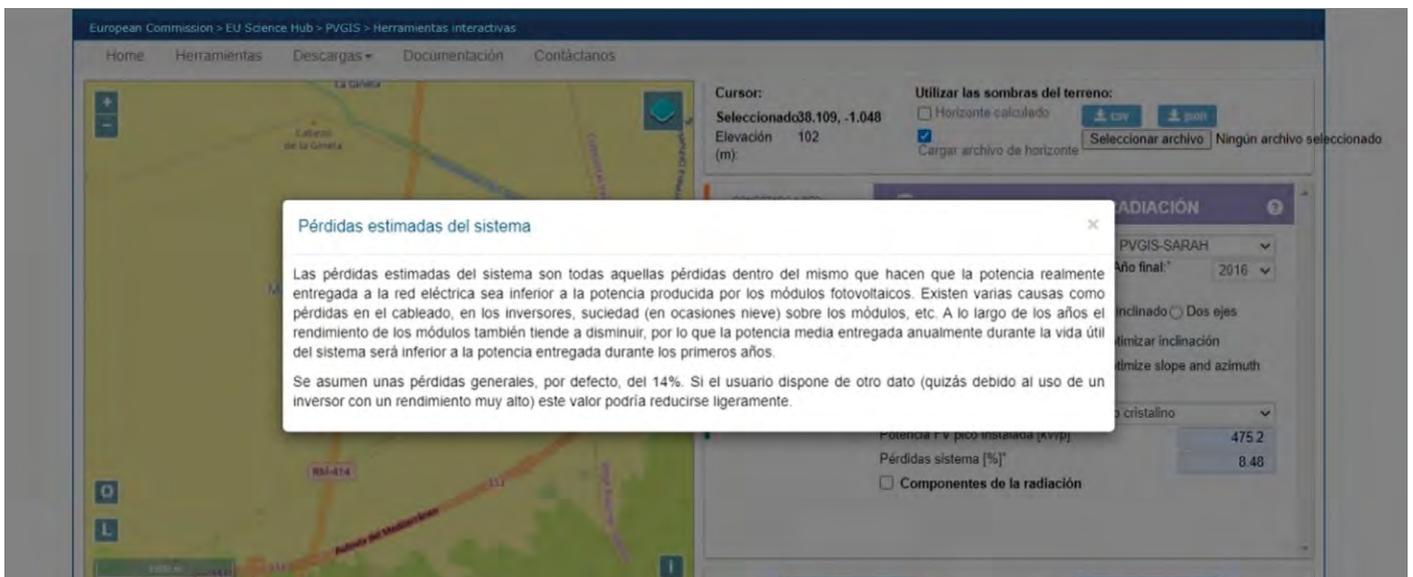
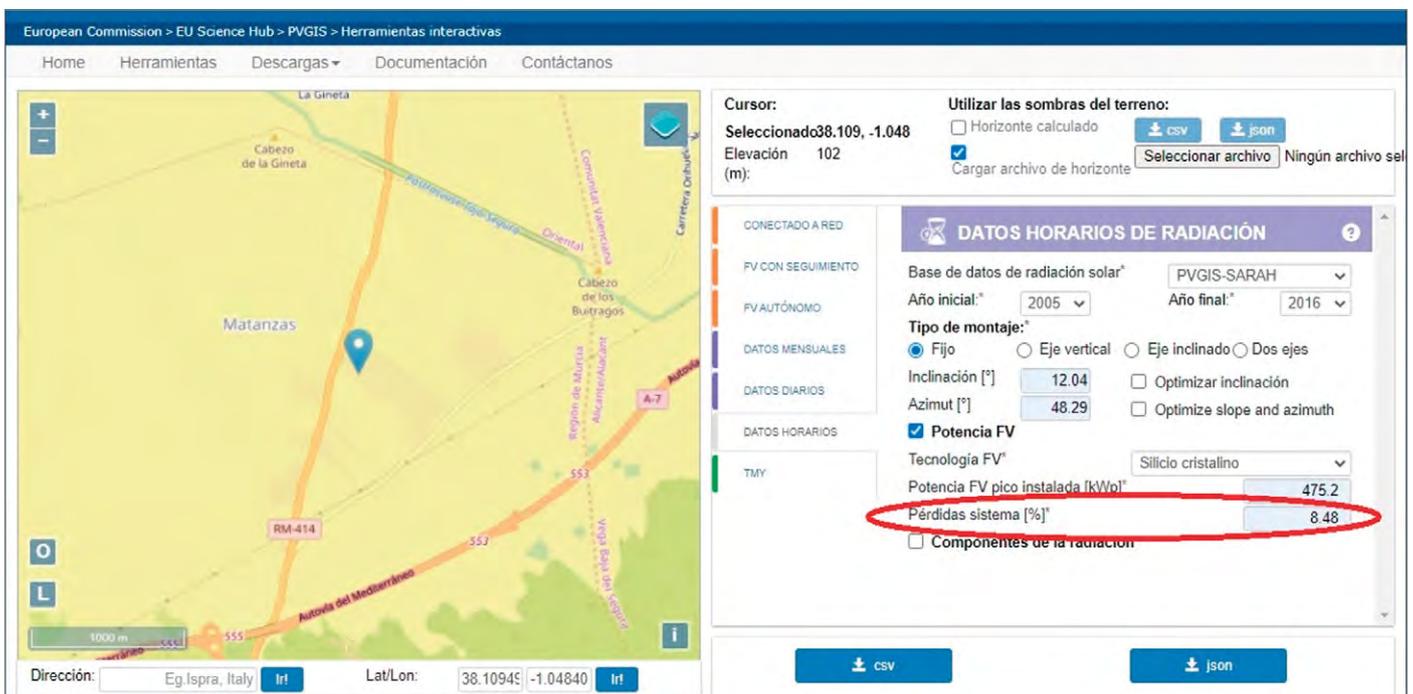


Figura 6: PVGIS. Pérdidas del sistema

Se usarán los valores que propone el Pliego cuando no se dispone de otra información más precisa:

Parámetro	Valor estimado, media anual	Valor estimado, día despejado (*)	Ver observación
L_{cab}	0,02	0,02	(1)
g (1/°C)	-	0,0035 (**)	-
$TONC$ (°C)	-	45	-
L_{tem}	0,08	-	(2)
L_{pot}	0,03	-	(3)
L_{dis}	0,02	0,02	-
L_{ref}	0,03	0,01	(4)

Tabla 10: Pérdidas del sistema. Valores típicos

(*) Al mediodía sola = 2h de un día despejado.

(**) Válido para silicio cristalino.

Las pérdidas por temperatura quedan fuera de lo que PVGIS considera como “%Pérdidas del sistema”

En nuestro caso conocemos el rendimiento del inversor consultando la ficha técnica. Las pérdidas por temperatura quedan fuera de lo que PVGIS considera como “%Pérdidas del sistema”, ya que PVGIS las suma después al realizar una simulación. Las pérdidas por cableado se calculan aplicando la ecuación para la disipación por efecto Joule:

$$L_{cab} = RI^2$$

$$L_{cab} = 2 \frac{\rho L}{S} \cdot I^2, \text{ para líneas monofásicas}$$

$$L_{cab} = 3 \frac{\rho L}{S} \cdot I^2, \text{ para líneas trifásicas}$$

$$L_{cab} = 5975,65 W = 1,26\%$$

En la siguiente tabla se recogen las pérdidas consideradas y estimadas, así como el total equivalente a introducir en la herramienta on-line como % pérdidas del sistema.

$$\text{Pérdidas del sistema} = 1 - (1 - L_{cab})(1 - L_{dis})(1 - L_{pot})(1 - L_{inv})$$

L_{cab}	1,26%
L_{pot}	3,00%
L_{dis}	2,00%
L_{inv}	2,50%
Pérdidas del sistema %	8,48%

Tabla 11: Pérdidas del sistema. Tabla resumen

4.4. ENERGÍA GENERADA

La energía anual generada estimada según los parámetros considerados sería la siguiente:

MES	ENERGÍA GENERADA (kWh)
Enero	40.225,39
Febrero	43.362,81
Marzo	61.023,99
Abril	69.100,54
Mayo	79.524,70
Junio	83.968,08
Julio	86.515,32
Agosto	79.611,45
Septiembre	62.793,87
Octubre	51.876,76
Noviembre	38.696,91
Diciembre	35.785,27
TOTAL GENERAL	732.485,09

Tabla 12: Producción anual

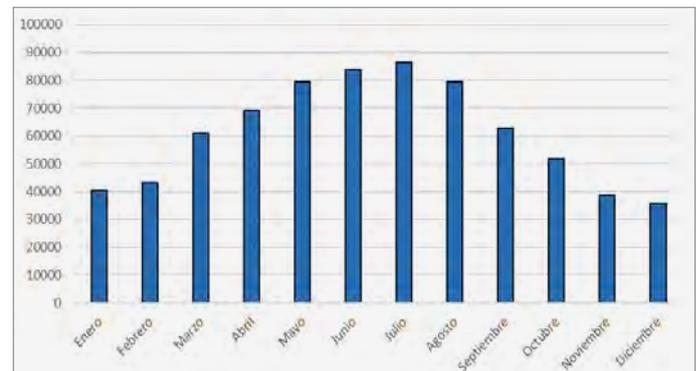


Gráfico 3: Producción anual

Tan solo habría que incorporar el % de pérdidas por sombreado calculado en el apartado anterior. La energía generada sería, por tanto:

Producción anual (kWh)	727.504,19
Irradiación anual (kWh/m²)	1950,2
Pérdidas sistema (%)	-8,48
Pérdidas ángulo incidencia (%)	-3,1
Efectos espectrales (%)	+0,44
Pérdidas temperatura (%)	-11,27
Pérdidas sombreado (%)	-0,68
Pérdidas totales	-21,49%
Performance Ratio (PR)	78,50%

Tabla 13: Producción anual. Resumen de datos



4.5. ENERGÍA AUTOCONSUMIDA

El dimensionamiento de la planta supone que el 100% de la energía generada será aprovechada o autoconsumida por la instalación. En el gráfico de la derecha se puede visualizar esta situación a partir de las curvas horarias mensuales de consumo y producción.

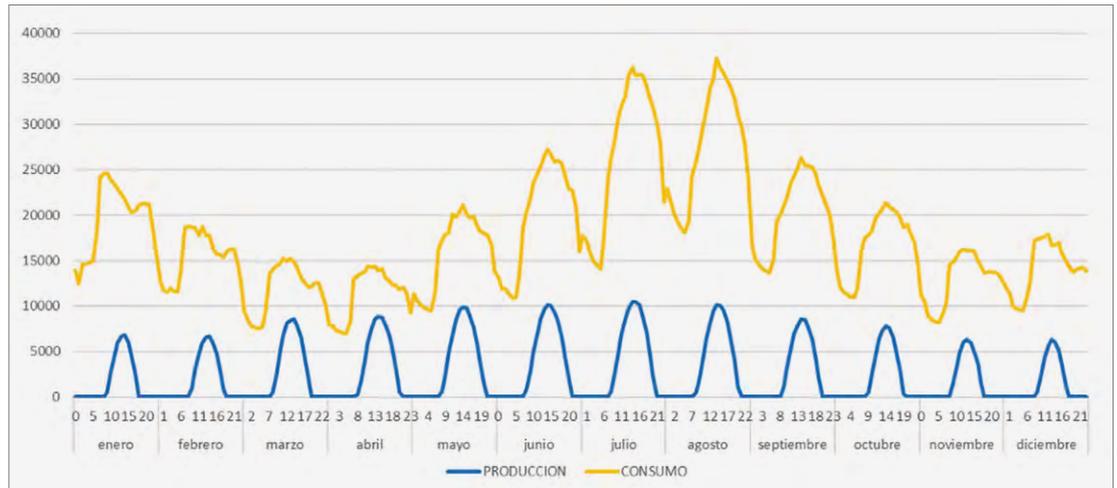


Gráfico 4: Curvas Consumo / producción

Los ahorros esperados para el 1º año de producción fotovoltaica son los siguientes:

MES	CONSUMO (kWh)	PRODUCCIÓN (kWh)	AHORRO
Enero	471.824,00	39.620,26	8,40%
Febrero	370.797,00	42.920,83	11,58%
Marzo	285.333,99	60.574,13	21,23%
Abril	272.514,01	68.980,22	25,31%
Mayo	386.620,00	79.614,20	20,59%
Junio	482.425,00	84.244,33	17,46%
Julio	642.230,00	86.845,01	13,52%
Agosto	670.100,00	79.482,00	11,86%
Septiembre	490.208,00	62.393,77	12,73%
Octubre	403.443,00	51.290,58	12,71%
Noviembre	310.676,00	38.181,67	12,29%
Diciembre	339.137,00	35.129,20	10,36%
TOTAL GENERAL	5.125.308,00	729.276,20	14,23%

Tabla 14: Autoconsumo anual



5. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

Las tarifas supuestas corresponden al pool eléctrico para una 6.1, teniendo en cuenta los precios que teníamos antes de la coyuntura actual en la que nos encontramos, donde el precio de la energía eléctrica está alcanzando niveles de récord. Se ha considerado que la coyuntura actual es pasajera y se ha elaborado un análisis conservador. En el estudio también se ha previsto una sustitución de los 4 inversores en el año 15, entendiendo que para ese momento habrán agotado su vida útil, aunque es simplemente una estimación.

Considerando todo el equipamiento fotovoltaico el coste calculado aproximado ha sido de 285.017,02 €

4.6. PRESUPUESTO ESTIMADO

Considerando todo el equipamiento fotovoltaico (módulos, inversores, sistema de control, sistema antivertido, el coste de la instalación y equipos auxiliares, apartament, etc.. el coste calculado aproximado ha sido de 285.017,02 euros.

¿Hay venta de excedentes?	NO
Inversión	285.017 €
Costes operación y mantenimiento cálculo	7.128,00 €
IPC	1,0%
Tarifa AUTOCONSUMO	0,0646 €/kWh
Aumento producción	0,0%
Pérdida de potencia anual	0,5%
Incremento anual de tarifa	1,0%
AÑO	% incremento
1 al 5	1,0%
6 al 15	1,0%
> 15 años	1,0%



INVERSIÓN PROPIA										
AÑO	PRODUCCIÓN FV ÚTIL	PRECIO ENERGÍA	AHORRO ENERGÉTICO	EXCEDENTES	PRECIO ENERGÍA POOL	VENTA EXCEDENTES	O&M	AHORRO NETO	CASH-FLOW	CASH-FLOW ACUMULADO
0									-285.017 €	-285.017 €
1	727.504 kWh	0,065 €/kWh	46.997 €	0 kWh	0,046 €/kWh	0 kWh	7.128 €	39.869 €	39.869 €	-245.148 €
2	723.867 kWh	0,065 €/kWh	47.229 €	0 kWh	0,047 €/kWh	0 kWh	7.199 €	40.030 €	40.030 €	-205.118 €
3	720.247 kWh	0,066 €/kWh	47.463 €	0 kWh	0,047 €/kWh	0 kWh	7.271 €	40.193 €	40.193 €	-164.925 €
4	716.646 kWh	0,067 €/kWh	47.698 €	0 kWh	0,048 €/kWh	0 kWh	7.342 €	40.356 €	40.356 €	-124.569 €
5	713.063 kWh	0,067 €/kWh	47.934 €	0 kWh	0,048 €/kWh	0 kWh	7.413 €	40.521 €	40.521 €	-84.048 €
6	709.498 kWh	0,068 €/kWh	48.172 €	0 kWh	0,049 €/kWh	0 kWh	7.484 €	40.687 €	40.687 €	-43.361 €
7	705.950 kWh	0,069 €/kWh	48.410 €	0 kWh	0,049 €/kWh	0 kWh	7.556 €	40.854 €	40.854 €	-2.507 €
8	702.420 kWh	0,069 €/kWh	48.650 €	0 kWh	0,049 €/kWh	0 kWh	7.627 €	41.023 €	41.023 €	38.516 €
9	698.908 kWh	0,070 €/kWh	48.890 €	0 kWh	0,050 €/kWh	0 kWh	7.698 €	41.192 €	41.192 €	79.708 €
10	695.414 kWh	0,071 €/kWh	49.132 €	0 kWh	0,050 €/kWh	0 kWh	7.770 €	41.363 €	41.363 €	121.071 €
11	691.937 kWh	0,071 €/kWh	49.376 €	0 kWh	0,051 €/kWh	0 kWh	7.841 €	41.535 €	41.535 €	162.606 €
12	688.477 kWh	0,072 €/kWh	49.620 €	0 kWh	0,051 €/kWh	0 kWh	7.912 €	41.708 €	41.708 €	204.314 €
13	685.035 kWh	0,073 €/kWh	49.866 €	0 kWh	0,052 €/kWh	0 kWh	7.983 €	41.882 €	41.882 €	246.196 €
14	681.609 kWh	0,074 €/kWh	50.112 €	0 kWh	0,053 €/kWh	0 kWh	8.055 €	42.058 €	42.058 €	288.254 €
15	678.201 kWh	0,074 €/kWh	50.361 €	0 kWh	0,053 €/kWh	0 kWh	31.177 €	19.183 €	19.183 €	307.437 €
16	674.810 kWh	0,075 €/kWh	50.610 €	0 kWh	0,054 €/kWh	0 kWh	8.197 €	42.413 €	42.413 €	349.850 €
17	671.436 kWh	0,076 €/kWh	50.860 €	0 kWh	0,054 €/kWh	0 kWh	8.268 €	42.592 €	42.592 €	392.442 €
18	668.079 kWh	0,077 €/kWh	51.112 €	0 kWh	0,055 €/kWh	0 kWh	8.340 €	42.772 €	42.772 €	435.214 €
19	664.739 kWh	0,077 €/kWh	51.365 €	0 kWh	0,055 €/kWh	0 kWh	8.411 €	42.954 €	42.954 €	478.168 €
20	661.415 kWh	0,078 €/kWh	51.619 €	0 kWh	0,056 €/kWh	0 kWh	8.482 €	43.137 €	43.137 €	521.305 €
21	658.108 kWh	0,079 €/kWh	51.875 €	0 kWh	0,056 €/kWh	0 kWh	8.554 €	43.321 €	43.321 €	564.626 €
22	654.817 kWh	0,080 €/kWh	52.132 €	0 kWh	0,057 €/kWh	0 kWh	8.625 €	43.507 €	43.507 €	608.133 €
23	651.543 kWh	0,080 €/kWh	52.390 €	0 kWh	0,057 €/kWh	0 kWh	8.696 €	43.694 €	43.694 €	651.827 €
24	648.286 kWh	0,081 €/kWh	52.649 €	0 kWh	0,058 €/kWh	0 kWh	8.767 €	43.882 €	43.882 €	695.708 €
25	645.044 kWh	0,082 €/kWh	52.910 €	0 kWh	0,059 €/kWh	0 kWh	8.839 €	44.071 €	44.071 €	739.779 €
									TIR	13,60%
									PAYBACK	7,06