

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



**“DISEÑO Y ESTUDIO ECONÓMICO DE UNA  
INSTALACIÓN FOTOVOLTÁICA EN UNA  
VIVIENDA EN MENORCA CONECTADA A RED”**

TRABAJO DE FIN DE GRADO

Junio 2021

AUTOR: Jorge CARRASCO PASTOR

DIRECTOR: Sergio VALERO

# ÍNDICE

<b>1. OBJETO DEL PROYECTO.....</b>	<b>4</b>
1.1. OBJETO.....	4
1.2. ANTECEDENTES Y MOTIVACIÓN A REALIZAR LA INSTALACIÓN	
1.3. PROMOTOR.....	4
1.4. DISPOSICIONES LEGALES Y NORMAS TÉCNICAS CONSULTADAS.....	5
1.5. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN.....	5
<b>2. CRITERIOS PARA LA ELECCIÓN DEL DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN.....</b>	<b>9</b>
2.1. CONFIGURACIONES DE MÓDULOS ESTUDIADAS.....	9
2.2. SELECCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN Y DE LA POTENCIA A INSTALAR.....	19
2.2.1. Selección de la potencia a instalar.....	19
2.2.2. Selección de la configuración.....	19
<b>3. ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN.....</b>	<b>28</b>
3.1. MÓDULOS FV.....	28
3.2. INVERSOR.....	31
3.3. SOPORTES.....	34
3.4. CABLEADO.....	36
3.5. TUBOS PARA EL CABLEADO.....	38
3.6. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN.....	38
<b>4. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.....</b>	<b>40</b>
4.1. RECOPIACIÓN DE DATOS.....	40
4.2. CÁLCULO DE LA TEMPERATURA DE LA CÉLULA.....	43

4.3.	POTENCIA GENERADA POR LOS MÓDULOS.....	48
4.4.	PÉRDIDAS POR CABLEADO E INVERSOR.....	52
4.5.	RESUMEN DE DATOS EN EL CÁLCULO DE LA GENERACIÓN.....	52
4.6.	CÁLCULO DE LA SECCIÓN DEL CONDUCTOR.....	58
	4.6.1. Cálculo de la sección por caída de tensión.....	58
	4.6.2. Cálculo de la sección por intensidad máxima admisible....	59
4.7.	DIÁMETRO DEL TUBO.....	60
4.8.	DISPOSICIÓN DE LOS MÓDULOS.....	61
	4.8.1. Distancia entre filas de módulos.....	63
4.9.	CÁLCULO DE LA VARIACIÓN DE LA TENSIÓN DE LA CÉLULA A EFECTOS DE LA TEMPERATURA.....	64
4.10.	CONEXIÓN DE LOS 10 MÓDULOS CON EL INVERSOR.....	66
	4.10.1. Rango de tensiones del inversor.....	66
	4.10.2. Rango de intensidades del inversor.....	67
4.11.	PÉRDIDAS EN EL INVERSOR.....	68
4.12.	POSICIÓN DE LOS MÓDULOS EN LA INSTALACIÓN Y CABLEADO.....	69
4.13.	PUESTA A TIERRA.....	70
<b>5.</b>	<b>ESTUDIO ECONÓMICO.....</b>	<b>71</b>
5.1.	CÁLCULO DE LOS CONSUMOS DE RED Y EXCEDENTES DE LA GENERACIÓN.....	71
5.2.	CÁLCULO DEL COSTE DE LA FACTURA DE LA LUZ SIN GENERACIÓN; CON GENERACIÓN; Y CON GENERACIÓN Y COMPENSACIÓN POR EXCEDENTES.....	74
5.3.	PRESUPUESTO.....	79
<b>6.</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>80</b>
6.1.	CONCLUSIÓN DESDE EL PUNTO DE VISTA TÉCNICO.....	80
6.2.	CONCLUSIÓN DESDE EL PUNTO DE VISTA ECONÓMICO....	80
6.3.	CONCLUSIÓN FINAL.....	81

<b>7. Planos.....</b>	<b>83</b>
7.1. PLANO DE LA CONFIGURACION: INCLINACIÓN ÓPTIMA.....	84
7.2. PLANO PLANO DE LA CONFIGURACION: INCLINACIÓN, ÓRIENTACIÓN ÓPTIMA.....	85
7.3. PLANO PLANO DE LA CONFIGURACION: PANELES COPLANARES.....	86
7.4. PLANO PLANO DE LA CONFIGURACION: SUGERENCIA CLIENTE.....	87
7.5. PLANO DE LAS SUPERFICIES DEL EMPLAZAMIENTO.....	88
7.6. PLANO DE LOS SOPORTES.....	89
7.7. PLANO DEL DISEÑO FINAL DE LA INSTALACION...	90



---

# 1. OBJETO DEL PROYECTO

---

## 1.1. OBJETO

El presente proyecto tiene por objeto justificar y describir las instalaciones fotovoltaicas a realizar en una vivienda. Esta será una instalación solar fotovoltaica conectada a red adecuándose a la compensación de excedentes descrita en el Real Decreto 244/2019.

La instalación se hace a petición del cliente por lo que toda la esta irá dirigida por las preferencias de este, así como la orientación de los paneles, zonas de instalación del cableado y el tamaño de la inversión.

## 1.2. ANTECEDENTES Y MOTIVACIÓN A REALIZAR LA INSTALACIÓN

La vivienda donde se va a realizar la instalación se encuentra en Menorca, sobre suelo urbano, poco transitado y alejado de las zonas más pobladas de la isla. La vivienda experimenta frecuentemente cortes de luz debido a demandar más potencia que la potencia que tiene contratada con la distribuidora eléctrica. El problema lo encontramos cuando queremos aumentar la potencia contratada, ya que, en esta zona, la red que suministra la electricidad a las viviendas está saturada, por lo que aumentar la potencia contratada implicaría ampliar la red de distribución y asumir el coste de la ampliación. Esto ha motivado al cliente a querer realizar esta instalación.

## 1.3. PROMOTOR

El promotor de la instalación es:

Titular: Jorge Carrasco Pastor  
NIF: 48775849W  
Teléfono: 622229533

## 1.4. DISPOSICIONES LEGALES Y NORMAS TÉCNICAS CONSULTADAS

La instalación se diseña conforme a la reglamentación, normas técnicas y resoluciones administrativas que le son de aplicación, en particular:

- RD244
- Guía profesional de tramitación de autoconsumo IDAE
- ITC-BT-40
- RD1699/2011
- ITC-BT-19
- ITC-BT-21
- Pliego de condiciones Técnicas e instalaciones conectadas a red

## 1.5. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

La instalación se encuentra en una vivienda en la isla de Menorca cuya dirección es:

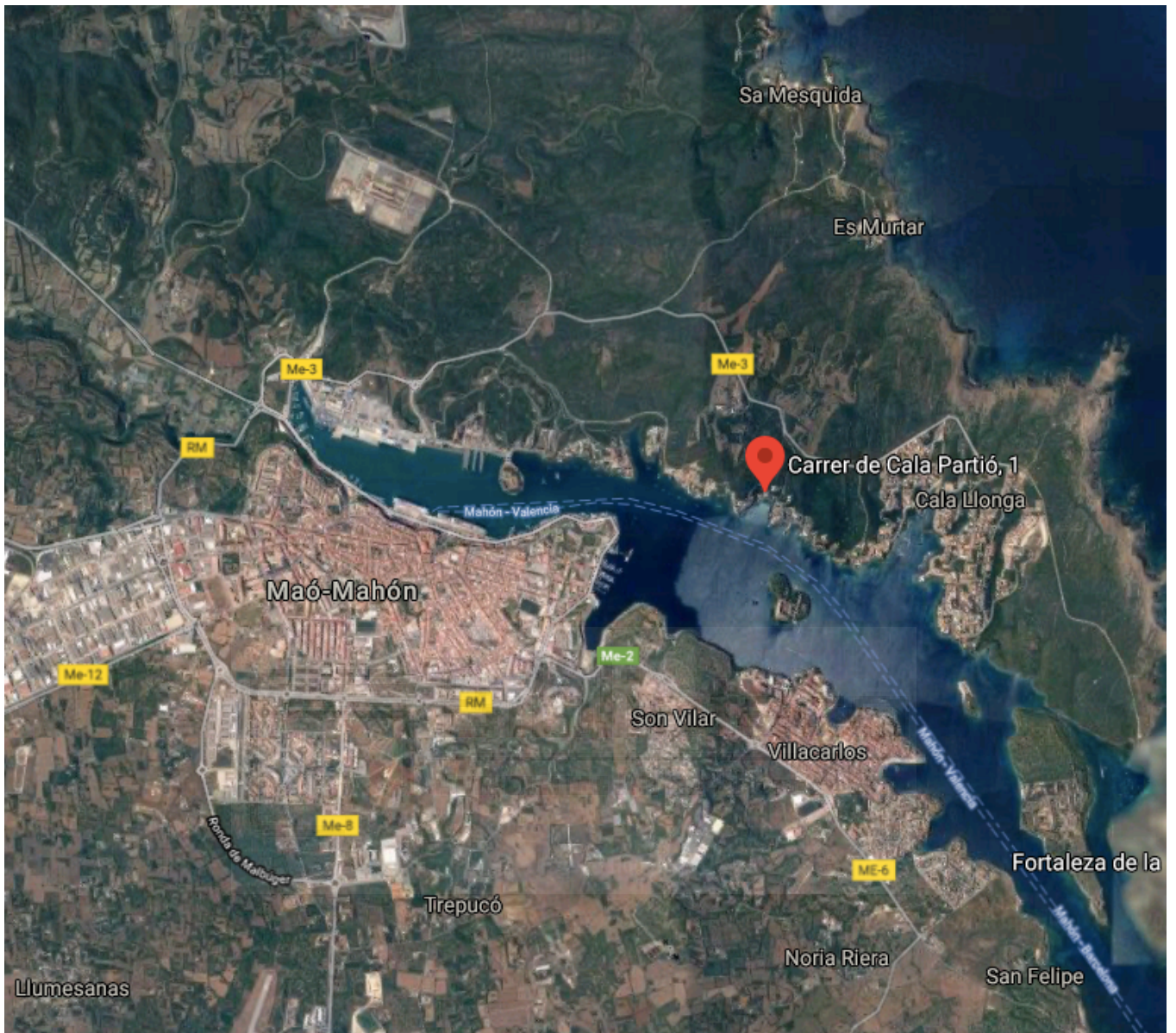
- Dirección: C/ Cala Partió, 1. 07701 Sant Antoni - Illes Balears.
- Elevación respecto al nivel del mar: 5m

Con coordenadas GPS: (39.8917665, 4.2858153)

Este es el enlace para buscar la dirección con googlemaps:

<https://www.google.com/maps/place/Carrer+de+Cala+Partió,+1,+07701+Sant+Antoni,+Illes+Balears/@39.8921952,4.2863031,133m/data=!3m1!1e3!4m5!3m4!1s0x1295876f862ad09f:0x2c5925ae768cc67a!8m2!3d39.8917665!4d4.2858153>

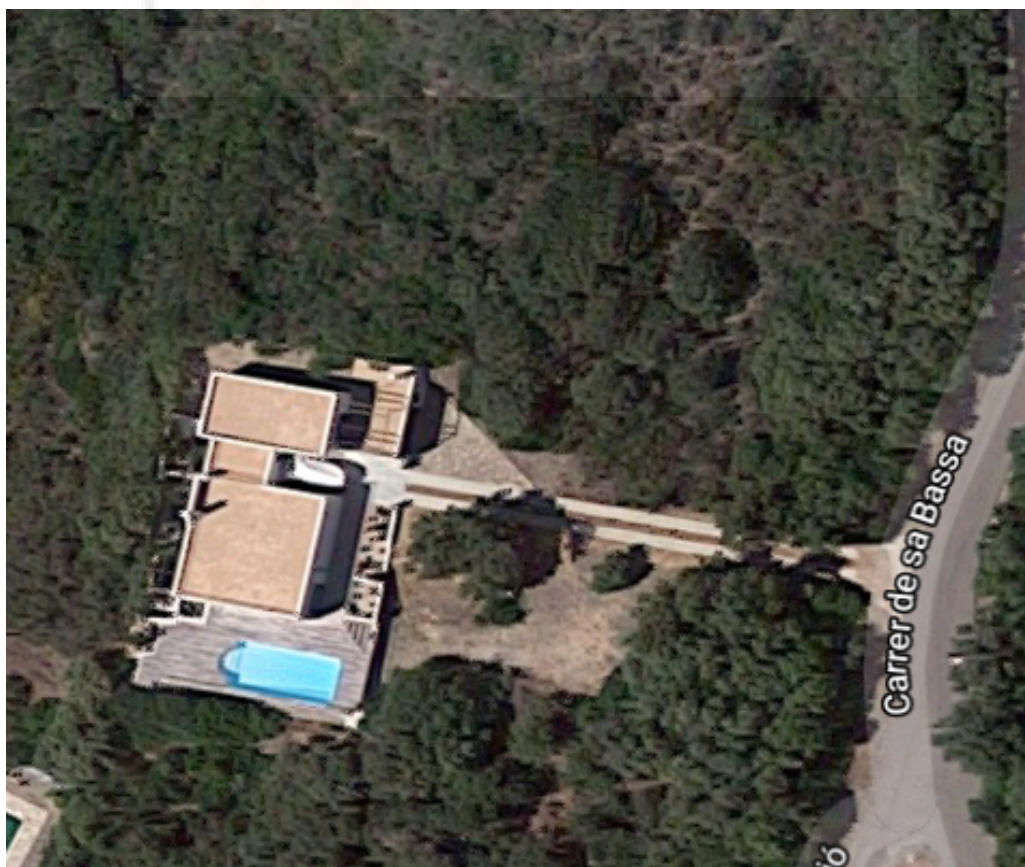
En la siguiente imagen se muestra el plano de situación de edificio:



En las siguientes imágenes se muestra el plano de emplazamiento y una vista aérea del edificio:

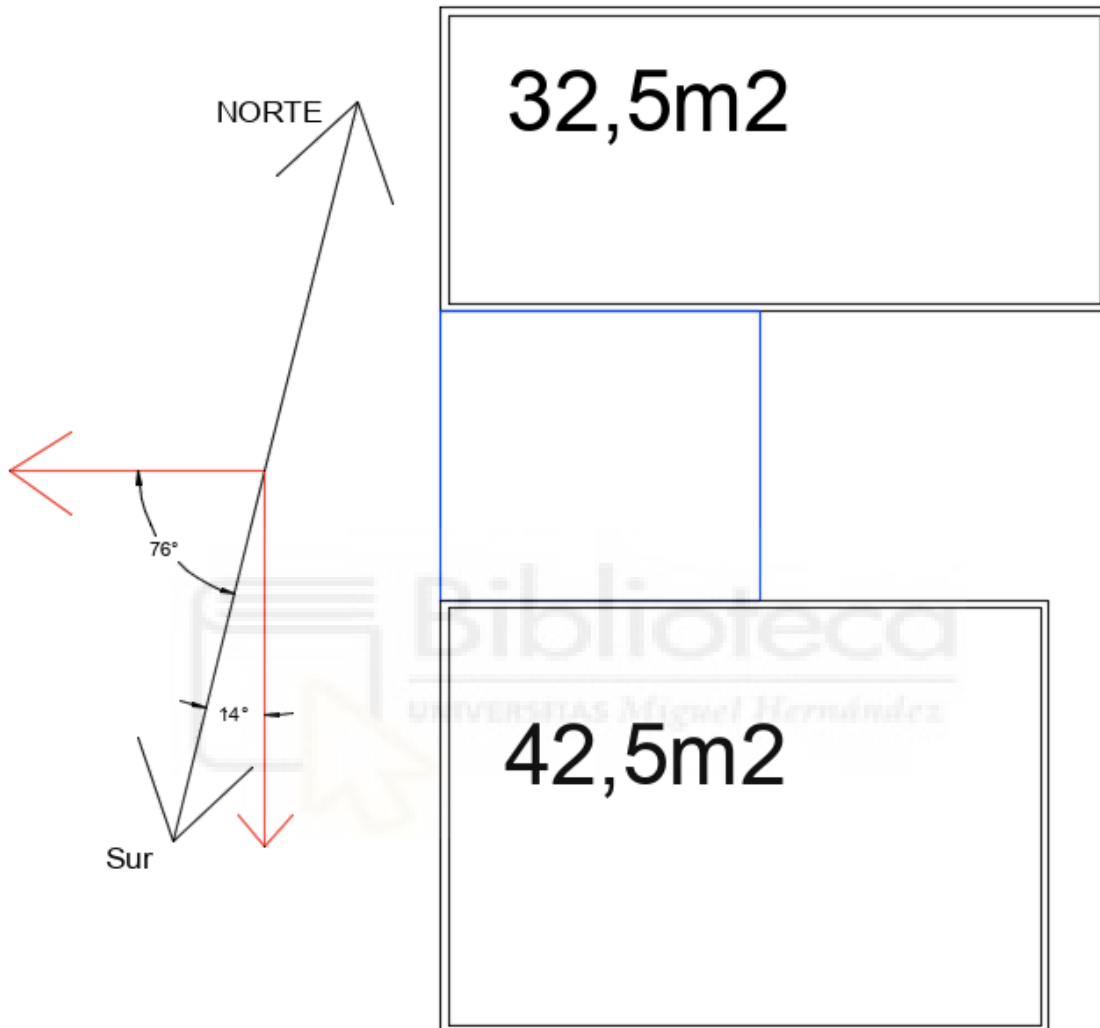


UNIVERSITAT Miguel Hernández





La instalación se realizará en el tejado de la vivienda, siendo una superficie plana con 75m<sup>2</sup> repartidos en dos secciones rectangulares de 32,5m<sup>2</sup> y 42,5m<sup>2</sup> como se muestra a continuación:



El suelo de la superficie es de hormigón armado recubierto con azulejos a modo de embellecedor lo cual no supone ningún problema a la hora de taladrar o colocar peso encima.

---

## 2. CRITERIOS PARA LA ELECCIÓN DEL DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN

---

### 2.1. CONFIGURACIONES DE MÓDULOS ESTUDIADAS

Para la elección de la configuración final de los módulos se han estudiado cuatro posibles configuraciones, en ellas se pretendía calcular el número máximo de módulos que cabrían en la superficie disponible. Las dimensiones de los módulos utilizados serán siempre las mismas y las encontraremos en el apartado 3.1.

Las configuraciones se han ordenado por su eficiencia teórica respecto a la generación, comenzando por la más eficiente y acabando con la menos. Las configuraciones son las siguientes:

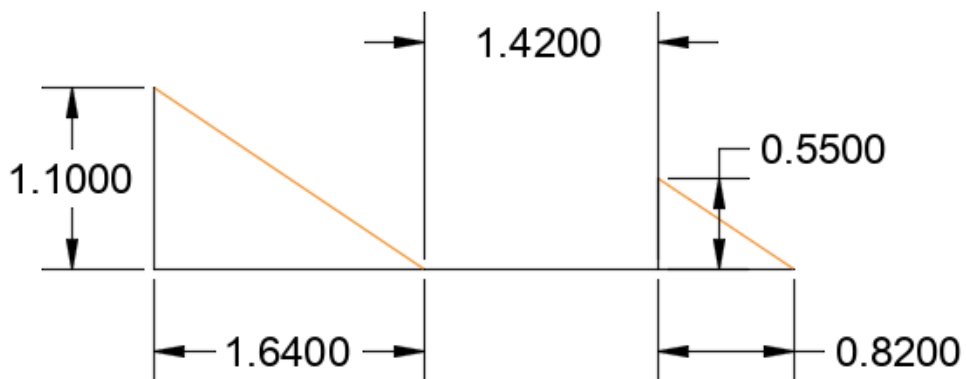
- **Inclinación óptima (34°) y orientación óptima (0° Sur)**

Esta configuración es teóricamente la más eficiente en cuanto a generación al tener la orientación y la inclinación en sus valores de máxima eficiencia. En todo proyecto de una instalación solar fotovoltaica siempre se tiene en cuenta este diseño, pero no siempre es posible realizarlo ya que los módulos deben estar exactamente en la orientación e inclinación óptimas, esto no es siempre posible o es muy difícil de lograr ya que depende del emplazamiento de los módulos. Nuestro emplazamiento es una superficie plana con bastante espacio lo que hace que las condiciones sean perfectas para probar este diseño.

Esta configuración quedaría de la siguiente forma con el número máximo de módulos que se podrían colocar en nuestra superficie:

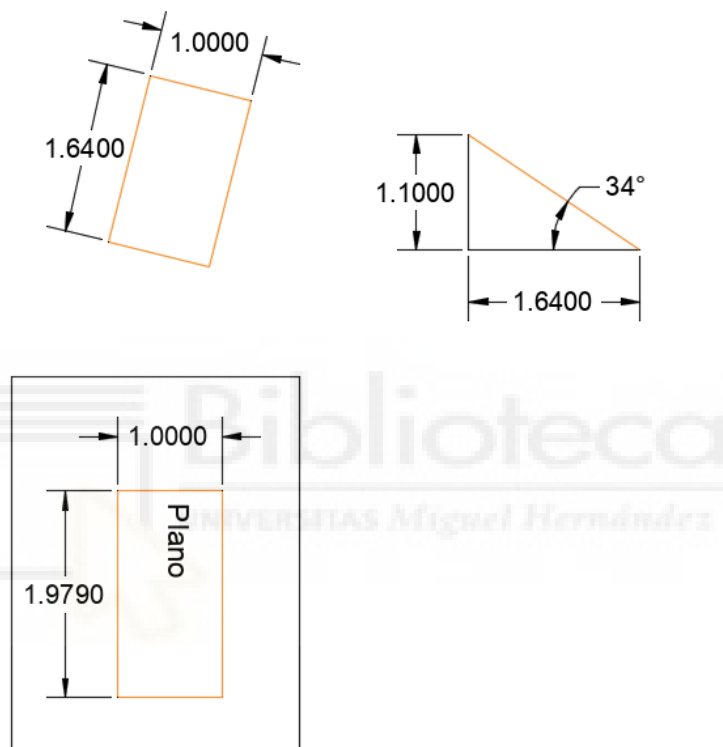


Como se puede observar no aprovechamos de forma eficiente el espacio pudiendo colocar solamente 18 módulos como máximo. La distancia entre las dos filas de módulos será de 1.42m y su cálculo se explicará en el apartado 4.8.1 quedando la posición de los módulos de la siguiente manera:

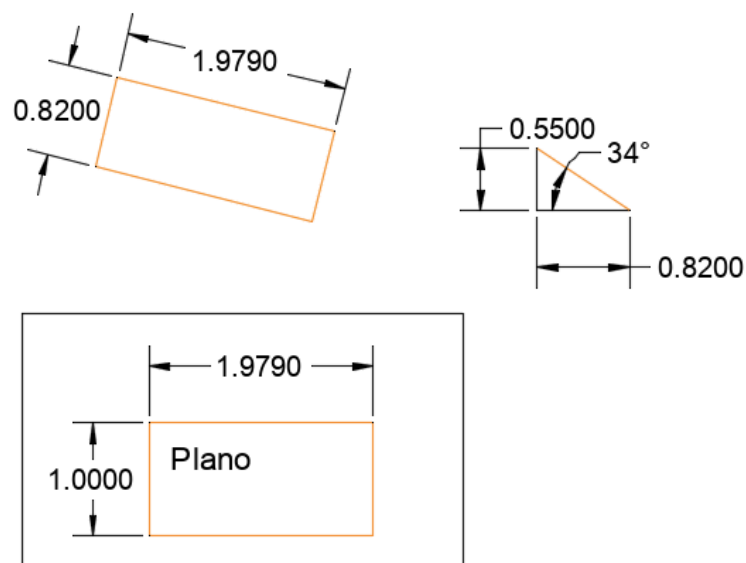


De esta forma tendríamos los módulos en dos posiciones diferentes, inclinados sobre su base (la mayoría de los módulos) o inclinados de costado (los tres de la fila inferior), ambos con la inclinación de  $34^\circ$  respecto al plano horizontal. El motivo por el cual tres de los módulos esta de costado es para que la distancia entre las filas no sea muy grande, ya que si ponemos los módulos de ambas filas sobre su base la distancia de separación ascendería a 2.84m y no cabría la fila en la superficie.

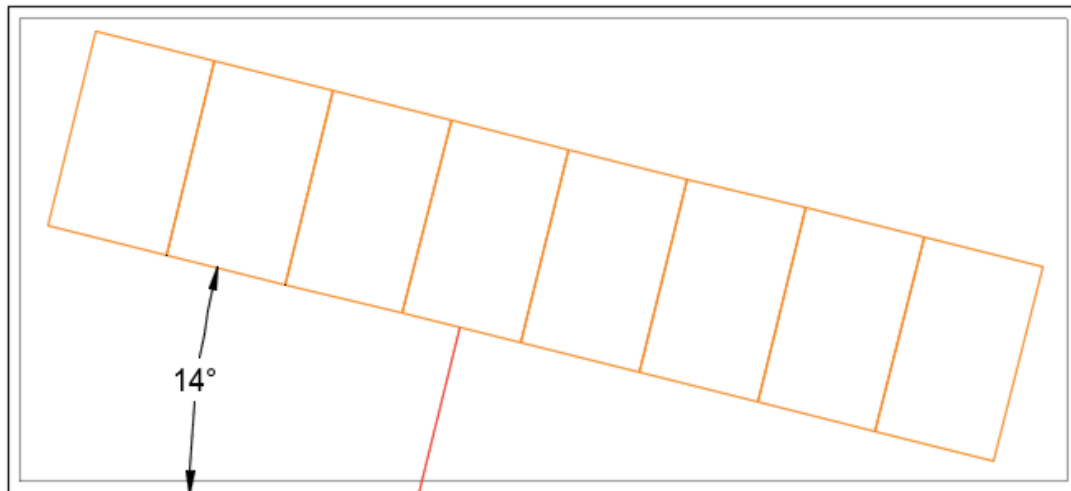
El módulo inclinado sobre su base tendría estas dimensiones:



El módulo inclinado sobre su costado tendría estas dimensiones:



La orientación de los módulos sería de 0° Sur, formando estos un ángulo de 14° con el borde de enfrente tal como se muestra a continuación:

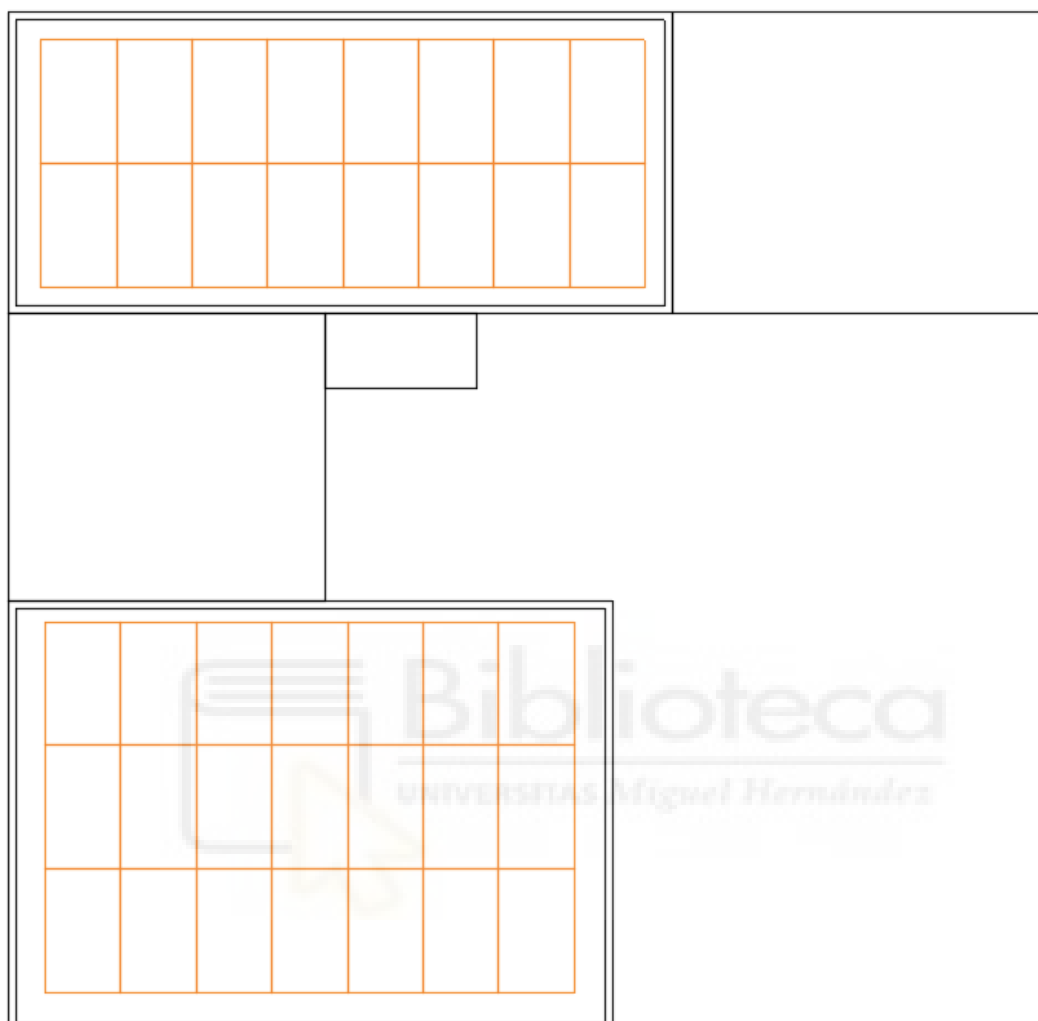


Con esta configuración se podrían colocar hasta un máximo de **18** módulos en la superficie.

- **Inclinación óptima 34° y orientación -14° Sur**

Con esta configuración se pretende aumentar el número de módulos a instalar en la superficie en el caso de que fuese necesario, para ello se han orientado los módulos hacia el perfil de la superficie que menos se distancia de la orientación óptima. Orientando así los módulos se aprovecha mejor el espacio, pero a su vez se pierde eficiencia en los mismos, ya que nos alejamos 14° de la orientación óptima.

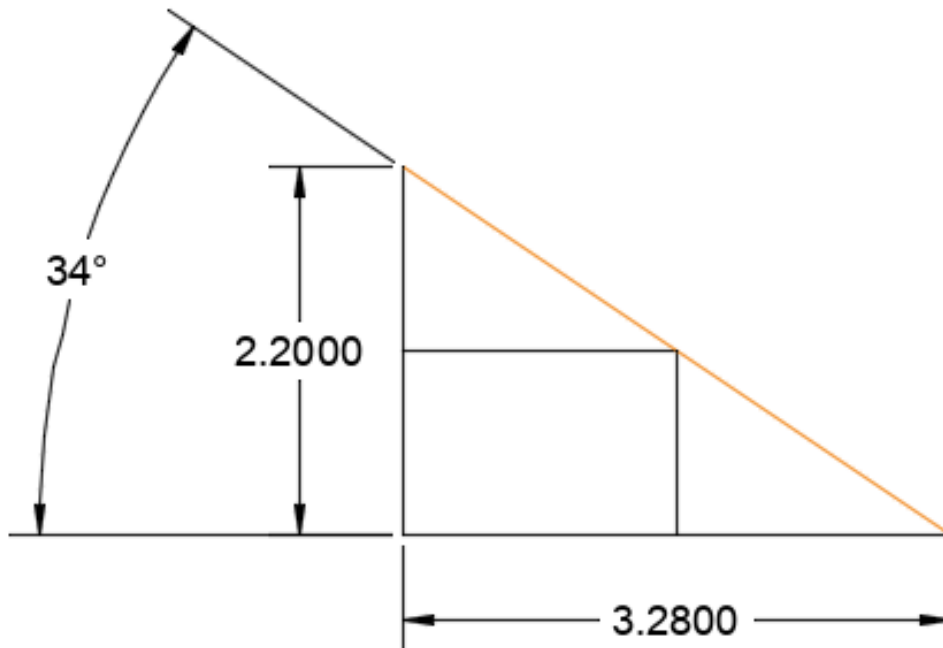
Esta configuración quedaría de la siguiente forma con el número máximo de módulos que se podrían colocar en nuestra superficie:



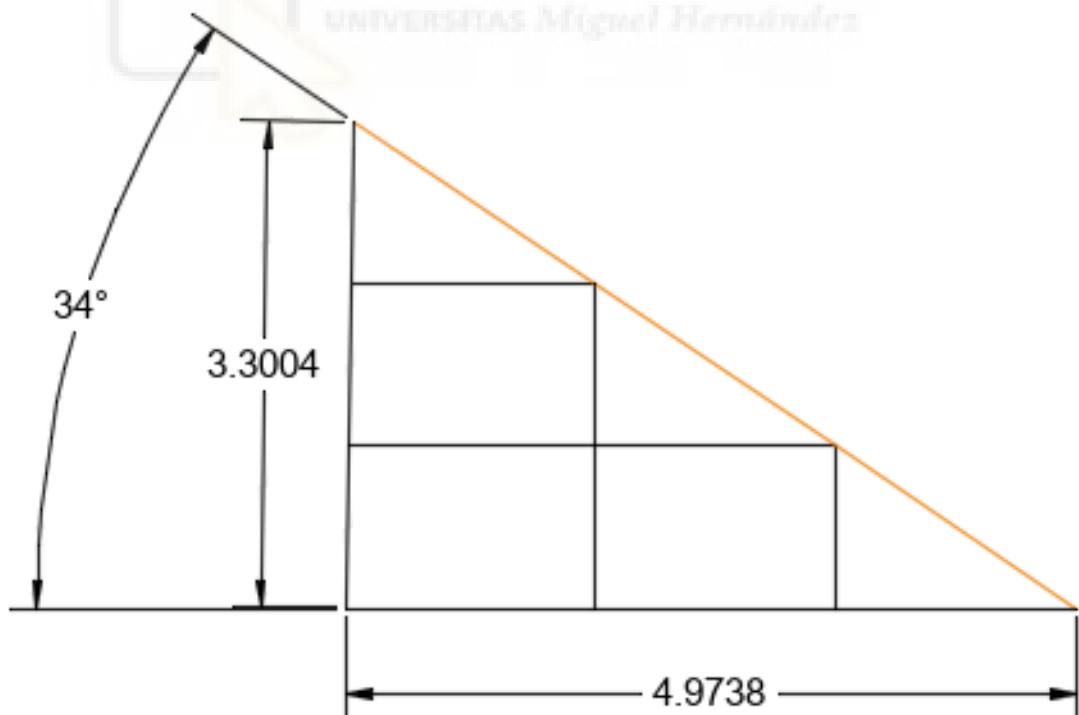
De esta forma los módulos no están separados con filas como en la configuración anterior, si no que están montados sobre una estructura que mantiene los módulos a 34° unos encima de otros.

En esta configuración tendríamos dos estructuras diferentes, una de dos escalones de módulos con 9 módulos cada escalón y otra de tres escalones con 7 módulos cada uno, siendo estas sus dimensiones:

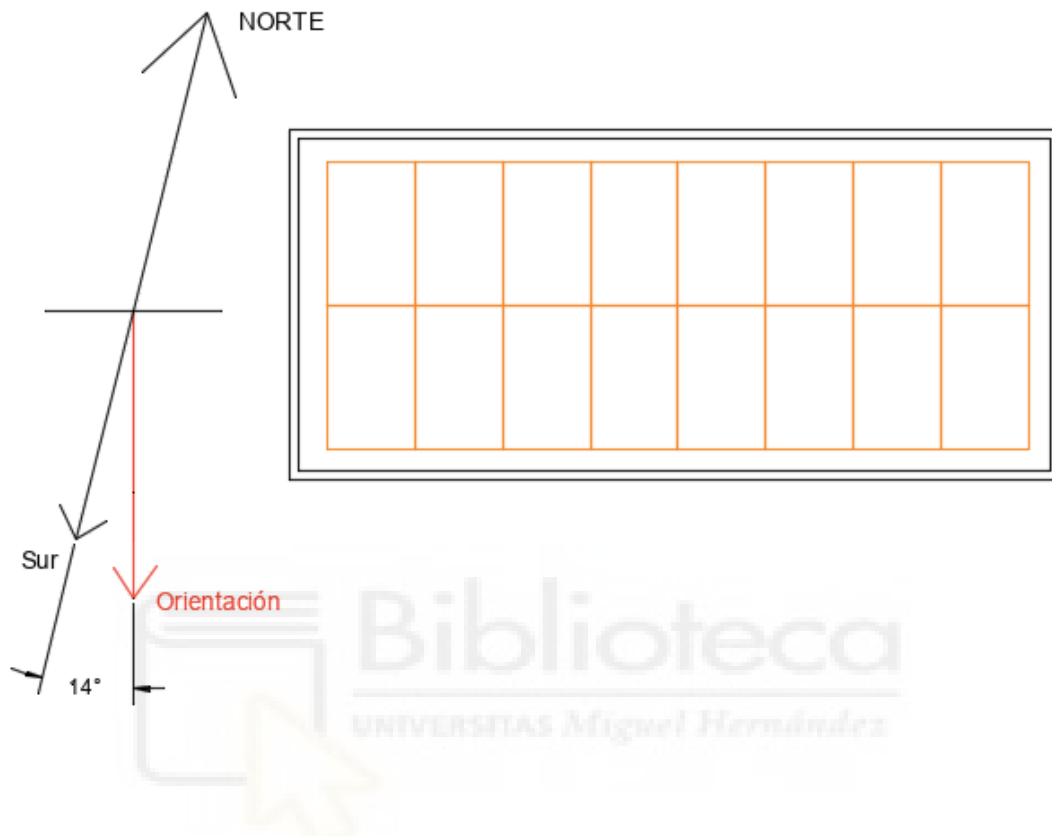
-Estructura con dos escalones de módulos:



-Estructura con tres escalones de módulos:



La inclinación de estas estructuras sería la óptima ( $34^\circ$ ) pero la orientación no como se ha mencionado anteriormente. La orientación será paralela al borde del tejado,  $14^\circ$  al Este desde el Sur como se muestra a continuación:



Con esta configuración se podrían colocar hasta un máximo de **37** módulos en la superficie, 16 en el soporte de dos escalones y 21 en el de tres.

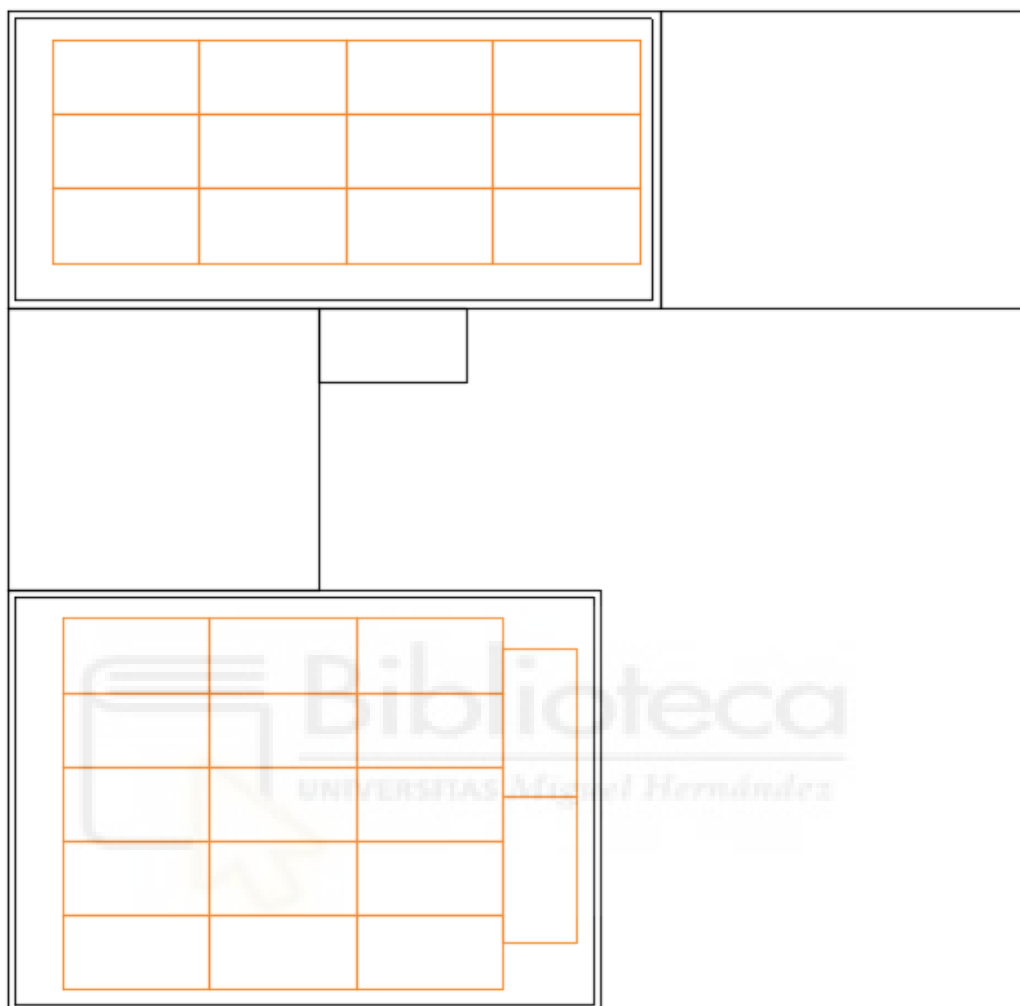
En el caso de que no se necesitasen tantos módulos, se podría prescindir de las estructuras y colocar los módulos sobre soportes en filas.

#### - **Coplanares**

Esta configuración se pensó para abaratar el coste de la inversión inicial de la instalación. Al prescindir de soportes se necesita menos mano de obra al ser la instalación más sencilla, lo cual abarata los costes materiales y los de montaje. No obstante, al no estar los módulos en la inclinación óptima de  $34^\circ$  no estaremos sacando la mayor eficiencia posible.



Esta configuración quedaría de la siguiente forma con el número máximo de módulos que se podrían colocar en nuestra superficie:

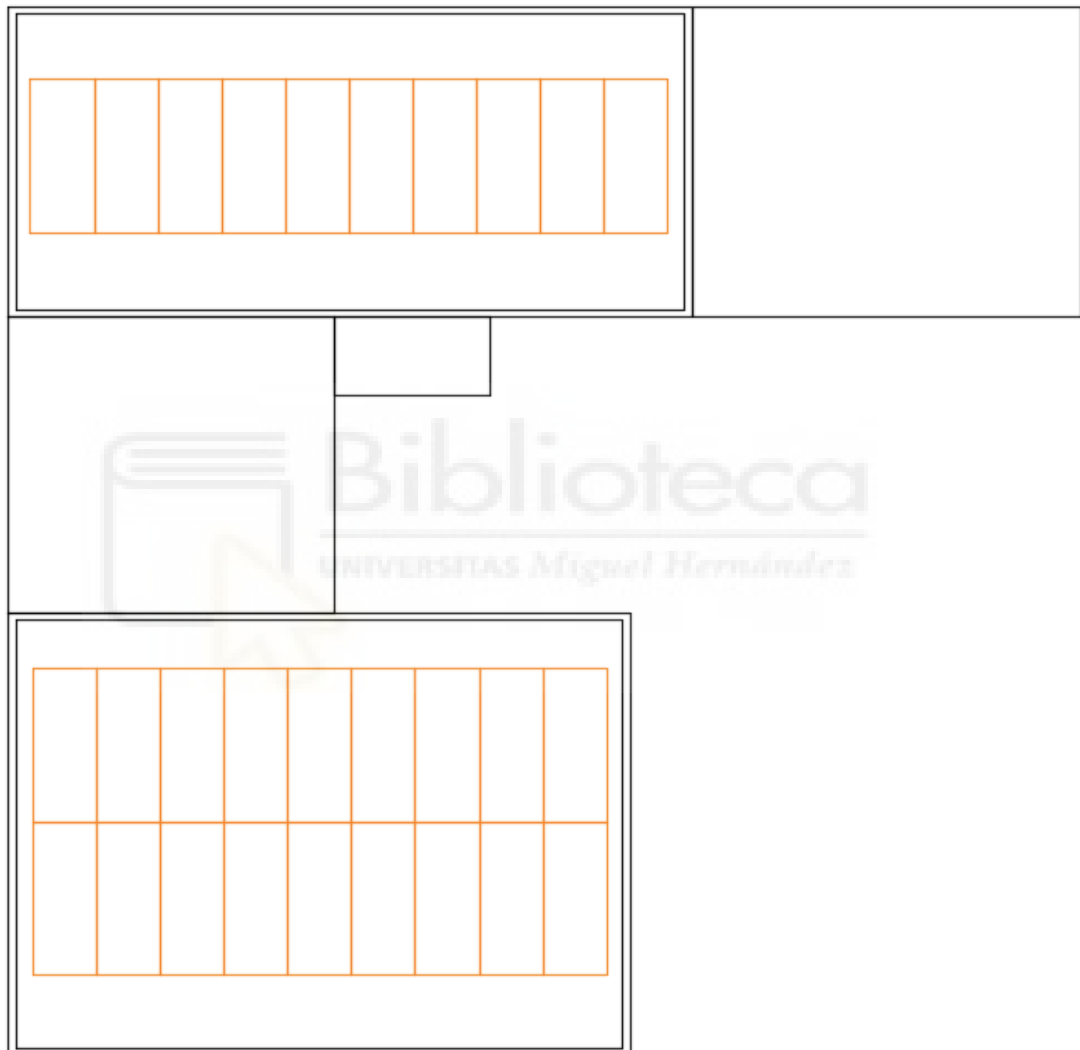


Los módulos se instalarían directamente sobre la superficie con inclinación 0°. En este caso la orientación no tendría importancia a menos que se quiera instalar el mayor número de módulos, en ese caso se organizarían para aprovechar lo máximo posible el espacio como se muestra en la imagen anterior hasta poder colocar un máximo de **29** módulos.

- **Sugerencia del cliente, inclinación óptima 34° y orientación 76° Sur**

Esta configuración viene motivada por el cliente, el cual asegura que orientando los módulos con el perfil Oeste de la casa estos se verían muy bonitos desde el jardín. Esta configuración es muy parecida a la segunda (Inclinación óptima 34°

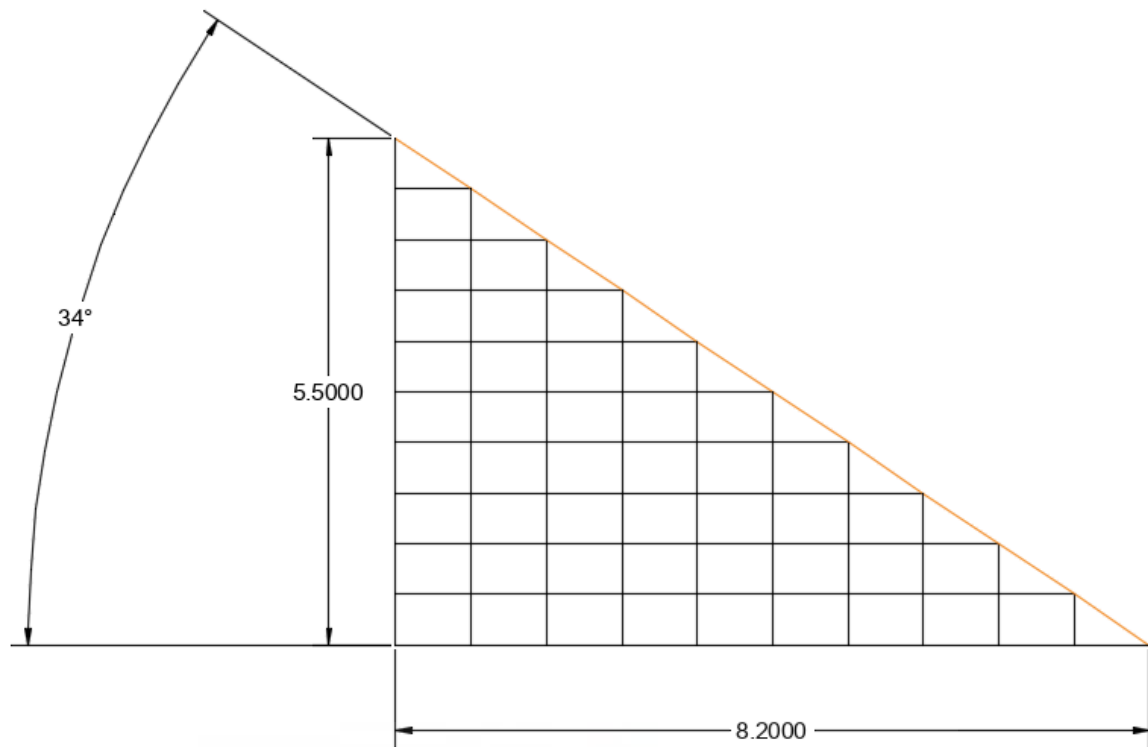
y orientación  $-14^\circ$  Sur), los módulos se orientan hacia uno de los perfiles de la superficie aprovechando mejor el espacio, pero en este caso las pérdidas son mayores, ya que nos desviamos  $76^\circ$  de la orientación óptima en vez de  $14^\circ$ . Con esta configuración, al igual que con la segunda se podrían colocar un gran número de módulos en una estructura escalonada, hasta un máximo de 28 como se muestra a continuación:



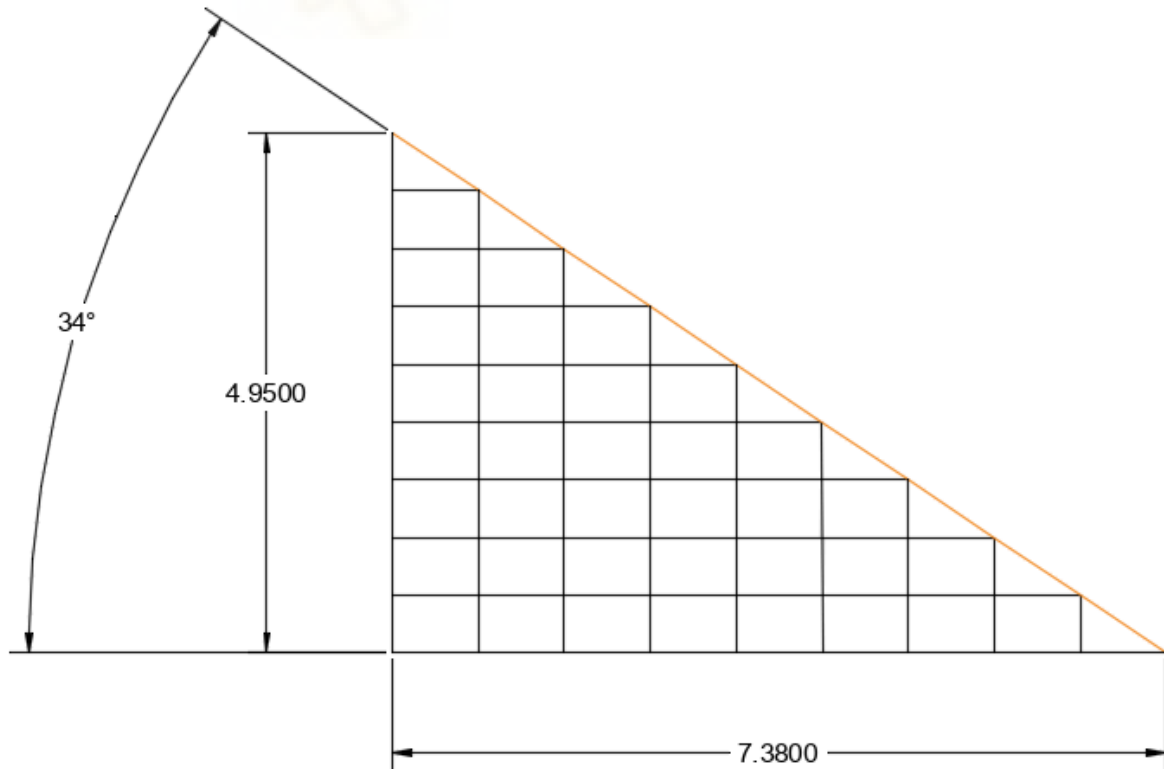
Sin embargo, colocar tantos módulos supondría hacer estructuras muy altas de más de 5 metros de altura, lo cual sería muy costoso.

En el caso de que se necesitase poner el número máximo de módulos en esta configuración tendríamos dos estructuras diferentes, una con 10 módulos en diez escalones y otra con 18 módulos en 9 escalones. Sus dimensiones serían las siguientes:

Estructura con 10 escalones:

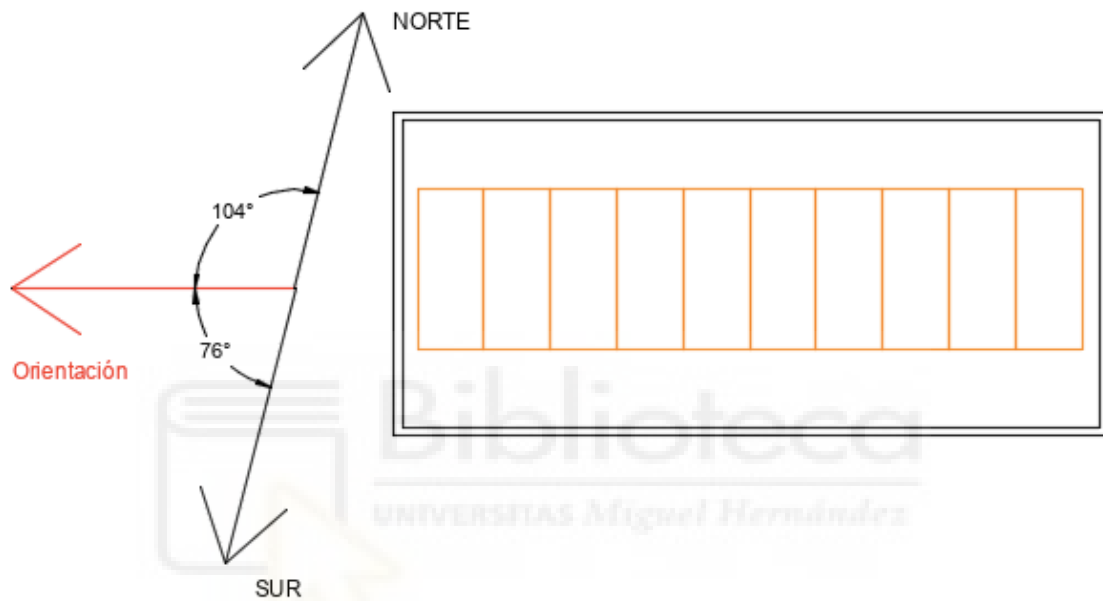


Estructura con 9 escalones:



La inclinación de los módulos sería la óptima,  $34^{\circ}$  respecto al plano horizontal. En el caso de no necesitar tantos módulos, estos se colocarían en filas sobre soportes prescindiendo de las grandes estructuras.

La orientación sería  $76^{\circ}$  hacia el oeste desde el Sur como se muestra en la siguiente figura:



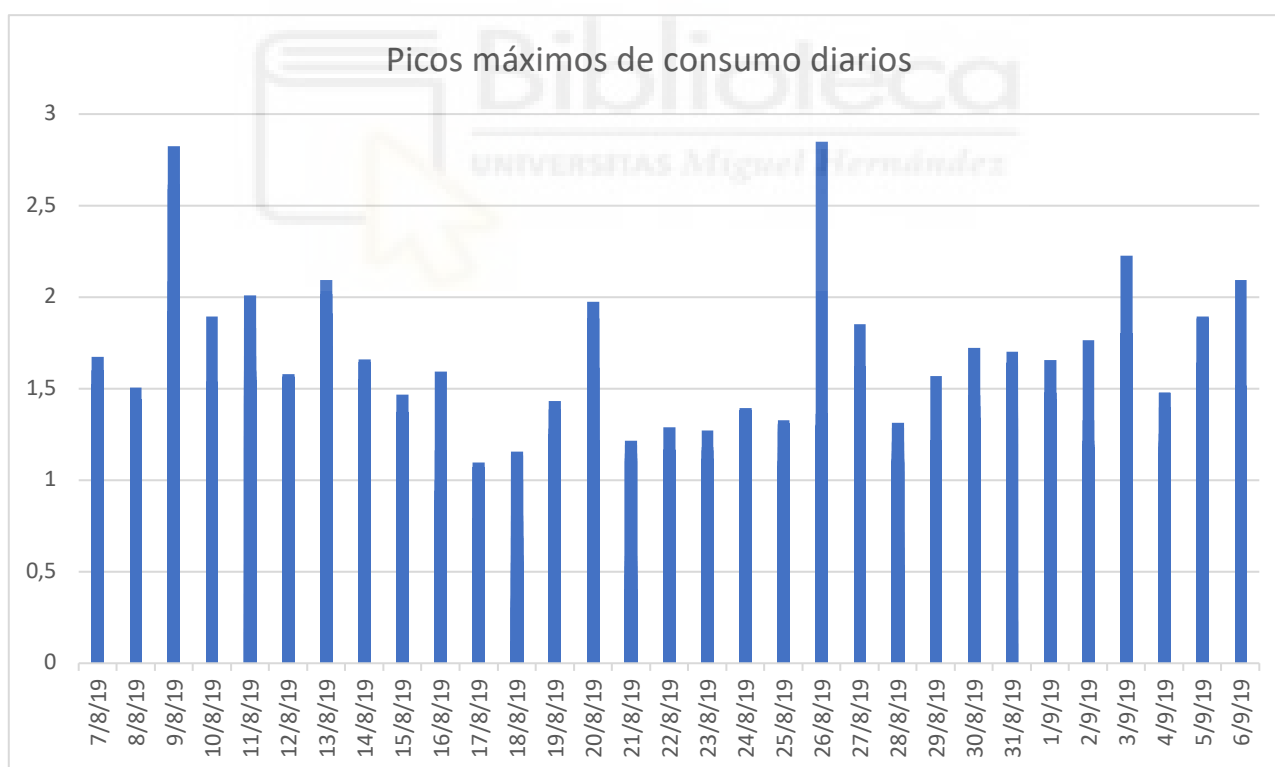
Habiendo estudiado las distintas configuraciones de módulos posibles, en el siguiente apartado se procederá a compararlas y a seleccionar la que es mejor atendiendo a criterios económicos y de rentabilidad.

## 2.2. SELECCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN Y DE LA POTENCIA A INSTALAR

### 2.2.1. Selección de la potencia a instalar

Para el dimensionado de la potencia a instalar, el cliente nos facilitó la curva de consumo de la vivienda durante un mes en KWh/hora, nos aseguró que el consumo se mantiene estable durante todo el año y que incluso disminuye un poco en invierno. **Puesto que solo se disponía del consumo de ese mes (periodo del 7 de agosto al 7 de septiembre) todos los cálculos se han realizado en este intervalo.**

Analizando el consumo nos damos cuenta de que el consumo medio ronda los 20KWh/día y que los máximos diarios de consumo horario a penas llegan a 3KWh.



Esto nos indica que la vivienda necesitará entorno a 2,8Kw en los momentos de máximo consumo, para conseguir este valor de energía disponible necesitamos sobredimensionar la instalación generadora entorno a un 20%, ya que según el “Pliego de condiciones Técnicas del IDAE de instalaciones conectada a red” la

instalación tendrá una serie de pérdidas casi inevitables, estas pérdidas se recogerán en la tabla III de dicho documento, pudiendo ser consultado en el siguiente enlace:

[https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_5654\\_FV\\_pliego\\_condiciones\\_tecnicas\\_instalaciones\\_conectadas\\_a\\_red\\_C20\\_Julio\\_2011\\_3498eaaf.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf)

Estas serán las siguientes:

- Pérdidas por cableado: Estas pérdidas son provocadas por la caída de tensión que se produce en los cables y en los elementos de conmutación. En nuestra instalación este valor será muy pequeño dado la baja potencia transportada y el corto recorrido que efectuará, estas pérdidas serán del orden del 2%. También entrarían aquí las pérdidas que se producen en el inversor que serán del orden de 2.5%.
- Pérdidas por temperatura: Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura de los módulos y los 25 °C de las CEM, del tipo de célula, del encapsulado y del viento de la zona. En nuestra instalación los módulos tendrán buena ventilación ya que el viento podrá circular por delante y por detrás de estos, no obstante, las altas temperaturas de la zona nos indican que estas pérdidas serán moderadas, del orden del 10%.
- Pérdidas por polvo: Estas pérdidas son ocasionadas por el polvo que permanece en la cubierta de los módulos, si estos están recién limpiados el valor de estas pérdidas sería nulo, no obstante, si no se realizan periódicas labores mantenimiento de limpieza estas pérdidas pueden ser del orden del 3%.
- Pérdidas por reflectancia angular y espectral: Estas pérdidas son ocasionadas por que la superficie de los chips de silicio tiene un índice de refracción determinado que varía con la longitud de onda de la luz incidente. La luz incidente es reflejada y no absorbida si el ángulo de incidencia del rayo supera el ángulo determinado por el índice de

refracción. Estas pérdidas son mayores en invierno que en verano. También son mayores en localidades de mayor latitud. Pueden oscilar a lo largo de un día entre 2% y 6%.

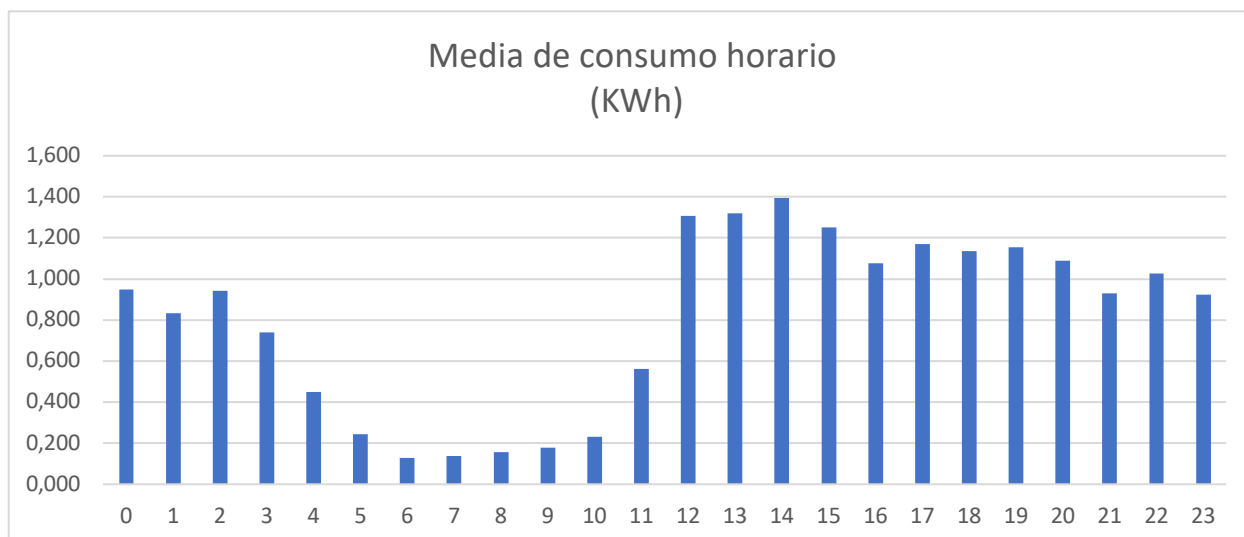
- Pérdidas por dispersión: Este tipo de pérdidas se produce debido a la dispersión inelástica de un fotón a otro fotón de energía más baja. Es decir, la energía de la señal luminosa se transfiere a otra ola de mayor longitud de onda, pero de menor energía. En la práctica estas pérdidas tendrán un valor estimado del 2%
- Pérdidas por inclinación y orientación: Siempre que los módulos no estén inclinados y orientados hacia la posición óptima aparecerán pérdidas. El valor de estas dependerá como de distantes sean nuestros valores de orientación e inclinación con respecto a los óptimos. En nuestra instalación la inclinación óptima es de 34° respecto al plano horizontal y la orientación óptima es de 0° Sur

Si sumamos los valores de todas las pérdidas anteriores observamos que su valor asciende casi al 20%. Es por eso que si la vivienda necesita entorno a 2,8Kw en los momentos de mayor consumo, la potencia que se deberá instalar tendrá que rondar un valor entre 3,5 - 4 KW. No sería necesaria mucha más potencia ya que la finalidad de la instalación no es generar electricidad para su venta, sino abastecer el consumo de la vivienda e inyectar en la red los excedentes para reducir el coste de la factura de la luz.

### 2.2.2. Selección de la configuración

Una vez acotado el rango de potencia a instalar vamos a seleccionar la configuración que más nos conviene para la vivienda.

Observando los datos de consumo nos fijamos que la media de consumos de la vivienda tiende a ser mayor por la tarde que por la mañana.



Esto nos viene a decir que sería conveniente que la generación sea mayor durante las horas de la tarde.

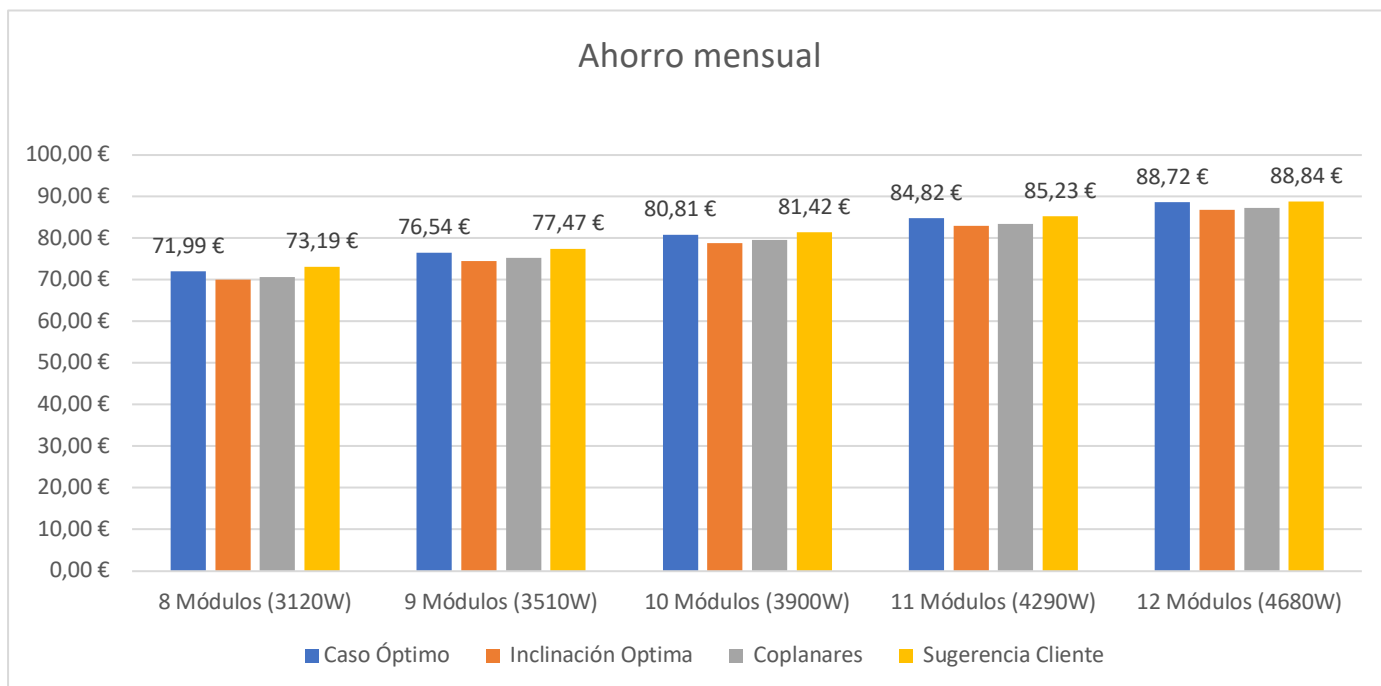
Actualmente la vivienda tiene un contrato de luz en el cual el precio del KWh es de 0,2€ independientemente de la hora y tiene un consumo mensual de 599,13KWh, esto conlleva a que el importe del término de energía sin impuestos ascienda a 119,83€ al mes. El objetivo de la instalación es que este coste en el término de energía sea cuanto menor posible. Esto se consigue consumiendo la energía de la instalación en vez de la energía de la red siempre que sea posible y compensando los excedentes.

Cada una de las configuraciones refleja unos datos de generación diferentes debido a la orientación de los módulos, esto afecta al rendimiento de la instalación económicamente hablando ya que la configuración más eficiente será la que mejor case con el consumo de la vivienda. Esto es debido a que un KWh consumido de la red supondrá un coste de 0,2€, sin embargo, un KWh inyectado en la red supondrá una compensación de 0,054€ (valor que explicaremos en el apartado 5.2).

Esto conlleva que consumir la energía que se genera por tu instalación es 4 veces mas rentable, en cuanto a términos económicos, que consumirla de la red y luego inyectarla como excedente y recibir una compensación por ello.

Sabiendo que la potencia a instalar ronda un valor cercano a 3,5Kw los resultados de la elección de la configuración en términos económicos son los siguiente:





*\*Hay que destacar que los módulos tienen una potencia de 390W cada uno, estos se describirán con más detalle en el apartado 3.1*

Los resultados reflejan que la configuración que más ahorros aporta es la sugerida por el cliente “Sugerencia del cliente, inclinación óptima 34° y orientación 76° Sur” seguida muy de cerca por la configuración más eficiente “Inclinación óptima (34°) y orientación óptima (0° Sur)”. Este resultado es muy curioso ya que tenemos que la configuración menos eficiente en cuanto a la generación es al final la que más ahorros aporta. Esto se debe a la tasa de autoconsumo. Como se ha explicado antes, es mucho más eficiente consumir en el momento que se genera que consumir de la red y luego inyectar la energía para compensar. La configuración “Sugerencia del cliente” tiene una tasa de autoconsumo mayor que su competidora “Inclinación y orientación óptimas” al estar los módulos orientados más hacia el oeste, lo que ocasiona que se genere más por la tarde que por la mañana y como los consumos se concentran más a la tarde estos casan mejor con la generación.

Sabiendo que la potencia a instalar debe ser un valor entorno a 3,5Kw se ha decidido instalar 3900W con 10 módulos de 390W en la configuración “Sugerencia del cliente” al ser la que más ahorros aporta.

Conociendo la potencia instalada, los datos de potencia generada, potencia autoconsumida y potencia inyectada en la red de todas las configuraciones se pueden visualizar mejor numéricamente como se muestra a continuación:

- **Inclinación óptima (34°) y orientación óptima (0° Sur)**

	KWh
Generado	656,70
Autoconsumido	312,96
Inyectado en Red	343,74
Tasa de autoconsumo	47,66%

Ahorros mensuales: **80,81€**

- **Sugerencia del cliente, inclinación óptima 34° y orientación 76° Sur**

	KWh
Generado	604,28
Autoconsumido	336,00
Inyectado en Red	268,27
Tasa de autoconsumo	55,60%

Ahorros mensuales: **81,42€**

- **Inclinación óptima 34° y orientación -14° Sur**

	KWh
Generado	652,01
Autoconsumido	301,09
Inyectado en Red	350,92
Tasa de autoconsumo	46,18%

Ahorros mensuales: **78,82€**

- **Coplanares**

	KWh
Generado	622,93
Autoconsumido	316,54
Inyectado en Red	306,39
Tasa de autoconsumo	50,82%

Ahorros mensuales: **79,55€**

Tal como se describió anteriormente, la configuración menos eficiente (la que menos potencia genera), es la que más ahorros aporta al tener la tasa de autoconsumo más elevada que sus configuraciones competidoras.

Es por esto que la configuración por la que se va a optar es la que el cliente sugirió (Sugerencia del cliente, inclinación óptima 34° y orientación 76° Sur), con una potencia instala de 3900W en diez módulos de 390W la cual generará unos ahorros mensuales en el término de la energía en la factura de la luz de 81,42€. La instalación con esta configuración generará los siguientes valores de energía durante los meses en los que se ha realizado el estudio:

Generación en Agosto	(KWh)
Diaria	20,36
Mensual	631,07
Del 7 al 31 de agosto	488,57

Generación Septiembre	(KWh)
Diaria	15,89
Mensual	492,66
Del 1 al 7 de septiembre	111,24

Estos valores son muy parecidos a los que nos da la herramienta PVGIS en las mismas condiciones que la instalación con un coeficiente de pérdidas del 10%.



# Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

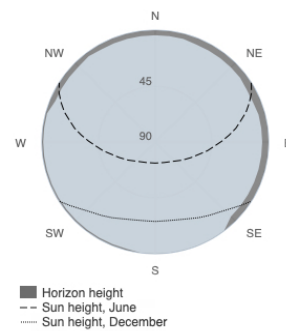
**Provided inputs:**

Latitude/Longitude: 39.892, 4.287  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 3.9 kWp  
 System loss: 10 %

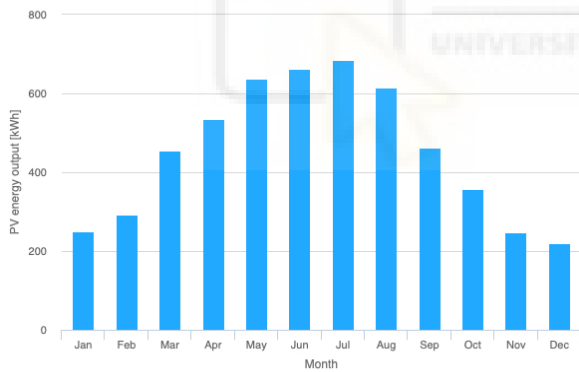
**Simulation outputs**

Slope angle: 34 °  
 Azimuth angle: 76 °  
 Yearly PV energy production: 5421.2 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1681.05 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 152.11 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -3.12 %  
 Spectral effects: 0.61 %  
 Temperature and low irradiance: -5.74 %  
 Total loss: -17.31 %

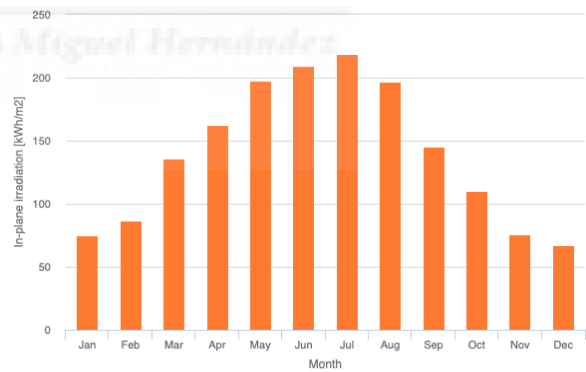
**Outline of horizon at chosen location:**



**Monthly energy output from fix-angle PV system:**



**Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:**



**Monthly PV energy and solar irradiation**

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	250.0	75.0	22.1
February	292.0	86.7	30.8
March	454.4	136.1	28.3
April	535.4	162.6	40.6
May	638.6	197.4	44.0
June	663.2	209.7	31.0
July	683.8	218.8	28.1
August	616.1	196.6	30.2
September	461.5	145.3	26.4
October	358.4	110.5	34.5
November	247.2	75.6	28.9
December	220.6	66.8	18.7

E\_m: Average monthly electricity production from the given system [kWh].  
 H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].  
 SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them.

However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- i) of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity,
- ii) not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date,
- iii) sometimes linked to external sites over which the Commission services have no control and for which the Commission assumes no responsibility,
- iv) not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

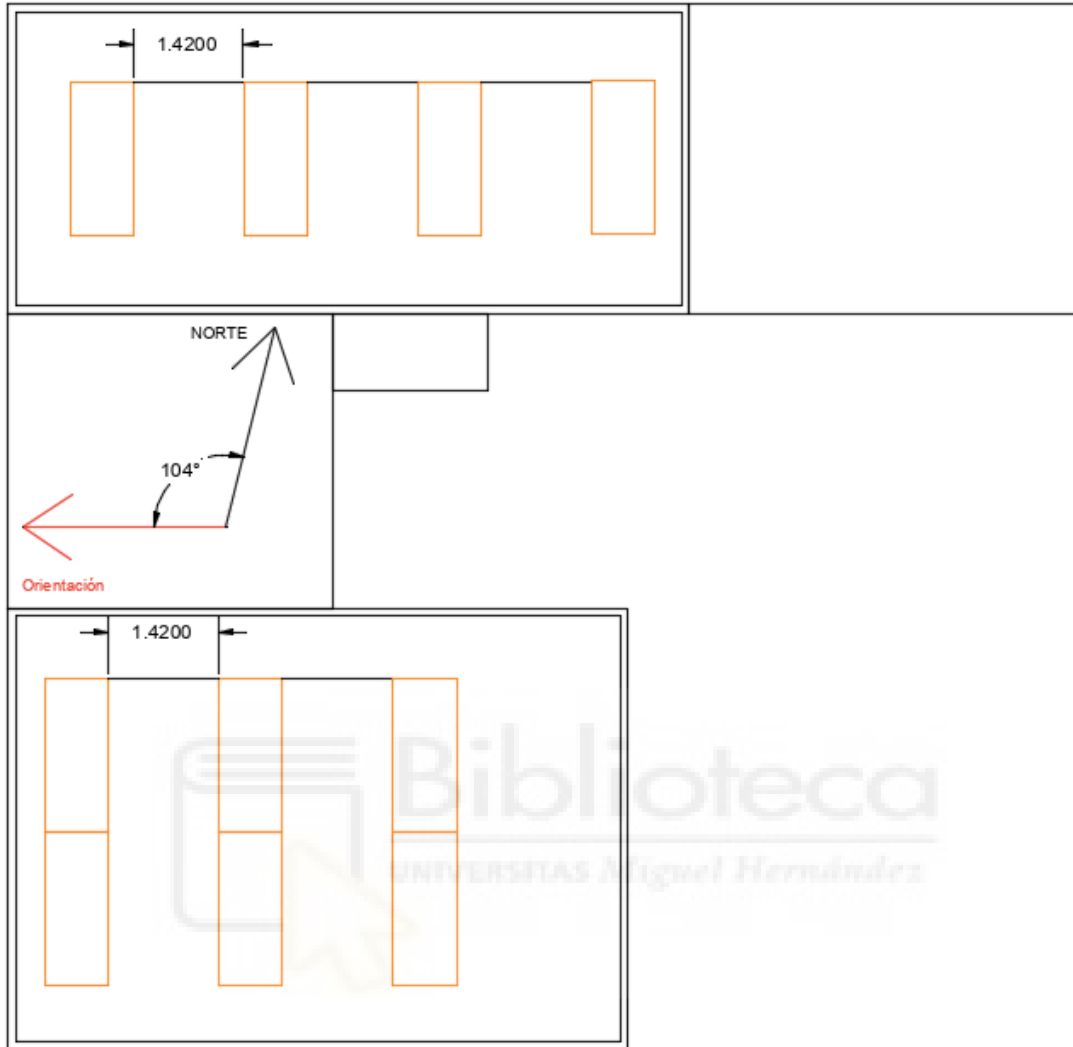
Joint  
Research  
Centre

PVGIS ©European Union, 2001-2020.

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2020/06/25

La configuración tendrá la siguiente forma dentro de la superficie disponible:



---

## 3. ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN

---

### 3.1. MÓDULOS FV

La instalación se proyectará con 10 módulos fotovoltaicos modelo A-390M ARTERSA GS. Este módulo se compone de 72 células monocristalinas y tiene una potencia pico de 390W.



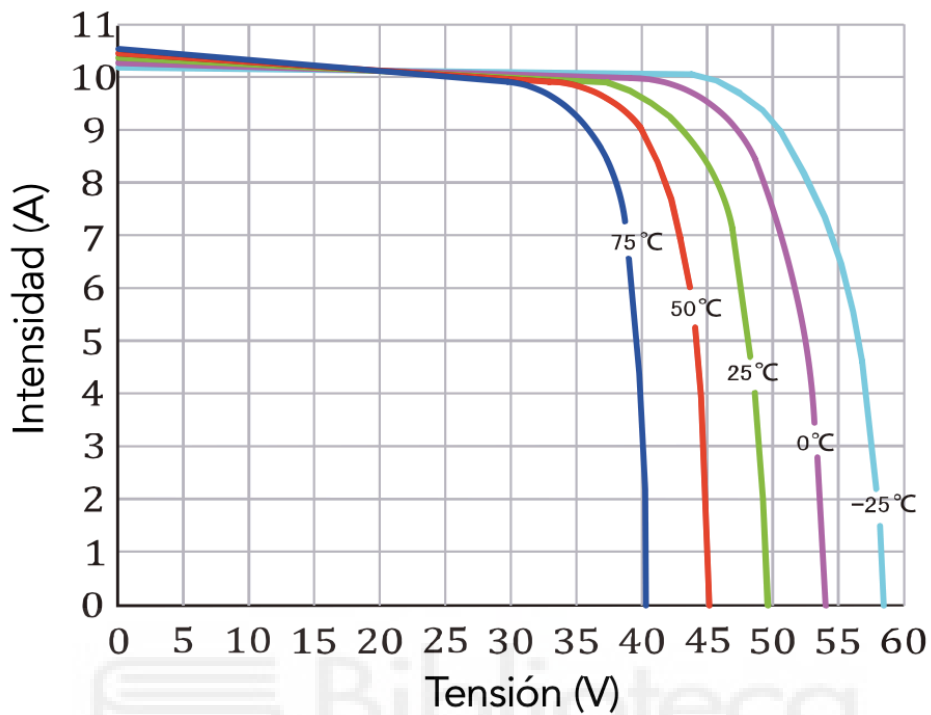
- Las características eléctricas del módulo son las siguientes:

Potencia Máxima (Pmax)	390 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	41.10 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	9.49 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	49.30 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	10.12 A
Eficiencia del Modulo (%)	19.67%
Tolerancia de Potencia (W)	0/+5
Máxima Serie de Fusibles (A)	15
Máxima Tensión del Sistema (IEC)	DC 1000 V
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (oC)	45±2

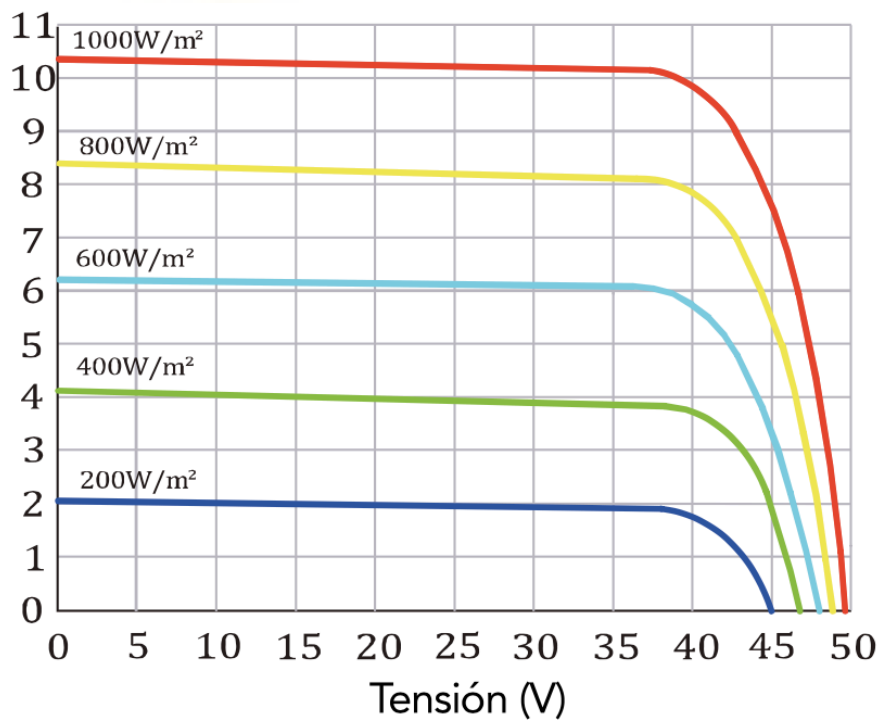
- Las características de la temperatura del módulo son las siguientes:

Coef. Temp. de Isc (TK Isc)	0.048% /°C
Coef. Temp. de Voc (TK Voc)	-0.28% /°C
Coef. Temp. de Pmax (TK Pmax)	-0.37% /°C
Temperatura de Funcionamiento	-40 to +85 oC

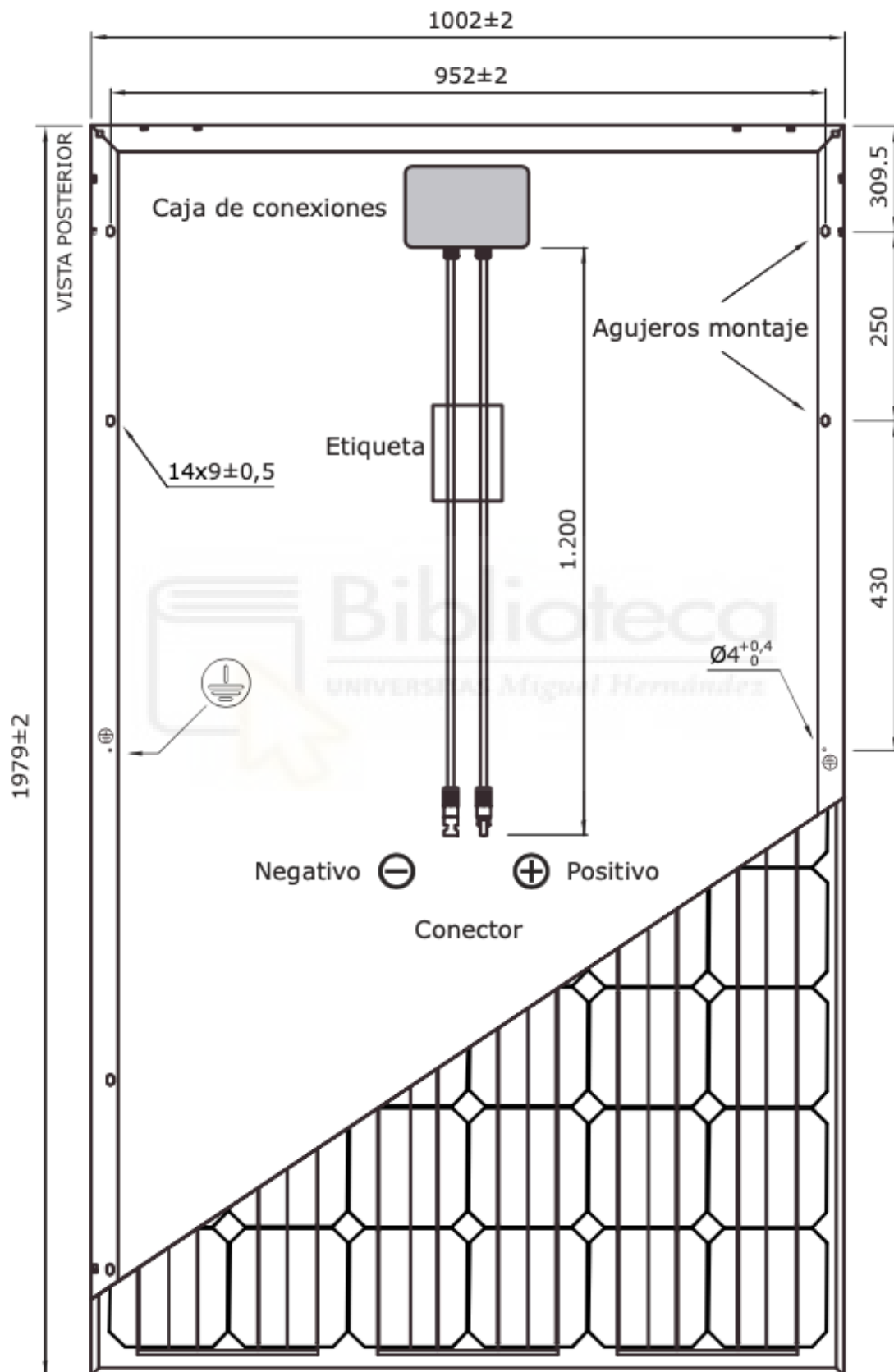
La relación Tensión-Intensidad con respecto a la temperatura del módulo se muestra en la siguiente gráfica:



La relación Tensión-Intensidad con respecto a la irradiancia del módulo se muestra en la siguiente gráfica:



A continuación, se muestran las medidas del módulo en un dibujo, estas medidas están en milímetros.





Estas medidas son las estándares, pero solicitándolo al fabricante se pueden modificar algunos parámetros, como por ejemplo la longitud de los cables de contacto o la posición de los agujeros de los soportes.

El motivo principal para elección de este módulo es que su precio está rebajado un 24% con respecto a la media de precios de sus competidores. Un módulo de estas especificaciones debería costar en el mercado alrededor de 200€, pero a la hora de proyectar esta instalación se encontró este módulo rebajado. Su precio sin rebaja es de 205,20€ y con rebaja es de 156,09€. Al ser 10 módulos los que se han adquirido se ha ahorrado un importe de 491€.

Los 10 módulos se conectarán en serie al ser la configuración que mejor se adapta a las necesidades del inversor, esta decisión se explicará en el apartado 4.10.

La web para comprar los módulos se puede encontrar en el siguiente enlace: <https://atersa.shop/panel-solar-a390m-gs-390wp-monocristalino/>

### 3.2. INVERSOR

La corriente de los módulos será continua, pero nuestra instalación estará conectada a la vivienda y esta a su vez a la red donde la corriente es alterna. Esto implica la necesidad de utilizar un inversor que nos transforme esta corriente continua en alterna. Este inversor deberá estar acorde a las necesidades de nuestra instalación para que su funcionamiento sea óptimo.

El inversor proyectado es el Red Fronius Primo 3.5-1 (3.5KW) con un precio de 1241,70€.



Sus características son las siguientes:

- Datos de entrada del inversor en la parte de continua:

Máxima corriente de entrada (Idc máx. 1 / Idc máx. 2)	12 A / 12 A
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP1/MPP2)	18 A / 18 A
Mínima tensión de entrada (Udc mín.)	80 V
Tensión CC mínima de puesta en servicio (Udc arranque)	80 V
Tensión de entrada nominal (Udc,r)	710 V
Máxima tensión de entrada (Udc máx.)	1.000 V
Rango de tensión MPP (Umpp mín. – Umpp máx.)	200 - 800 V
Máxima salida del generador FV (Pdc máx.)	5,3 kWpico

- Datos de salida del inversor en la parte de alterna:

Potencia nominal CA (Pac,r)	3.500 W
Máxima potencia de salida	3.500 VA
Corriente de salida CA (Iac nom.)	15,2 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	1 ~ NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)
Coefficiente de distorsión no lineal	< 5%
Factor de potencia (cos φac,r)	0,85 - 1 ind. / cap.

Es muy importante que los parámetros de salida de nuestra instalación coincidan con los de entrada del inversor, de lo contrario el inversor estaría trabajando con un rendimiento más bajo de lo previsto o directamente podría romperse. Por ejemplo, el rango de tensiones de entrada del inversor nos establece que para estar trabajando en la zona de MPP (punto de máxima potencia) la tensión de salida de la instalación fotovoltaica deberá estar entre 200V y 800V, fuera de este rango el inversor seguirá funcionando, pero con un rendimiento mucho peor, hasta un máximo de 1000V donde directamente podrá dejar de funcionar. Por este motivo los 10 módulos de la instalación sólo podrán estar conectados en serie todos a la vez, para que las tensiones cuadren. Los cálculos justificativos de la elección este diseño se encontrarán el apartado 4.10.

En relación con los datos de salida, hay que señalar que estos están configurados para que el inversor se conecte a la red en una toma monofásica (fase-neutro) con unas tensiones 220V-230V.

El uso de este inversor será únicamente para instalaciones conectadas a red ya que para que este funcione necesita estar sincronizado con la red eléctrica. Si en un futuro se remodela la instalación, se hace uso de baterías y se prescinde de la red eléctrica, el inversor deberá ser sustituido por uno capaz de producir su propia onda senoidal.

Respecto a las medidas de seguridad de las que dispone este inversor podemos destacar su grado de protección IP65, su clase de protección 1 y su protección contra polaridad inversa.

El grado de protección IP65 nos indicará que nuestro dispositivo estaría totalmente protegido contra la entrada de polvo y agua en su interior lo que permitiría su instalación en el exterior sin problema alguno.

La clase de protección 1 da a conocer que todas las partes metálicas están conectadas a la toma de tierra para que en el caso de que algún conductor en tensión toque alguna parte metálica de la carcasa esto no suponga un peligro.

La protección contra polaridad inversa nos garantizará que el inversor no se romperá en el caso de que este se conecte al revés de cómo indica el fabricante

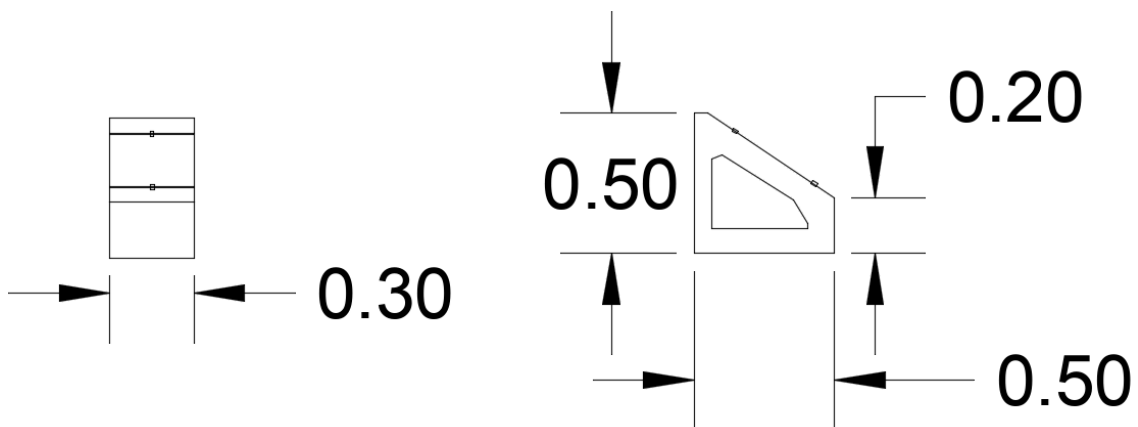
### 3.3. SOPORTES

Para la instalación proyectada se necesitarán específicamente soportes que permitan mantener el módulo a 34° respecto al plano horizontal.

Los soportes seleccionados son soportes de hormigón SolarBlock, Ref.SM-1310, con 34° de inclinación fijos, con un precio de 72,5€ la unidad.

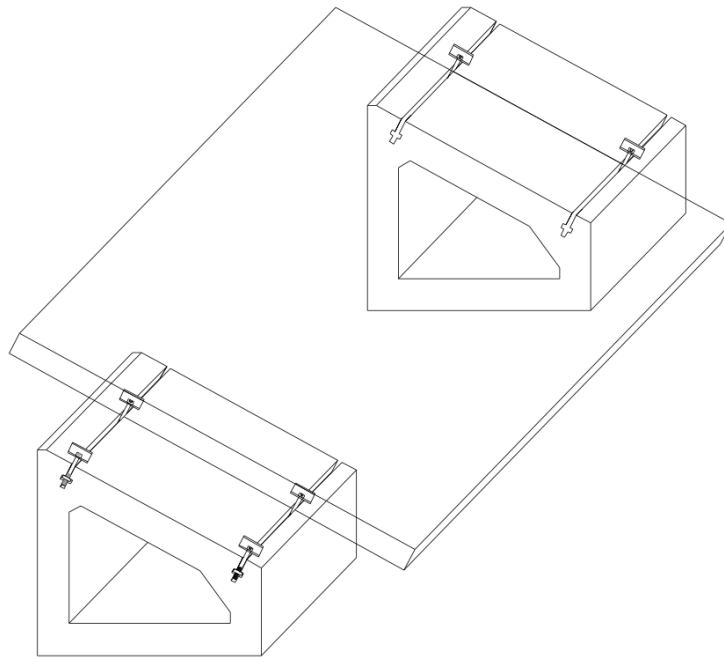


El peso de este soporte será de 76Kg la unidad y las dimensiones son las siguientes:

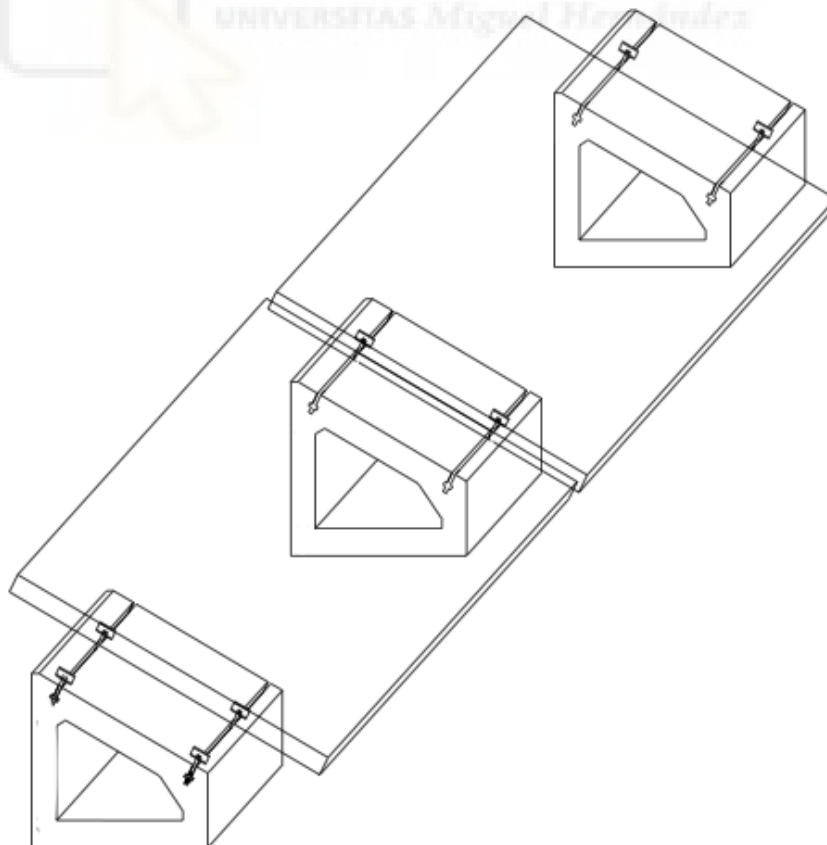


Se necesitarán dos soportes por cada módulo individual colocado, pero en las filas de dos módulos seguidos de nuestra configuración se podrá ahorrar un soporte utilizando únicamente tres.

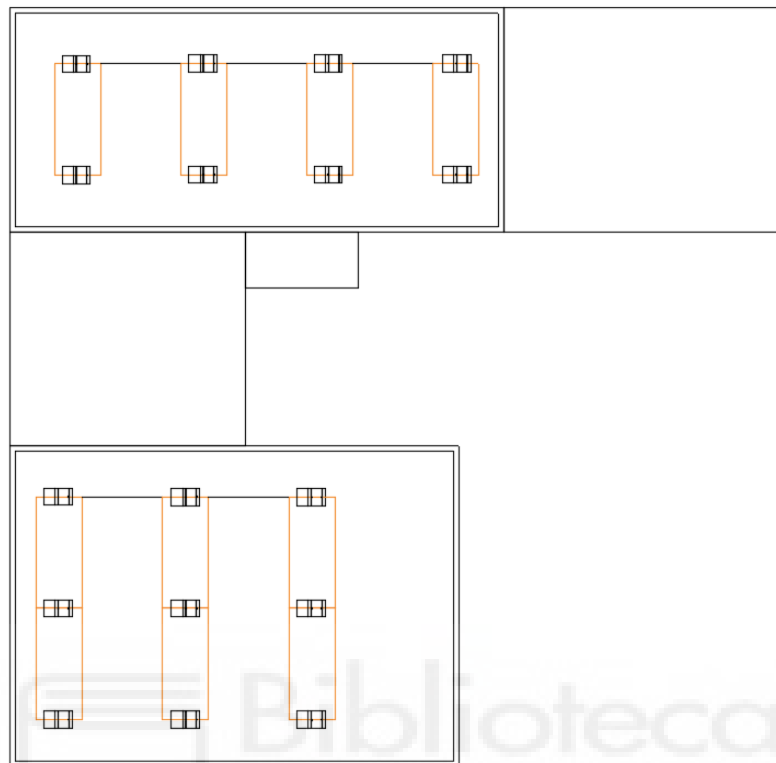
- Así quedaría un módulo con dos soportes



- Así quedarían dos módulos en fila con tres soportes.



En total se necesitarán 17 soportes para colocar los 10 módulos de la instalación, quedando la configuración de la siguiente forma:



Este tipo de soporte pese a ser más caro que sus competidores de aluminio u otros metales, tiene la ventaja de no necesitar instalación respecto a la superficie donde se quiera colocar, facilitando el montaje y eliminando el proceso de anclaje de la estructura a la superficie.

La superficie disponible aguantará perfectamente el peso de la instalación, ya que, según los planos de la casa, esta superficie está definida como terraza y está compuesta por suelo de hormigón armado y enlucido de cerámica, capaces de soportar peso.

### 3.4. CABLEADO

El cable utilizado será de cobre y tendrá las siguientes características:

- Sección: 2x6 mm (0,6/1kV de tensión), esta sección está dimensionada para que la caída de tensión en todo el trayecto no supere el 1% tanto en el tramo de continua como en el tramo de alterna y para no sobrepasar nunca la intensidad máxima admisible del cable.
- Color de la cubierta: Negra
- Designación técnica: RVK 0,6/1kV
- Aislamiento: Polietileno reticulado (XLPE)
- Temperatura máxima: 90° C (permanente) y 250° C (cortocircuito)

Construido según normas: UNE 21123-2, IEC 60502-1 y AENOR. Se compone de 2 alambres de cobre de 6mm cada uno con un recubrimiento de polietileno reticulado, el cual le aporta un buen aislamiento térmico y eléctrico a la vez que le permite ser ligero y flexible.



Se estima que serán necesarios 30 metros de cableado tanto para conectar todos los elementos entre si con el inversor como para la conexión de todas las masas de la instalación con la toma de tierra de la vivienda.

Para las conexiones se utilizarán conectores Multicontact MC4 compatibles con los módulos y el inversor. Estos conectores son de los más comunes en este tipo de instalaciones ya que están protegidos contra los rayos UV y tienen un grado de protección IP65 lo cual lo hace un conector ideal para su instalación en el exterior.



### 3.5. TUBOS PARA EL CABLEADO

Los cables de nuestra instalación irán entubados para garantizar su protección ya sea por elementos atmosféricos o por el paso de personas que puedan moverse por la instalación. Estos tubos deberán tener un diámetro mínimo de 16mm<sup>2</sup> para cumplir con las normas técnicas de la ITC-BT-21.

El tubo seleccionado será el "Tubo corrugado para interior-exterior Ref.81908945 de la marca LEXMAN con un precio de 14,99€.





### 3.6. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN

Los elementos de protección de la instalación irán colocados en la CGP a la entrada del contador, estos estarán divididos en dos tipos tipo: los elementos de protección de continua y los de alterna. Estos elementos estarán dimensionados en base a las necesidades de la instalación y las normas recogidas en el RD244/2019.

En ambos circuitos los interruptores serán los mismos, pero variarán sus magnitudes de trabajo. Los interruptores a instalar son los siguientes:

- Interruptor diferencial, su función será la de proteger a las personas de accidentes provocados por el contacto con partes activas de la instalación (contacto directo) o con elementos sometidos a potencial debido, por ejemplo, a una derivación por falta de aislamiento de partes activas de la instalación (contacto indirecto). Según el documento RD244/2019 al tratarse de una instalación en una vivienda nuestro interruptor diferencial deberá tener un valor de 10mA en ambos circuitos.
- Interruptor magnetotérmico, su función será la de abrir el circuito si la intensidad sobrepasa ciertos valores máximos. En el circuito de continua este interruptor será de 12A para proteger al inversor, cuya intensidad máxima es de 12A. En el circuito de alterna este interruptor será de 16A al ser la intensidad de salida del inversor de 15,2A
- Protector contra descargas atmosféricas, este es un dispositivo de protección contra sobretensiones transitorias, actúa como un conmutador controlado por tensión y se halla instalado entre los conductores activos y tierra en paralelo a los equipos a proteger. Cuando la tensión de la red es inferior a su tensión de activación, el protector actúa como un elemento de alta impedancia, de forma que por él no circula intensidad. Por el contrario, cuando la tensión de red es superior a la tensión de activación el protector actúa como un elemento de impedancia próxima a cero, derivando la sobretensión a tierra y evitando que ésta afecte a los receptores. Este interruptor debe dimensionarse de acuerdo a la tensión del circuito donde se vaya a instalarse, en nuestro caso su valor será de 500V en el circuito de continua y 230V en el de alterna.

---

## 4. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

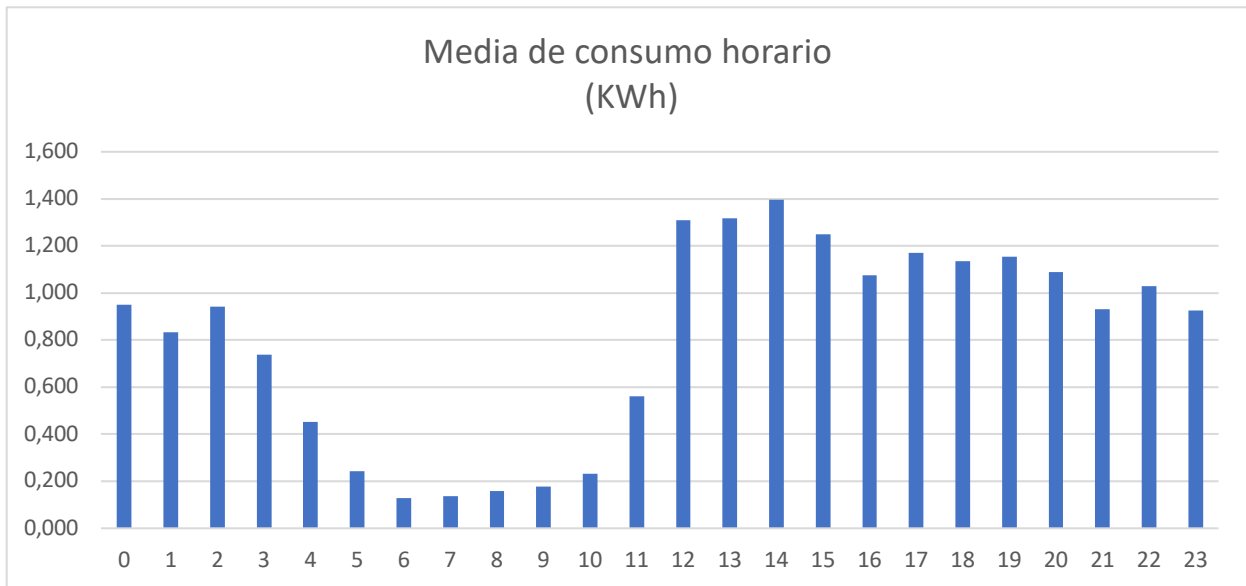
---

### 4.1. RECOPIACIÓN DE DATOS

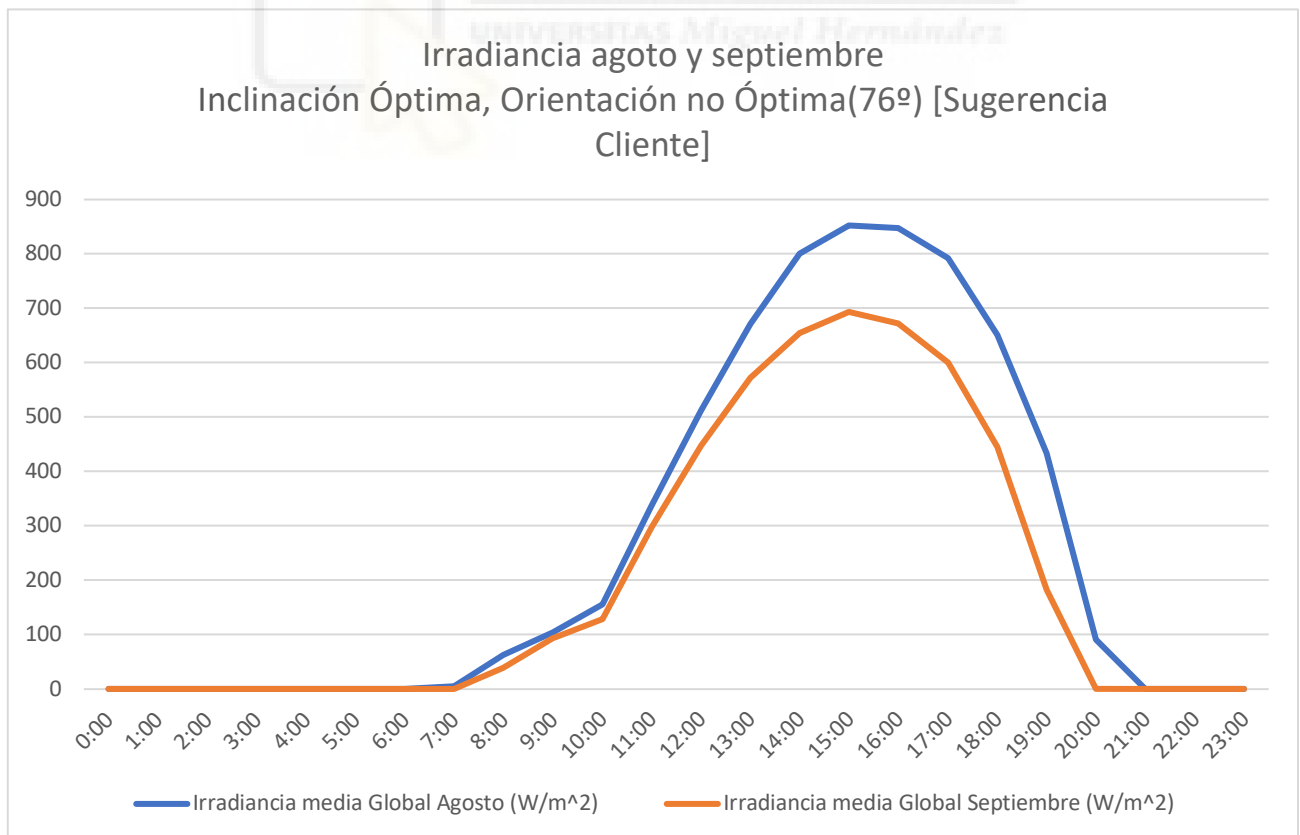
Para hacer los cálculos necesarios se han tomado unos datos de partida, estos son los siguientes:

- Detalles del consumo de la vivienda durante un mes, el cliente nos facilitó únicamente el periodo de consumo comprendido desde el 7 de agosto hasta el 7 de septiembre. Este consumo es extrapolable a todo el año ya que el consumo de la vivienda se mantiene constante. Con esta información se pueden obtener las gráficas de los picos de consumo diarios y la de los consumos medios horarios de un día.

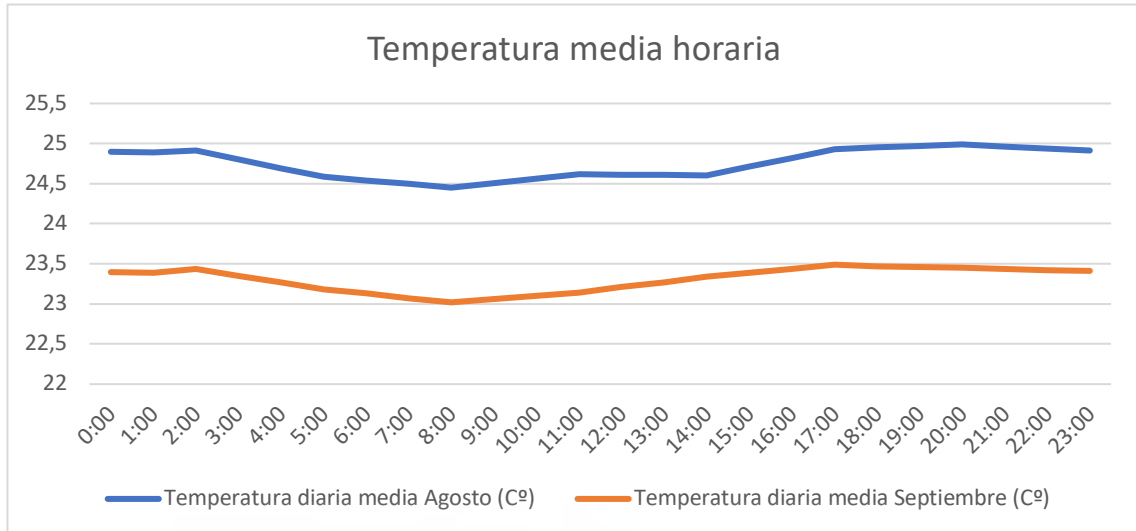




- Irradiancias medias, para el cálculo de la generación se necesitan las irradiancias medias horarias de los meses en los que se quiere hacer el cálculo. Estos datos han sido facilitados por PVGIS y constan de dos datos de irradiancias, una para agosto y otra para septiembre.



- Temperaturas medias diarias, para el cálculo de las pérdidas por temperatura son necesarios estos datos ya que necesitamos conocer la temperatura de la célula. Estos datos han sido facilitados también por PVGIS y constan de dos tablas, una para agosto y otra para septiembre, las cuales se pueden resumir en una gráfica.



- Datos de las fichas técnicas de los módulos y del inversor, datos facilitados por los fabricantes. Estos son tanto las características eléctricas y de temperatura de los módulos.

Características eléctricas A-390m GS	
Potencia Máxima (Pmax)	390 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	41.10 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	9.49 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	49.30 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	10.12 A
Eficiencia del Módulo (%)	19.67%
Tolerancia de Potencia (W)	0/+5
Máxima Serie de Fusibles (A)	15
Máxima Tensión del Sistema (IEC)	DC 1000 V
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (oC)	45±2

Características de la temperatura A-390m GS	
Coef. Temp. de Isc (TK Isc)	0.048% /°C
Coef. Temp. de Voc (TK Voc)	-0.28% /°C
Coef. Temp. de Pmax (TK Pmax)	-0.37% /°C
Temperatura de Funcionamiento	-40 to +85 oC

Como los datos de entrada y salida del inversor.

Datos de entrada PRIMO 3.5-1	
Máxima corriente de entrada (Idc máx. 1 / Idc máx. 2)	12 A / 12 A
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP1/MPP2)	18 A / 18 A
Mínima tensión de entrada (Udc mín.)	80 V
Tensión CC mínima de puesta en servicio (Udc arranque)	80 V
Tensión de entrada nominal (Udc,r)	710 V
Máxima tensión de entrada (Udc máx.)	1.000 V
Rango de tensión MPP (Umpp mín. – Umpp máx.)	200 - 800 V
Máxima salida del generador FV (Pdc máx.)	5,3 kWpico

Datos de salida PRIMO 3.5-1	
Potencia nominal CA (Pac,r)	3.500 W
Máxima potencia de salida	3.500 VA
Corriente de salida CA (Iac nom.)	15,2 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	1 ~ NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)
Coefficiente de distorsión no lineal	< 5%
Factor de potencia (cos φac,r)	0,85 - 1 ind. / cap.

#### 4.2. CÁLCULO DE LA TEMPERATURA DE LA CÉLULA

El cálculo de la temperatura de la célula es muy importante, no solo para conocer las pérdidas del módulo por temperatura si no también para diseñar correctamente el inversor ante los cambios en las tensiones que puede sufrir la instalación a causa de los cambios en las temperaturas.

Para el cálculo de la temperatura de la célula se ha usado la siguiente ecuación:

$$TC = Tamb + (TONC - 20) \frac{E}{800}$$

Siendo:

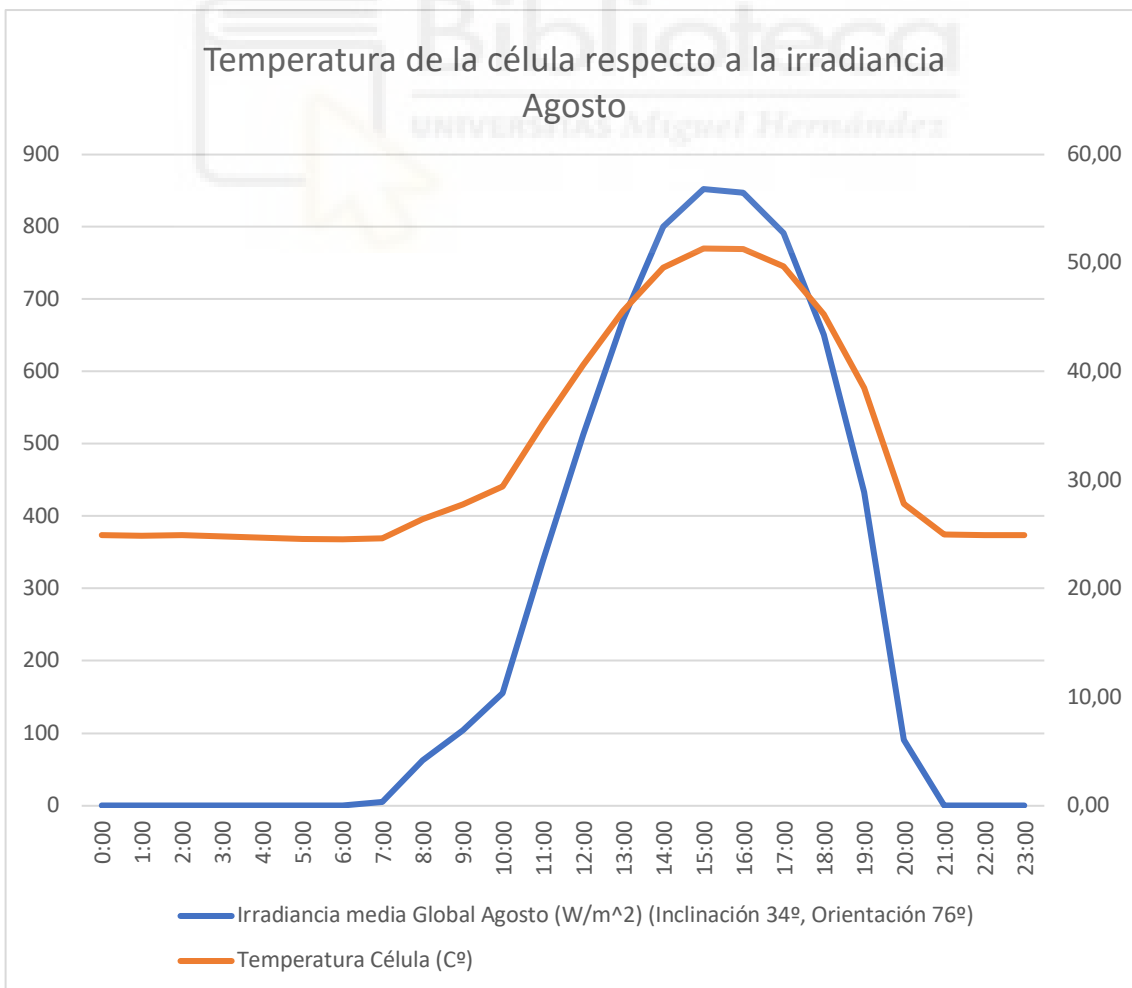
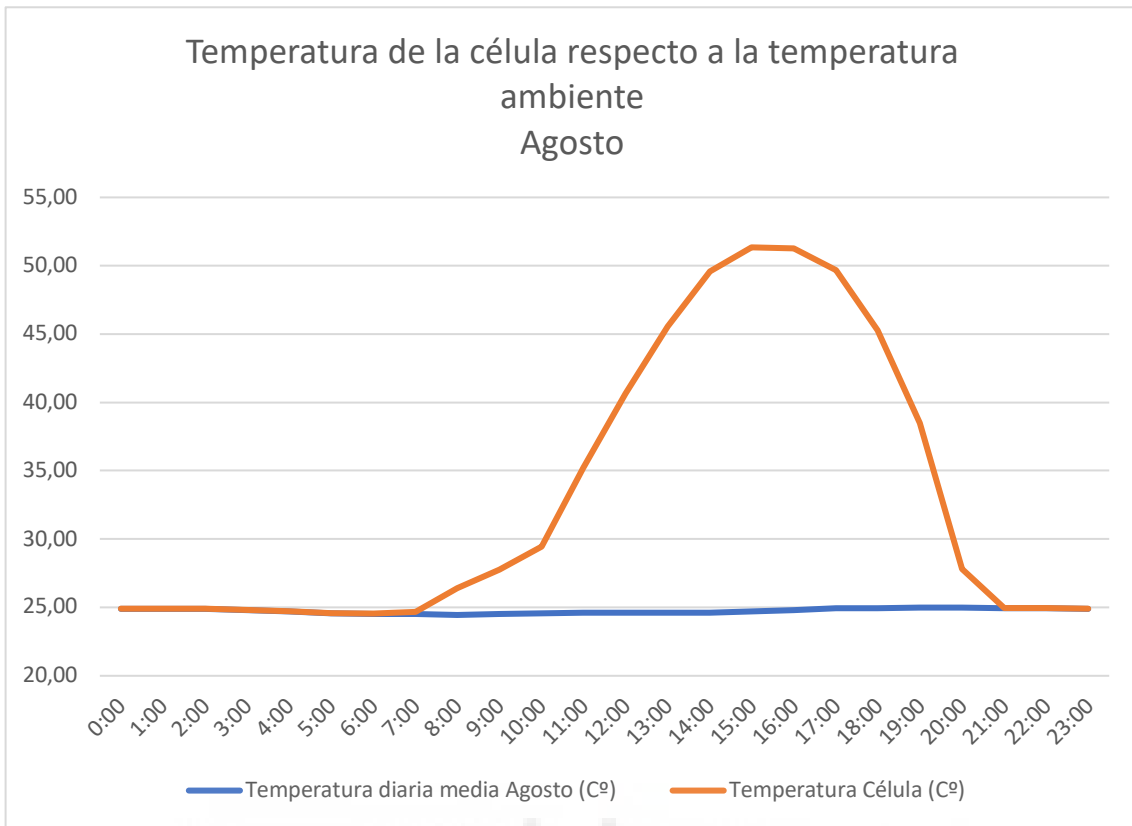
Tamb = temperatura ambiente

TONC = temperatura de operación nominal del módulo

E = Irradiancia solar en W/m<sup>2</sup>

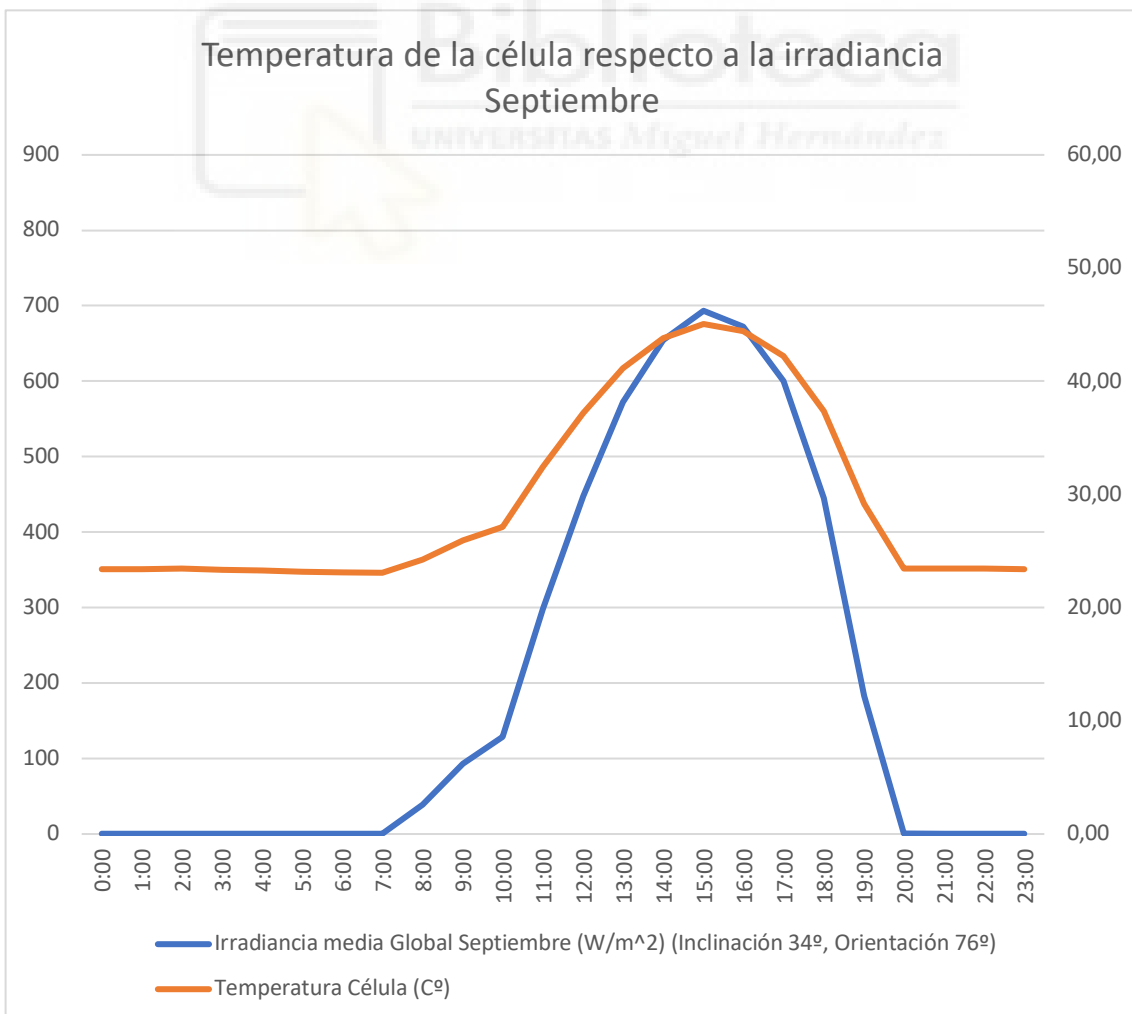
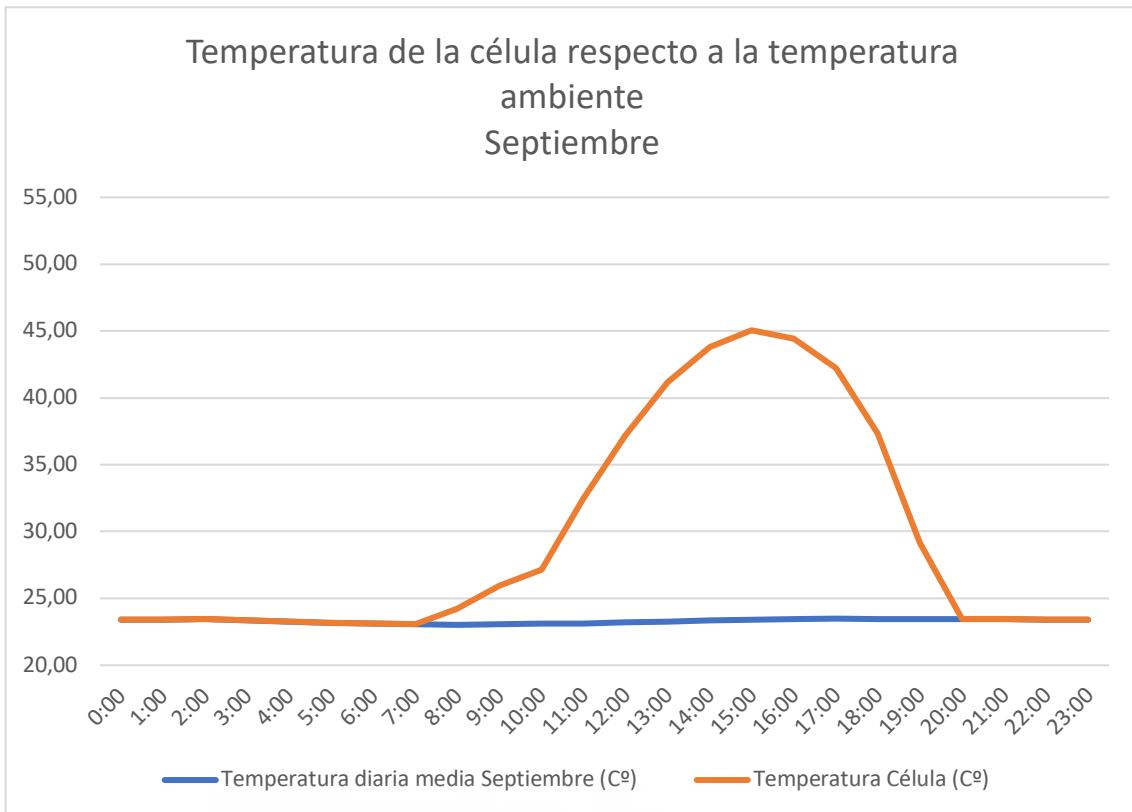
Este cálculo se ha hecho únicamente para la configuración final a proyectar, la configuración "Sugerencia del cliente". Los resultados de los cálculos son los siguientes y varían según el mes:

Agosto			
Hora	Irradiancia media Global Agosto (W/m <sup>2</sup> )	Temperatura diaria media Agosto (C°)	Temperatura Célula (C°)
0:00	0	24,90	24,90
1:00	0	24,89	24,89
2:00	0	24,91	24,91
3:00	0	24,80	24,80
4:00	0	24,69	24,69
5:00	0	24,59	24,59
6:00	0	24,54	24,54
7:00	4,99	24,50	24,66
8:00	62,62	24,45	26,41
9:00	103,87	24,51	27,76
10:00	155,48	24,56	29,42
11:00	338,22	24,62	35,19
12:00	512,53	24,61	40,63
13:00	670,82	24,61	45,57
14:00	799,98	24,60	49,60
15:00	852,35	24,71	51,35
16:00	847,14	24,82	51,29
17:00	791,81	24,93	49,67
18:00	650,84	24,95	45,29
19:00	432,84	24,97	38,50
20:00	90,58	24,99	27,82
21:00	0	24,96	24,96
22:00	0	24,94	24,94
23:00	0	24,91	24,91



Septiembre			
Hora	Irradiancia media Global Septiembre (W/m <sup>2</sup> )	Temperatura diaria media Septiembre (C°)	Temperatura Célula (C°)
0:00	0	23,40	23,40
1:00	0	23,39	23,39
2:00	0	23,44	23,44
3:00	0	23,35	23,35
4:00	0	23,27	23,27
5:00	0	23,18	23,18
6:00	0	23,13	23,13
7:00	0	23,07	23,07
8:00	38,56	23,02	24,23
9:00	92,78	23,06	25,96
10:00	128,78	23,10	27,12
11:00	297,97	23,14	32,45
12:00	447,81	23,21	37,20
13:00	572,38	23,27	41,16
14:00	654,47	23,34	43,79
15:00	693,42	23,39	45,06
16:00	672,04	23,44	44,44
17:00	600,31	23,49	42,25
18:00	444,63	23,47	37,36
19:00	182,48	23,46	29,16
20:00	0,01	23,45	23,45
21:00	0	23,44	23,44
22:00	0	23,42	23,42
23:00	0	23,41	23,41





En estos resultados se puede observar como la temperatura de la célula se mantiene igual a la temperatura ambiente hasta que el módulo recibe irradiancia, momento en el que la temperatura asciende considerablemente.

### 4.3. POTENCIA GENERADA POR LOS MÓDULOS

Para el cálculo de la potencia generada tanto por módulo como por la instalación completa se ha usado la siguiente ecuación:

$$P_{cc, Fov} = P_0 * R_{to, var} * [1 - g * (t_c - 25)] * \frac{E}{1000}$$

Siendo:

$P_0$  = La potencia nominal del generador, tanto de un solo módulo como de la instalación completa (10 módulos)

$g$  = Coeficiente de la temperatura de la potencia

$T_c$  = Temperatura de la célula

$E$  = Irradiancia solar en W/m<sup>2</sup>

$R_{to, Var}$  = Rendimiento que incluye pérdidas ocasionadas a que los módulos operan en condiciones distintas a las CEM

El término  $R_{to, Var}$  tiene su propia expresión para su cálculo, siendo esta la siguiente fórmula:

$$R_{to, var} = (1 - L_{pol}) * (1 - L_{dis}) * (1 - L_{ref})$$

Siendo:

$L_{pol}$  = Pérdidas de potencia debidas al polvo sobre el módulo

$L_{dis}$  = Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre los módulos

$L_{ref}$  = Pérdidas de potencia por reflectancia

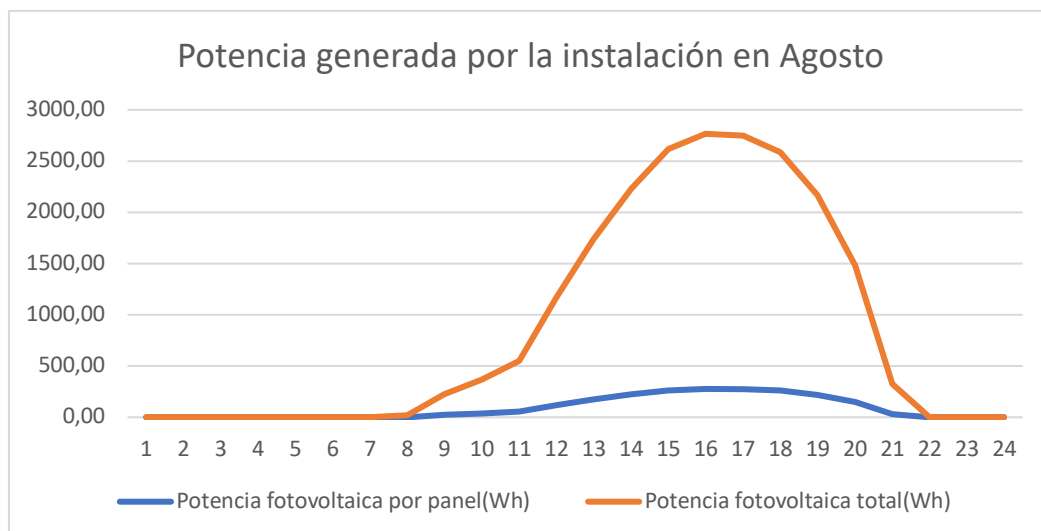
Estos valores son siempre estimados dada la complicación de establecerlos de forma estándar, el “Pliego de condiciones técnica del IDAE” nos facilita una tabla donde encontramos una aproximación de estos, siendo la tabla la siguiente:

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

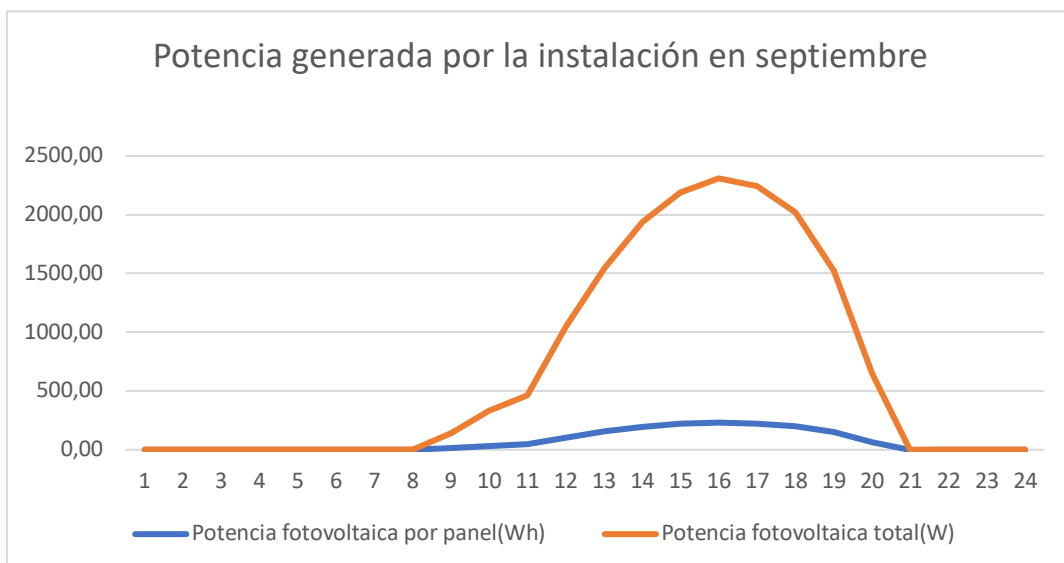
Una vez conocidos todos los parámetros se puede calcular la potencia que generará la instalación en los meses de agosto y septiembre.

- Resultados:

Agosto		
Hora	Potencia fotovoltaica por módulo (Wh)	Potencia fotovoltaica total (Wh)
0:00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00
7:00	1,80	17,97
8:00	22,40	224,02
9:00	36,97	369,72
10:00	55,00	549,98
11:00	117,04	1170,43
12:00	173,66	1736,55
13:00	222,87	2228,72
14:00	261,50	2614,98
15:00	276,64	2766,36
16:00	275,00	2750,05
17:00	258,75	2587,49
18:00	216,48	2164,80
19:00	147,88	1478,82
20:00	32,23	322,34
21:00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00



Septiembre		
Hora	Potencia fotovoltaica por panel(Wh)	Potencia fotovoltaica total(W)
0:00	0,00	0,00
1:00	0,00	0,00
2:00	0,00	0,00
3:00	0,00	0,00
4:00	0,00	0,00
5:00	0,00	0,00
6:00	0,00	0,00
7:00	0,00	0,00
8:00	13,91	139,06
9:00	33,25	332,46
10:00	45,95	459,47
11:00	104,20	1041,99
12:00	153,77	1537,66
13:00	193,53	1935,30
14:00	218,99	2189,91
15:00	230,85	2308,55
16:00	224,29	2242,89
17:00	202,10	2021,00
18:00	152,58	1525,79
19:00	64,61	646,11
20:00	0,00	0,04
21:00	0,00	0,00
22:00	0,00	0,00
23:00	0,00	0,00



#### 4.4. PÉRDIDAS POR CABLEADO E INVERSOR

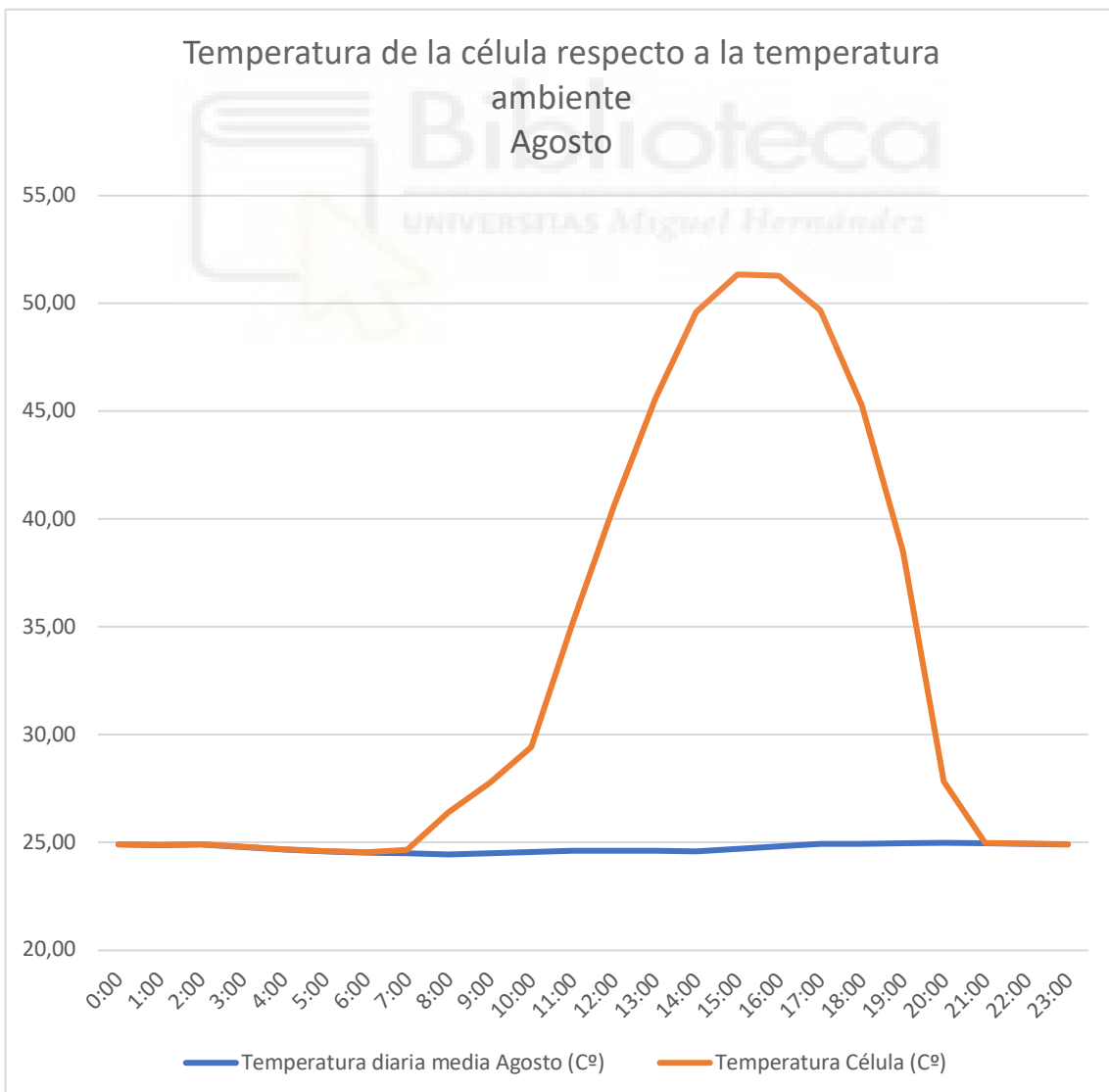
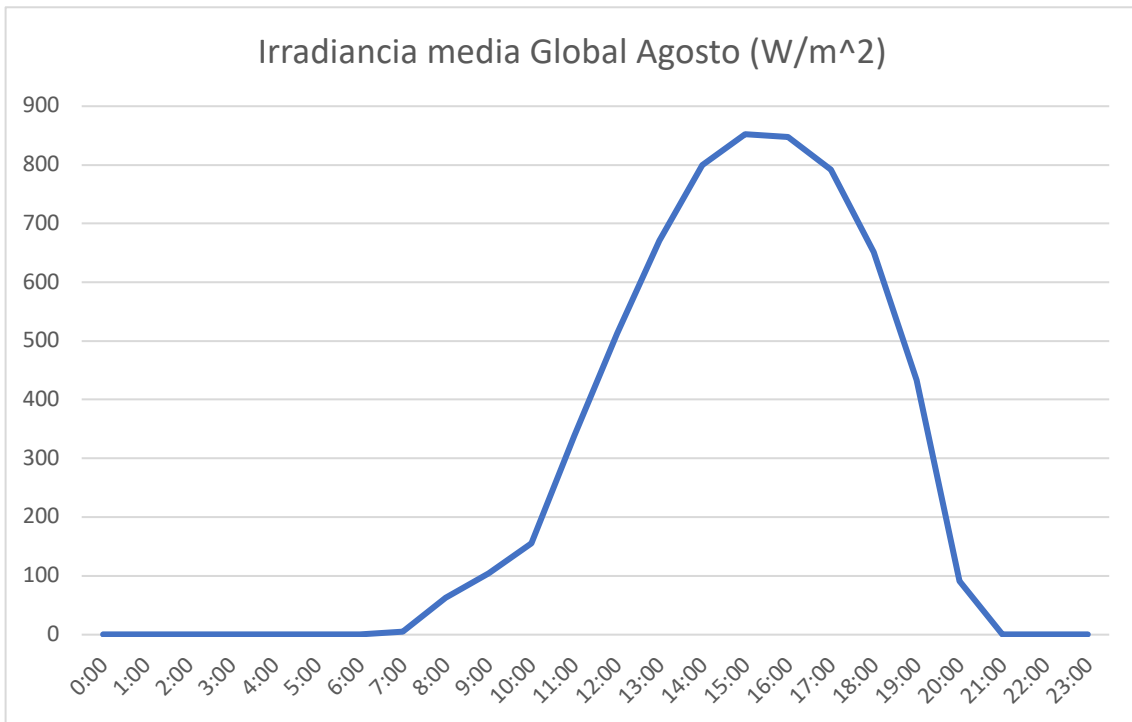
Las pérdidas por el cableado son mínimas dada la baja potencia a transportar y la corta longitud del cable, se estiman del 1% tanto en el tramo de continua como en el tramo de alterna.

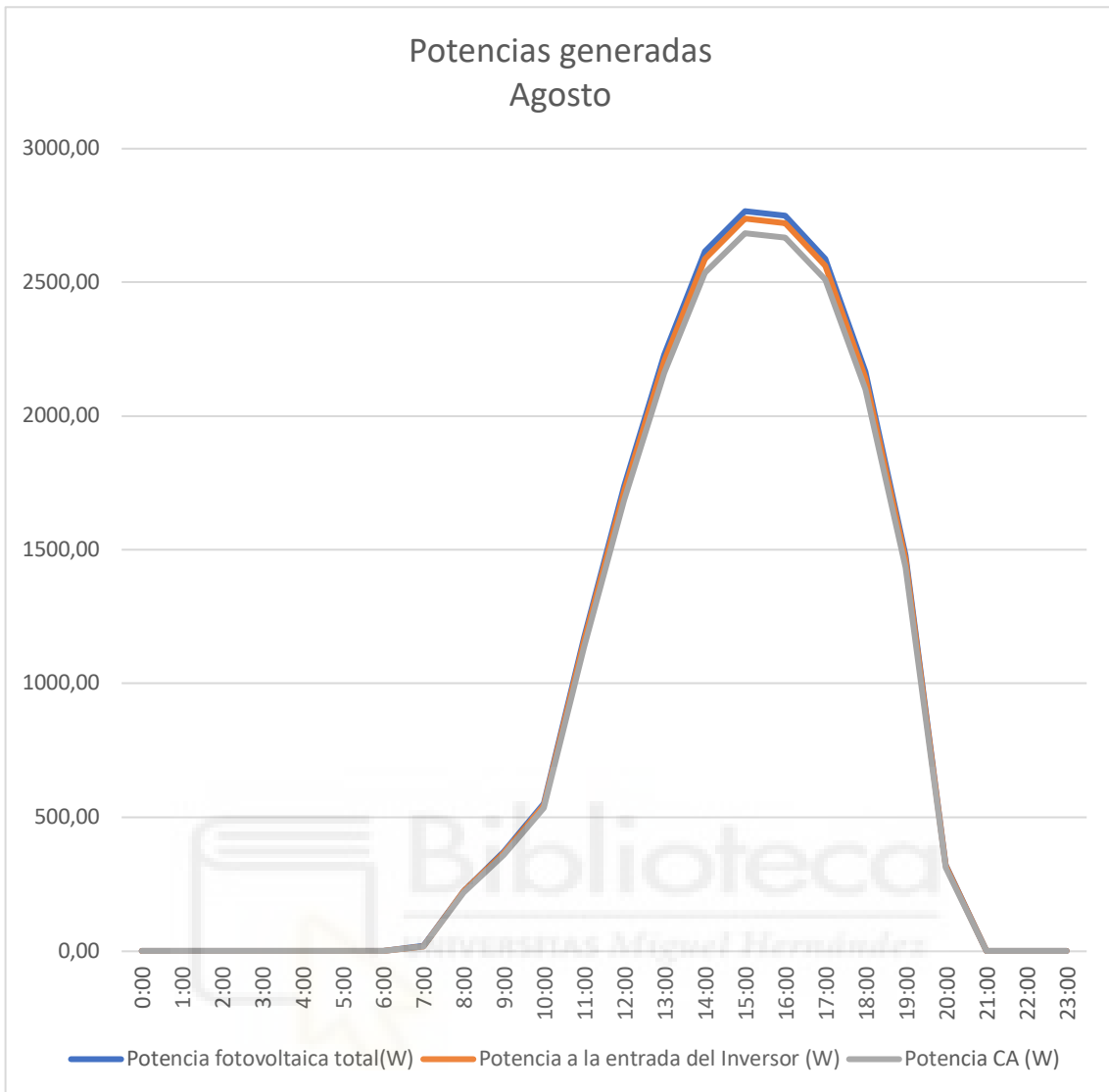
Las pérdidas debidas al inversor se calcularán en el apartado 4.9 y son del orden del 2,3%.

#### 4.5. RESUMEN DE DATOS EN EL CÁLCULO DE LA GENERACIÓN

Agosto

Hora	Irradiancia media Global (W/m <sup>2</sup> )	Temperatura diaria media (Cº)	Temperatura Célula (Cº)	Potencia fotovoltaica por panel (Wh)	Potencia fotovoltaica total (Wh)	Potencia a la entrada del Inversor (Wh)	Potencia CA (Wh)
0:00	0	24,90	24,90	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0	24,89	24,89	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0	24,91	24,91	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0	24,80	24,80	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0	24,69	24,69	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0	24,59	24,59	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0	24,54	24,54	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	4,99	24,50	24,66	1,80	17,97	17,79	17,43
8:00	62,62	24,45	26,41	22,40	224,02	221,78	217,34
9:00	103,87	24,51	27,76	36,97	369,72	366,02	358,70
10:00	155,48	24,56	29,42	55,00	549,98	544,48	533,59
11:00	338,22	24,62	35,19	117,04	1170,43	1158,72	1135,55
12:00	512,53	24,61	40,63	173,66	1736,55	1719,19	1684,80
13:00	670,82	24,61	45,57	222,87	2228,72	2206,43	2162,30
14:00	799,98	24,60	49,60	261,50	2614,98	2588,83	2537,06
15:00	852,35	24,71	51,35	276,64	2766,36	2738,70	2683,92
16:00	847,14	24,82	51,29	275,00	2750,05	2722,55	2668,10
17:00	791,81	24,93	49,67	258,75	2587,49	2561,61	2510,38
18:00	650,84	24,95	45,29	216,48	2164,80	2143,15	2100,29
19:00	432,84	24,97	38,50	147,88	1478,82	1464,03	1434,75
20:00	90,58	24,99	27,82	32,23	322,34	319,11	312,73
21:00	0	24,96	24,96	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0	24,94	24,94	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0	24,91	24,91	0,00	0,00	0,00	0,00

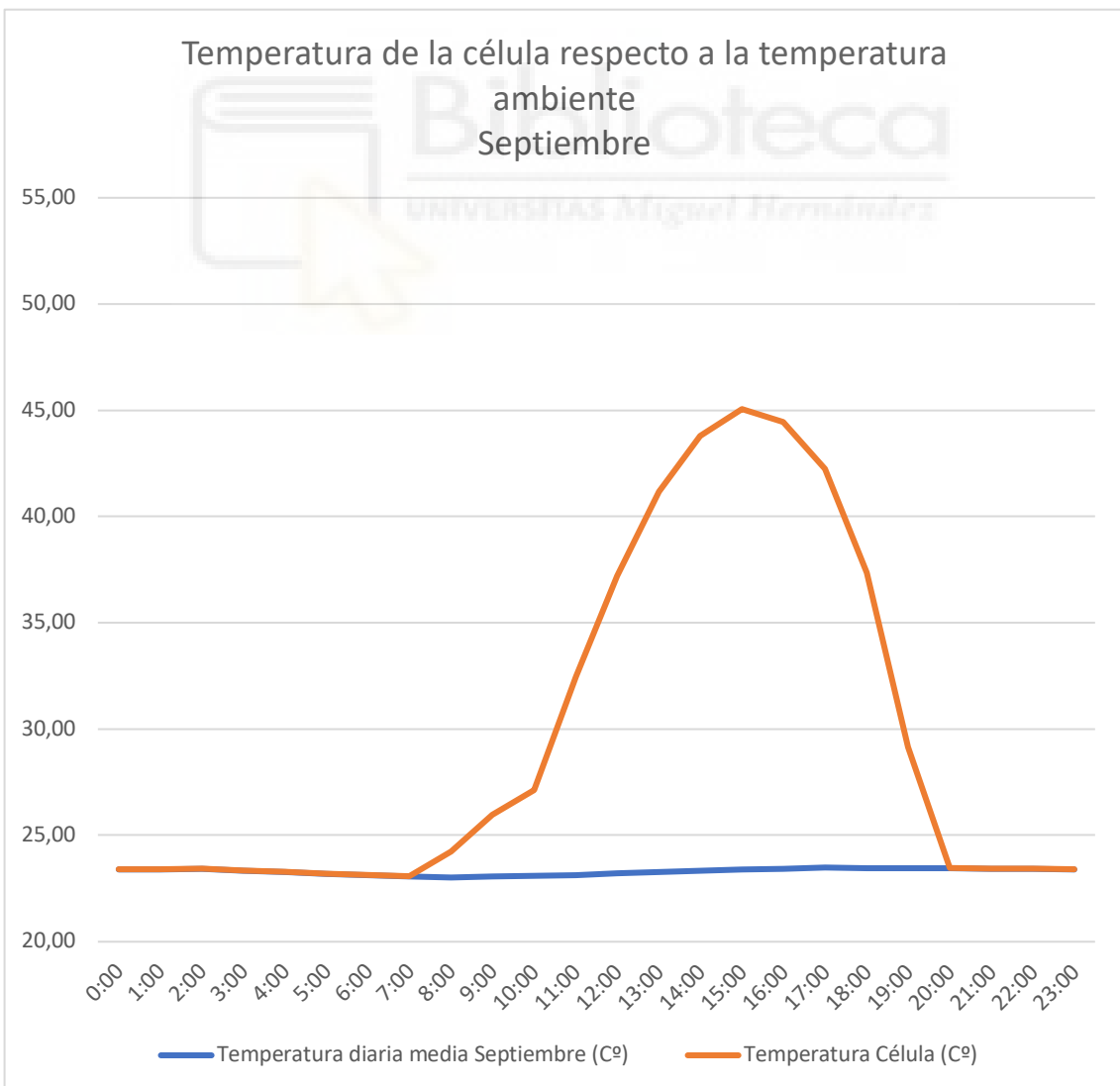
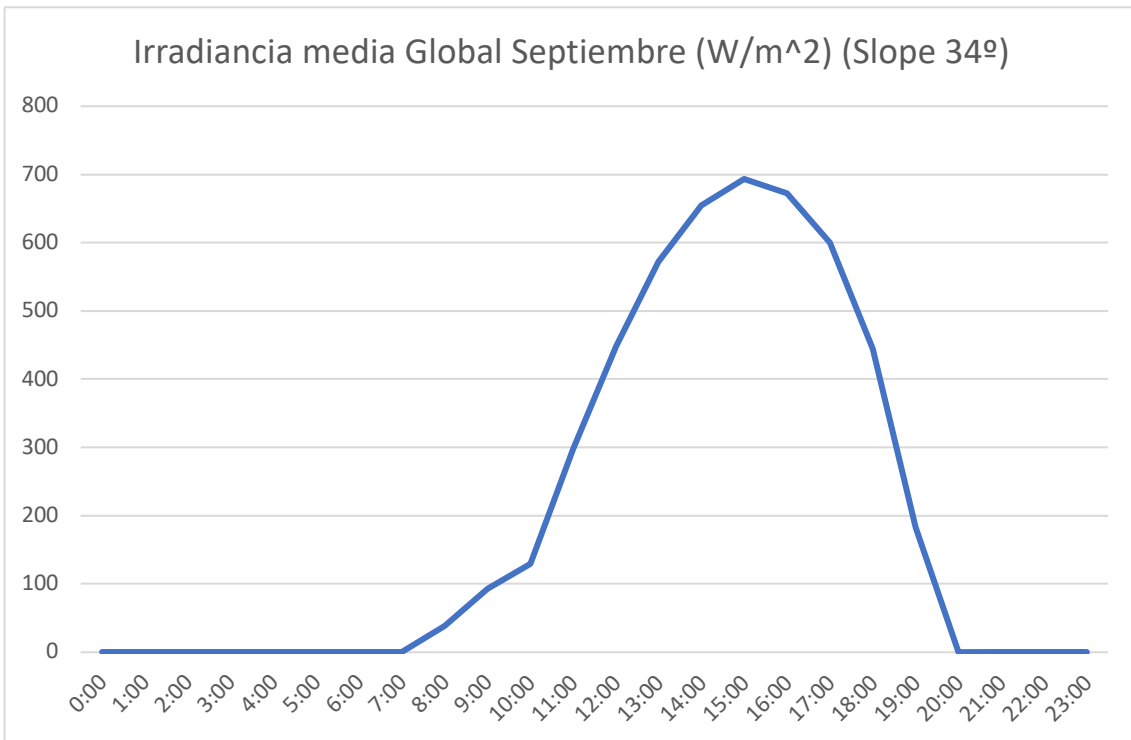


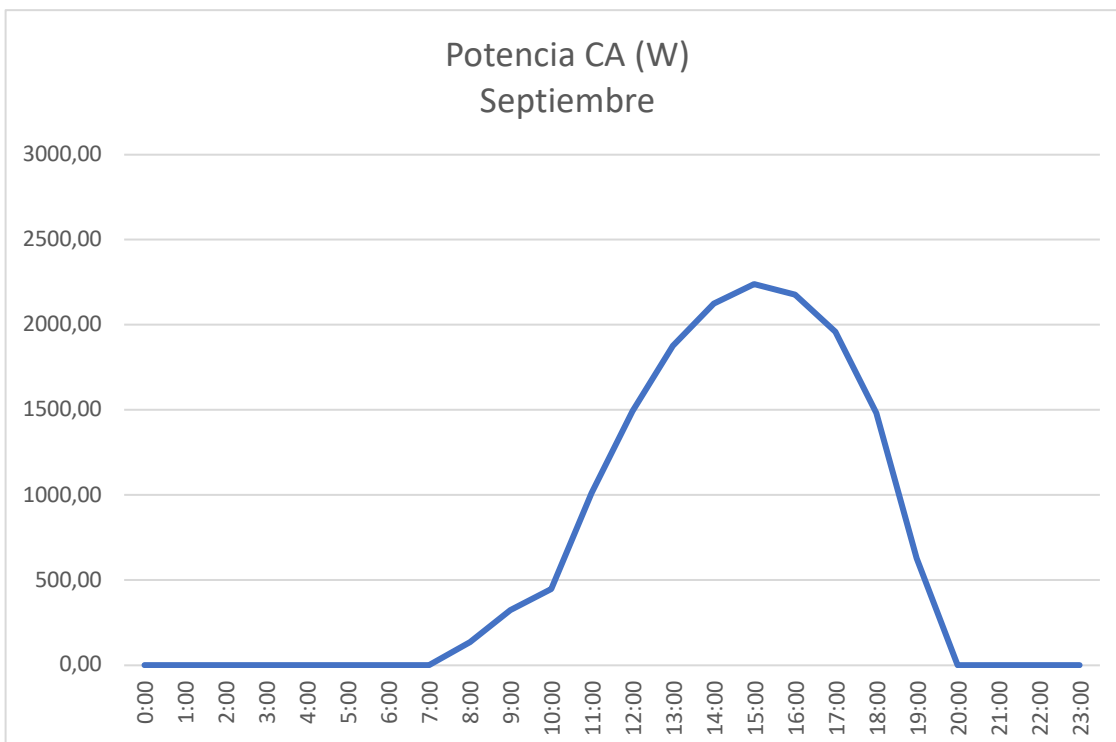
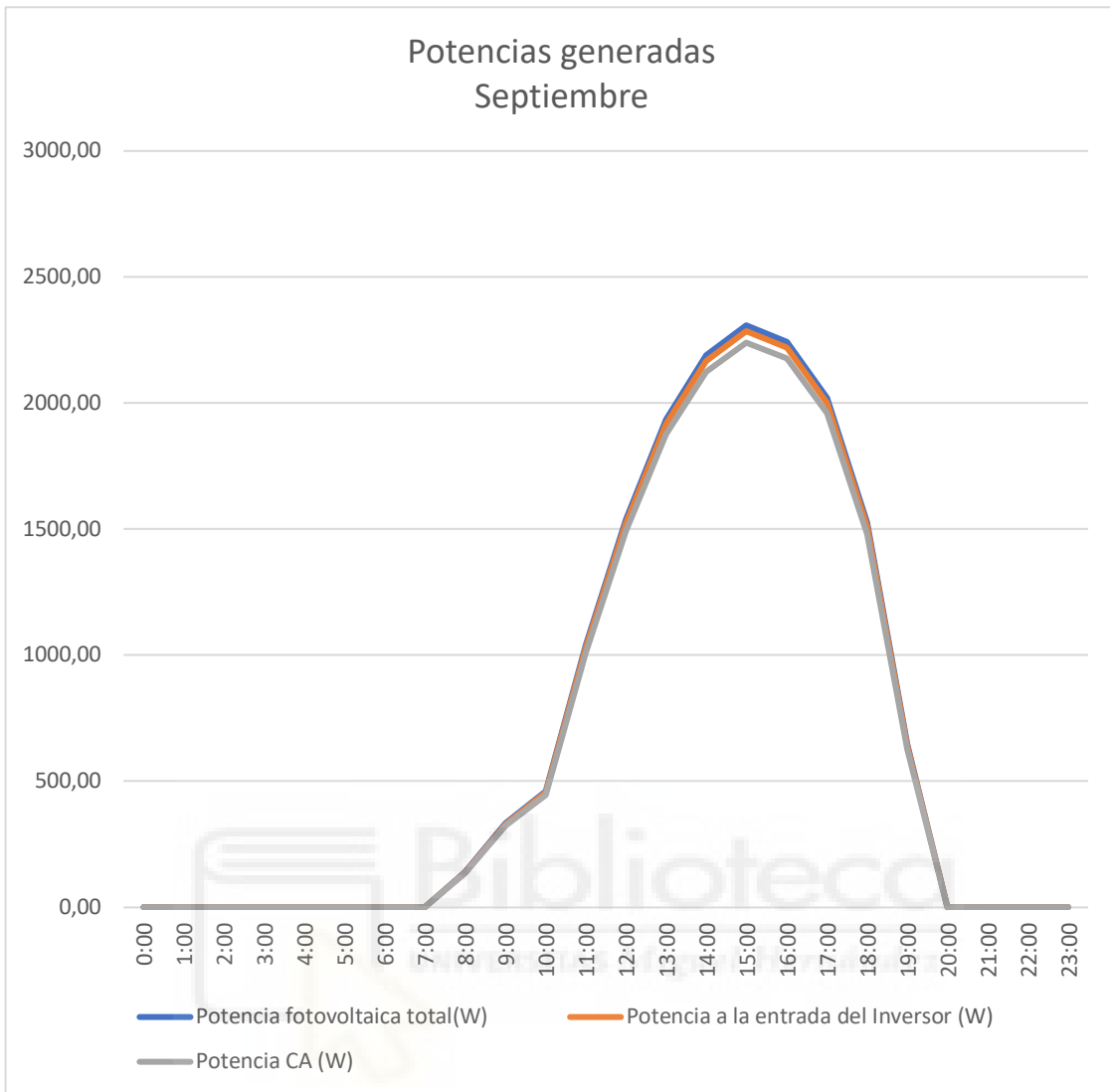




Septiembre

Hora	Irradiancia media Global (W/m <sup>2</sup> )	Temperatura diaria media Septiembre (Cº)	Temperatura Célula (Cº)	Potencia fotovoltaica por módulo (Wh)	Potencia fotovoltaica total (W)	Potencia a la entrada del Inversor (Wh)	Potencia CA (Wh)
0:00	0	23,40	23,40	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00	0	23,39	23,39	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00	0	23,44	23,44	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00	0	23,35	23,35	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00	0	23,27	23,27	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00	0	23,18	23,18	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00	0	23,13	23,13	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00	0	23,07	23,07	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00	38,56	23,02	24,23	13,91	139,06	137,67	134,92
9:00	92,78	23,06	25,96	33,25	332,46	329,14	322,56
10:00	128,78	23,10	27,12	45,95	459,47	454,87	445,78
11:00	297,97	23,14	32,45	104,20	1041,99	1031,57	1010,94
12:00	447,81	23,21	37,20	153,77	1537,66	1522,29	1491,84
13:00	572,38	23,27	41,16	193,53	1935,30	1915,95	1877,63
14:00	654,47	23,34	43,79	218,99	2189,91	2168,01	2124,65
15:00	693,42	23,39	45,06	230,85	2308,55	2285,46	2239,75
16:00	672,04	23,44	44,44	224,29	2242,89	2220,47	2176,06
17:00	600,31	23,49	42,25	202,10	2021,00	2000,79	1960,78
18:00	444,63	23,47	37,36	152,58	1525,79	1510,53	1480,32
19:00	182,48	23,46	29,16	64,61	646,11	639,65	626,86
20:00	0,01	23,45	23,45	0,00	0,04	0,04	0,04
21:00	0	23,44	23,44	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00	0	23,42	23,42	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00	0	23,41	23,41	0,00	0,00	0,00	0,00





## 4.6. CALCULO DE LA SECCION DEL CONDUCTOR

### 4.6.1. Cálculo de la sección por caída de tensión

Para el cálculo de la sección del conductor por caída de tensión se ha utilizado la siguiente expresión:

$$\text{Caída de tensión} = 2 * L * \frac{I}{46 * s}$$

Siendo:

- Caída de tensión= Queremos que este valor sea inferior al 1%, por lo que, si la tensión media de la instalación son 500V, este valor no podrá ser mayor de **5V**
- L= La longitud total del cable (**20m**)
- I= La intensidad que circula por el cable, este valor viene condicionado por los módulos, ya que al estar todos en serie, el valor de intensidad nominal del módulo será la intensidad que circule por el cable (**9,49A**)
- 46= Este valor es la conductividad del cobre a 90° en  $\frac{\text{m}}{(\Omega * \text{mm})}$ , se ha utilizado la conductividad del cobre a 90° ya que es la temperatura máxima que el aislamiento XLPE puede soportar.
- s= Sección del conductor, este es el valor a calcular

Una vez conocidos todos los valores, la fórmula adquirirá la siguiente forma:

$$5 = 2 * 20 * \frac{9,49}{46 * s}$$

Lo que nos dará un valor de la sección de 1,65mm<sup>2</sup>. Sobredimensionando este valor y buscando el cable más comercial para este tipo de instalaciones usaremos el cable XLPE de 2x6mm<sup>2</sup>.

## 4.6.2. Cálculo de la sección por intensidad máxima admisible

Una vez seleccionada la sección del cable para que cumpla con el criterio de máxima caída de tensión se ha de comprobar que esa sección cumple con el criterio de máxima intensidad admisible por el cable.

Para ello utilizaremos las tablas A y B de la ITC-BT-19. Según este documento nuestro modo de colocación de los cables será el modo B (Conductores aislados en tubos en montaje superficial). Sabiendo el modo de colocación de los cables, la tabla A nos dirá la intensidad máxima admisible:

*Tabla A - Intensidades admisibles para cables con conductores de cobre, no enterrados  
Temperatura ambiente 40°C en el aire*

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A1												
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
<b>B1</b>				3x PVC	2x PVC		3x XLPE		<b>2x XLPE</b>			
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm <sup>2</sup> COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
<b>6</b>	25	27	30	32	36	37	40	44	<b>46</b>	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	--	--	--	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	431	480	515	552	600	645	674	770	812
500	--	--	--	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	--	--	--	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

La intensidad máxima admisible por nuestro cable de 6mm<sup>2</sup> con aislante XLPE será de 46A, una intensidad muy superior a la intensidad nominal de 10A que circulará por el cable.

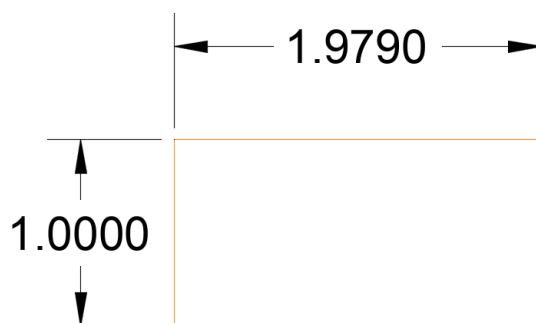
#### 4.7. DIAMETRO DEL TUBO

Los cables de nuestra instalación estarán entubados para garantizar su protección. Al tratarse de dos conductores de 6mm<sup>2</sup> cada uno el diámetro del tubo no deberá de ser menor de 16mm<sup>2</sup> tal como dicta la tabla 2 de la ITC-BT-21.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	16
2,5	12	12	16	16	20
4	12	16	20	20	20
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40
35	25	32	40	40	50
50	25	40	50	50	50
70	32	40	50	63	63
95	32	50	63	63	75
120	40	50	63	75	75
150	40	63	75	75	--
185	50	63	75	--	--
240	50	75	--	--	--

#### 4.8. DISPOSICIÓN DE LOS MÓDULOS

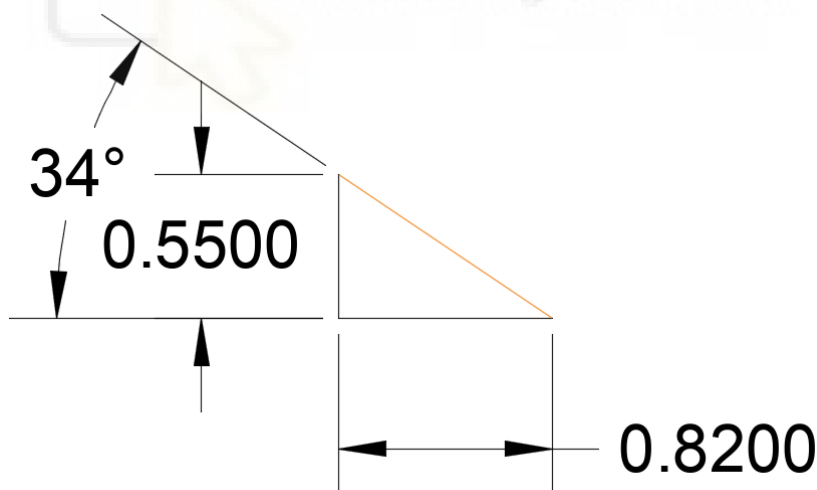
Las dimensiones de los módulos vienen recogidas en la ficha técnica de los mismos y son de 1.979x1.000m.



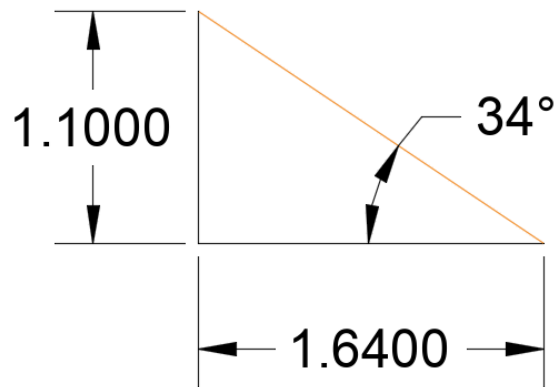
Al colocar estos en un ángulo de  $34^\circ$  respecto con el plano horizontal estando los módulos apoyados en el lado de 1.979m (posición horizontal) obtenemos que la altura de estos equivale a 0.55m respecto al suelo, resultado de multiplicar:

$$\text{sen}(34^\circ) * 1m = 0,55m$$

Por lo que la disposición actual del módulo será la siguiente:

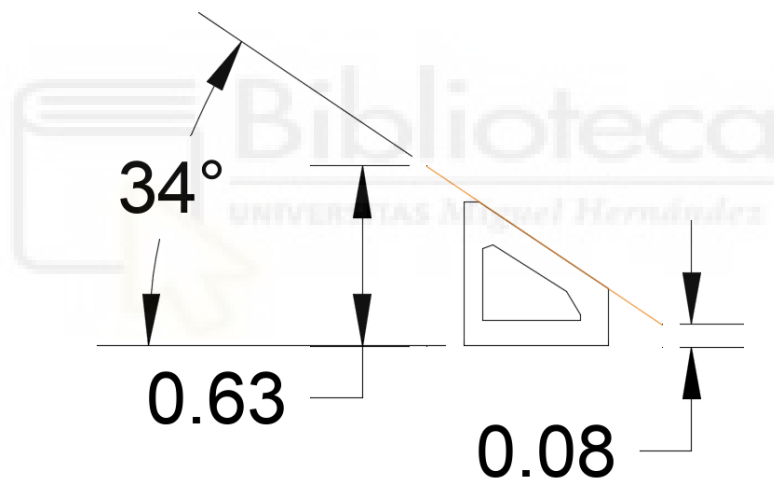


Si por el contrario se colocase el módulo en posición vertical con la misma inclinación apoyándolo en su lado de 1m (posición vertical), obtendríamos una altura de 1.1m, resultado de la operación:  $\text{sen}(34^\circ) * 1.979m = 1.1m$

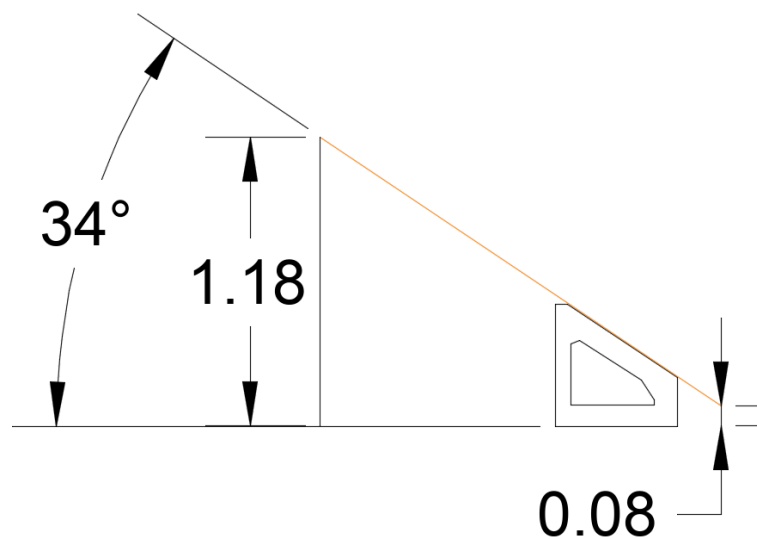


A estas dimensiones habría que sumarles la altura del soporte donde están colocados, lo que elevaría su altura unos 8cm en ambos casos.

- Posición horizontal



- Posición vertical



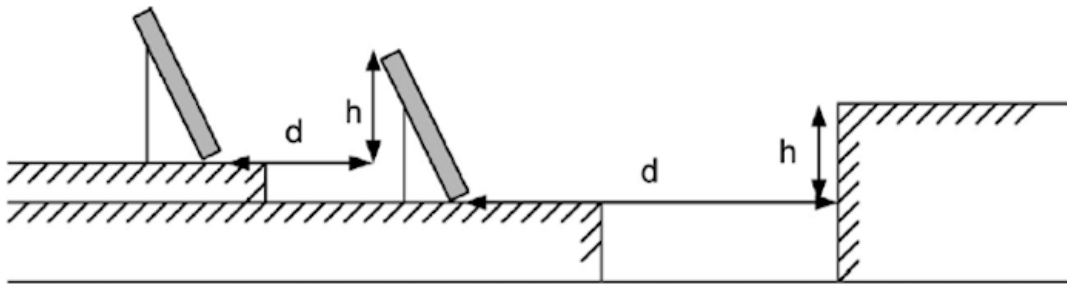


#### 4.8.1. Distancia entre filas de módulos

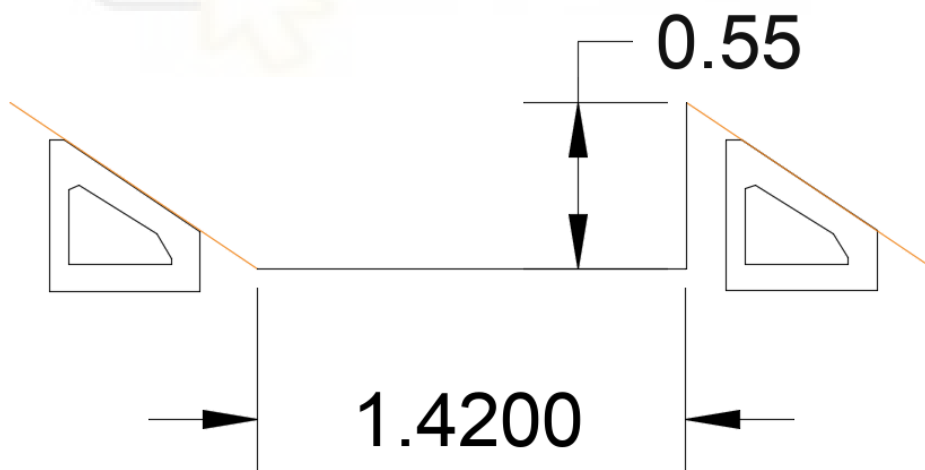
La distancia entre las filas de los módulos vendrá determinada por la siguiente fórmula:

$$d = \frac{h}{\tan(61 - \text{Latitud})}$$

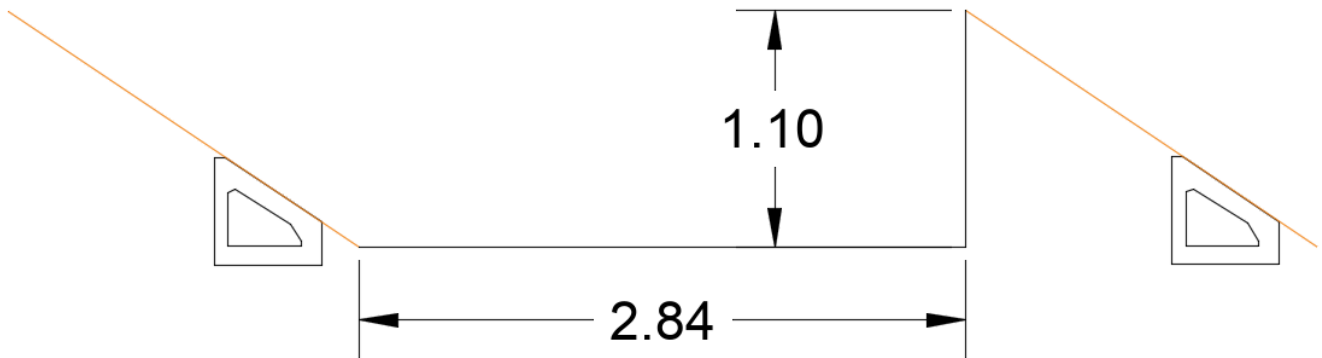
Siendo "h" la altura máxima del obstáculo



Como para nuestra instalación los módulos tendrán una altura de 0,55m una vez puestos encima de los soportes de forma horizontal y la latitud es de 39. 89° la distancia entre los módulos será de 1,42m.



En el caso de que los módulos se colocasen de forma vertical esta distancia aumentaría considerablemente ya que pasaríamos de tener una altura de 0,55 en los módulos a una de 1,1m. Lo que provocara que la distancia entre las filas sea de 2,84m



#### 4.9. CÁLCULO DE LA VARIACIÓN DE LA TENSIÓN DE LA CÉLULA A EFECTOS DE LA TEMPERATURA

La tensión de funcionamiento de la instalación no siempre es constante, la variación de la temperatura en los módulos provocará en estos una diferencia en la tensión que estos proporcionan, siendo esta la nominal cuando los módulos están a 25°C, una tensión superior a la nominal con una temperatura inferior a 25°C y una tensión inferior con una temperatura superior a los 25°C. Es por ello que hay que tener muy en cuenta las diferentes temperaturas a las que puede estar sometida la instalación para poder predecir el rango de tensiones a las que el inversor estará expuesto. Una mala predicción podría ocasionar que en un día frío con una irradiancia normal la tensión del sistema sobrepase la admisible por el inversor pudiendo llegar a romperlo.

La expresión que relaciona la tensión del módulo con su temperatura es la siguiente:

$$Tensión\ módulo(V) = T_{voc} * [1 + (T_c - 25) * \frac{CoefTmVoc}{100}]$$

Siendo:

- $T_{voc}$  = Tensión del módulo en circuito abierto
- $T_c$  = Temperatura de la célula
- $Coef_{TmVOC}$  = Coeficiente de pérdida de tensión de la célula en circuito abierto por cada grado de diferencia de la temperatura ambiente y la temperatura de operación de la célula

Estos datos los encontramos en la ficha técnica del módulo, y son los siguientes:

Características de la temperatura A-390m GS	
Coef. Temp. de $I_{sc}$ ( $TK_{Isc}$ )	0.048% /°C
Coef. Temp. de $V_{oc}$ ( $TK_{Voc}$ )	-0.28% /°C
Coef. Temp. de $P_{max}$ ( $TK_{Pmax}$ )	-0.37% /°C
Temperatura de Funcionamiento	-40 to +85° C

Características eléctricas A-390m GS	
Potencia Máxima ( $P_{max}$ )	390 W
Tensión Máxima Potencia ( $V_{mp}$ )	41.10 V
Corriente Máxima Potencia ( $I_{mp}$ )	9.49 A
Tensión de Circuito Abierto ( $V_{oc}$ )	49.30 V
Corriente en Cortocircuito ( $I_{sc}$ )	10.12 A
Eficiencia del Módulo (%)	19.67%
Tolerancia de Potencia (W)	0/+5
Máxima Serie de Fusibles (A)	15
Máxima Tensión del Sistema (IEC)	DC 1000 V
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (oC)	45±2

Con la expresión anterior se ha calculado las tensiones de salida de la instalación al estar los módulos expuestos a diferentes temperaturas. El rango de cálculo ha sido desde la temperatura más baja a la que el módulo puede funcionar hasta la más alta, desde los -40°C hasta los 85°C.

Los resultados de las tensiones de salida de la instalación a las diferentes temperaturas son los siguientes al conectar nuestros 10 módulos en serie:

Temperatura del módulo (Cº)	Tensión del módulo (V)	Tensión con 10 módulos en serie(V)
-40	58,27	582,73
-30	56,89	568,92
-20	55,51	555,12
-10	54,13	541,31
0	52,75	527,51
10	51,37	513,71
20	49,99	499,90
30	48,61	486,10
40	47,23	472,29
50	45,85	458,49
60	44,47	444,69
70	43,09	430,88
85	41,02	410,18

Como se puede observar, con los 10 módulos conectados en serie, nuestra instalación siempre funcionará con un valor de tensión de salida entre los 582V y los 410V, fuera de ese rango los módulos dejarían de funcionar al salir de su rango de funcionamiento por temperatura.

#### 4.10. CONEXIÓN DE LOS 10 MÓDULOS CON EL INVERSOR

En este apartado se justificará que la conexión de los 10 módulos en serie cumpla con las necesidades del inversor.

##### 4.10.1. Rango de tensiones del inversor

En el apartado 4.7 se ha calculado el rango de tensiones en la que la instalación puede estar funcionando, este rango va desde los 410V el día más caluroso hasta los 582V en el día más frío. Un valor en las tensiones superior o inferior a este rango sería imposible ya que el módulo no podría funcionar al estar fuera del rango de funcionamiento por temperatura.

La ficha de las características de entrada al inversor es la siguiente:

Datos de entrada PRIMO 3.5-1	
Máxima corriente de entrada (Idc máx. 1 / Idc máx. 2)	12 A / 12 A
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP1/MPP2)	18 A / 18 A
Mínima tensión de entrada (Udc mín.)	80 V
Tensión CC mínima de puesta en servicio (Udc arranque)	80 V
Tensión de entrada nominal (Udc,r)	710 V
Máxima tensión de entrada (Udc máx.)	1.000 V
Rango de tensión MPP (Umpp mín. – Umpp máx.)	200 - 800 V
Máxima salida del generador FV (Pdc máx.)	5,3 kWpico

En ella podemos observar como la tensión mínima de entrada son 80V, la máxima de entrada 1000V y el rango de funcionamiento MPP está entre 200V-800V. Esto nos garantiza que siempre estaremos dentro del rango de tensiones admisible por el inversor si conectamos los 10 módulos en serie, desde el día más frío hasta el más caluroso que el módulo puede soportar. Con esto concluimos que la conexión óptima de los módulos es conectándolos todos en serie.

#### 4.10.2. Rango de intensidades del inversor

La intensidad que producirá la instalación será la misma que la que producirá un solo módulo, ya que están conectados en serie, esta será de 9,49A en el punto de máxima potencia (Imp) y 10,12A en el caso de cortocircuito (Isc) como se muestra a continuación:

Características eléctricas A-390m GS	
Potencia Máxima (Pmax)	390 W
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	41.10 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	9.49 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	49.30 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	10.12 A
Eficiencia del Módulo (%)	19.67%
Tolerancia de Potencia (W)	0/+5

Máxima Serie de Fusibles (A)	15
Máxima Tensión del Sistema (IEC)	DC 1000 V
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (oC)	45±2

La intensidad máxima de entrada del inversor será de 12A por lo que la instalación cumplirá con esta condición incluso si se produjese un cortocircuito en los módulos.

Datos de entrada PRIMO 3.5-1	
Máxima corriente de entrada (Idc máx. 1 / Idc máx. 2)	12 A / 12 A
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP1/MPP2)	18 A / 18 A
Mínima tensión de entrada (Udc mín.)	80 V
Tensión CC mínima de puesta en servicio (Udc arranque)	80 V
Tensión de entrada nominal (Udc,r)	710 V
Máxima tensión de entrada (Udc máx.)	1.000 V
Rango de tensión MPP (Umpp mín. – Umpp máx.)	200 - 800 V
Máxima salida del generador FV (Pdc máx.)	5,3 kWpico

#### 4.11. PÉRDIDAS EN EL INVERSOR

Calculado el rango de tensiones a la que funcionará la instalación se observa que no coincide del todo con la tensión nominal de entrada del inversor, siendo este de 710V y el de la instalación de 510V de media.

Al desviarnos de la tensión nominal el rendimiento del inversor disminuirá un poco respecto al rendimiento máximo que alcanzaríamos si consiguiésemos esos 710V en la tensión de entrada.

La ficha técnica del inversor nos da una tabla para calcular el rendimiento de este si nos desviamos de la tensión nominal, siendo la siguiente:

RENDIMIENTO	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1
Máximo rendimiento	97,9 %	98,0 %
Rendimiento europeo ( $\eta_{EU}$ )	96,1 %	96,8 %
$\eta$ con 5 % $P_{ac,r}^{2)}$	80,8 / 82,5 / 82,5 %	80,8 / 82,5 / 82,5 %
$\eta$ con 10 % $P_{ac,r}^{2)}$	84,1 / 86,5 / 86,1 %	86,3 / 93,6 / 91,8 %
$\eta$ con 20 % $P_{ac,r}^{2)}$	90,3 / 95,5 / 94,8 %	91,6 / 96,2 / 95,2 %
$\eta$ con 25 % $P_{ac,r}^{2)}$	91,8 / 96,4 / 95,1 %	92,7 / 96,9 / 95,8 %
$\eta$ con 30 % $P_{ac,r}^{2)}$	92,7 / 96,9 / 96,0 %	93,5 / 97,2 / 96,3 %
$\eta$ con 50 % $P_{ac,r}^{2)}$	94,5 / 97,4 / 97,0 %	95,0 / 97,7 / 97,3 %
$\eta$ con 75 % $P_{ac,r}^{2)}$	95,4 / 97,9 / 97,7 %	95,6 / 97,8 / 97,8 %
$\eta$ con 100 % $P_{ac,r}^{2)}$	95,7 / 97,9 / 97,8 %	95,8 / 98,0 / 97,8 %
Rendimiento de adaptación MPP		

2) Y con  $U_{mpp}$  mín. /  $U_{dc,r}$  /  $U_{mpp}$  máx.

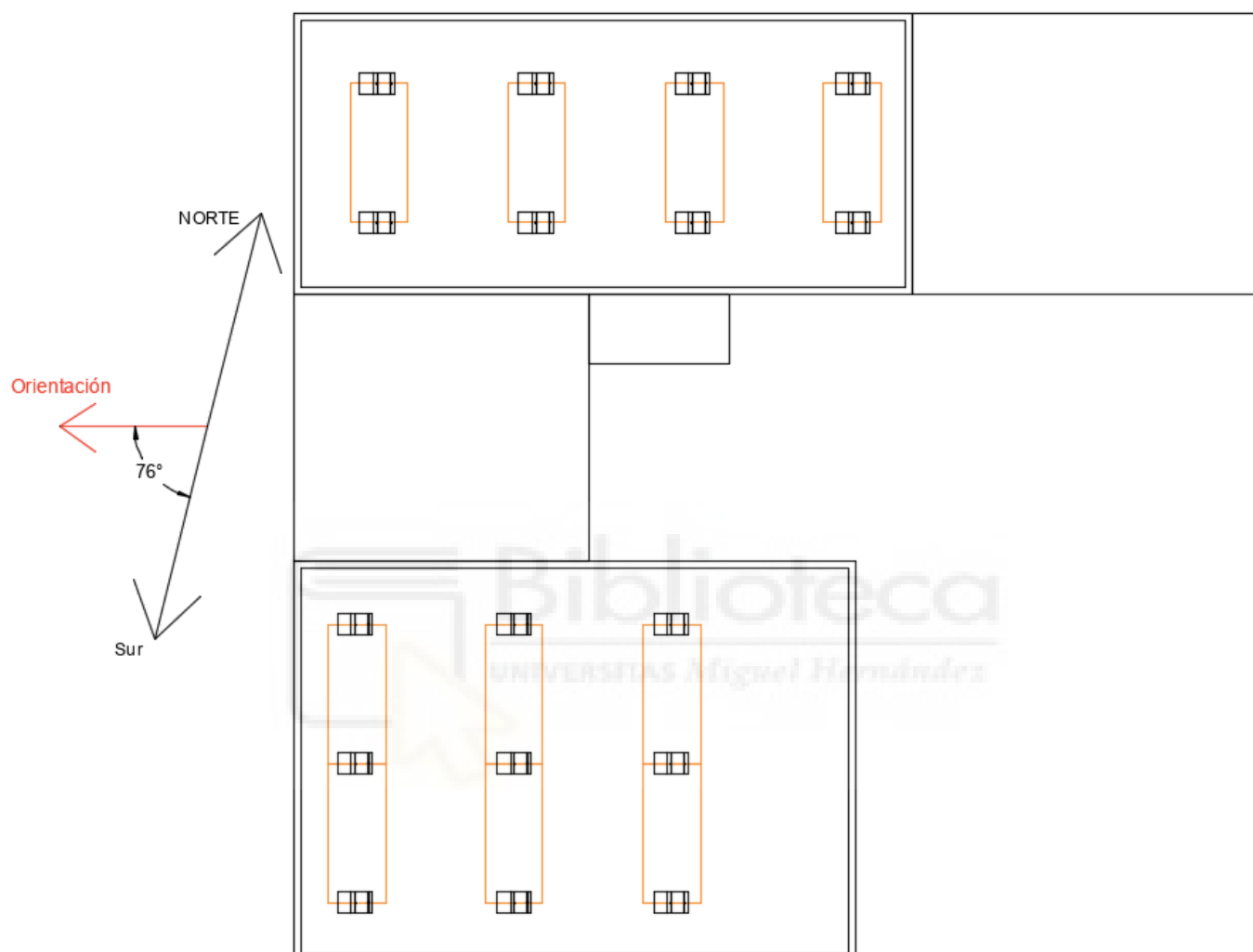
Nuestro  $U_{dc,r}$  será de 70% (resultado de la operación:  $70\% = \frac{500}{710} * 100\%$ ) lo que nos dará un rendimiento aproximado del inversor del 97,7%.

#### 4.12. POSICIÓN DE LOS MÓDULOS EN LA INSTALACIÓN Y CABLEADO

Dentro de la superficie destinada a la instalación de colocarán los módulos sobre los soportes de hormigón de 34° de inclinación, estos soportes al no estar anclados a la superficie se podrán modular cambiando su posición a la hora de realizar el montaje siempre atendiendo a dos condiciones:

- Entre filas de módulos deberá existir una separación de 1,42m para que los módulos no se hagan sombra unos a otros.
- Su orientación será de 104° hacia el oeste desde el norte

Un ejemplo de colocación se encontrará a continuación, pero a la hora del montaje este podrá ser diferente siempre que se respeten las condiciones descritas anteriormente.



#### 4.13. PUESTA A TIERRA

Según se detalla en el artículo 15 del RD1699/2011 y el ITC-BT-40, las masas de la instalación estarán conectadas a una masa independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, pero se podrá conectar a la tierra existente de los elementos receptores.

Por lo que la toma de tierra de la instalación la conectaremos a la toma de tierra de la vivienda existente.



## 5. ESTUDIO ECONÓMICO

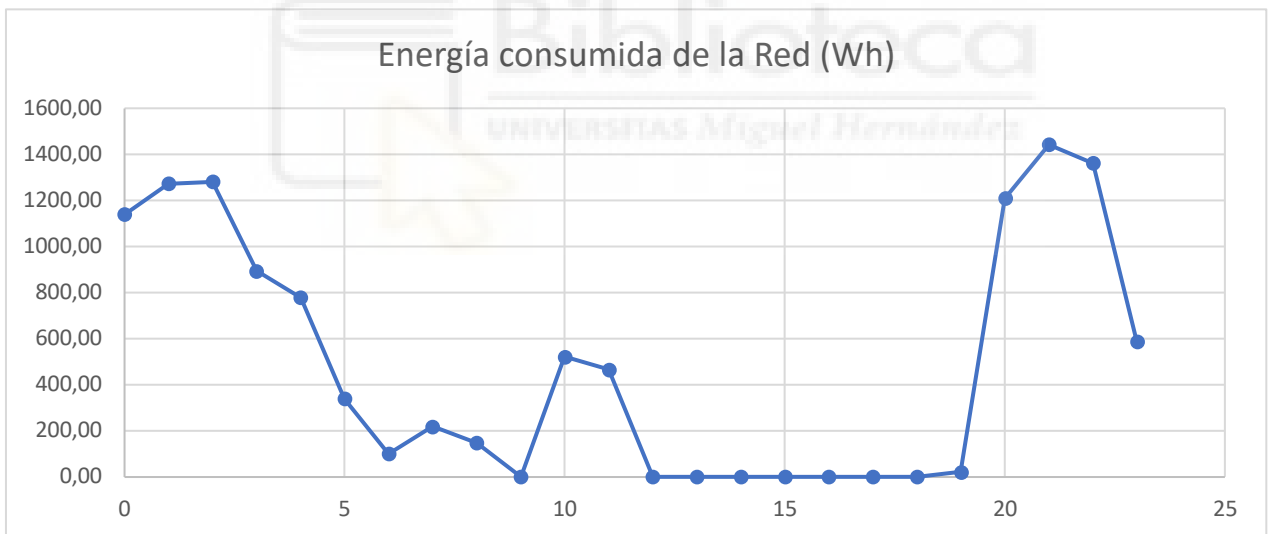
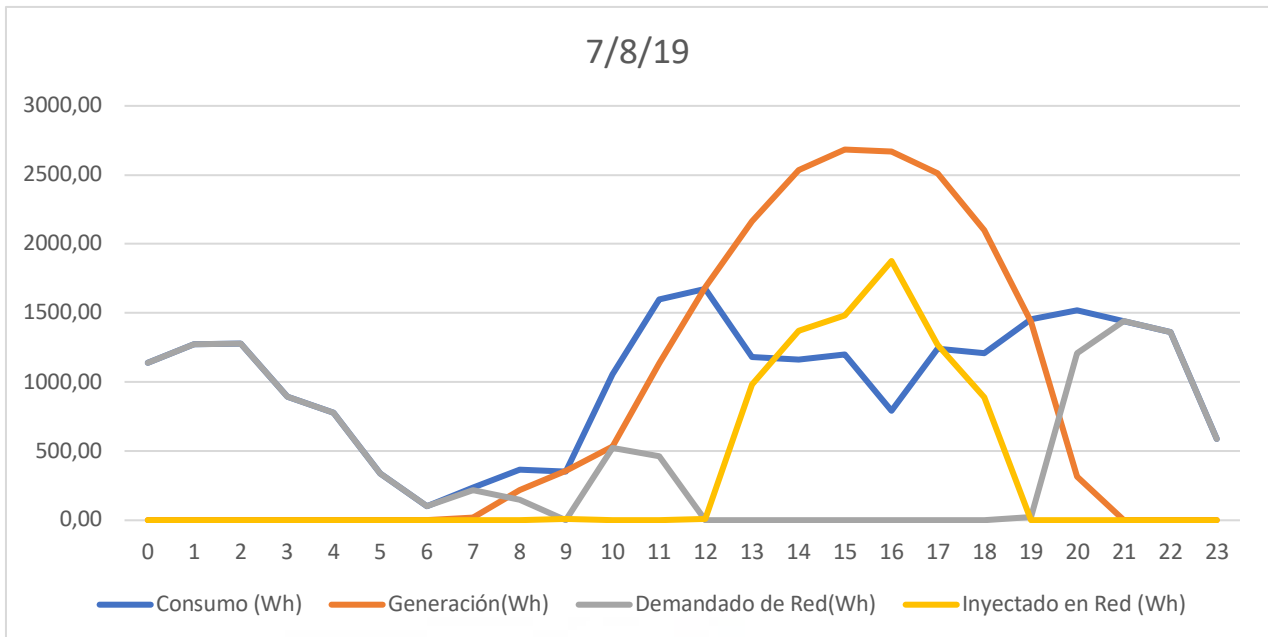
### 5.1. CÁLCULO DE LOS CONSUMOS DE RED Y EXCEDENTES DE LA GENERACIÓN

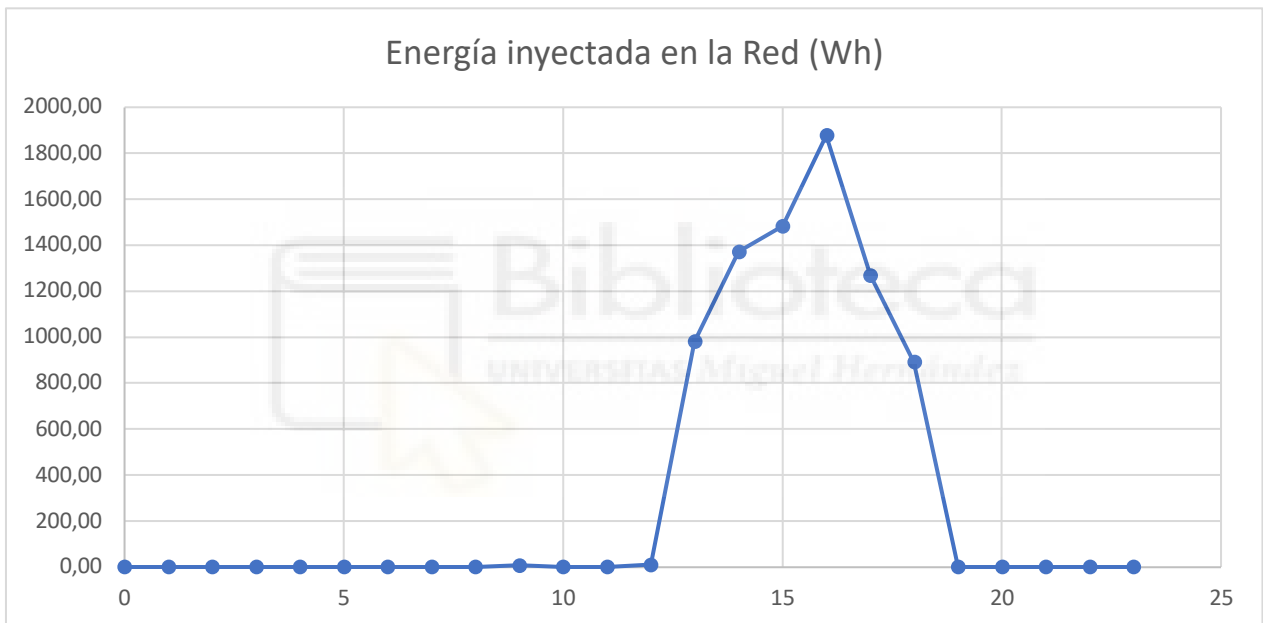
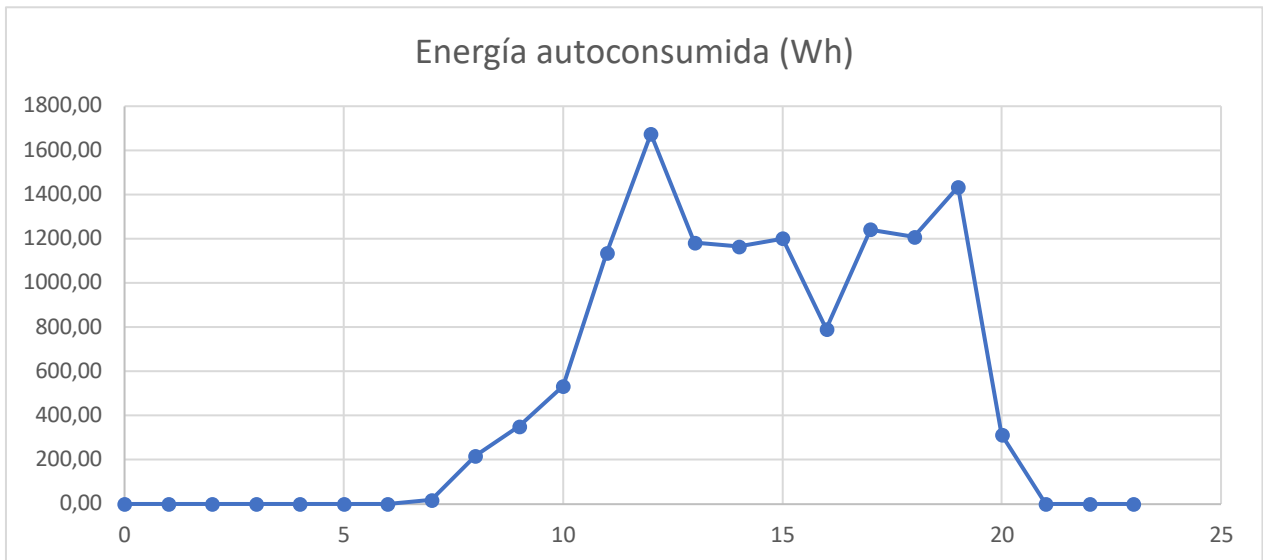
Una vez que conocemos el consumo de la vivienda y la energía generada por la instalación que llega al contador podemos ser capaces de calcular a las diferentes horas del día la energía demandada de la red, la energía inyectada a la red y el autoconsumo de la vivienda.

Tomando el primer día del mes del estudio realizado como ejemplo, estos son los resultados:

Fecha	Hora	Consumo (Wh)	Generación (Wh)	Demandado de Red (Wh)	Inyectado en Red (Wh)	Autoconsumido (Wh)
7/8/19	0	1139,00	0,00	1139,00	0,00	0,00
7/8/19	1	1273,00	0,00	1273,00	0,00	0,00
7/8/19	2	1281,00	0,00	1281,00	0,00	0,00
7/8/19	3	894,00	0,00	894,00	0,00	0,00
7/8/19	4	778,00	0,00	778,00	0,00	0,00
7/8/19	5	339,00	0,00	339,00	0,00	0,00
7/8/19	6	101,00	0,00	101,00	0,00	0,00
7/8/19	7	236,00	17,43	218,57	0,00	17,43
7/8/19	8	365,00	217,34	147,66	0,00	217,34
7/8/19	9	351,00	358,70	0,00	7,70	351,00
7/8/19	10	1055,00	533,59	521,41	0,00	533,59
7/8/19	11	1601,00	1135,55	465,45	0,00	1135,55
7/8/19	12	1675,00	1684,80	0,00	9,80	1675,00
7/8/19	13	1182,00	2162,30	0,00	980,30	1182,00
7/8/19	14	1165,00	2537,06	0,00	1372,06	1165,00
7/8/19	15	1201,00	2683,92	0,00	1482,92	1201,00
7/8/19	16	791,00	2668,10	0,00	1877,10	791,00
7/8/19	17	1242,00	2510,38	0,00	1268,38	1242,00
7/8/19	18	1209,00	2100,29	0,00	891,29	1209,00
7/8/19	19	1456,00	1434,75	21,25	0,00	1434,75
7/8/19	20	1522,00	312,73	1209,27	0,00	312,73
7/8/19	21	1442,00	0,00	1442,00	0,00	0,00
7/8/19	22	1362,00	0,00	1362,00	0,00	0,00
7/8/19	23	587,00	0,00	587,00	0,00	0,00

Para visualizar mejor los resultados, estos han sido reflejados en las siguientes gráficas:





En estas tablas se puede observa como la energía demandada o inyectada a la red es la diferencia entre el consumo de la vivienda y la energía generada por la instalación. Para calcular estos valores se han utilizado las funciones que nos ofrece el programa Excel, estas funciones son las siguientes:

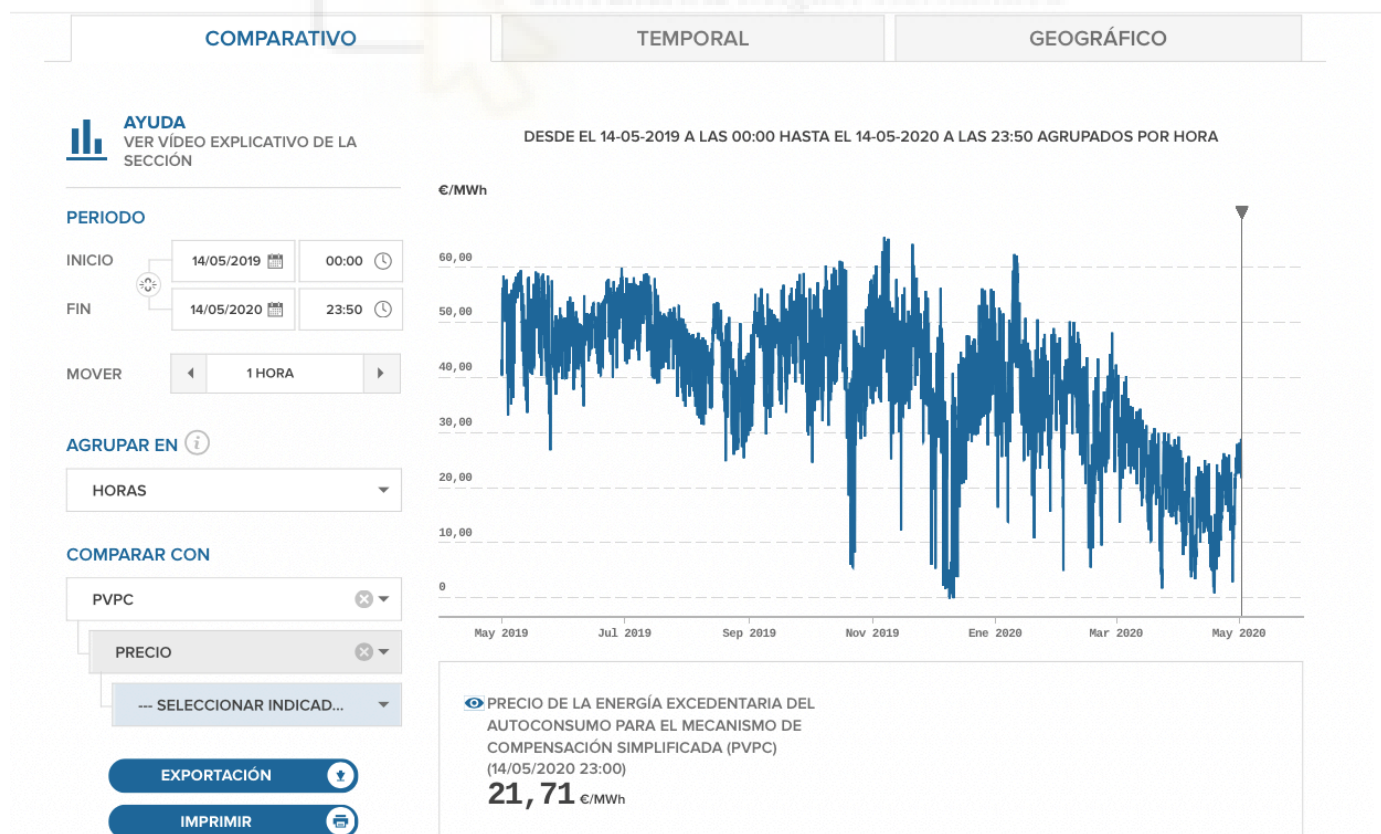
- Demandado de la red =SI(consumo-generación>0;consumo-generación;0)
- Inyectado en red =SI(generación-consumo>0;generación-consumo;0)
- Autoconsumido =SI(generación-consumo>0;consumo;generación)

## 5.2. CÁLCULO DEL COSTE DE LA FACTURA DE LA LUZ SIN GENERACIÓN; CON GENERACIÓN; Y CON GENERACIÓN Y COMPENSACIÓN POR EXCEDENTES

Una vez calculadas todas las variables energéticas de nuestro sistema (energía demandada de la red, energía inyectada a la red y energía autoconsumida) se puede calcular el gasto en electricidad que tendrá lugar en la vivienda durante el mes estudiado.

A la hora de realizar el estudio se ha calculado el gasto de la vivienda en tres casos diferentes: vivienda sin generación, vivienda con generación pero sin compensación de excedentes y vivienda con generación y compensación de excedentes.

Como se menciona en el apartado 2.2, actualmente la vivienda tiene paga 0,2€ el KWh independientemente de la hora y recibe 0.054€ por cada KWh que inyecta en la red. Este precio del KWh por compensación de excedentes ha variado mucho su valor desde que salió al mercado como se muestra en la siguiente imagen de REE:

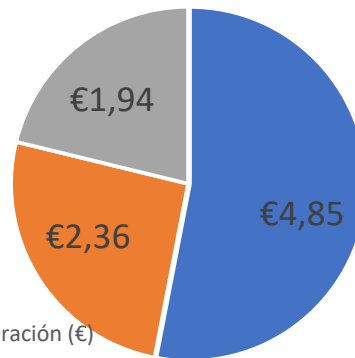


Como este valor ha tenido una gran fluctuación a lo largo del tiempo se ha decidido hacer un estudio utilizando 0,054€/KWh como precio de compensación de excedentes al ser este el precio que ofertaban las empresas eléctricas el verano de 2019, fecha donde comienza nuestro estudio económico. Más adelante se compararán los resultados con los que se obtendrían utilizando 0,035€/KWh que es el precio medio de este valor a lo largo del tiempo.

Los resultados del precio de la luz del primer día del estudio utilizando 0,054€/KWh para el precio de compensación por excedentes son los siguientes:

Hora	Coste de la electricidad de la red sin contar la generación	Coste de la electricidad contando con la generación pero sin los excedentes	Compensación por inyectar en Red
0	0,23 €	0,23 €	- €
1	0,25 €	0,25 €	- €
2	0,26 €	0,26 €	- €
3	0,18 €	0,18 €	- €
4	0,16 €	0,16 €	- €
5	0,07 €	0,07 €	- €
6	0,02 €	0,02 €	- €
7	0,05 €	0,04 €	- €
8	0,07 €	0,03 €	- €
9	0,07 €	- €	0,00 €
10	0,21 €	0,10 €	- €
11	0,32 €	0,09 €	- €
12	0,34 €	- €	0,00 €
13	0,24 €	- €	0,05 €
14	0,23 €	- €	0,07 €
15	0,24 €	- €	0,08 €
16	0,16 €	- €	0,10 €
17	0,25 €	- €	0,07 €
18	0,24 €	- €	0,05 €
19	0,29 €	0,00 €	- €
20	0,30 €	0,24 €	- €
21	0,29 €	0,29 €	- €
22	0,27 €	0,27 €	- €
23	0,12 €	0,12 €	- €

Coste de la energía  
7/8/19



- Coste total sin generación (€)
- Coste total con generación sin compensación de excedentes (€)
- Coste total con generación y compensación excedentes (€)

Esto supone que para este día (7/8/19) el precio de la luz en el término de energía sin impuestos sería de 4,85€ si no tuviésemos la instalación generadora, 2,36€ si la tuviésemos pero no compensásemos los excedentes y 1,94€ si los compensásemos.

Esto han sido los resultados del primer día del estudio, si reunimos todos los 31 días en una tabla esta sería la siguiente:

	Coste total sin generación (€)	Coste total con generación sin compensación de excedentes (€)	Coste total con generación y compensación de excedentes (€)
7/8/19	4,85 €	2,36 €	1,94 €
8/8/19	4,52 €	2,04 €	1,62 €
9/8/19	5,86 €	2,43 €	2,26 €
10/8/19	4,51 €	2,41 €	1,88 €
11/8/19	5,54 €	2,72 €	2,39 €
12/8/19	4,83 €	2,13 €	1,77 €
13/8/19	5,07 €	2,15 €	1,85 €
14/8/19	4,28 €	2,20 €	1,67 €
15/8/19	4,16 €	1,97 €	1,47 €
16/8/19	2,34 €	1,07 €	0,33 €
17/8/19	2,27 €	1,15 €	0,37 €
18/8/19	2,49 €	0,96 €	0,29 €
19/8/19	3,02 €	1,09 €	0,52 €
20/8/19	3,04 €	1,33 €	0,71 €
21/8/19	2,53 €	0,62 €	0,05 €

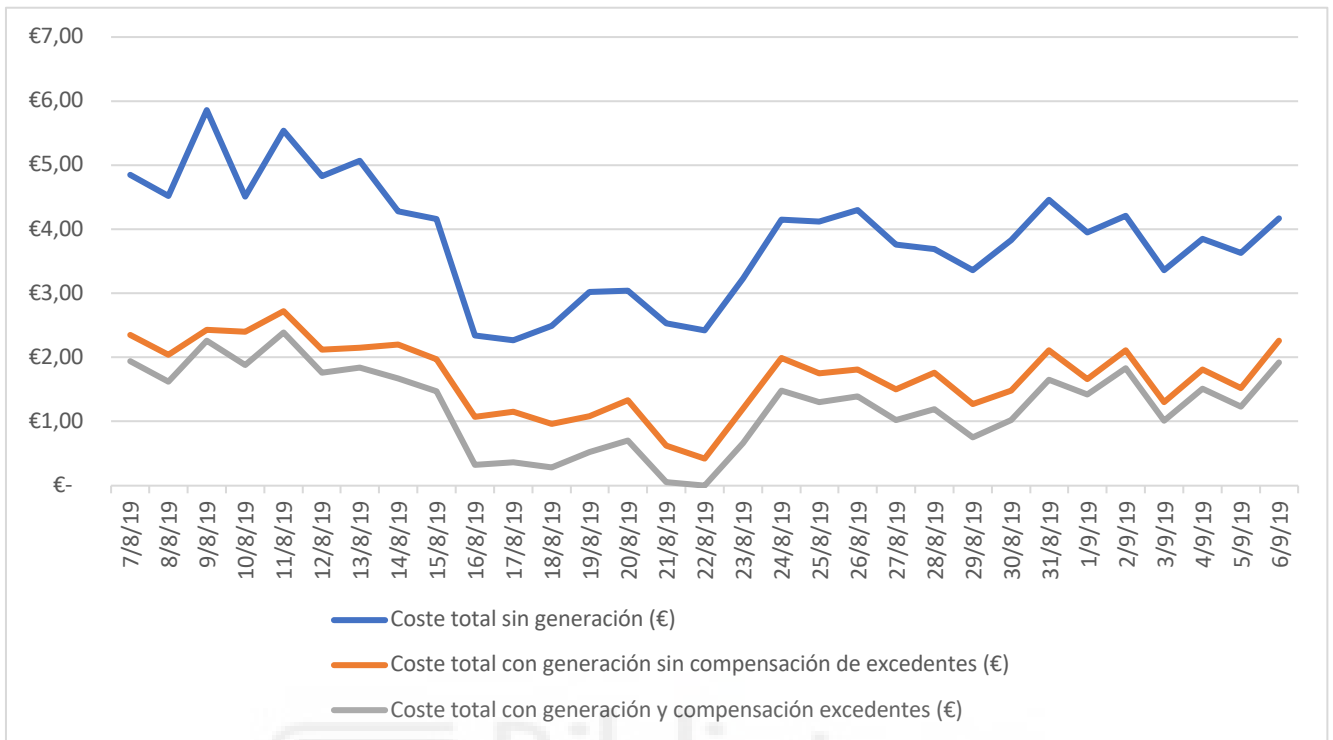
22/8/19	2,42 €	0,42 €	- €
23/8/19	3,23 €	1,21 €	0,67 €
24/8/19	4,15 €	1,99 €	1,48 €
25/8/19	4,12 €	1,76 €	1,30 €
26/8/19	4,30 €	1,81 €	1,39 €
27/8/19	3,76 €	1,50 €	1,02 €
28/8/19	3,69 €	1,76 €	1,19 €
29/8/19	3,36 €	1,28 €	0,75 €
30/8/19	3,83 €	1,48 €	1,02 €
31/8/19	4,46 €	2,11 €	1,66 €
1/9/19	3,95 €	1,66 €	1,43 €
2/9/19	4,22 €	2,11 €	1,83 €
3/9/19	3,36 €	1,31 €	1,01 €
4/9/19	3,85 €	1,82 €	1,51 €
5/9/19	3,63 €	1,52 €	1,24 €
6/9/19	4,17 €	2,26 €	1,93 €
<b>Total</b>	<b>119,83 €</b>	<b>52,63 €</b>	<b>38,54 €</b>

	Coste total generación (€)	Coste total con generación sin compensación de excedentes (€)	Coste total con generación y compensación de excedentes (€)
Media	3,87 €	1,70 €	1,24 €
Ahorro	-	56%	68%

Como se puede observar **el coste en el término de la energía sin impuesto pasa de 119,83€ a 38,54€**, lo que supone un **ahorro del 68%** en la factura de la luz. Este valor extrapolado a todo un año nos dará unos **ahorros anuales de 977,03€**

Cabe destacar que el ahorro obtenido por compensar los excedentes es un valor muy bajo 0,46€/día de media si lo comparamos con el ahorro obtenido al consumir de nuestra instalación en lugar de la red 2,17€/día de media. Esto nos confirma la idea de que es mucho mas rentable generar la energía que se necesita en el momento sin consumir la de la red que generar energía, no consumirla en el momento y consumir más adelante de la red compensando los excedentes.

Expresando todos los datos del coste de la energía para todo el mes en una tabla quedaría de la siguiente forma:



Si comparamos estos resultados a los obtenidos al utilizar 0,035€/KWh en vez de 0,054€/KWh en el precio de compensación de excedentes obtenemos una pequeña diferencia con el ahorro mensual de casi 5€ menos como se muestra en la siguiente tabla:

	Coste al día de la luz con un precio de compensación de excedentes de 0,054€/KWh (€)	Coste al día de la luz con un precio de compensación de excedentes de 0,035€/KWh (€)	Diferencia (€)
7/8/19	1,93 €	2,08 €	0,15 €
8/8/19	1,61 €	1,76 €	0,15 €
9/8/19	2,25 €	2,32 €	0,07 €
10/8/19	1,87 €	2,06 €	0,19 €
11/8/19	2,38 €	2,50 €	0,12 €
12/8/19	1,76 €	1,89 €	0,13 €
13/8/19	1,84 €	1,95 €	0,11 €
14/8/19	1,66 €	1,85 €	0,19 €
15/8/19	1,46 €	1,64 €	0,18 €
16/8/19	0,31 €	0,58 €	0,27 €
17/8/19	0,35 €	0,63 €	0,28 €
18/8/19	0,27 €	0,52 €	0,25 €



19/8/19	0,51 €	0,71 €	0,20 €
20/8/19	0,69 €	0,92 €	0,23 €
21/8/19	0,04 €	0,25 €	0,21 €
22/8/19	0,00 €	0,06 €	0,06 €
23/8/19	0,65 €	0,85 €	0,20 €
24/8/19	1,47 €	1,66 €	0,19 €
25/8/19	1,30 €	1,46 €	0,16 €
26/8/19	1,39 €	1,54 €	0,15 €
27/8/19	1,01 €	1,19 €	0,18 €
28/8/19	1,18 €	1,39 €	0,21 €
29/8/19	0,74 €	0,93 €	0,19 €
30/8/19	1,02 €	1,18 €	0,16 €
31/8/19	1,65 €	1,81 €	0,16 €
1/9/19	1,42 €	1,51 €	0,09 €
2/9/19	1,82 €	1,93 €	0,11 €
3/9/19	1,00 €	1,11 €	0,11 €
4/9/19	1,51 €	1,61 €	0,10 €
5/9/19	1,23 €	1,33 €	0,10 €
6/9/19	1,92 €	2,04 €	0,12 €
Total al mes			4,98 €

### 5.3. PRESUPUESTO

El presupuesto de la instalación será el siguiente:

Descripción	Unidades	Precio	Importe
Panel Solar 390W A-390M ATERSA GS	10	156,09 €	1.560,90 €
Inversor Red FRONIUS Primo 3.5-1	1	1.241,70 €	1.241,70 €
Cableado multicontact MC4	3	30,86 €	92,58 €
Soporte de Hormigón Solar Block 34º	17	72,50 €	1.232,50 €
Montaje y mano de obra	1	1.000,00 €	1.000,00 €
Elementos de protección	1	500,00 €	500,00 €
Tubo Lexman	1	14,99 €	14,99 €
Total			5.642,67 €

---

## 6. CONCLUSIONES

---

### 6.1. CONCLUSIONES DESDE EL PUNTO DE VISTA TÉCNICO

Desde un punto de vista técnico observamos que la instalación proyectada es muy viable ya que logra alcanzar sus objetivos de una forma sencilla y eficaz. La vivienda experimentaba cortes en el suministro de luz debido a que la red no podía suministrar la energía que esta necesitaba en las horas de máximo consumo. Gracias a la energía extra que aporta la instalación, durante estas horas no solo se logrará interrumpir estos cortes en el suministro, si no que se reducirá la energía que se demanda de la red e incluso en horas puntuales se verterá energía de la instalación para recibir una compensación económica y abaratar la factura eléctrica. La instalación no presenta ningún inconveniente en cuanto a su ubicación ya que se encuentra en el tejado de la vivienda, siendo esta ubicación perfecta para no obstruir u obstaculizar zonas de paso y permitir un acceso a rápido ya sea para su montaje o mantenimiento. En cuanto a la viabilidad a lo largo del tiempo, todos los elementos de la instalación son fácilmente sustituibles a bajo coste en el caso de que fuese necesario a excepción de los módulos los cuales tienen una esperanza de vida garantiza de 25 años manteniendo su eficiencia por encima del 80%, por lo que la viabilidad de la instalación a lo largo del tiempo es excelente al tener garantizados muchos años de mantenimiento garantizado a muy bajo coste de mantenimiento.

### 6.2. CONCLUSIONES DESDE EL PUNTO DE VISTA ECONÓMICO

Económicamente hablando la instalación presenta una inversión inicial no muy alta de 5642,67€ gracias a que la parte más costosa (los módulos) ha sido adquirida con un descuento del 25% sobre el PVR, llegando a suponer un

ahorro de casi 500€, y unos beneficios anuales aproximados de 977,03€ sobre la factura eléctrica, los cuales podrían llegar a ser mayores si en un futuro aparecen contratos beneficiosos a la compensación de excedentes. Con todo esto tenemos una inversión muy asequible que inmediatamente desde su puesta en marcha comienza a rentabilizar su valor hasta pasados 5 años y medio, momento el cual empezará a generar beneficios. Como se prevé una esperanza de vida de la instalación de al menos 25 años tenemos que durante los 5,5 primeros años esta amortizará su valor y durante los 19 restantes generará beneficios.

### 6.3. CONCLUSIÓN FINAL

Tanto técnica como económicamente la instalación promete excelentes resultados y sería una opción muy viable en la actualidad ya que se está fomentando desde el gobierno y las instituciones las ayudas y facilidades para impulsar este tipo de instalaciones que hacen uso de energías renovables. Además, gracias a RD244 de abril de 2019 la tramitación de este tipo de instalaciones con potencias inferiores a los 15KW en suelo urbano se ha simplificado mucho haciendo posible llevar a cabo la puesta en marcha con más facilidad.

---

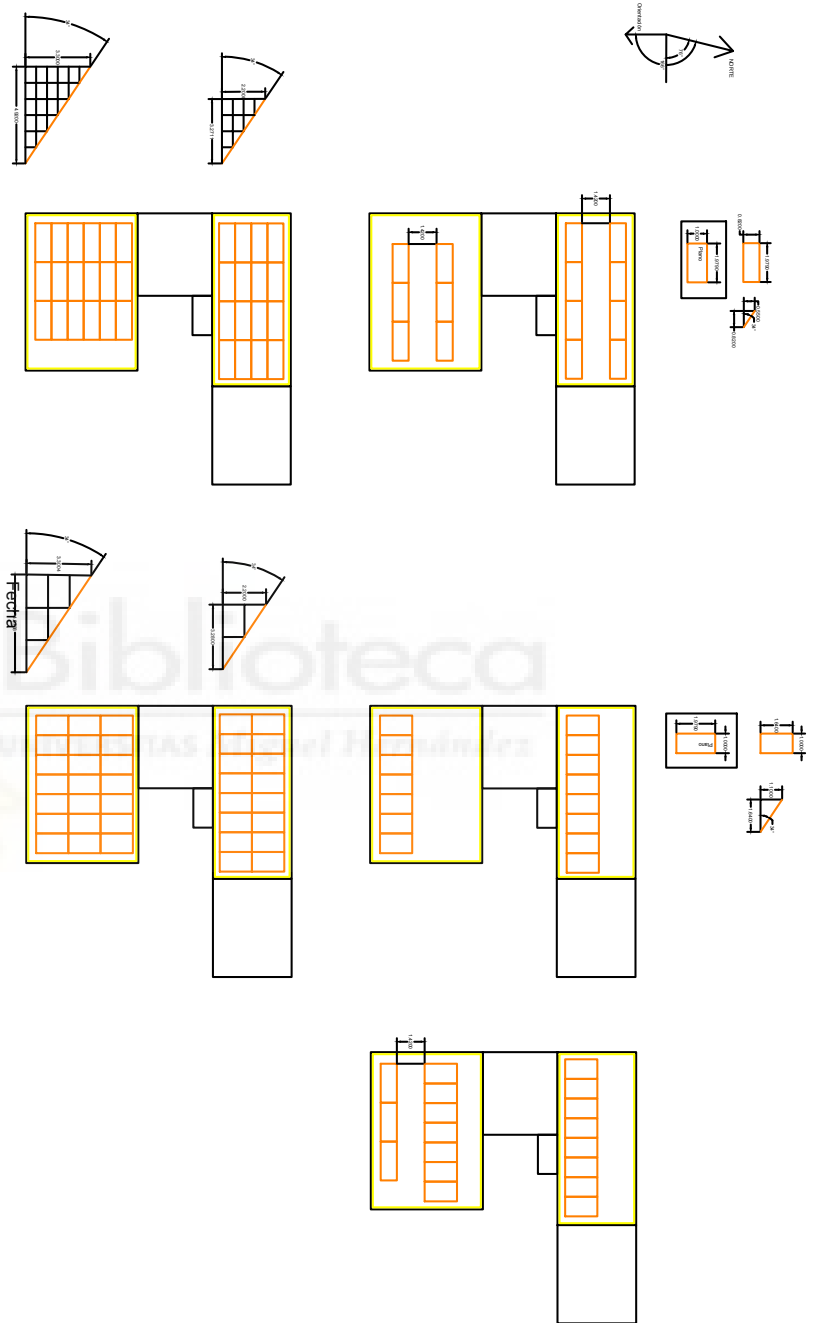
## 7. Planos

---

Los siguientes planos indican el número máximo de módulos que se podrían colocar en la superficie disponible dependiendo de la configuración escogida y la forma de su montaje (apoyados en su base o lateral, sobre estructura conjunta o individual... etc)

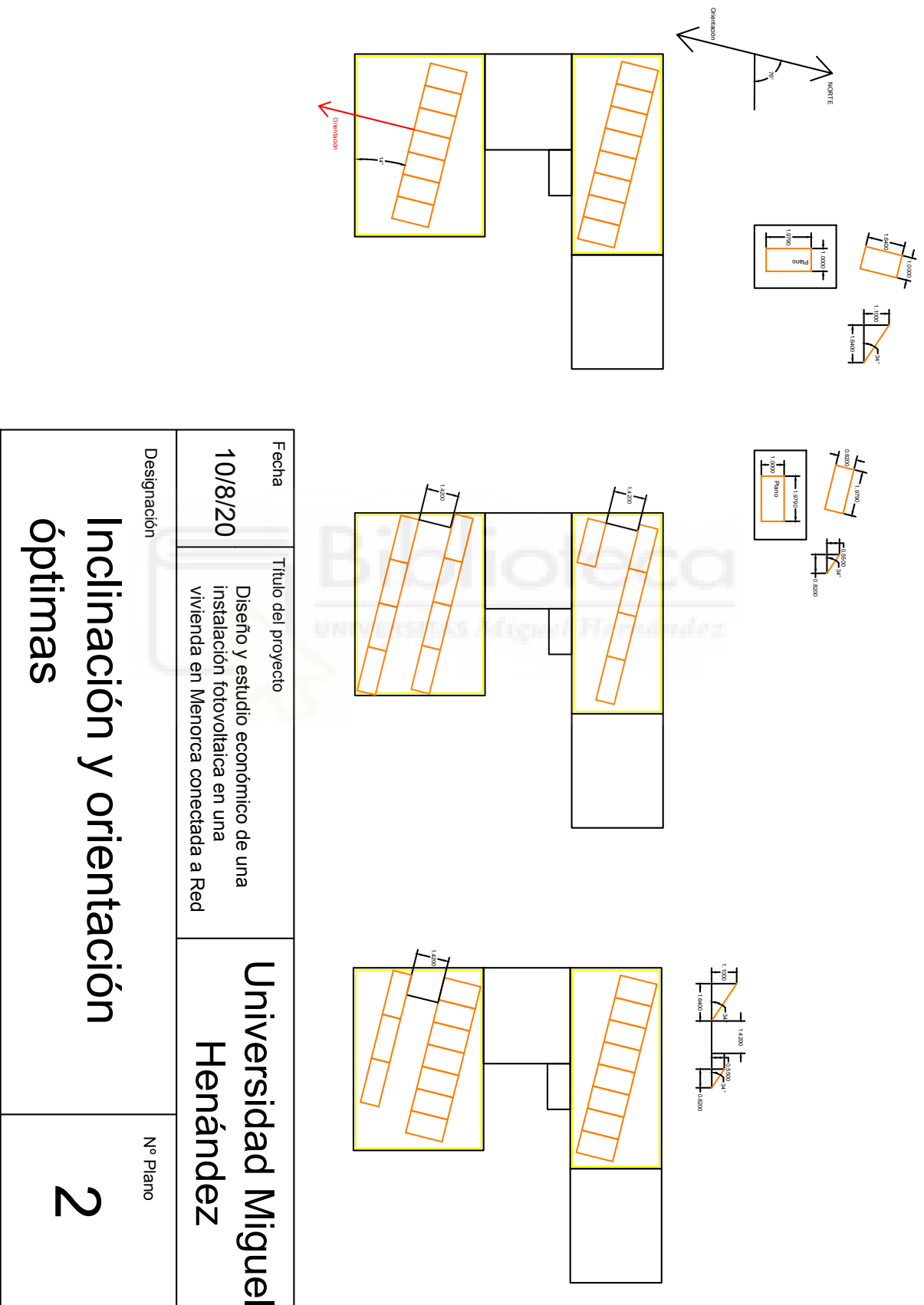


## 7.1. PLANO DE LA CONFIGURACION: INCLINACIÓN ÓPTIMA

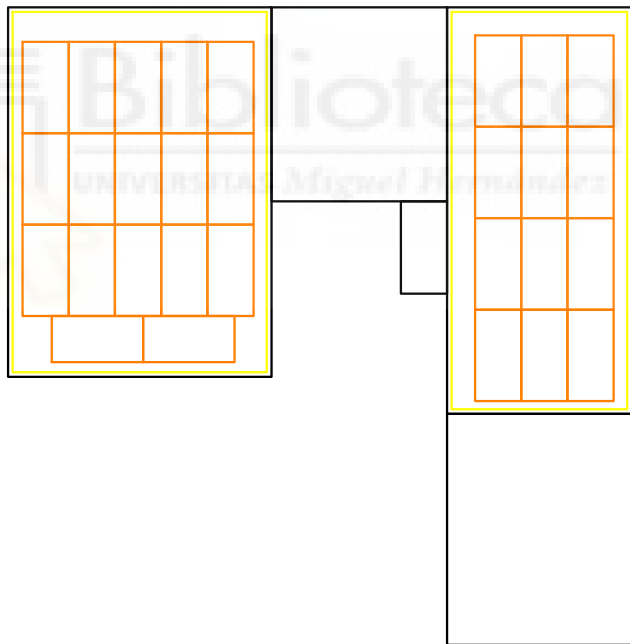
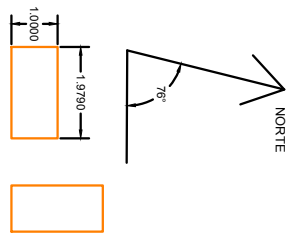
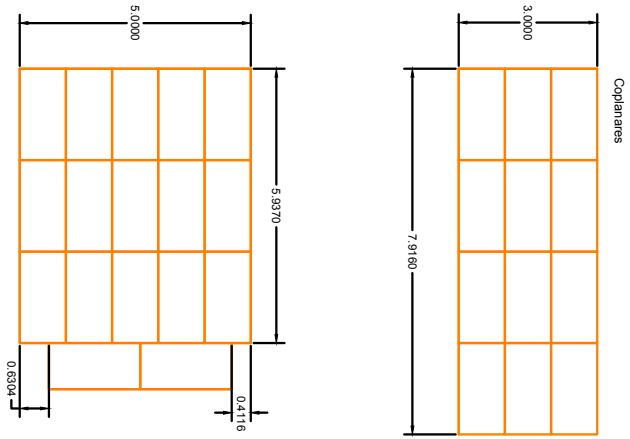


<p>10/8/20</p> <p>Diseño y estudio económico de una instalación fotovoltaica en una vivienda en Menorca conectada a Red</p>	<p>Título del proyecto</p> <p>Universidad Miguel Henández</p>
<p>Designación</p> <p><b>Inclinación Óptima</b></p>	
<p>Nº Plano</p> <p><b>1</b></p>	

## 7.2. PLANO PLANO DE LA CONFIGURACION: INCLINACIÓN, ÓRIENTACIÓN ÓPTIMA

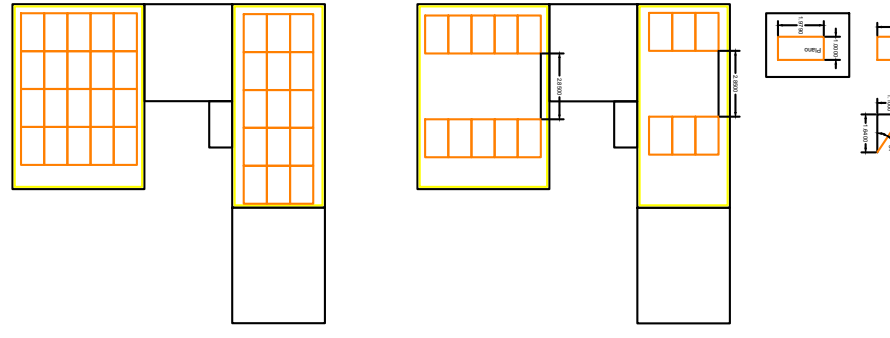
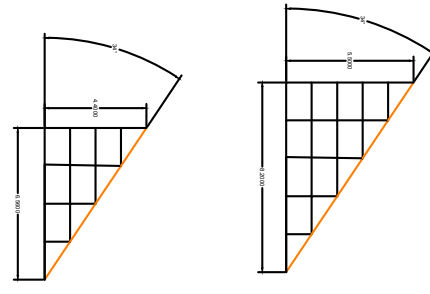
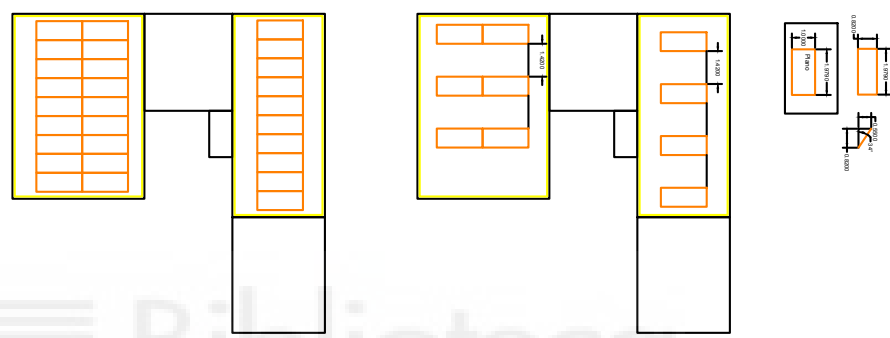
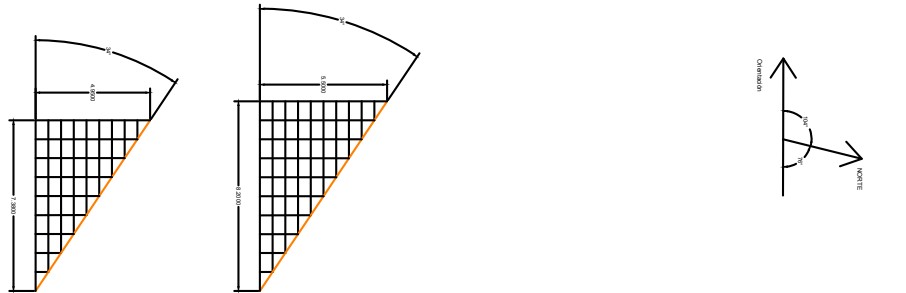


### 7.3. PLANO PLANO DE LA CONFIGURACION: PANELES COPLANARES

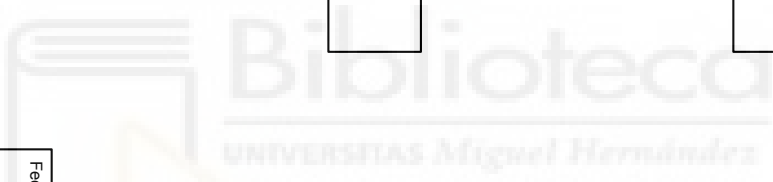


Fecha	10/8/20	Título del proyecto	Diseño y estudio económico de una instalación fotovoltaica en una vivienda en Menorca conectada a Red	Universidad Miguel Hernández
Designación	<b>Coplanares</b>			Nº Plano
				<b>3</b>

## 7.4. PLANO PLANO DE LA CONFIGURACION: SUGERENCIA CLIENTE

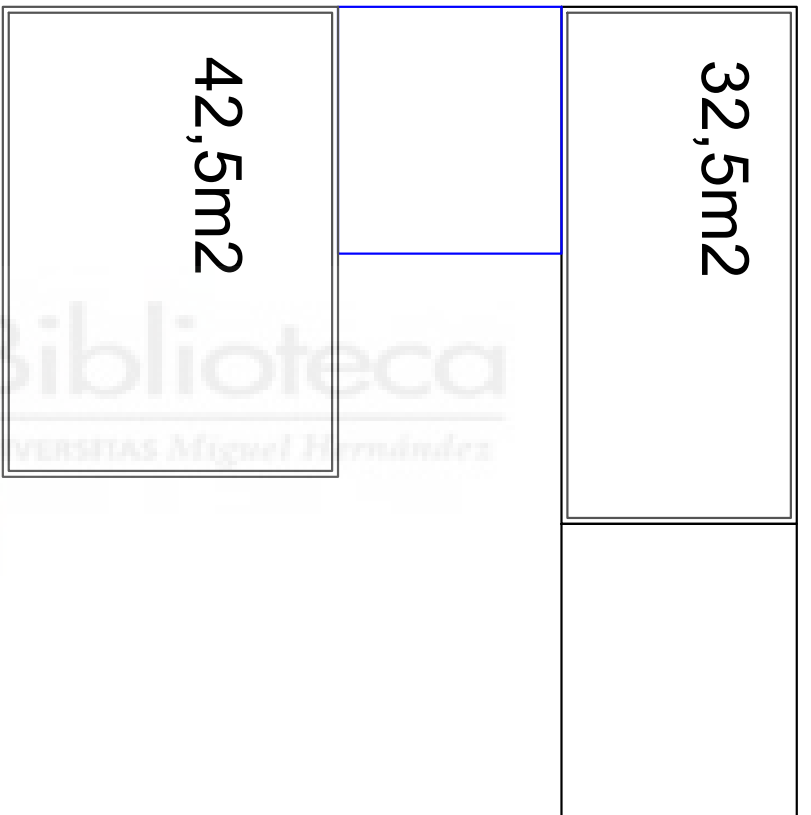
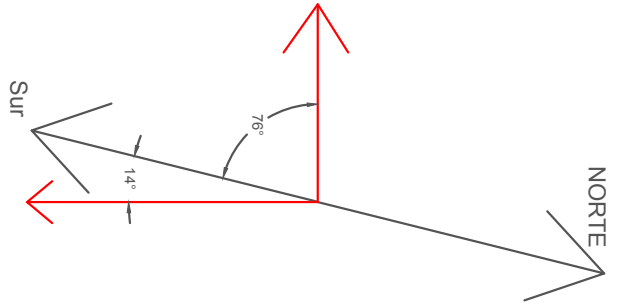


Fecha	10/8/20	Título del proyecto	Diseño y estudio económico de una instalación fotovoltaica en una vivienda en Menorca conectada a Red	Universidad Miguel Henández	Nº Plano	4
Designación	<b>Sugerencia del cliente</b>					



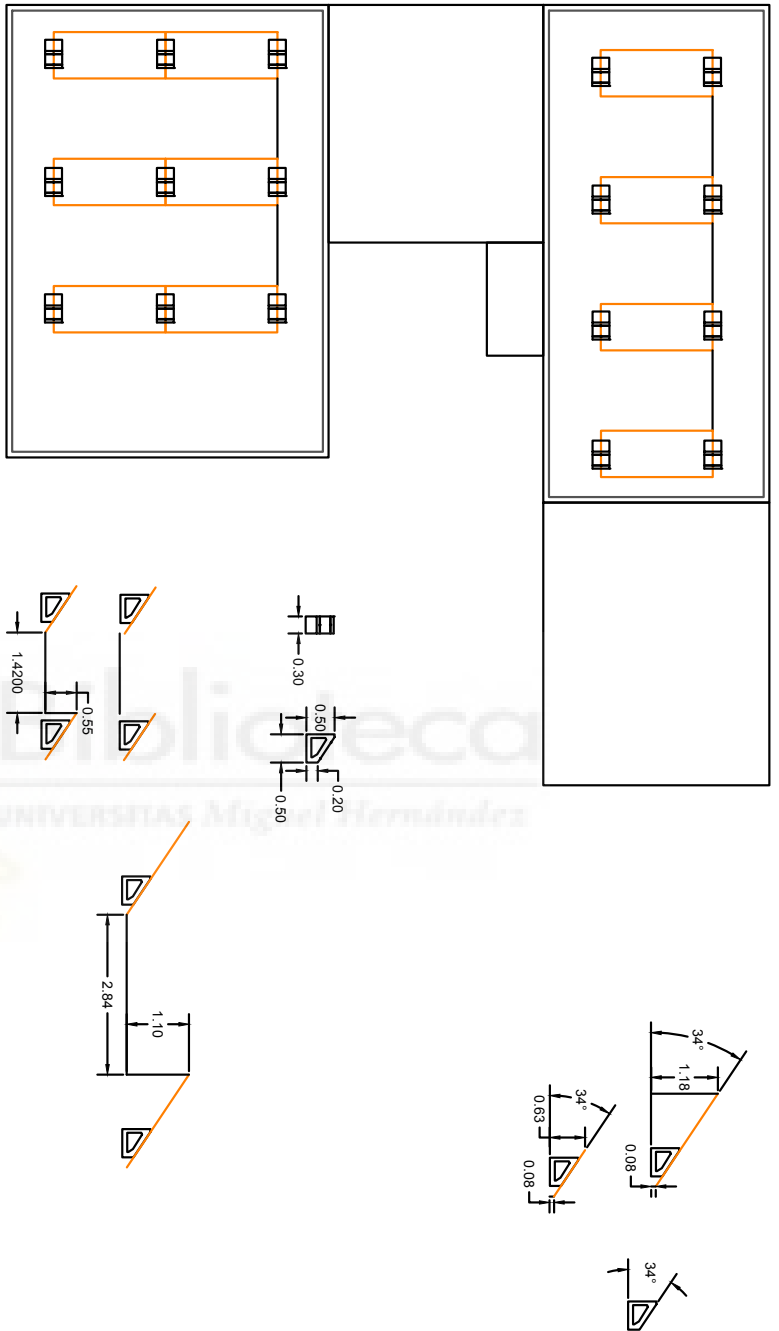


7.5. PLANO DE LAS SUPERFICIES DEL EMPLAZAMIENTO



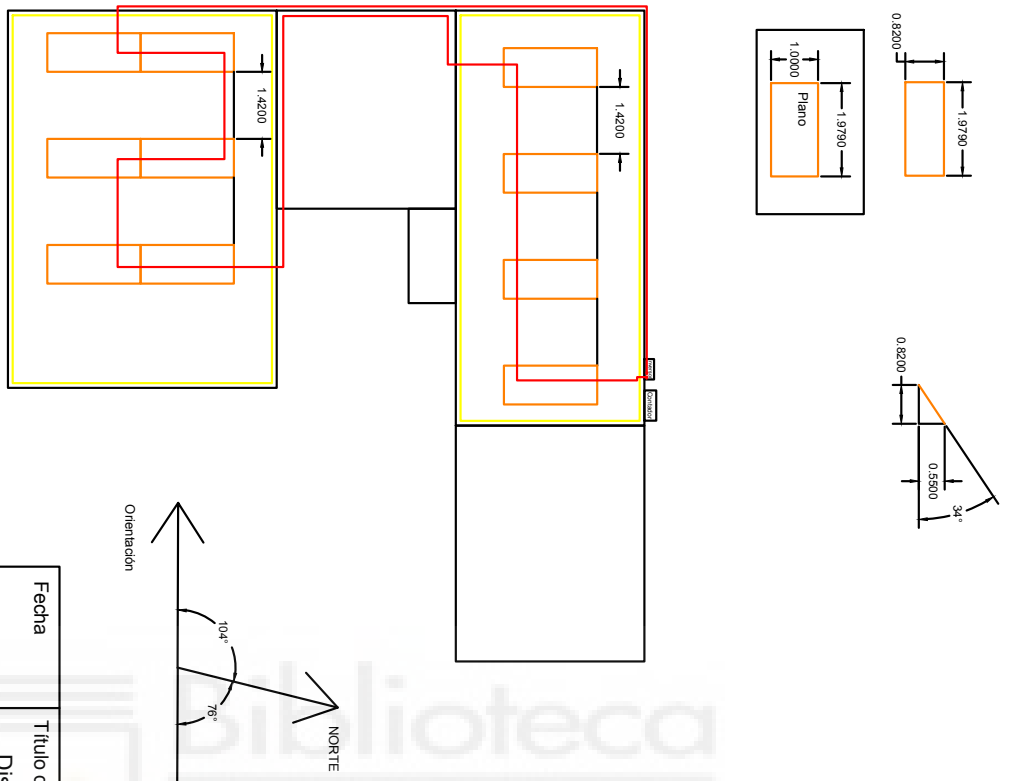
Fecha	Título del proyecto	<b>Universidad Miguel Henández</b>	Nº Plano <b>5</b>
10/8/20	Diseño y estudio económico de una instalación fotovoltaica en una vivienda en Menorca conectada a Red		
Designación <b>Superficies del emplazamiento</b>			

## 7.6. PLANO DE LOS SOPORTES



Fecha	Título del proyecto	Universidad
10/8/20	Diseño y estudio económico de una instalación fotovoltaica en una vivienda en Menorca conectada a Red	Miguel Hernández
Designación	Nº Plano	
Soportes	6	

## 7.7. PLANO DEL DISEÑO FINAL DE LA INSTALACION



Fecha	10/8/20	Título del proyecto	Diseño y estudio económico de una instalación fotovoltaica en una vivienda en Menorca conectada a Red	Universidad Miguel Henández	Nº Plano	7
Designación	Plano del diseño final de la instalación					