

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍA
INDUSTRIAL
TRABAJO FIN DE GRADO

***DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA PARA EL AHORRO DE
CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EN UN HOSPITAL***

Alumno/Alumna: Henales, Arévalo, Iker

Director/Directora: Mazón, Sainz-Maza, Ángel Javier

Curso: 2018-2019

Fecha: Lunes, 22, Julio, 2019

Resumen trilingüe | Laburpen hirueleduna | Trilingual summary

- Mediante el presente trabajo se ha modelizado y dimensionado una instalación fotovoltaica que sirva para el ahorro en el suministro de energía eléctrica del “Hospital de Urduliz-Alfredo Espinosa”. Para ello, será necesaria la comprensión de todos los elementos y etapas que componen el proyecto. Se ha estudiado, asimismo, su viabilidad económica y el cumplimiento de la normativa vigente en el campo de las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Lan honen bidez, instalazio fotovoltaiko bat modelatu eta dimentsionatu egin da, “Urduliz-Alfredo Espinosa Ospitaleko” hornidura elektrikoaren aurrezpena handitzeko. Horretarako, beharrezkoa da proiektuaren osagai eta fase guztiak ulertzea. Halaber, bere bideragarritasun ekonomikoa aztertu egin da eta gaur egungo araudia autokontsumo elektrikoaren arlo administrativo, tekniko eta ekonomikoetan betetzen duela egiaztatu egin da.
- By the present work, a photovoltaic installation has been modelled and dimensioned to save electricity for the "Urduliz-Alfredo Espinosa Hospital". To do this, it will be necessary to understand all the elements and phases that make up the project. It has also been studied its economic viability and compliance with current regulations in the field of administrative, technical and economic conditions of self-consumption of electricity.

Palabras clave | Gako-hitzak | Keywords

- Autoconsumo, ahorro de energía, eficiencia.
- Autokontsumoa, energia-aurrezpena, eraginkortasuna.
- Self-consumption, energy saving, efficiency.

Contenido

Resumen trilingüe | Laburpen hirueleduna | Trilingual summary

Palabras clave | Gako-hitzak | Keywords

Índice de tablas

Índice de imágenes

Índice de gráficos

Índice de acrónimos

1. Introducción
2. Contexto
3. Objetivos y alcance del proyecto
4. Beneficios que aporta el trabajo
 - 4.1. Beneficio medioambiental
 - 4.2. Beneficio económico
 - 4.3. Beneficio social
5. Análisis de alternativas
 - 5.1. Según la fuente de energía
 - 5.1.1. Energía eólica
 - 5.1.2. Energía solar térmica
 - 5.1.3. Biomasa
 - 5.1.4. Energía geotérmica
 - 5.1.5. Energía mareomotriz y energía de las olas
 - 5.1.6. Energía solar fotovoltaica
 - 5.2. Según el tipo de conexión
 - 5.2.1. Sistema aislado de la red
 - 5.2.2. Sistema aislado de la red, con abastecimiento solamente a una porción del hospital
 - 5.2.3. Sistema conectado a la red, con inyección directa de energía
 - 5.2.4. Sistema conectado a la red, con abastecimiento parcial de energía
 - 5.3. Según la tecnología empleada
6. Descripción de la solución propuesta
7. Metodología seguida en el desarrollo del trabajo
 - 7.1. Descripción de tareas, fases, equipos o procedimientos

- 7.2. Primera fase: Dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos
 - 7.2.1. Orientación de los paneles
 - 7.2.2. Inclinación de los paneles
 - 7.2.3. Cálculo del número de paneles fotovoltaicos instalados
 - 7.3. Segunda fase: Dimensionamiento de los componentes adicionales
 - 7.3.1. Soportes
 - 7.3.2. Inversor
 - 7.3.3. Cableado
 - 7.4. Tercera fase: Cálculo de la energía generada
 - 7.4.1. Horas Pico Solar (HPS)
 - 7.4.2. Factor de Rendimiento Total o Performance Ratio (PR)
 - 7.4.3. Resultado de la energía generada
 - 7.5. Cuarta fase: Cálculo de la energía consumida
 - 7.6. Quinta fase: Construcción y obras
 - 7.7. Simulación con PVsyst
 - 7.8. Diagrama de Gantt
 - 8. Descripción del presupuesto ejecutado y análisis de rentabilidad
 - 8.1. Presupuesto ejecutado
 - 8.2. Análisis de rentabilidad
 - 9. Conclusiones
- Bibliografía
- ANEXO 1: Normativa aplicable
- ANEXO 2: Datos de radiación solar
- ANEXO 3: Resultados de la simulación en PVsyst
- ANEXO 4: Hojas de especificaciones

Índice de tablas, imágenes, gráficos y acrónimos

Tablas

Tabla 1. Tipos de células fotovoltaicas.....	18
Tabla 2. Modelos de paneles solares. Análisis del precio y rendimiento.....	25
Tabla 3. Dimensiones y cálculo del número de paneles para el tejado grande.....	28
Tabla 4. Dimensiones y cálculo del número de paneles para el tejado pequeño.....	28
Tabla 5. Resultado tamaño de la zona de generación acorde a las dimensiones de la superficie útil.....	28
Tabla 6. Combinaciones posibles de la disposición serie-paralelo de los paneles.....	31
Tabla 7. Resultado tamaño de la zona de generación según la disposición serie-paralelo de los paneles....	32
Tabla 8. Sección del cable para los tramos determinantes.....	34
Tabla 9. Datos normalizados del cableado. Fuente FORMACIÓN PARA LA INDUSTRIA 4.0.....	35
Tabla 10. Longitud del cableado necesaria.....	36
Tabla 11. Horas picos solar obtenidas a partir de los datos de radiación medios diarios.....	38
Tabla 12. Performance Ratio (PR) estático.....	39
Tabla 13. Performance Ratio (PR) en función de la temperatura.....	39
Tabla 14. Performance Ratio (PR) global.....	39
Tabla 15. Generación de energía mensual y anual.....	40
Tabla 16. Consumo de energía promedio del hospital.....	41
Tabla 17. Comparativa entre la energía producida y la consumida.....	42
Tabla 18. Resumen del presupuesto ejecutado.....	46
Tabla 19. Resumen presupuesto del proyecto.....	47
Tabla 20. Ahorro generado anualmente.....	47

Imágenes

Imagen 1. Vista aérea del Hospital de Urduliz-Alfredo Espinosa.....	8
Imagen 2. Vista satélite de la localización del hospital de Urduliz-Alfredo Espinosa.....	9
Imagen 3. Mapa de radiación solar en España. Fuente PVGIS.....	10
Imagen 4. Medidas del tejado del Hospital de Urduliz-Alfredo Espinosa.....	22
Imagen 5. Orientación del hospital.....	23
Imagen 6. Esquema orientativo de la orientación de los paneles.....	23
Imagen 7. Esquema representativo del ángulo de inclinación de los paneles.....	24
Imagen 8. Dimensiones de la placa. Modelo REC N-Peak.....	26
Imagen 9. Esquema perfil de la placa.....	27
Imagen 10. Esquema distancia de separación mínima entre dos filas de paneles consecutivas.....	27
Imagen 11. Soportes FV925.....	29
Imagen 12. Esquema orientativo de la disposición serie-paralelo de la instalación.....	32
Imagen 13. Esquema de la instalación y colocación del cableado.....	33
Imagen 14. Emplazamiento del inversor.....	34
Imagen 15. Zonas climáticas de la Península Ibérica.....	41

<i>Imagen 16. Datos y resultados de la simulación en PVsyst.....</i>	<i>43</i>
<i>Imagen 17. Esquema de la energía generada y las pérdidas del sistema. Simulación PVsyst.....</i>	<i>44</i>

Gráficos

<i>Gráfico 1. Tendencia radiación solar. Años 2007-2016.....</i>	<i>10</i>
<i>Gráfico 2. Temperatura media mensual. Años 2012-2016. Fuente PVGIS.....</i>	<i>11</i>
<i>Gráfico 3. Consumo de energía de un hospital. Distribución de la energía por áreas. Fuente IPSOM.....</i>	<i>12</i>
<i>Gráfico 4. Representación de la radiación solar diaria y su equivalente en HPS.....</i>	<i>37</i>
<i>Gráfico 5. Performance Ratio (PR). Simulación PVsyst.....</i>	<i>43</i>
<i>Gráfico 6. Diagrama de Gantt.....</i>	<i>46</i>
<i>Gráfico 7. Análisis de la rentabilidad del proyecto.....</i>	<i>48</i>

Acrónimos

HPS: Horas Pico Solar

PR: Performance Ratio o Factor de Rendimiento Total

STC: Standard Test Conditions | Condiciones de prueba estándar

IAM: Incidence Angle Modifier | Modificador del ángulo de incidencia

MPP | PMP: Maximum Power Point | Punto de Máxima Potencia

FV: Fotovoltaico

EIB: Escuela de Ingeniería de Bilbao

1. Introducción

En este documento se presenta el estudio del diseño y dimensionado de una instalación fotovoltaica que sirva como soporte para el abastecimiento de energía eléctrica en un hospital.

Para el correcto desarrollo de este proyecto, se hará uso de los programas informáticos PVsyst y Microsoft Excel.

El proyecto se origina por la necesidad de mejorar la eficiencia energética en la red de hospitales de la comunidad autónoma del País Vasco. Como punto de partida, se diseñará una instalación fotovoltaica en el Hospital de Urduliz-Alfredo Espinosa, de modo que los cálculos y conclusiones aquí resueltos puedan servir como antecedentes para otros proyectos.

Para empezar, se presenta un breve resumen sobre el emplazamiento y características del hospital, así como la meteorología de la zona climática en la que se encuentra.

A continuación, se muestran los objetivos que se persiguen mediante la realización del proyecto, y los beneficios que aporta, a nivel tanto socio-económico como medioambiental.

El proyecto consiste en el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica que promueva el ahorro de energía eléctrica en el hospital. Sin embargo, se hará, por un lado, un estudio de las alternativas con respecto al tipo de fuente de energía de origen renovable y, por otro lado, un estudio de las diferentes tecnologías disponibles dentro del campo de las instalaciones fotovoltaicas.

Una vez planteada la mejor opción, el documento detallará la metodología empleada, así como los cálculos y resultados obtenidos en la misma. Todos estos resultados, serán contrastados, posteriormente, mediante una simulación realizada mediante el programa PVsyst.

Para finalizar el proyecto, se realizará su respectivo análisis económico, que recogerá, entre otros, todos los costes de materiales o de personal, y en su defecto, se realizará el estudio de la rentabilidad y viabilidad del proyecto.

Al final del documento, se recoge una conclusión acerca de los resultados obtenidos.

2. Contexto

El proyecto se va a llevar a cabo en el Hospital de Urduliz-Alfredo Espinosa. Para la selección de este hospital como emplazamiento idóneo para nuestra instalación se han tenido en cuenta los siguientes criterios:

- Se trata de un hospital recientemente construido, al que se le están incorporando nuevas instalaciones en los últimos años (como el servicio de urgencias, inaugurado en mayo de 2017, o el parking soterrado, el cual todavía se encuentra en fase de construcción) por lo que el acople de nuestra instalación a la instalación eléctrica del hospital será de fácil acceso.
- En cualquier caso, se ha estudiado la colocación de los paneles en los tejados de los hospitales. Debido al amplio espacio que nos ofrece el Hospital de Urduliz-Alfredo Espinosa, hace de él un candidato idóneo. Otros hospitales, como el Hospital de Cruces, pese a contar con un gran espacio en el tejado, éste es ocupado mayormente por los sistemas de refrigeración del hospital.
- El factor más importante ha sido la geometría del tejado del hospital y en ese sentido, el Hospital de Urduliz-Alfredo Espinosa posee dos tejados completamente planos (con ángulo de inclinación nulo) permitiendo la colocación de los paneles en un ángulo de inclinación siguiendo nuestro criterio, permitiéndonos obtener una captación de irradiación solar óptima.
- El material con el que está construido el tejado también es un factor importante que se ha tenido en cuenta. Aunque para la simplicidad de cálculos y debido a la imposición de conseguir dicha información, se ha supuesto que el tejado sobre el que se colocarán los paneles solares es de un material lo suficientemente robusto y resistente como para soportar el peso de los paneles y las distintas reacciones que puedan ocasionarse por efecto del viento.

El Hospital de Urduliz-Alfredo Espinosa se encuentra situado en el municipio vizcaíno de Urduliz (País Vasco, España), aproximadamente a 4 km de la costa del mar cantábrico y a unos 12 km de la capital vizcaína de Bilbao. Sus coordenadas geográficas son exactamente 43°22'30.4"N 2°57'36.0"W y se encuentra a unos 90m sobre el nivel del mar.

Urduliz tiene una superficie de 780 Ha, y una población de 4.133 habitantes (registro de 2018).

El hospital sufre la demanda sanitaria de parte de la comarca de Uribe, un total de 109.483 habitantes, y pertenece a la red de hospitales bajo la influencia del Hospital de Cruces.



Imagen 1. Vista aérea del Hospital de Urduliz-Alfredo Espinosa

La parcela en la que está edificado tiene 13.167 m² de superficie, aunque el hospital posee algo más de 33.000 m² en su totalidad entre todas las plantas en las que se distribuyen los diferentes servicios que ofrece. Su ubicación está perfectamente comunicada, ya que es posible el acceso al centro sanitario tanto por carretera como por el suburbano bilbaíno.

En la Imagen 2 podemos ver la localización exacta del hospital:



Imagen 2. Vista satélite de la localización del hospital de Urduliz-Alfredo Espinosa

En cuanto a la meteorología, dado que el emplazamiento se encuentra en el norte de España, no presenta las mejores condiciones de radiación posibles. Pese a ello, la instalación sigue presentando unos índices de rentabilidad que hacen viable la realización del proyecto.

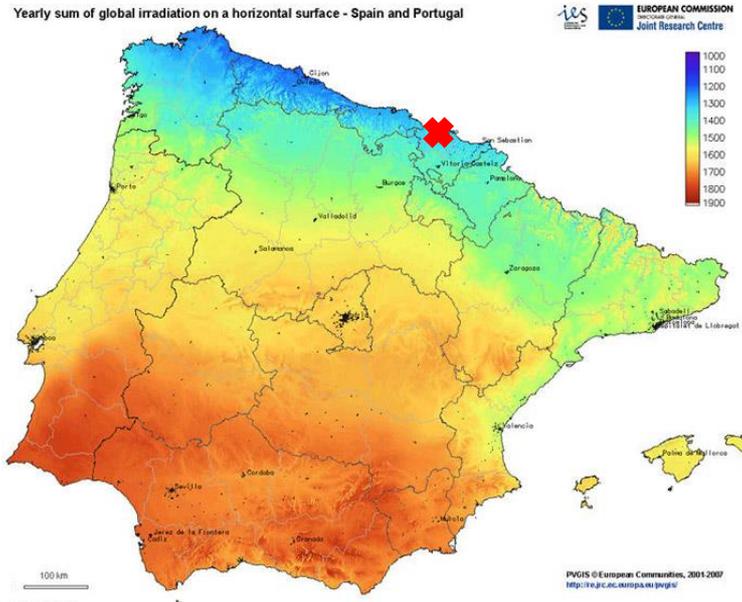


Imagen 3. Mapa de radiación solar en España. Fuente PVGIS

Aun así, la tendencia de la radiación solar anual se encuentra al alza, según los datos recogidos en los últimos años (datos proporcionados por la Base de datos PVGIS-CMSAF). Este suceso se encuentra reflejado en el Gráfico 1, en el que se ve, claramente, como la radiación solar ha aumentado en los últimos años, y se prevé que siga esta tendencia para los próximos años:

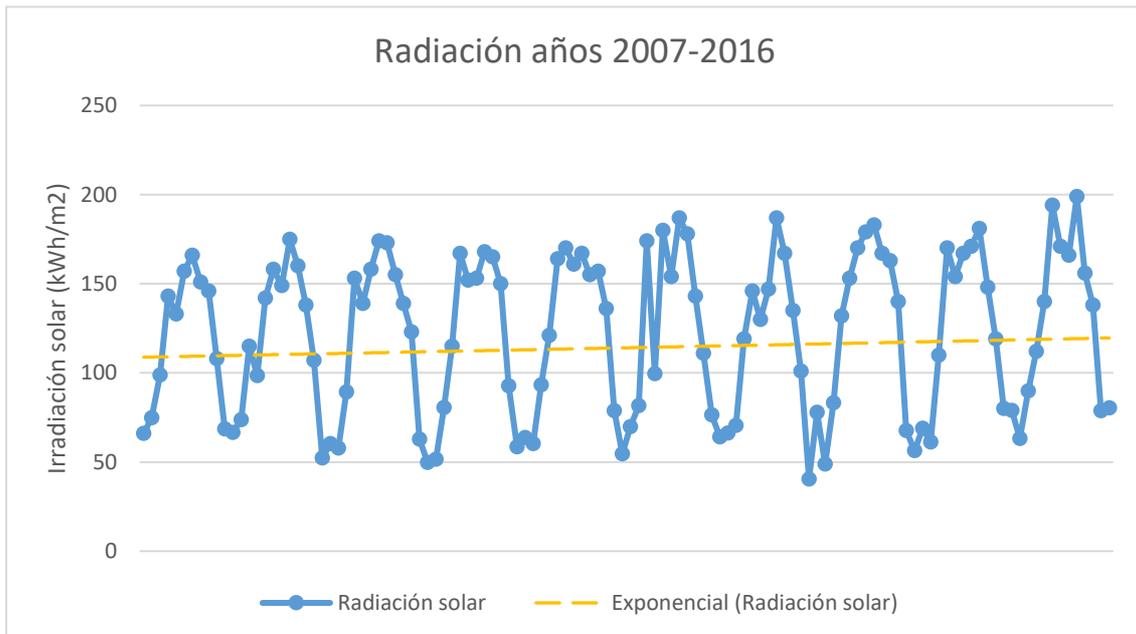


Gráfico 1. Tendencia radiación solar. Años 2007-2016

La temperatura media del emplazamiento oscila entre los 7°, en los meses más fríos del año, y los 23°, en los más calurosos. Estos valores nos permitirán obtener unas pérdidas mínimas en la potencia generada por efecto de la temperatura, en comparación con otros puntos de la península.

Temperatura media mensual



Temperatura media mensual

Month	2012	2013	2014	2015	2016
Enero	7.4	7.9	9.4	6.1	9.5
Febrero	5.1	6.9	9	6.6	8.7
Marzo	11.3	10.6	11.4	10.4	9.3
Abril	11.3	12.6	15	14.7	12.1
Mayo	18.1	13.2	15.5	17.6	16.6
Junio	21	17.9	20.2	21.1	20
Julio	20.9	23.8	20.7	23.2	22.1
Agosto	23	20.7	20.5	22.5	22.6
Septiembre	19.3	19.5	20.8	17.7	20.5
Octubre	15.5	16.7	18.3	15.6	15.7
Noviembre	10.6	10	12.6	12.4	10.4
Diciembre	8.5	6.8	7.2	9.7	7.7

Gráfico 2. Temperatura media mensual. Años 2012-2016. Fuente PVGIS

Se presentan muchos días de lluvia o nublados a lo largo del año, hecho que afectará notablemente al rendimiento de la instalación y, en referencia al viento, se registra una ventosidad media, debido a su cercanía con el mar.

3. Objetivos y alcance del proyecto

El objetivo que persigue la realización de este proyecto es el ahorro del consumo de energía eléctrica en un hospital, precisamente, en el Hospital de Urduliz-Alfredo Espinosa.

La atención a la eficiencia energética en los centros sanitarios es especialmente importante debido a la gran cantidad de energía que consumen y dado que el consumo se realiza permanentemente, 24 horas al día y los 365 días del año. En muchos hospitales, la energía eléctrica se utiliza en todas las áreas del hospital: Iluminación, calefacción o aire acondicionado, cocina, sistemas de seguridad, monitorización, calentamiento de agua, ascensores, labores de limpieza y esterilización y quirófanos, entre otros. En el Gráfico 3 podemos observar cómo se reparte el consumo de energía en un hospital:

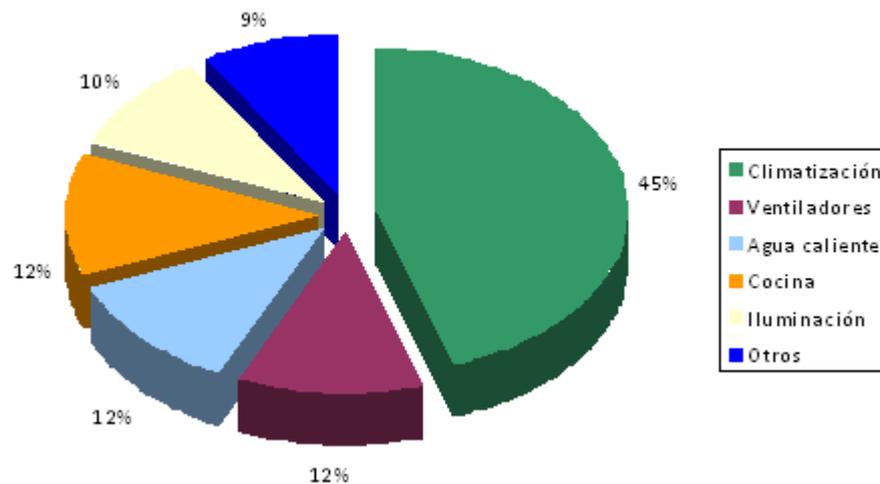


Gráfico 3. Consumo de energía de un hospital. Distribución de la energía por áreas. Fuente IPSOM

Los hospitales españoles tienen una alta variabilidad de consumos en función del estado de las instalaciones y de su tipología. Un hospital puede consumir entre 20-60 mil kWh anuales por cama, y producir unas 20 toneladas medias de CO₂.

Con la finalidad de reducir la producción de CO₂ y otros gases de efecto invernadero, que se producen por relación directa con el consumo de energía en hospitales, una de las medidas que se están impulsando tanto en ámbito nacional como internacional es la incorporación de energías renovables como fuente principal de energía en los hospitales.

En este sentido, una de las fuentes de energía de carácter renovable que más se está incorporando en los hospitales es la energía solar fotovoltaica, precisamente, el tipo de energía empleada en este proyecto.

La energía fotovoltaica es, a día de hoy, una de las fuentes de energía más económica y limpia que existe. Económicamente, solo se perciben costes en la construcción, compra e instalación del sistema, ya que una vez incorporado, puede generar energía continuamente y de forma gratuita, hasta el final de su vida útil.

Para la correcta realización del trabajo, la prioridad principal será la de obtener una instalación que produzca la mayor cantidad de energía posible, atendiendo en todo momento a las dimensiones disponibles en el área dedicada a la instalación y a los aspectos tanto económicos, técnicos y administrativos, así como atender a la normativa vigente para el autoconsumo.

Pese a ser un estudio realizado para el Hospital de Urduliz-Alfredo Espinosa, este documento puede ser ampliable a cualquier hospital y los cálculos aquí realizados ser empleados para posteriores proyectos similares en otros hospitales.

4. Beneficios que aporta el trabajo

4.1. Beneficio medioambiental

El uso de la tecnología solar fotovoltaica nos permite prescindir de tecnologías de generación convencionales y mucho más contaminantes como lo son aquellas que producen energía a partir de la quema de combustibles fósiles. De esta forma, contribuimos a la descarbonización de la economía, objetivo perseguido por muchos países y entidades del mundo.

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía que no emite CO₂, uno de los principales gases de efecto invernadero que está contribuyendo al cambio climático, de manera que mediante su uso frenamos el avance de este catastrófico proceso.

Se trata de un recurso infinito, ya que la energía es obtenida mediante módulos fotovoltaicos a partir de la incidencia directa de la luz del sol, un recurso infinito que irradia de manera suficiente en prácticamente todos los lugares del planeta.

En equiparación con otro tipo de energías renovables, obtenemos la ventaja de que es completamente silenciosa (aspecto muy importante en un hospital) y no afecta a la fauna local. Además, no necesita consumo de agua, por lo que su impacto hidrológico es inapreciable.

4.2. Beneficio económico

Se trata de una fuente de energía muy barata. Su único coste reside en la compra y colocación de los equipos, ya que, a partir de ese momento, es capaz de producir electricidad de forma gratuita.

Su mantenimiento es prácticamente despreciable. El fácil acceso a la zona de generación y el hecho de que los paneles solares estáticos, como los empleados en nuestro proyecto, no tengan partes móviles, evitando así cualquier tipo de rotura o fallos, hace que en este aspecto no exista prácticamente gasto alguno.

A diferencia de otro tipo de tecnologías, como puede ser la eólica, su fácil manejo y transporte hacen que cada vez sea menos apreciable el costo por la colocación de la aparatenta.

Una de las principales desventajas que supone es la necesidad de una inversión inicial muy alta. Sin embargo, los últimos avances en la tecnología han favorecido el decremento en el precio de los equipos necesarios para una instalación de este tipo. En cualquier caso, la inversión inicial siempre se ve amortizada a largo plazo, ya que son equipos que pueden aguantar hasta 25 años y el ahorro supuesto por la cantidad de energía que producen en ese tiempo contrarresta la inversión inicial.

Para un hospital financiado por fondos públicos, esta y otras medidas que promuevan su eficiencia energética, y dado el alto consumo de energía que tiene un hospital, supondría un ahorro económico para las arcas públicas muy notable.

4.3. Beneficio social

Socialmente, es un tipo de energía altamente aceptada.

Su nula emisión de gases provoca en la sociedad una aceptación y satisfacción general que promueve la instalación de estos sistemas incluso en casas particulares.

Además, el impacto visual no es equiparable con otro tipo de tecnologías, ya que, según el tipo de colocación, los paneles solares pueden ser colocados, en muchos casos, de forma que tengan sinergia con el resto de la arquitectura de los edificios.

Adicionalmente, para su implantación no es necesaria la construcción de ningún tipo de edificación nueva, debido a que se puede instalar en edificios ya construidos, como es nuestro caso.

Impulsar este tipo de tecnologías en edificios de carácter público, como es el caso de nuestro hospital, provocará un efecto positivo por parte de la ciudadanía y promoverá la instalación de más plantas fotovoltaicas particulares.

5. Análisis de alternativas

5.1. Según la fuente de energía

Como alternativas, se han estudiado en todo momento fuentes de energía de origen renovable, ya que, tal y como se ha mencionado anteriormente, uno de los objetivos fundamentales es la reducción de la producción de energía a partir de fuentes de energía contaminantes o con algún tipo de impacto medioambiental.

5.1.1. Energía eólica

Pese a ser una zona en la que la ventosidad puede ser considerada suficiente para la instalación de este tipo de fuente de energía, su impacto visual y sonoro lo hacen inviable. Dada la cercanía con el hospital y la necesidad del descanso y comodidad de los pacientes, el ruido producido por esta tecnología es motivo suficiente para descartar esta alternativa.

5.1.2. Energía solar térmica

El parecido con la solución propuesta de esta alternativa resulta razonable. Sin embargo, esta solución sería adecuada en caso de querer hacer uso de ella para abastecer al hospital con agua caliente. La conversión de esta fuente de energía en electricidad, que es lo buscado en este proyecto, requeriría de una aparamenta excesiva, lo que la convierte en inviable económicamente.

5.1.3. Biomasa

En los últimos años se ha empezado a emplear esta tecnología para abastecer muchos hospitales españoles. Sin embargo, en todos ellos es necesaria la construcción de una planta de biomasa apartada de dichos hospitales. Este no es el objetivo perseguido en este proyecto, ya que se pretende que la fuente de energía esté completamente integrada en el hospital.

5.1.4. Energía geotérmica

Dado el emplazamiento del hospital, esta fuente de energía resulta inviable, ya que la fuente de calor se encuentra a una profundidad muy elevada.

5.1.5. Energía mareomotriz y energía de las olas

Esta fuente de energía es perfectamente factible, dada la cercanía del mar con el hospital. Sin embargo, y por el mismo motivo que en el caso de la Biomasa, haría falta de una planta construida externamente al hospital, hecho por el cual esta alternativa también ha sido descartada.

5.1.6. Energía solar fotovoltaica

En muchos hospitales ya se ha implantado esta tecnología para ayudar al abastecimiento de energía eléctrica de los mismos.

Mediante la colocación de paneles fotovoltaicos, se aprovecha luz del sol para producir energía eléctrica de forma limpia y segura, sin ningún tipo de emisión de gases contaminantes. Se trata de una fuente de energía limpia y barata, aunque su coste inicial puede ser motivo de disputa, pese a que en los últimos años se ha avanzado mucho en este aspecto.

En principio, esta alternativa es la que mejor satisface los criterios propuestos.

5.2. Según el tipo de conexión

5.2.1. Sistema aislado de la red

Esta opción fue rápidamente descartada, ya que el encarecimiento que supondría la compra de baterías que almacenasen la energía que no es utilizada sería notable. Dado que nuestros rangos de potencia oscilan alrededor de los 130kW de potencia instalada, la cantidad de baterías necesarias sería elevada, y, por tanto, el coste se dispararía, haciendo el proyecto inviable económicamente.

Además, tal y como se verá posteriormente, la energía consumida por el hospital supera con creces a la generada por la instalación fotovoltaica, luego, resultaría técnicamente imposible abastecer el hospital únicamente con la energía obtenida de los paneles solares, y por este motivo, la alternativa del sistema aislado tampoco es viable en este aspecto.

Por otro lado, y enfatizando en el hecho de que se trata de un hospital, hay que garantizar la continuidad del servicio, que con un sistema aislado sería imposible.

5.2.2. Sistema aislado de la red, con abastecimiento solamente a una porción del hospital

Esta opción también se tuvo en cuenta, ya que cabía la posibilidad de abastecer la energía que necesitara una parte del hospital, como, por ejemplo, la iluminación del hospital. Sin embargo, dado que sería necesaria la compra de un gran número de baterías que permitieran almacenar la energía producida, encareciendo así la instalación, tal y como ocurre en el apartado anterior, esta opción también se descartó.

5.2.3. Sistema conectado a la red, con inyección directa de energía

Se trata de una opción completamente factible, pero de la cual el hospital no saldría especialmente beneficiado, ya que, en lugar de ahorrar energía, estaría vendiendo la energía obtenida de los paneles a la red de potencia. Este hecho, en comparación con lo que supondría el consumo directo de la energía producida por la instalación y el ahorro de esta energía sería diferencial respecto a la situación que se daría si hubiéramos escogido esta alternativa, ya que,

el precio por el que se vendería la energía sería inferior al precio de compra de la misma. En este caso, seguiría existiendo un ahorro económico, pero no se le sacaría el máximo partido posible a nuestra instalación.

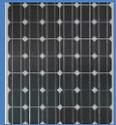
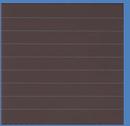
5.2.4. Sistema conectado a la red, con abastecimiento parcial de energía

Esta opción es la más adecuada de acuerdo a nuestro objetivo de ahorro de energía. Mediante esta iniciativa, y con el uso de un inversor inteligente, conseguimos que la energía obtenida de la instalación fotovoltaica sea consumida al mismo tiempo que está siendo producida, y que el restante de energía necesaria se obtenga directamente de la red de potencia. Con esta opción, también se contempla la situación en la que la instalación fotovoltaica produzca más energía de la necesaria, en cuyo caso, sería posible la inyección de la energía sobrante a la red de potencia. En la realidad, este caso nunca se va a dar, ya que como se verá posteriormente, en el apartado “7.5. Cuarta fase: Cálculo de la energía consumida” quedará demostrado que la energía consumida por el hospital va a ser en todo momento muy superior a la producida por la instalación fotovoltaica.

5.3. Según la tecnología empleada

En este punto, se han estudiado los diferentes tipos de paneles solares:

Tabla 1. Tipos de células fotovoltaicas

Células	Rendimiento	Características	Ventajas	Inconvenientes
Silicio monocristalino 	15-18%	Utiliza un único cristal de silicio. Visualmente es más oscuro	✓ Tecnología avanzada ✓ Alta eficiencia	✗ Precio elevado ✗ Gran influencia por la temperatura
Silicio policristalino 	12-14%	La solidificación del silicio no se hace con un solo cristal sino con múltiples. Visualmente es azulado	✓ Tecnología avanzada ✓ Buena relación eficiencia-precio	✗ Precio elevado
Amorfo 	<10%	Colocación de una fina capa de amorfo (no cristalino) de silicio sobre una amplia variedad de superficies.	✓ Menor precio ✓ Buen comportamiento a temperatura ✓ Sin influencia por la inclinación/orientación	✗ Menor eficiencia ✗ Alta degradación inicial

La elección del tipo de panel dependerá de su relación eficiencia-precio. Este apartado será explicado posteriormente y con más detalle. El único tipo de panel que no se tendrá en cuenta para el estudio será el que incorpora la tecnología de silicio amorfo, dada su baja eficiencia.

6. Descripción de la solución propuesta

Finalmente, se ha decidido realizar una instalación fotovoltaica de paneles monocristalinos (su elección está justificada en el apartado “7.2. Primera fase: Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica”) con un sistema conectado a la red, con abastecimiento parcial de energía.

Con esta opción conseguiremos obtener el máximo rendimiento posible, dada la elección de la tecnología monocristalina y realizando una comparativa de muchas marcas de paneles fotovoltaicos monocristalinos, conseguiremos optimizar también el precio de compra.

El uso de un inversor inteligente nos permitirá consumir la energía al mismo tiempo que se produce. De esta forma, conseguimos reducir la cantidad de energía demandada a la red de potencia y, en su defecto, un ahorro económico significativo, el cual servirá como amortización de la inversión inicial que se haya realizado para la instalación de la planta fotovoltaica. Además, de esta forma queda garantizada la continuidad del servicio.

En conclusión, la instalación servirá como apoyo del suministro de energía al hospital, que adquirirá la energía de la red y de la instalación fotovoltaica.

7. Metodología seguida en el desarrollo del trabajo

7.1. Descripción de tareas, fases, equipos o procedimientos

El trabajo se desarrolla en 5 fases principales.

Comenzamos por las dos primeras fases, que abordan el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica, en el que se incluyen el cálculo de todos los equipos necesarios y el espacio que ocupan. En estas dos primeras fases, se procurará, dado el espacio disponible, aprovechar de forma óptima dicho espacio mediante la colocación del máximo número posible de paneles solares y, de acorde al tamaño de la zona de generación, se deducirán el resto de componentes necesarios, y sus características técnicas.

El proyecto continúa con la tercera y cuarta fase, las cuales detallan tanto la generación de energía por parte de la instalación, como el consumo de energía de todo el hospital. Asimismo, se detallará el ahorro de energía que supone la instalación y la diferencia que será necesaria adquirir de la red de potencia.

La quinta y última fase se corresponde con la construcción de la instalación.

Los resultados obtenidos se contrastarán mediante una simulación por medio del programa PVsyst.

7.2. Primera fase: Dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos

La primera fase del proyecto consiste en el cálculo de las dimensiones y colocación de los paneles fotovoltaicos, con lo que quedan definidos parámetros tales como la inclinación de los paneles, orientación y dimensiones. Asimismo, obtenemos el número total de paneles necesarios, y la potencia total que pueda suministrar la instalación.

En este apartado se refleja también la comparativa realizada para las diferentes marcas de paneles fotovoltaicos, escogiendo el modelo que mejor cumple la relación calidad-precio, y el que mejor se amolda a la superficie disponible.

En primer lugar, se comienza tomando las medidas de la superficie útil de la que disponemos, para realizar el cálculo del número de paneles que podemos colocar. Las medidas del tejado se ven reflejadas en la Imagen 4:

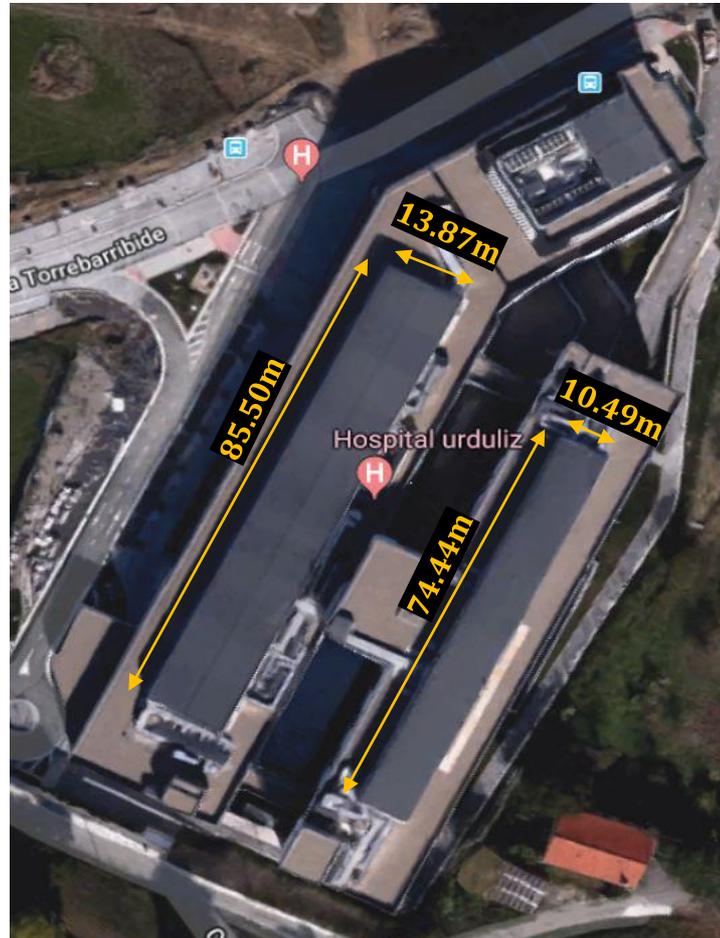


Imagen 4. Medidas del tejado del Hospital de Urduliz-Alfredo Espinosa

Como se ve en la Imagen 4, los paneles solares irán colocadas solamente en los tejados superiores del edificio, evitando así la influencia que pueda tener el efecto de sombras u otros factores provocados por objetos tales como los elementos de refrigeración del hospital, o el propio desnivel existente entre los distintos tejados.

A partir de este punto, denominaremos a ambos tejados como tejado grande, cuyas medidas son 85,50x13,87m y tejado pequeño, cuyas medidas son 74,44x10,49m.

Para realizar el cálculo del número máximo de paneles solares que se pueden colocar dada nuestra superficie se han seguido los siguientes pasos:

7.2.1. Orientación de los paneles

Debido a que la localización del hospital se encuentra en el hemisferio norte, su orientación óptima sería mirando hacia el sur. Sin embargo, dada la orientación del propio hospital, y con la finalidad de optimizar al máximo el espacio disponible se ha tomado la decisión de orientar los

paneles solidariamente a la orientación del hospital. Esta orientación tiene como valor el de $\alpha=26.5^\circ$ respecto de la línea norte-sur.

En la Imagen 5 e Imagen 6, se muestra de forma orientativa la orientación de los paneles:



Imagen 5. Orientación del hospital

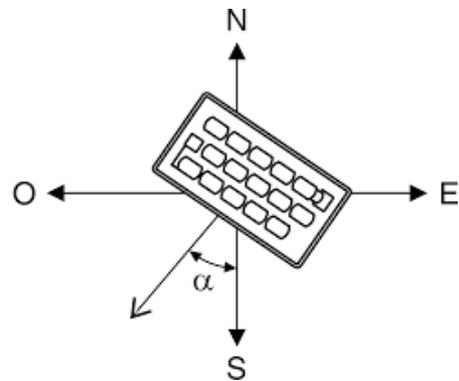


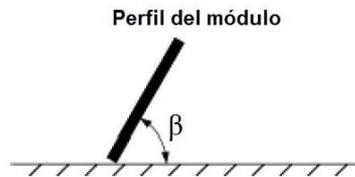
Imagen 6. Esquema orientativo de la orientación de los paneles

7.2.2. Inclinación de los paneles

Ya que la instalación ha sido diseñada para funcionar durante cualquier periodo del año, se ha escogido una inclinación óptima que sirva tanto para épocas estivales como invernales. Para ello, se ha hecho uso de la siguiente expresión, que calcula el ángulo óptimo de inclinación de paneles fotovoltaicos que generan energía durante todo el año:

$$\beta_{\text{óptima}} = 3.7 + 0.69 * \text{Latitud}$$

Siendo β el valor del ángulo que se ve reflejado en la Imagen 7:



Inclinación del módulo fotovoltaico

Imagen 7. Esquema representativo del ángulo de inclinación de los paneles

Sustituyendo el valor de la latitud $43^{\circ}22'30.4''$ en la ecuación, obtenemos como resultado:

$$\beta_{\text{óptima}} = 33,62^{\circ}$$

Que será la inclinación que tendrán los paneles.

7.2.3. Cálculo del número de paneles fotovoltaicos instalados

Lo lógico, una vez obtenido el ángulo de inclinación, sería calcular el número de paneles solares que, dado el espacio que tenemos, podemos colocar. Pero previamente es necesario conocer las dimensiones de cada panel, para lo cual será necesaria la elección del panel en concreto que deseamos colocar.

Para la elección del panel solar, se ha realizado un estudio de diferentes marcas de paneles solares entre las que se incluyen "Jinko Solar", "LG", "SunPower" o "REC", entre otros. En este estudio y para decantarnos por un modelo u otro, se han seguido los siguientes criterios:

- El panel solar debe tener una eficiencia y una potencia pico que, comparativamente con otros modelos, sea diferencial.
- Sus dimensiones deben adaptarse para que con el espacio del que disponemos, la superficie sea aprovechada al máximo. En este apartado se ha realizado el cálculo, descrito posteriormente para el panel solar elegido, del espacio libre que obtenemos en cada uno de los tejados y se ha realizado una comparación cuantitativa con respecto a los otros modelos. Es decir, si para un modelo el espacio libre obtenido es excesivo, ha sido directamente descartado. Además, se ha estudiado para todos los modelos cuál sería la posición de la placa que aprovecharía al máximo el espacio disponible. En cualquier caso, el resultado ha sido el de disponer los paneles en vertical, y apiladas en filas de dos.

- Su relación calidad-precio debe ser equitativa. En este apartado, se ha tenido en cuenta mayoritariamente el costo por cada vatio instalado, en lugar del precio total del conjunto de paneles.

Tabla 2. Modelos de paneles solares. Análisis del precio y rendimiento

Modelo	Marca	Tecnología	Potencia unitaria (Wp)	Potencia total (Wp)	*Paneles apilados	Número de paneles	Precio unitario (€)	Precio total (€)	Precio/Potencia (€/Wp)
JKM320PP-72	Jinko Solar	Policristalino	320	108480	1	339	94,80 €	32.137,20 €	0,30
JKM320PP-72	Jinko Solar	Policristalino	320	109440	2	342	94,80 €	32.421,60 €	0,30
JKM270PP-60	Jinko Solar	Policristalino	270	108540	1	402	94,80 €	38.109,60 €	0,35
JKM270PP-60	Jinko Solar	Policristalino	270	108540	2	402	94,80 €	38.109,60 €	0,35
LG NeON 2	LG	Monocristalino	340	133620	1	393	175,21 €	68.857,53 €	0,52
LG NeON 2	LG	Monocristalino	340	136680	2	402	175,21 €	70.434,42 €	0,52
LG NeON R	LG	Monocristalino	340	133620	1	393	219,00 €	86.067,00 €	0,64
LG NeON R	LG	Monocristalino	340	136680	2	402	219,00 €	88.038,00 €	0,64
SPR-X21-345	SunPower	Monocristalino	345	145935	1	423	265,00 €	112.095,00 €	0,77
SPR-X21-345	SunPower	Monocristalino	345	146970	2	426	265,00 €	112.890,00 €	0,77
SPR-E20-327	SunPower	Monocristalino	327	138321	1	423	179,48 €	75.920,04 €	0,55
SPR-E20-327	SunPower	Monocristalino	327	139302	2	426	179,48 €	76.458,48 €	0,55
REC N-Peak	REC	Monocristalino	330	129690	1	393	116,76 €	45.886,68 €	0,35
REC N-Peak	REC	Monocristalino	330	132660	2	402	116,76 €	46.937,52 €	0,35
REC TwinPeak 2	REC	Policristalino	300	123900	1	413	112,62 €	46.512,06 €	0,38
REC TwinPeak 2	REC	Policristalino	300	126600	2	422	112,62 €	47.525,64 €	0,38

**Paneles apilados: En cada fila de paneles, cabe la posibilidad de colocarlos en filas de 1 o en filas de 2. En ningún caso se ha estudiado apilar más de 2 paneles por fila, ya que la altura total sería excesiva, lo que provocaría, además del peso que suponen 3 o más paneles apilados por cada fila de soportes, esfuerzos excesivos por efecto del viento.*

Como se puede observar en la Tabla 2, para los distintos modelos de paneles solares tenemos varios pros y contras. Por un lado, el modelo SPR-X21-345 de la marca SunPower, nos brinda la mayor potencia posible que podemos instalar, sin embargo, su precio sería excesivo, y es el motivo principal por el cual ha sido descartado. Por otro lado, el modelo JKM320PP-72 de la marca Jinko Solar es el que menos coste supone, sin embargo, la potencia instalada se vería severamente reducida. Por este motivo, este modelo también ha sido descartado. En continuidad de esta línea argumental, llegamos a la conclusión de que el modelo más adecuado a nuestras necesidades es el REC N-Peak de la marca REC, con los paneles apiladas de dos en dos. Las especificaciones se ofrecen en el anexo 4.

Una vez escogido el modelo del panel a emplear, y conocidas sus dimensiones, el siguiente paso sería el de realizar el cálculo del número máximo de paneles que podemos colocar en el tejado. Las dimensiones del panel se ven reflejadas en la Imagen 8:

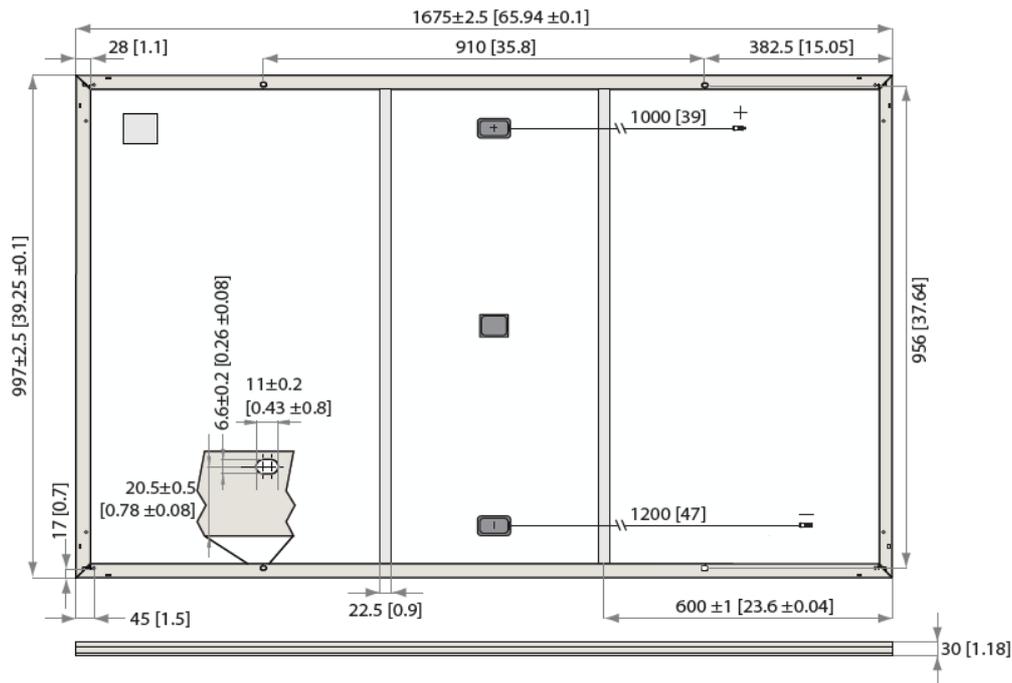


Imagen 8. Dimensiones de la placa. Modelo REC N-Peak

Con estas dimensiones hay que realizar dos cálculos:

- Por un lado, hay que calcular el número máximo de paneles que podemos colocar a lo largo de la anchura de cada tejado, para lo cual, bastará con realizar el siguiente cálculo:

$$n^{\circ} \text{ de paneles a lo largo de la anchura} = \frac{\text{Anchura del tejado}}{\text{Base del panel}}$$

La ecuación nos daría como resultado un valor que debe ser aproximado de tal forma que el espacio libre tras la colocación de los paneles sea superior a 1 metro. En los casos en los que no se cumple esta condición, se ha decidido disminuir en n unidades el número de paneles, hasta que se cumpla dicha condición, ya que, se ha tomado en consideración que 1 metro es la distancia mínima que debería quedar de espacio libre, por cuestiones de colocación de cableado, o en caso de mantenimiento de los paneles para que un operario pueda transitar por el tejado sin ningún problema. Este punto se ha tenido en consideración también para los cálculos respectivos al número de paneles colocados a lo largo.

El espacio libre se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$\text{Espacio libre} = \text{Anchura del tejado} - n^{\circ} \text{ de paneles a lo ancho} \cdot \text{base de 1 panel}$$

- En el caso del número de paneles que se pueden colocar a lo largo del tejado, se ha seguido la siguiente línea de cálculos:

1. Altura del conjunto de paneles en una fila:

$$h = h_{\text{panel}} \cdot n^{\circ} \text{ de paneles apilados} \cdot \sin(\beta)$$

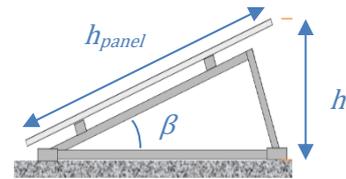


Imagen 9. Esquema perfil de la placa

2. Distancia entre dos filas de paneles:

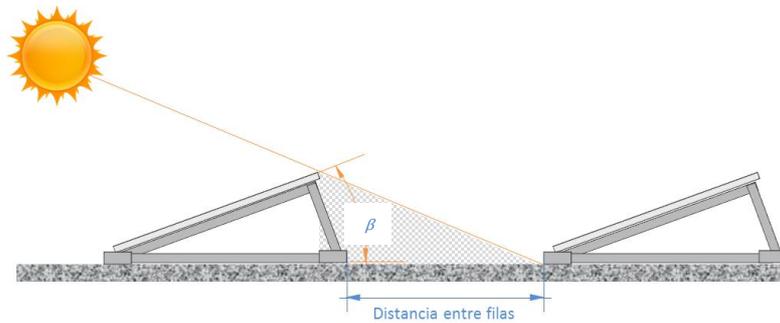


Imagen 10. Esquema distancia de separación mínima entre dos filas de paneles consecutivos

$$d = \frac{h}{\tan(61^{\circ} - \text{latitud})}$$

$$d_{\text{total}} = d + h_{\text{panel}} \cdot n^{\circ} \text{ paneles apilados} \cdot \cos(\beta)$$

3. Una vez obtenidos los datos geométricos, el número de filas de paneles se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$n^{\circ} \text{ filas de paneles} = \frac{\text{Largo del tejado}}{d_{\text{total}}}$$

4. El espacio libre, se obtiene de la siguiente forma:

$$\text{Espacio libre} = \text{Largo del tejado} - d_{\text{total}} \cdot (n^{\circ} \text{ filas de paneles} - 1) - (d_{\text{total}} - d)$$

En ésta ecuación, el nº de filas de paneles será un número entero, y se jugará con este valor de forma que el espacio libre sea mayor que 1 metro, tal y como se ha hecho para los paneles colocados a lo ancho del tejado.

Los resultados obtenidos vienen reflejados a continuación:

Tabla 3. Dimensiones y cálculo del número de paneles para el tejado grande

Dimensiones tejado grande	
Largo (cm)	8550
Ancho (cm)	1387
Características panel	
Base (cm)	99,7
Altura (cm)	167,5
Potencia (Wp)	330
Precio (€)	194,6
Coordenadas geograficas (decimal)	
Latitud (°)	43,38
Longitud (°)	2,96
Características posición panel	
Inclinación (°)	33
nº de paneles apilados	2
h (cm)	185,52
d (cm)	583,97
d _{total} (cm)	862,9
Número de paneles	
filas de paneles	10
nº de paneles a lo ancho	12
nº de paneles totales	240
Espacio libre (tejado grande)	
Largo (cm)	504,93
Ancho (cm)	190,6

Tabla 4. Dimensiones y cálculo del número de paneles para el tejado pequeño

Dimensiones tejado pequeño	
Largo (cm)	7444
Ancho (cm)	1049
Características panel	
Base (cm)	99,7
Altura (cm)	167,5
Potencia (Wp)	330
Precio (€)	194,6
Coordenadas geograficas (decimal)	
Latitud (°)	43,38
Longitud (°)	2,96
Características posición panel	
Inclinación (°)	33
nº de paneles apilados	2
h (cm)	184,52
d (cm)	583,97
d _{total} (cm)	862,9
Número de paneles	
filas de paneles	9
nº de paneles a lo ancho	9
nº de paneles totales	162
Espacio libre (tejado pequeño)	
Largo (cm)	285,62
Ancho (cm)	151,7

Tabla 5. Resultado tamaño de la zona de generación acorde a las dimensiones de la superficie útil

Nº DE PANELES TOTALES
402
SUPERFICIE PANELES TOTAL (cm²)
6713299,5
POTENCIA TOTAL INSTALADA (Wp)
132660

Al valor del número de paneles totales obtenido mediante estos cálculos habrá que hacerle un reajuste que se amolde a la configuración empleada, en cuanto a la disposición serie-paralelo de los paneles se refiere, requerida por las conexiones de entrada en el inversor. Este reajuste queda reflejado en el apartado “7.3.2. Inversor”, donde se muestra la configuración que será empleada en nuestra instalación.

7.3. Segunda fase: Dimensionamiento de los componentes adicionales

La segunda fase del proyecto consiste en dimensionar todos los componentes que serán necesarios para el correcto funcionamiento de la instalación fotovoltaica. En este apartado, se ha realizado la elección del inversor, soportes y cableado que satisfagan los requisitos correspondientes a las dimensiones y potencia que tenga la instalación.

7.3.1. Soportes

Tal y como se ha comentado anteriormente, los paneles irán apilados de dos en dos. Por tanto, necesitamos soportes dobles con disposición de los paneles en vertical. Un modelo que cumple estos requisitos es el modelo FV925 de la marca SUNFER. Estos soportes tienen un precio unitario de 755,04 € con capacidad para 24 paneles, el necesario para el tejado grande; y de 607,52 € con capacidad para 18 paneles, necesario para el tejado pequeño. Dado el reajuste mencionado anteriormente, una fila de paneles dispondrá de dos paneles menos de los calculados según la superficie disponible. Para ese caso, la mejor opción sería colocar un soporte con menor capacidad en el tejado pequeño (capacidad de 16, en lugar de 18) con un precio de 515,17 €, ya que, comparativamente, supone más ahorro realizar este cambio que si se coloca un soporte de capacidad para 22 paneles en una fila del tejado grande.

En la Imagen 11 se muestra una representación de la colocación de los paneles:



Imagen 11. Soportes FV925

7.3.2. Inversor

Se utilizará un inversor INGECON SUN 100TL cuya potencia de salida puede alcanzar los 110 kW de potencia activa y se adecúa perfectamente a nuestros rangos de potencia instalada. Se trata de un inversor trifásico de unas dimensiones razonablemente pequeñas y de poco peso, lo cual facilitará su instalación en el tejado y permitirá la supresión de un elevado número de inversores que serán sustituidos solamente por este modelo. Este inversor tiene un precio de 5487,00 €. Sus especificaciones técnicas vienen detalladas en el anexo 4.

Con las especificaciones técnicas del inversor y de los paneles, podemos deducir la configuración serie-paralelo que tendrán los paneles. Para el cálculo del número de ramas en paralelo y el número de paneles en serie que se deben colocar se seguirá la siguiente línea de cálculos:

1. Cada rama debe tener la tensión suficiente para la entrada del inversor en el peor de los casos. Para nuestro inversor, esa tensión tiene por valor 570V.

Dado que la tensión disminuye con el aumento de temperatura se tomará como punto más desfavorable aquel que trabaja a la máxima temperatura de trabajo. Para una temperatura ambiente de 40 °C, y con una irradiación máxima, los paneles pueden alcanzar los 70 °C. Según las especificaciones técnicas del panel, para esta temperatura el panel trabaja a una tensión de:

$$V_{OC}(70^{\circ}\text{C}) = V_{OC}(25^{\circ}\text{C}) + \text{Coeficiente de temperatura para } V_{OC} * \Delta T * V_{OC}(25^{\circ}\text{C})$$

$$V_{OC}(70^{\circ}\text{C}) = 41.3 - 0.0027 * 45 * 41.3 = 36.282V$$

Para esta tensión, el número mínimo de paneles en serie necesarios es:

$$N_{min} = \frac{570}{36.282} = 15,71$$

Este valor debe ser redondeado al inmediatamente superior, es decir:

$$N_{min} = 16$$

2. Cada rama no debe superar la tensión máxima de entrada al inversor, que, para nuestro modelo, tiene por valor 1100V.

Del mismo modo que en el apartado anterior, hay que estudiar la influencia de la temperatura en la tensión de los paneles. En esta ocasión, la peor situación se da en el punto de funcionamiento a la mínima temperatura posible, ya que la tensión aumenta a medida que la temperatura disminuye. Para una temperatura mínima de -5 °C, la tensión de cada panel resulta:

$$V_{OC}(-5^{\circ}\text{C}) = V_{OC}(25^{\circ}\text{C}) + \text{Coeficiente de temperatura para } V_{OC} * \Delta T * V_{OC}(25^{\circ}\text{C})$$

$$V_{OC}(-5^{\circ}\text{C}) = 41.3 + 0.0027 * 30 * 41.3 = 44.645V$$

Para esta tensión, el número máximo de paneles en serie posible es:

$$N_{MAX} = \frac{1100}{44.645} = 24.639$$

Este valor debe ser redondeado al inmediatamente inferior, es decir:

$$N_{MAX} = 24$$

Con estos rangos de la disposición serie-paralelo de los paneles podemos hacer distintas combinaciones, pero el número de paneles totales no debe superar el valor de 402, ya que es el máximo posible que la superficie disponible nos permite colocar:

Tabla 6. Combinaciones posibles de la disposición serie-paralelo de los paneles

Paneles en serie	Ramas paralelo	Total de paneles	Tensión a circuito abierto (U_{DC}) (V)	Corriente cortocircuito (I_{SC}) (A)	Tension total por rama (V)	Intensidad total (A)
16	25	400	41,3	10,36	660,8	259
17	23	391	41,3	10,36	702,1	238,28
18	22	396	41,3	10,36	743,4	227,92
19	21	399	41,3	10,36	784,7	217,56
20	20	400	41,3	10,36	826	207,2
21	19	399	41,3	10,36	867,3	196,84
22	18	396	41,3	10,36	908,6	186,48
23	17	391	41,3	10,36	949,9	176,12
24	16	384	41,3	10,36	991,2	165,76

Como podemos observar en la Tabla 6, la combinación que nos permite colocar el mayor número posible de paneles es la marcada en verde, mediante la cual serían necesarias únicamente 400 de las 402 calculadas en el apartado “7.2.3 Cálculo del número de paneles fotovoltaicos instalados”. Este es el reajuste que se ha mencionado anteriormente, y por el cual uno de los soportes del tejado pequeño deberá ser de menor tamaño.

En la Tabla 6 también podemos observar que hay otra combinación para la cual es posible colocar 400 paneles. Sin embargo, en este caso el número de ramas sería mayor, y, por lo tanto, la intensidad que recorrería el cable también lo sería, provocando así mayores pérdidas en el cable.

Referente a los cálculos con respecto al número máximo de paneles que se colocarían para que en términos de potencia la zona de generación instalada no superase la máxima potencia de entrada del inversor, estos cálculos no han sido realizados ya que la hoja de especificaciones del inversor escogido no proporciona dicho dato, y por tanto, el criterio seguido ha sido, por un lado, que cumpliera los valores máximos de intensidad y tensión en la entrada del inversor, y por otro lado, que la potencia pico total de la zona de generación se encontrase dentro de los rangos aconsejados por el fabricante del inversor, es decir, en valores que oscilan entre los 101,2kWp y los 145kWp, condición que, en nuestro caso, sí se cumple.

Una vez hecho el reajuste, la potencia total instalada sería la reflejada en la Tabla 7:

Tabla 7. Resultado tamaño de la zona de generación según la disposición serie-paralelo de los paneles

Nº DE PANELES TOTALES
400
SUPERFICIE PLACAS TOTAL (cm ²)
6679900
POTENCIA TOTAL INSTALADA (Wp)
132000

En Imagen 12 podemos ver esquemáticamente como resultaría la instalación:

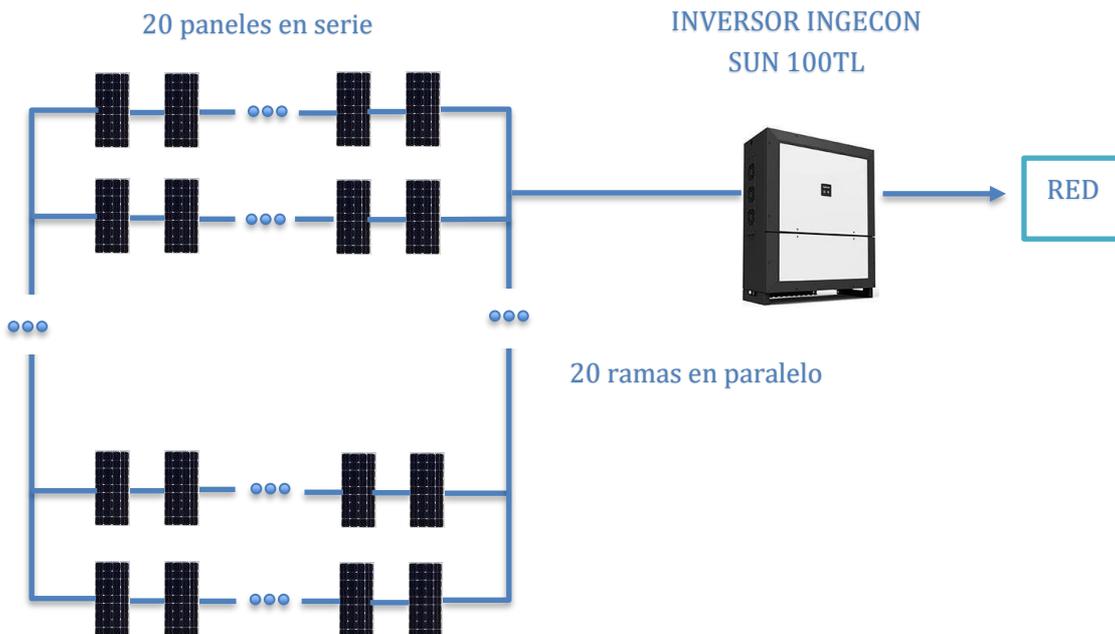


Imagen 12. Esquema orientativo de la disposición serie-paralelo de la instalación

7.3.3. Cableado

Para hallar el tipo de cable necesario, se hará uso de la siguiente ecuación, que calcula la sección del cable mínima indispensable por la instalación:

$$S = \frac{2 * L * I}{k * U}$$

Donde:

- L es la longitud del cable (solo ida)
- I es la intensidad que circulará por el cableado
- k es la conductividad del material que compone el cable ($56\text{m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$ para el cobre y $35\text{m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$ para el aluminio)
- U es la caída de tensión entre sus extremos. Para el mayor rendimiento, este valor se sitúa en el 1%

Pese a que para cada tramo de cable sería necesaria una sección diferente, por simplicidad en la compra de materiales, se efectuará la compra de un único cable para toda la instalación.

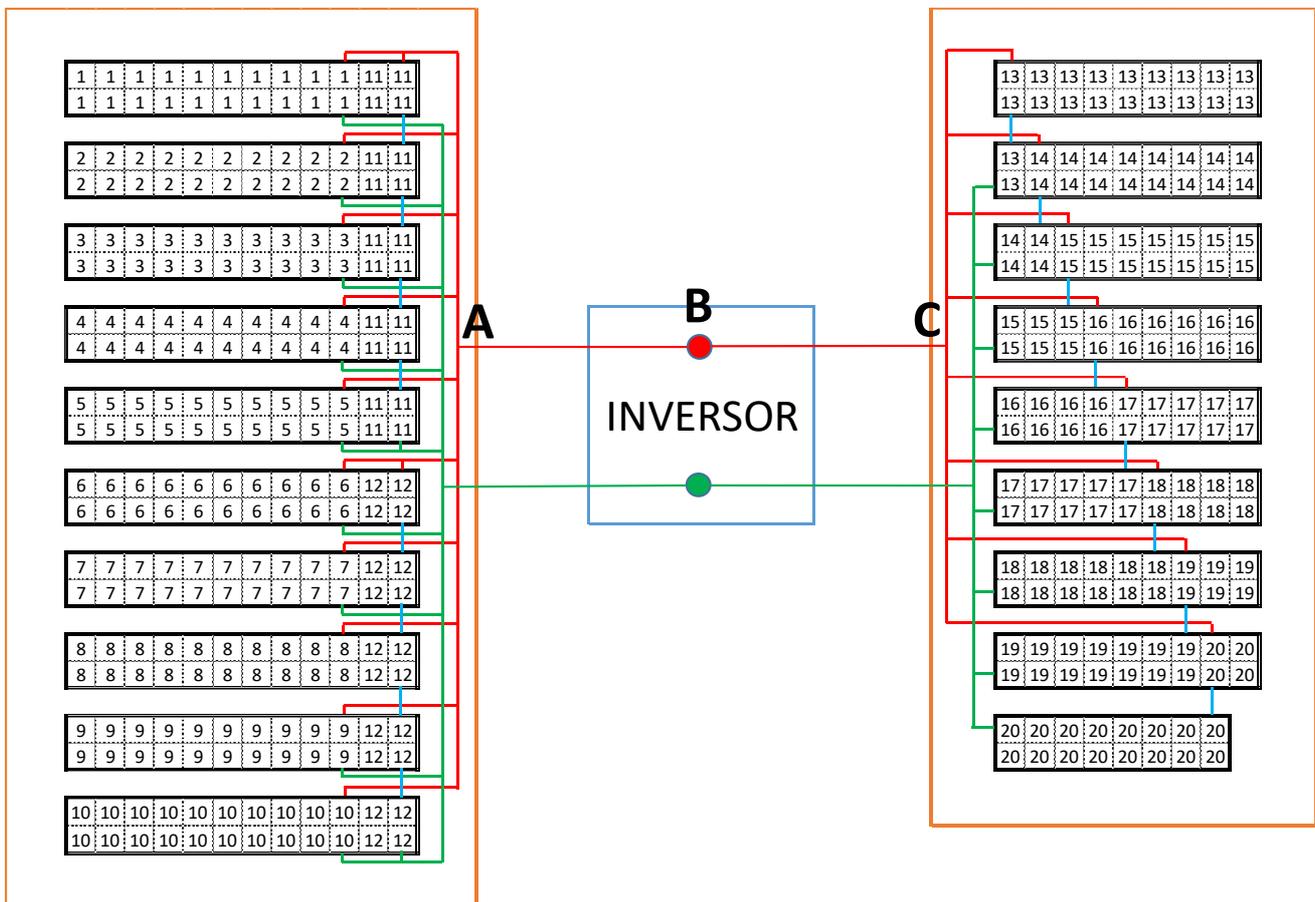


Imagen 13. Esquema de la instalación y colocación del cableado

En la Imagen 13 se puede observar un esquema de la disposición que tendrán los paneles. La numeración mostrada, corresponde a cada una de las ramas que existe en la disposición serie-paralelo anteriormente calculada. Así, en el tejado grande habrá 12 ramas y en el tejado pequeño 8 ramas, colocadas tal y como se ven en el esquema. Asimismo, el cableado rojo correspondería con el polo positivo de la instalación, y el verde con el polo negativo.

Para realizar el estudio de la sección del cable necesaria, en la ecuación de la sección del conductor los dos parámetros que mayor influencia tienen son, por un lado, la longitud del cable, ya que las caídas de tensión, que a su vez provocan pérdidas de potencia, se calculan desde los extremos del cable, y por otro lado, la intensidad que circula por un tramo del cable, ya que una gran cantidad de corriente circulando por el cable provoca pérdidas por Joule, lo que quiere decir pérdidas de potencia y calentamiento del cableado que pueda provocar el fallo en el mismo.

Teniendo en cuenta estos aspectos, y estudiando únicamente uno de los polos (positivo o negativo), existen dos tramos que puedan limitar la sección mínima del cable: Los tramos AB y BC, respectivamente, los cuales se ven representados en la Imagen 13.

Por su parte, el tramo AB será determinante, ya que, al conectar el inversor con los paneles colocados en el tejado grande, tejado que alberga el mayor número de ramas, por él circulará la mayor intensidad de todo el cableado.

En cuanto al tramo BC, circulará menos corriente que por el tramo AB. Sin embargo, su longitud es mayor, ya que la colocación del inversor se prevé que esté situada cercana al tejado grande, tal y como se ve en la Imagen 14, y su intensidad es lo suficientemente alta como para ser, también, objeto de estudio.

En la Imagen 14 se puede observar la colocación idónea del inversor. Para dicho emplazamiento, se ha tenido en cuenta que tiene que ser un lugar ventilado, para la correcta refrigeración del inversor, y que debe evitarse la exposición directa al sol en un tiempo prolongado, con el fin de evitar posibles sobrecalentamientos. En este último aspecto, se puede observar que dada la geometría de la edificación, el emplazamiento está lo suficientemente resguardado como para proteger al inversor de la exposición directa del sol.



Imagen 14. Emplazamiento del inversor

Los resultados sobre la sección mínima para cada uno de los tramos se encuentran recogidos en la Tabla 8:

Tabla 8. Sección del cable para los tramos determinantes

Tramo	$k (m/\Omega \cdot mm^2)$	U	L (m)	I (A)	S (mm ²)
AB	56	8,26	5	124,32	2,69
BC	56	8,26	33	82,88	11,83

El tramo que limitará, por tanto, la sección mínima del cable es el tramo BC. La sección del cable debe ser normalizada de acuerdo a la norma UNE 20 460-5-523-2004, la cual viene reflejada en la Tabla 9:

Tabla 9. Datos normalizados del cableado. Fuente FORMACIÓN PARA LA INDUSTRIA 4.0

Norma UNE 20 460-5-523:2004

	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2								
Conductores aislados en tubos empotrados en paredes térmicamente aislantes. Método A1.													
Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes térmicamente aislantes. Método A2.	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2								
Conductores aislados en tubos (incluyendo canaletas y conductos de sección circular) en montaje superficial o empotrados en obra. Método B1.				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2				
Cables multiconductores en tubos (incluyendo canaletas y conductos de sección circular) en montaje superficial o empotrados en obra. Método B2.			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
Cables multiconductores directamente sobre la pared o en bandeja no perforada. Método C.					PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2			
Cables multiconductores al aire libre o en bandeja perforada. Distancia a la pared no inferior a 0,3 D (diámetro del cable). Método E.						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
Cables unipolares en contacto mutuo o en bandeja perforada. Distancia a la pared no inferior a D. Método F.							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	13
Conductor	mm²												
Cobre	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	
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	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	

Para la sección obtenida, el valor normalizado sería de 16mm². Sin embargo, para este valor, no existe ningún cable que admita la intensidad máxima circulante por el cableado (la del tramo AB, que tiene por valor 124,32A).

Dado que el cable irá posado sobre la pared, o sobre la superficie de los tejados, según la norma UNE 20 460-5-523-2004, los métodos válidos son: B1, B2 y C.

Bajo todas estas condiciones, el cable con sección mínima que cumple todos estos requisitos es el cable de cobre con una sección de 35mm² y aislamiento XLPE3, cuya intensidad máxima tiene por valor 127A, que si se adecúa a la intensidad máxima de cualquier tramo del cableado de la instalación.

Una vez obtenida la sección del cable, el siguiente paso es obtener el valor de la longitud de cable total que requiere la instalación. Dada la imposibilidad de obtener los planos constructivos del hospital, se realizará un cómputo aproximado de la cantidad de cable necesario. En este punto, se añadirá el cable necesario para los dos polos:

Tabla 10. Longitud del cableado necesaria

Tramo	L (m)
AB	10
BC	66
Tejado grande	250
Tejado pequeño	189,9
Total	515,9

Este tipo de cable tiene como precio unitario: 4,34 €/m.

7.4. Tercera fase: Cálculo de la energía generada

La tercera fase consistirá en, una vez dimensionada la instalación fotovoltaica, con todos los elementos necesarios para su funcionamiento, calcular la energía producida por la misma.

La energía total producida puede ser calculada a partir de la siguiente expresión:

$$E_{producida} \left(\frac{Wh}{día} \right) = HPS \left(\frac{h}{día} \right) * P_{pT} * PR$$

Donde:

- HPS: Horas Pico Solar. La irradiación solar no es constante a lo largo del día. Las Horas Pico Solar es una unidad que mide las horas de una hipotética irradiación solar constante de 1000 W/m² equivalente a toda la irradiación que se da a lo largo del día, es decir, es el número de horas en un día con una irradiación constante de 1000 W/m² que equivalen a la irradiación completa dada para ese día. En el Gráfico 4 puede verse claramente la equivalencia:

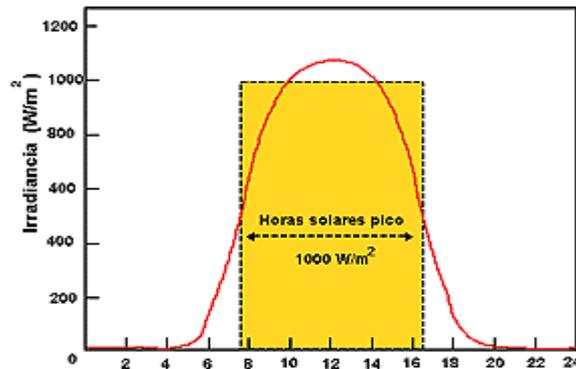


Gráfico 4. Representación de la radiación solar diaria y su equivalente en HPS

- P_{PT} : Potencia pico total de la instalación, calculada en el apartado anterior y que tiene un valor de 132.000Wp.
- PR: Factor de Rendimiento Total o Performance Ratio PR. Mide el rendimiento global de la instalación fotovoltaica teniendo en cuenta todos los factores que le afectan y que serán detallados posteriormente.

A continuación, se detalla el cálculo de cada uno de estos parámetros:

7.4.1. Horas Pico Solar (HPS)

Para el cálculo de HPS, nos tenemos que apoyar sobre los datos de radiación diarios proporcionados por la base de datos PVGIS-CMSAF, detallados en el anexo 2. Calculando el área de esa curva y haciendo el siguiente cálculo, obtenemos el valor de HPS:

$$HPS = \frac{\text{Área contenida en la curva de irradiancia global}}{1000 \left(\frac{W}{m^2}\right)}$$

En los gráficos mostradas en dicho anexo, nos encontramos con 4 curvas:

- G: Irradiancia global sobre plano fijo. Este valor será utilizado para calcular el equivalente de HPS, ya que alberga la media sobre todos los valores de irradiación.
- G_b : Irradiancia directa sobre plano fijo
- G_d : Irradiancia difusa sobre plano fijo
- G_c : Irradiancia global cielo claro sobre plano fijo

En la Tabla 11 podemos encontrar el equivalente en HPS para la media de radiación diaria en cada mes:

Tabla 11. Horas picos solar obtenidas a partir de los datos de radiación medios diarios

Mes	HPS
Enero	2,021
Febrero	2,999
Marzo	3,978
Abril	4,878
Mayo	5,158
Junio	5,373
Julio	5,623
Agosto	5,413
Septiembre	4,917
Octubre	3,793
Noviembre	2,215
Diciembre	2,105

Según estos datos, podemos deducir fácilmente que la instalación generará más energía en los meses de verano (Julio-Agosto) que en los meses de Invierno (Diciembre-Enero).

7.4.2. Factor de Rendimiento total o Performance Ratio (PR)

Para el cálculo del Factor de Rendimiento Total o Performance Ratio (PR), hay que tener en cuenta los siguientes factores:

- Tolerancia: En la potencia nominal del módulo fotovoltaico. Entre el 1,5% y 3%.
- Degradación: Por el paso del tiempo Entre el 1% y 4% para células de silicio de baja calidad y por debajo del 2% en productos de alta calidad.
- Mismatch: Pérdidas provocadas por inexactitudes en las potencias de los módulos.
- Dispersión de características: Pérdidas angulares y espectrales provocadas por la incidencia imperfecta de la luz. Sobre el 1%.
- Polvo y suciedad: En los módulos con una inclinación superior a los 15° no se provocan pérdidas mayores al 1,5%.
- Temperatura: Siempre que el módulo trabaje por encima de 25 °C se darán estas pérdidas. Estas pérdidas suelen aparecer en la hoja de especificaciones del modelo. En nuestro caso, un 0,35%/°C.
- Sombreado: Inexistente en este proyecto.
- PMP+Inversor: Pérdidas en el inversor y el dispositivo de seguimiento del Punto de Máxima Potencia. Entre el 3% y el 5%.
- Acoplamiento: Conexiones entre cables o dispositivos. No superiores al 1%.
- Pérdidas provocadas por las caídas de tensión en el cableado. En torno al 1%.
- Disponibilidad: Pérdida provocada por detención de la producción por labores de mantenimiento. Pérdidas del 1%.

Los valores de las pérdidas se han estimado de acuerdo al valor obtenido en la simulación realizada en PVSyst, ya que es una fuente fiable y actualizada.

Tabla 12. Performance Ratio (PR) estático

Tolerancia	Degradación	Mismatch	Dispersión	Suciedad	Sombreado	PMP+Inversor	Acoplamiento	Cableado	Disponibilidad	PR ₀
98,50%	99,00%	98,50%	99,00%	98,50%	100,00%	97,00%	99,00%	99,00%	99,00%	88,16%

El factor de rendimiento dependiente de la temperatura será variable para cada periodo del año:

Tabla 13. Performance Ratio (PR) en función de la temperatura

Mes	Temperatura ambiente media	Temperatura de la célula	PR por temperatura
Enero	8,06	31,685	97,66%
Febrero	7,26	30,885	97,94%
Marzo	13,14	36,765	95,88%
Abril	13,14	36,765	95,88%
Mayo	16,2	39,825	94,81%
Junio	20,04	43,665	93,47%
Julio	22,14	45,765	92,73%
Agosto	21,86	45,485	92,83%
Septiembre	19,56	43,185	93,64%
Octubre	16,36	39,985	94,76%
Noviembre	11,2	34,825	96,56%
Diciembre	7,98	31,605	97,69%

El PR global queda:

Tabla 14. Performance Ratio (PR) global

Mes	PR ₀	PR por temperatura	PR
Enero	88,16%	97,66%	86,09%
Febrero	88,16%	97,94%	86,34%
Marzo	88,16%	95,88%	84,53%
Abril	88,16%	95,88%	84,53%
Mayo	88,16%	94,81%	83,58%
Junio	88,16%	93,47%	82,40%
Julio	88,16%	92,73%	81,75%
Agosto	88,16%	92,83%	81,84%
Septiembre	88,16%	93,64%	82,55%
Octubre	88,16%	94,76%	83,53%
Noviembre	88,16%	96,56%	85,13%
Diciembre	88,16%	97,69%	86,12%

7.4.3. Resultado de la energía generada

Introduciendo estos valores en la ecuación mencionada al comienzo del apartado, podemos calcular la energía producida cada mes. Mediante la suma de todos los valores de generación mensual, obtenemos también la generación anual.

El resultado viene reflejado en la Tabla 15:

Tabla 15. Generación de energía mensual y anual

Mes	HPS	P_{pT} (Wp)	PR	$E_{\text{producida}}$ (Wh/día)	$E_{\text{producida}}$ (MWh/mes)
Enero	2,021	132000	86,09%	229671,7307	7,119823653
Febrero	2,999	132000	86,34%	341747,9647	9,568943011
Marzo	3,978	132000	84,53%	443890,228	13,76059707
Abril	4,878	132000	84,53%	544302,1111	16,32906333
Mayo	5,158	132000	83,58%	569084,7821	17,64162824
Junio	5,373	132000	82,40%	584431,4489	17,53294347
Julio	5,623	132000	81,75%	606731,8878	18,80868852
Agosto	5,413	132000	81,84%	584722,9133	18,12641031
Septiembre	4,917	132000	82,55%	535723,2192	16,07169658
Octubre	3,793	132000	83,53%	418184,9857	12,96373456
Noviembre	2,215	132000	85,13%	248889,7088	7,466691265
Diciembre	2,105	132000	86,12%	239308,4508	7,418561974
Anual					162,808782

7.5. Cuarta fase: Cálculo de la energía consumida

Esta fase consiste en el estudio de la energía consumida por el hospital, para calcular la diferencia de energía que deberá ser suministrada por la red de potencia en cada instante.

Dado que no podemos disponer de los datos reales del consumo de energía en el hospital, haremos el cálculo de forma aproximada.

Para saber la cantidad de energía que se consume en un hospital, hay que tener en cuenta los siguientes criterios:

- El tamaño del hospital. En este aspecto, hay que tener en cuenta el número de camas de las que dispone, los servicios que ofrece (tipo de consultas, número de quirófanos, carga administrativa...) y la superficie total del hospital (la suma de la superficie de cada una de las plantas)
- Antigüedad del hospital. Este es un factor importante, ya que dependiendo de los años en los que el hospital haya estado operativo, su instalación eléctrica será de mejor o peor calidad. Esto quiere decir mayores o menores pérdidas dependiendo de la

instalación existente. En nuestro caso, y debido a la reciente construcción de nuestro hospital, este punto no será clave para definir el consumo.

- Zona climática. En España existen tres zonas climáticas, las cuales vienen representadas en la Imagen 15:

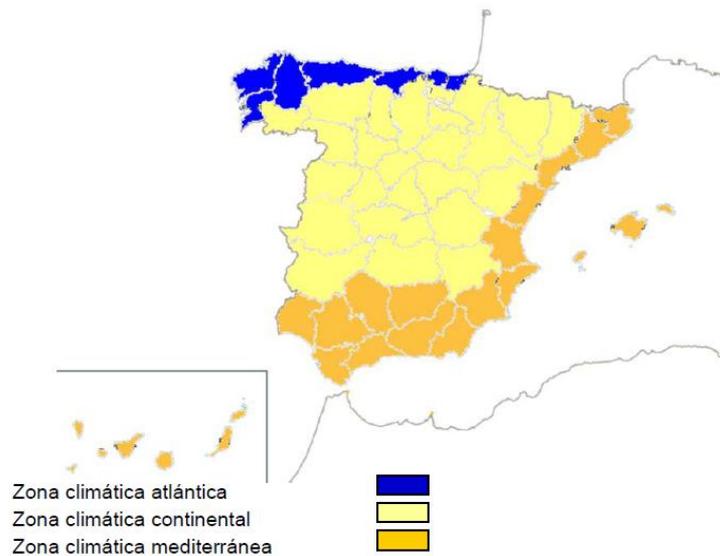


Imagen 15. Zonas climáticas de la Península Ibérica

En nuestro caso, el hospital se corresponde con la zona climática atlántica.

Teniendo estos factores en cuenta, podemos hacer un sencillo cálculo para calcular la cantidad de energía que consume el hospital, partiendo de los datos ofrecidos por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

Según los datos ofrecidos por el organismo encargado del sistema de prestaciones sanitarias públicas en la comunidad autónoma del País Vasco “Osakidetza-Servicio Vasco de Salud”, el hospital posee un total de 160 camas y una superficie de 33 129 m² en total. Con estos datos se puede hacer un promedio de la energía que consume el hospital anualmente. El resultado viene reflejado en la Tabla 16:

Tabla 16. Consumo de energía promedio del hospital

Año	Titularidad	Equipos AT	kWh/cama	kWh/m ²	Número de camas	Superficie total(m ²)	Energía consumida (kWh)
2011	Público	Sí	17598	123	160	33129	3445273,5

Con este resultado, podemos comprobar que no se excede el valor de la potencia instalada y que en todo momento será necesaria la aportación de energía por parte de la red de potencia:

$$\text{Potencia necesaria: } \frac{3445273.5}{365 * 24} = 393.296kW$$

Valor que supera con creces el de nuestra instalación fotovoltaica, que es de 132.000kW.

Por simplicidad de cálculos, se va a suponer que el consumo de energía eléctrica es constante a lo largo del día y durante cualquier periodo del año.

Una vez hemos obtenido la energía consumida y, partiendo de la energía producida por la instalación, podemos calcular la energía que será necesaria demandar de la red de potencia:

Tabla 17. Comparativa entre la energía producida y la consumida

Mes	E _{producida} (MWh/mes)	E _{consumida} (MWh/mes)	Energía demandada de la red (MWh/mes)
Enero	7,12	287,11	279,99
Febrero	9,57	287,11	277,54
Marzo	13,76	287,11	273,35
Abril	16,33	287,11	270,78
Mayo	17,64	287,11	269,46
Junio	17,53	287,11	269,57
Julio	18,81	287,11	268,30
Agosto	18,13	287,11	268,98
Septiembre	16,07	287,11	271,03
Octubre	12,96	287,11	274,14
Noviembre	7,47	287,11	279,64
Diciembre	7,42	287,11	279,69
Anual	162,81	3445,27	3282,46

7.6.Quinta fase: Construcción y obras

En este apartado no se requieren cálculos numéricos, ya que se corresponde a la sección de compra, transporte y colocación de todos los elementos que componen el sistema.

No se prevé un impacto económico significativo en este punto, dado el fácil acceso a la zona de generación, y la facilidad para el transporte y colocación de los equipos.

7.7. Simulación con PVsyst

A continuación, se presenta una simulación realizada con el programa PVsyst y los datos meteorológicos proporcionados por la base de datos PVGIS TMY.

Mediante esta simulación se pretende contrastar los cálculos obtenidos anteriormente con la finalidad de optimizar el diseño del proyecto.

En este apartado, se expondrán los resultados más relevantes obtenidos en la simulación. Los datos adicionales se exhibirán en el anexo 3.

En Imagen 16 podemos observar los datos introducidos en el programa, y los resultados obtenidos tras la simulación:

Parámetros de la simulación		Sistema	
Proyecto	Urduliz1	Módulos FV	REC 330NP
Sitio	Urduliz	Potencia nominal	132 kWp
Tipo sistema	Conectado a la red	MPP Voltage	34.1 V
Simulación	01/01 al 31/12 (Datos meteorológicos genéricos)	MPP Current	9.7 A
		Inversor	Ingecon Sun 100TL
		Pot. nom. inv.	100 kW
		Núm. de inv.	1

Resultados principales			
Producción del sistema	166 MWh/año	Prod. normalizada	3.45 kWh/kWp/día
Produc. específica	1261 kWh/kWp/año	Pérdidas del conjunto	0.42 kWh/kWp/día
Índice de rendimiento	0.880	Pérdidas sistema	0.05 kWh/kWp/día

Imagen 16. Datos y resultados de la simulación en PVsyst

Como podemos observar, la producción obtenida en la simulación es superior a la producción obtenida numéricamente. Esto se debe a que las pérdidas tenidas en cuenta en el análisis numérico no eran exactas y, ya que en dicho análisis hemos obtenido unas pérdidas globales mayores, el Factor de Rendimiento total o Performance Ratio (PR) calculado ha resultado ser menor que el reflejado en la simulación. En el Gráfico 5 podemos observar la evolución del PR y como los valores representados en cada mes son superiores que los indicados en la Tabla 14.

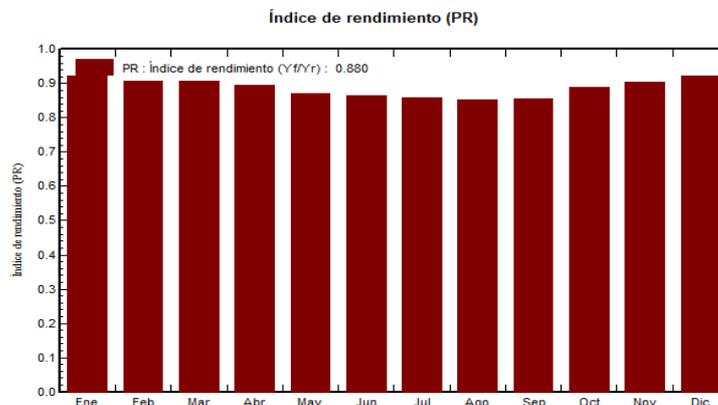


Gráfico 5. Performance Ratio (PR). Simulación PVsyst

Bajo este índice de rendimiento PR, obtenemos la generación anual de energía reflejada en la Imagen 17:

Diagrama de pérdida para "Simulación1" - año

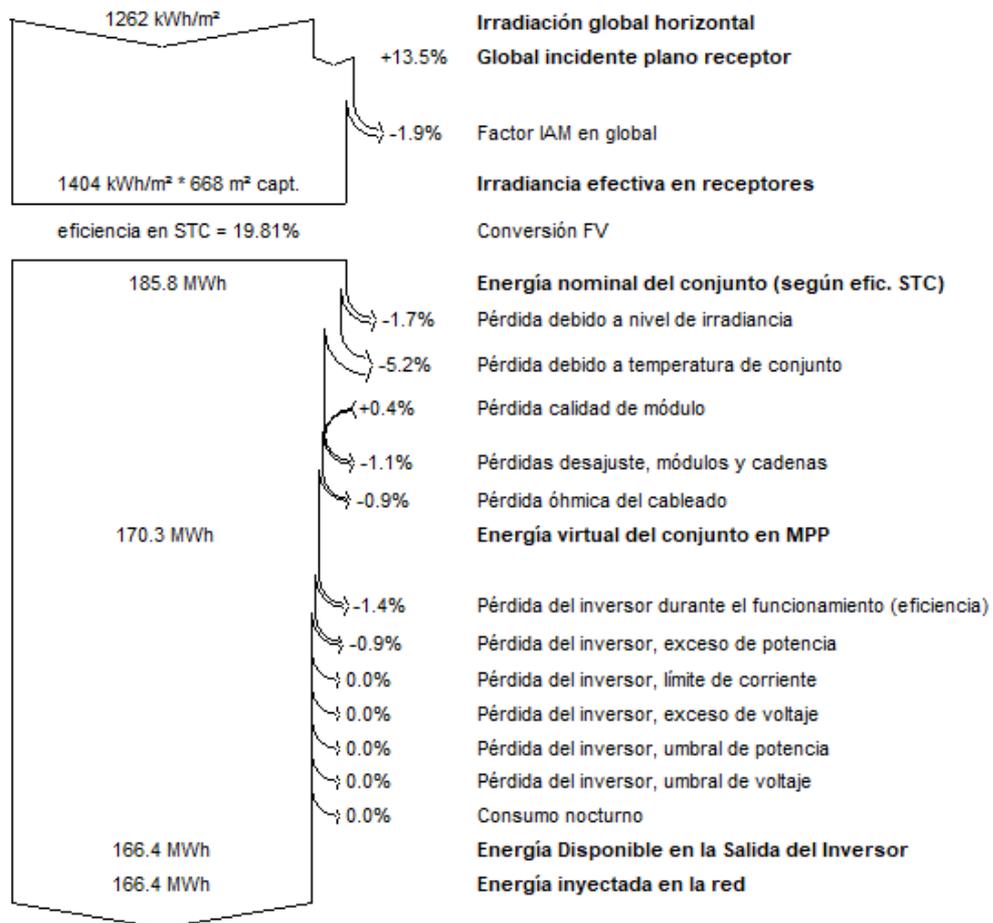


Imagen 17. Esquema de la energía generada y las pérdidas del sistema. Simulación PVsyst

7.8. Diagrama de Gantt

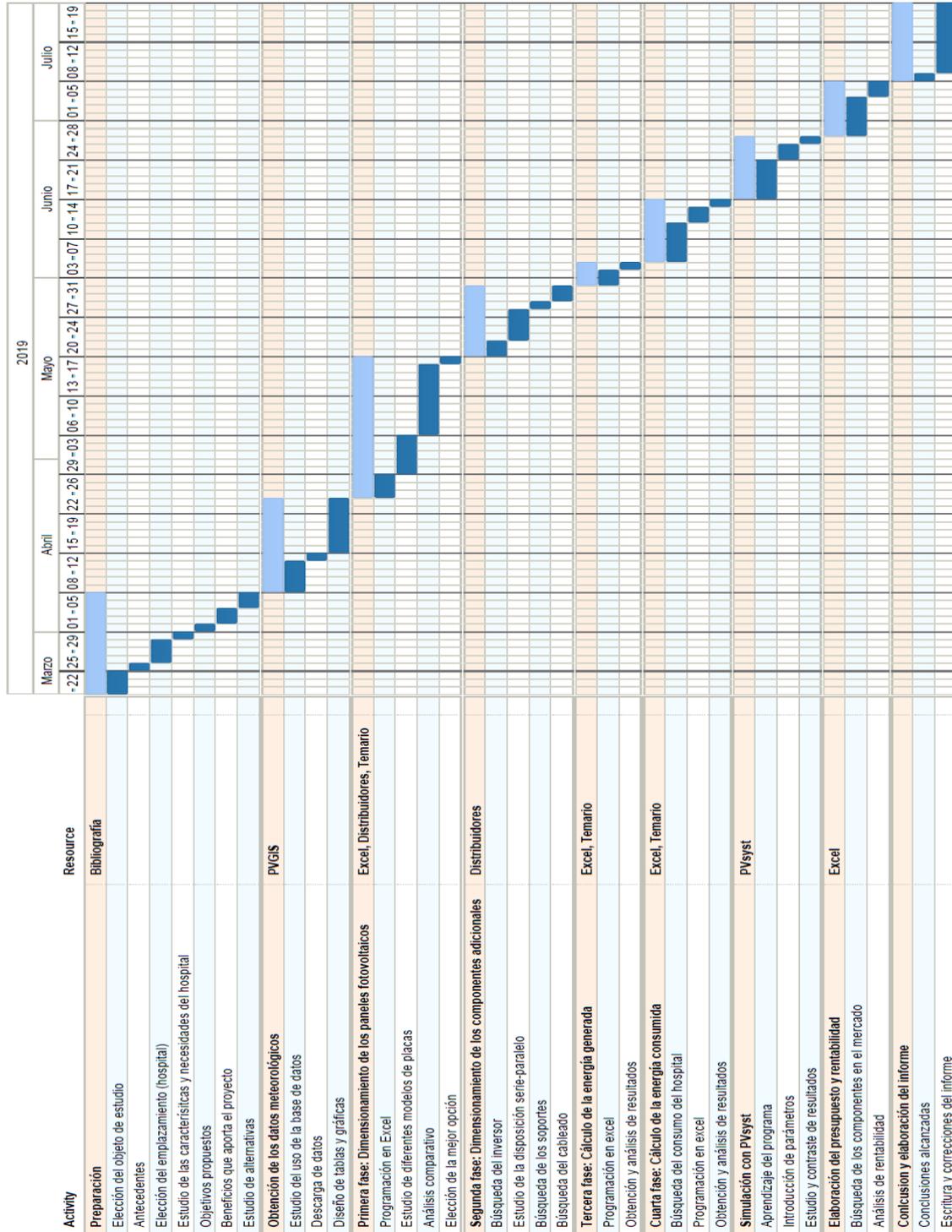


Gráfico 6. Diagrama de Gantt

8. Descripción del presupuesto ejecutado y análisis de rentabilidad

8.1. Presupuesto ejecutado

El análisis del presupuesto necesario en la elaboración de este documento viene reflejado en la Tabla 18:

Tabla 18. Resumen del presupuesto ejecutado

Categoría	Subcategoría	Concepto	Coste unitario (€)	Coste (€/h)	Coste (€/mes)	Unidades	SUBTOTAL
Material	Licencias	*Licencia PVsyst	- €	- €	- €	1	- €
Material	Licencias	Licencia Office 365	- €	- €	7,00 €	5	35,00 €
Material	Licencias	Licencia Tom's Planner	- €	- €	9,95 €	1	9,95 €
Material	Material informático	PC	750,00 €	- €	- €	1	750,00 €
Personal	Ingeniería	Elaboración del proyecto. Labores de ingeniería.	- €	25,00 €	- €	150	3.750,00 €
Transporte	Transporte del personal	Bono mensual de transporte público	- €	- €	19,25 €	5	96,25 €
Otros	Indirectos	Costes de luz	- €	- €	100,00 €	5	500,00 €
Otros	Indirectos	Costes de internet	- €	- €	50,00 €	5	250,00 €
TOTAL							5.391,20 €

*Licencia PVsyst: Para la elaboración del proyecto se ha hecho uso de la prueba gratuita de 1 mes de duración proporcionada por el software.

8.2. Análisis de rentabilidad

El primer punto del análisis de la rentabilidad del proyecto es el cálculo del coste del mismo. En la Tabla 19 se muestra detalladamente todos los costes del proyecto, entre los que se incluyen costes de materiales, personal, transporte y otros gastos adicionales de carácter administrativo:

Tabla 19. Resumen presupuesto del proyecto

	Coste unitario (€/ud)	Coste horario (€/h)	Unidades	Unidades horarias	SUBTOTAL
Directo					
Imprevistos					
Imprevistos	4.542,81 €	0,00 €	1	0	4.542,81 €
5% Sobre el presupuesto total	4.542,81 €	0,00 €	1	0	4.542,81 €
Materiales					
Cableado	4,34 €	0,00 €	516	0	2.239,44 €
*Cable de cobre 35mm2	4,34 €	0,00 €	516	0	2.239,44 €
Inversor	5.487,00 €	0,00 €	1	0	5.487,00 €
Inversor modelo INGECON SUN 3PLAY 100TL	5.487,00 €	0,00 €	1	0	5.487,00 €
Otros Componentes	5.000,00 €	0,00 €	1	0	5.000,00 €
Protecciones, elementos de sujeción y otros elementos necesarios (5% sobre el coste de los materiales)	5.000,00 €	0,00 €	1	0	5.000,00 €
Soportes	1.877,73 €	0,00 €	19	0	12.925,73 €
Soportes FV925 de la marca SUNFER capacidad 24 paneles	755,04 €	0,00 €	10	0	7.550,40 €
Soportes FV925 de la marca SUNFER capacidad 18 paneles	607,52 €	0,00 €	8	0	4.860,16 €
Soportes FV925 de la marca SUNFER capacidad 16 paneles	515,17 €	0,00 €	1	0	515,17 €
Paneles solares	116,76 €	0,00 €	400	0	46.704,00 €
Paneles solares modelo REC N-PEAK SERIE	116,76 €	0,00 €	400	0	46.704,00 €
Personal					
Ingenieros	0,00 €	25,00 €	0	200	5.000,00 €
Labores de Ingeniería	0,00 €	25,00 €	0	200	5.000,00 €
Operarios	0,00 €	15,00 €	0	400	6.000,00 €
Costes de construcción	0,00 €	15,00 €	0	400	6.000,00 €
Transporte					
Transporte de materiales	7.500,00 €	0,00 €	1	0	7.500,00 €
Transporte de materiales (incluidos a la zona de colocación)	7.500,00 €	0,00 €	1	0	7.500,00 €
Indirecto					
Administración					
Gestión	9.085,62 €	0,00 €	1	0	9.085,62 €
10% Sobre el presupuesto total	9.085,62 €	0,00 €	1	0	9.085,62 €
Total general	33.614,26 €	40,00 €	940	600	104.484,60 €

*En la columna "Unidades" del "Cable de cobre 35mm2" se contabiliza como: 1ud=1m de cable

El presupuesto del proyecto asciende a 104.484,60 € sin IVA. El siguiente paso, sería realizar el cálculo del tiempo de amortización necesario de nuestra instalación. Para ello, basta con multiplicar la cantidad de energía generada anualmente, por el precio unitario de la luz.

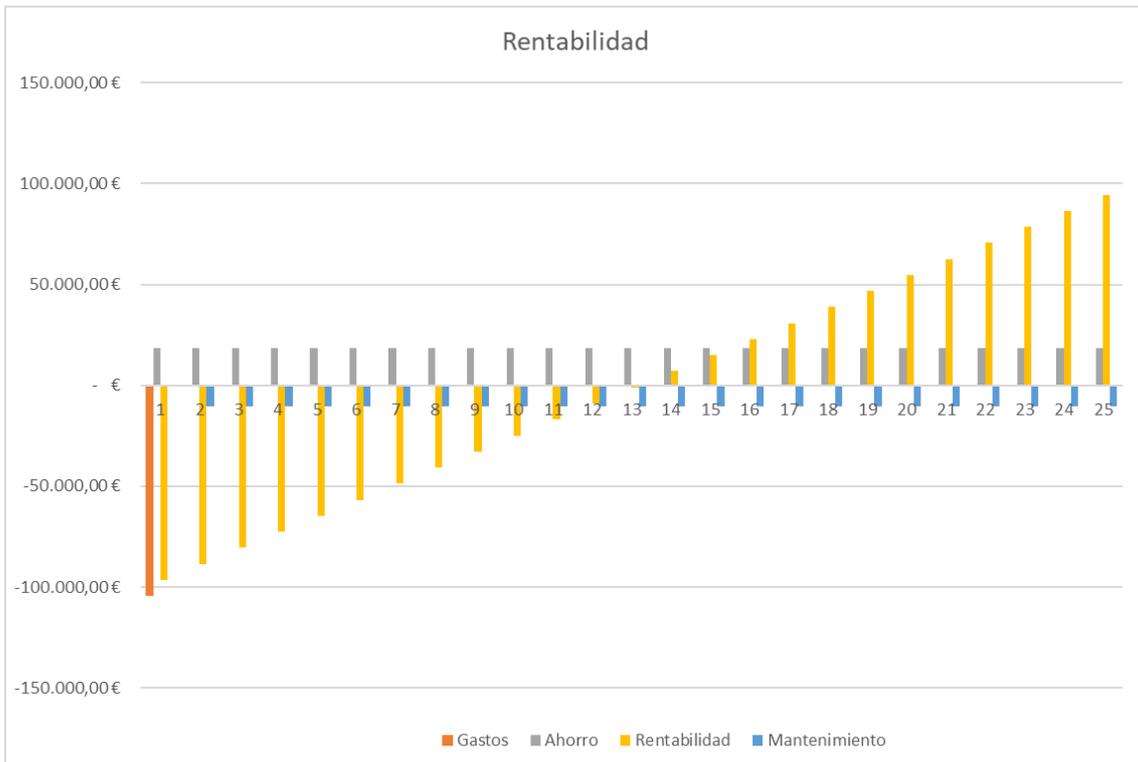
Al coste de la energía eléctrica unitaria indicada en la Tabla 20, habría que añadirle otros importes de carácter retributivo. Por simplicidad, y dado la variabilidad del precio de la energía eléctrica, que en el estudio de la rentabilidad se ha considerado constante, pese al largo periodo en el que se ha realizado el estudio, estos importes no serán tenidos en cuenta.

Tabla 20. Ahorro generado anualmente

Energía producida (MWh/año)	Precio unitario de la energía eléctrica (€/kWh)	Ahorro generado anualmente (€)
162,808782	0,11 €	18.411,55 €

En el Gráfico 7 se puede ver la evolución temporal comparativa de la rentabilidad del proyecto:

Gráfico 7. Análisis de la rentabilidad del proyecto



Como se observa en el Gráfico 7, el proyecto es económicamente viable.

El estudio económico se ha realizado para que la durabilidad de la instalación sea de 25 años, que es la duración de los equipos indicada por los fabricantes.

En el Gráfico 7 también se representa un coste anual por mantenimiento y costes de operación, correspondiente a un 10% del coste de la instalación completa.

Según el estudio preliminar, la instalación se amortizaría a los catorce años después de la realización del proyecto. A partir de ese año, y hasta que los equipos deban ser sustituidos, la instalación generará beneficios. Se estima que, en el último año de funcionamiento de la instalación, esos beneficios hayan ascendido a 94.592,66 € €, cantidad cercana al coste total del proyecto. Por tanto, la sustitución de todos los equipos podría realizarse con esta ganancia que, aunque no ascienda a la cantidad total del coste del proyecto, en 25 años y dada la tendencia de descenso en el precio de los equipos, un nuevo estudio podría conseguir la construcción de una instalación de las mismas características a un precio más económico.

9. Conclusiones

Las conclusiones alcanzadas tras la realización de este trabajo han sido las siguientes:

- La evidencia de la rentabilidad de la realización de proyectos de instalaciones de generación de energía a partir de fuentes renovables es clara. Mediante este proyecto, queda reflejado como, a pesar de la posible elevada inversión inicial necesaria para la realización de este tipo de proyectos, las amortizaciones de los mismos se ven dan en un periodo muy corto de tiempo, dado el ahorro del consumo de energía eléctrica que suponen. Además, esta inversión inicial cada vez se está viendo más reducida, ya que el avance de las tecnologías en este campo está haciendo posible que los costes de los equipos estén disminuyendo considerablemente.
- Según los últimos informes de Red Eléctrica de España, el factor de emisión de CO₂ promedio en el periodo 2009-2018 en España es de 0,267 tCO₂/MWh anuales. La energía que evitamos consumir de la red de potencia gracias a la energía producida por la instalación fotovoltaica supone una reducción en las emisiones de CO₂ anuales de 43,5 tCO₂, por lo que contribuimos muy favorablemente a la lucha contra el cambio climático provocado, principalmente, por el exceso de emisiones de este compuesto.
- A pesar de que contribuimos a la mejora en la eficiencia energética en los hospitales, la instalación de plantas de energía de origen renovable es una de las muchas medidas que se pueden instaurar. Con el objetivo de conseguir un hospital con alta eficiencia energética, hay que impulsar otras muchas medidas, entre las que se incluyen la instalación de equipos y elementos de bajo consumo eléctrico, la mejora en el aislamiento de las paredes del hospital, etc...

Bibliografía

1. Documentación del Máster Universitario en “Integración de las Energías Renovables en el Sistema Eléctrico” impartido en la EIB sobre “Dimensionamiento de sistemas conectados a red”.
2. Documentación del Máster Universitario en “Integración de las Energías Renovables en el Sistema Eléctrico” impartido en la EIB sobre “Dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos aislados”.
3. Documentación del Grado Universitario en “Ingeniería en Tecnología Industrial” impartido en la EIB sobre “Tecnologías de Generación Renovables y Cogeneración”
4. PVsyst photovoltaic software: <https://www.pvsyst.com/>
5. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS): <https://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
6. Documentación “HOSPITAL DE URDULIZ URDULIZKO OSPITALEA” proporcionada por la administración del Gobierno Vasco: <http://www.euskadi.eus/inicio/>
7. EUSTAT. Euskal Estadistika Erakundea | Instituto Vasco de Estadística: <http://www.eustat.eus/indice.html>
8. Google Maps: <https://www.google.com/maps>
9. Google Earth: <https://www.google.com/intl/es/earth/>
10. Soluciones para Hospitales | Consultoría Energética Ipsom: <https://www.ipsom.com/>
11. Generador de precios de la construcción | CYPE Ingenieros, S.A. | Software para Arquitectura, Ingeniería y Construcción: <http://generadorprecios.cype.es/>
12. Jinko Solar | Your Best Supplier of Modules, Cells & Wafers: <https://www.jinkosolar.com/>
13. Paneles solares y placas fotovoltaicas | LG España: <https://www.lg.com/es>
14. SunPower | Home Solar Panels, Commercial & Utility-Scale Solar Solutions: <https://us.sunpower.com/>
15. REC Solar: <https://www.recgroup.com/en>
16. SUNFER | Fabricantes de estructuras para paneles solares: <http://sunfer-energy.com/>
17. MERKASOL: <https://www.merkasol.com/>
18. Ingeteam: <https://www.ingeteam.com/es-es/inicio.aspx>
19. Autosolar Energía Solar España: <https://autosolar.es/>
20. FORMACIÓN PARA LA INDUSTRIA 4.0: <https://automatismoindustrial.com/>

ANEXOS

ANEXO 1: Normativa aplicable

1. Generalidades

Serán de aplicación todas las normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:

- 1.1. Ley 49/1960, de 21 de julio, sobre propiedad horizontal.
- 1.2. Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- 1.3. Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- 1.4. Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- 1.5. Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- 1.6. Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- 1.7. Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- 1.8. Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales.
- 1.9. Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- 1.10. Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- 1.11. Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- 1.12. Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- 1.13. Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- 1.14. Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- 1.15. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- 1.16. Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.

- 1.17. Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- 1.18. Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- 1.19. Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

2. Componentes y materiales

2.1. Sistemas generadores fotovoltaicos

- 2.1.1. Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.
- 2.1.2. UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos.
- 2.1.3. UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos
- 2.1.4. UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- 2.1.5. Los módulos que se encuentren integrados en la edificación deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

2.2. Soportes

- 2.2.1. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

2.3. Inversores

- 2.3.1. UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- 2.3.2. UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- 2.3.3. IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.
- 2.3.4. Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.
- 2.3.5. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

2.4. Cableado

2.4.1. Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

2.5. Protecciones

2.5.1. Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

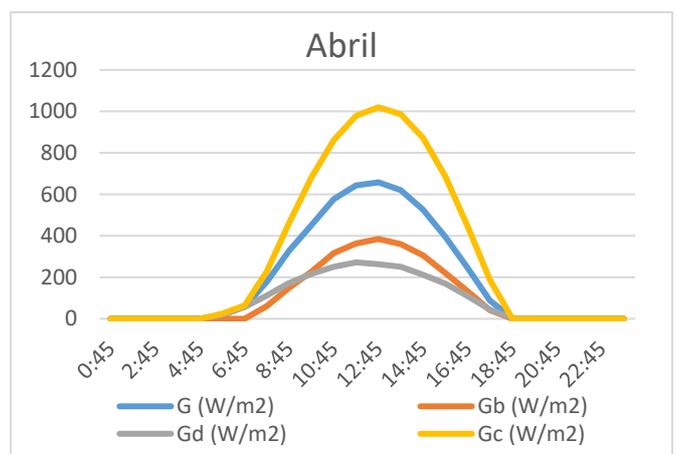
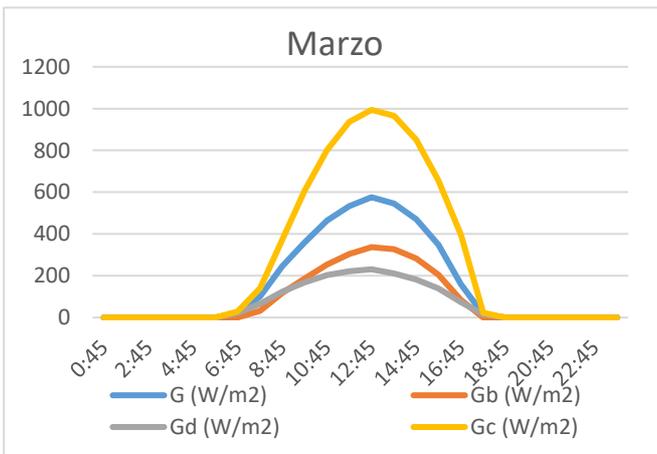
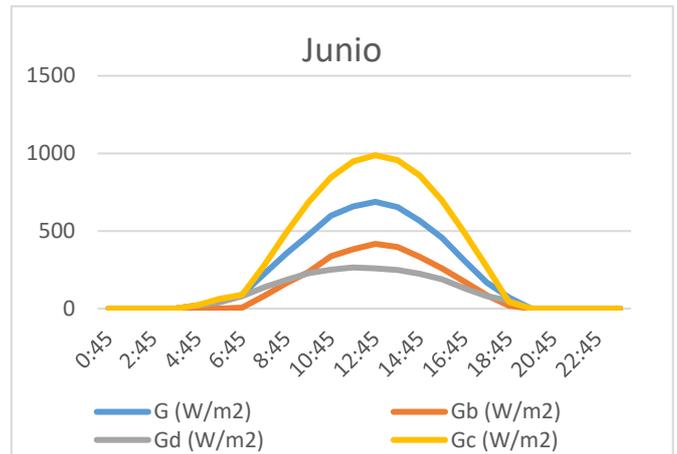
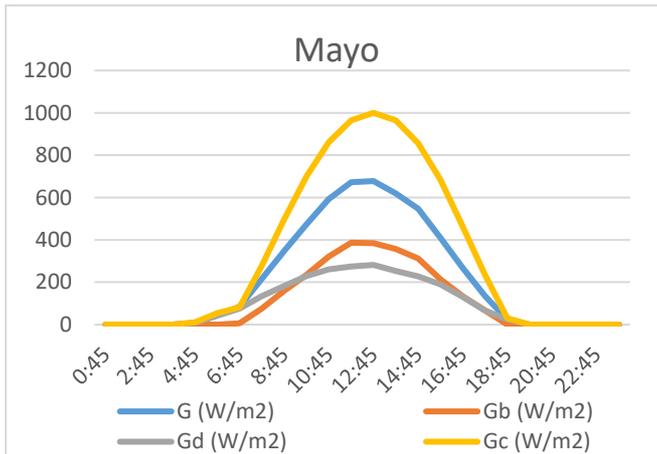
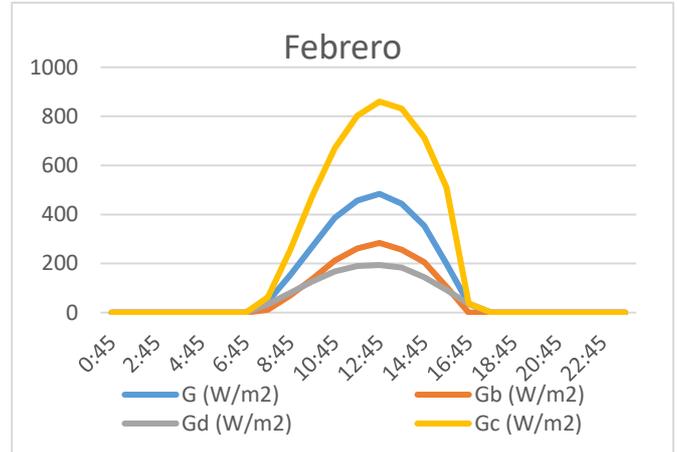
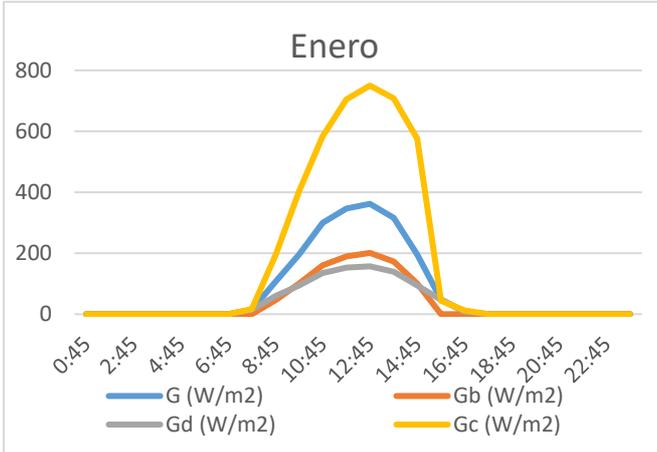
2.6. Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

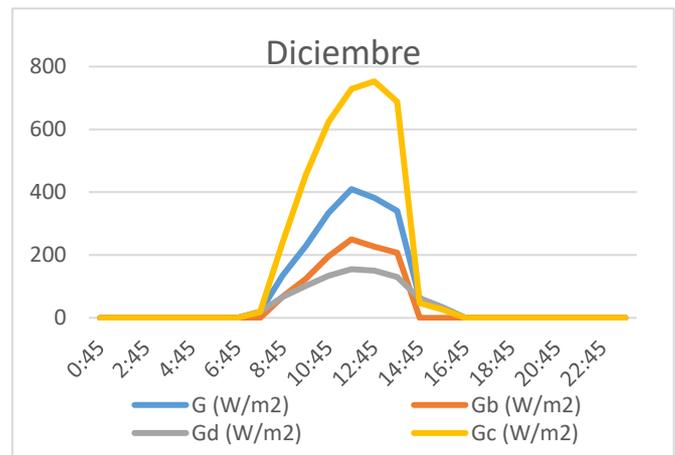
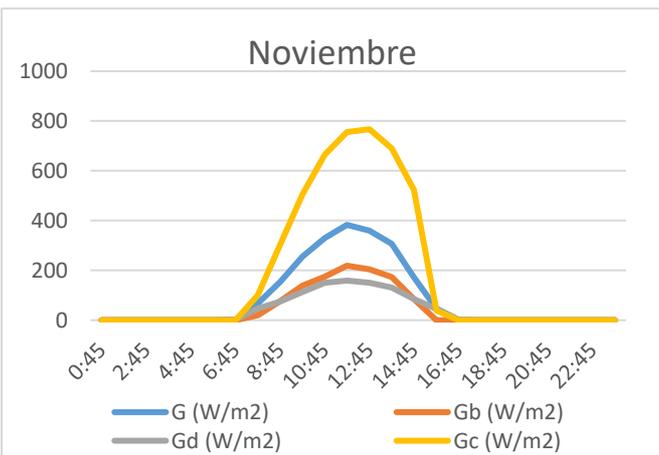
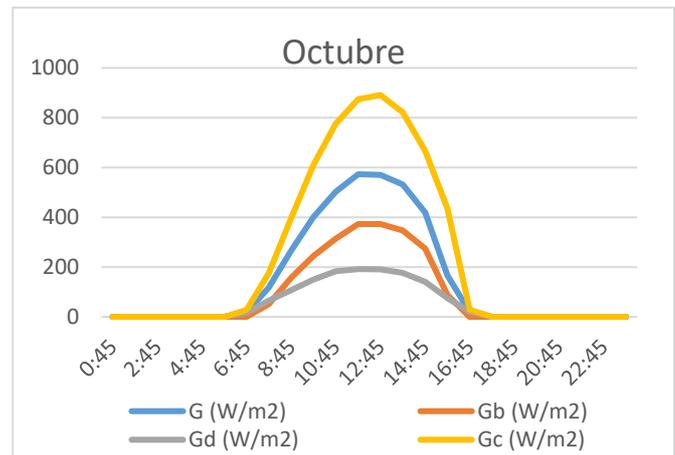
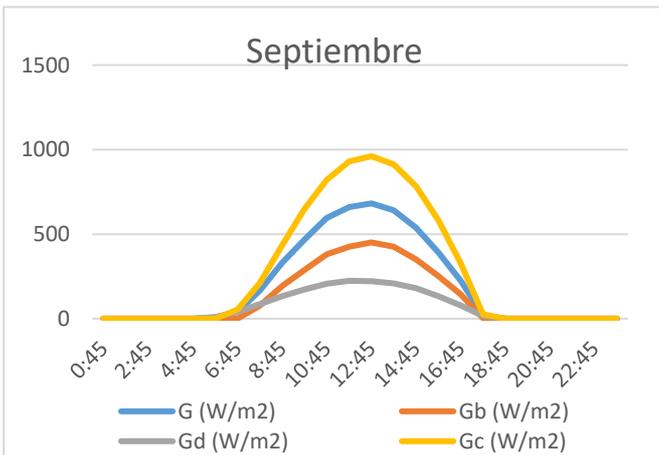
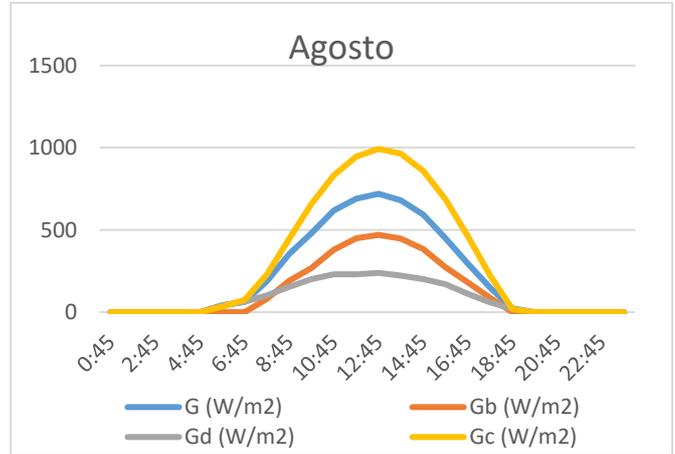
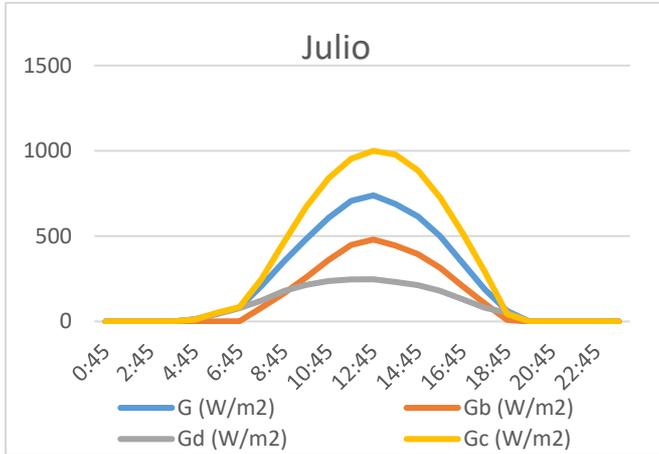
2.6.1. Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

ANEXO 2: Datos de radiación solar

Radiación diaria para *Inclinación=33°* y *Azimuth=26.5°*

Etiquetas de fila	0:45	1:45	2:45	3:45	4:45	5:45	6:45	7:45	8:45	9:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45	
Enero																									
Suma de G (W/m2)	0	0	0	0	0	0	0	15	107	196	299	347	362	316	196	48	8	0	0	0	0	0	0	0	0
Suma de Gb (W/m2)	0	0	0	0	0	0	0	0	46	100	160	190	201	173	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Suma de Gd (W/m2)	0	0	0	0	0	0	0	15	60	94	135	153	157	139	94	47	8	0	0	0	0	0	0	0	0
Suma de Gc (W/m2)	0	0	0	0	0	0	0	17	194	403	583	705	750	708	576	44	12	0	0	0	0	0	0	0	0
Febrero																									
Suma de G (W/m2)	0	0	0	0	0	0	0	46	154	270	386	457	484	444	354	199	36	0	0	0	0	0	0	0	0
Suma de Gb (W/m2)	0	0	0	0	0	0	0	12	70	138	212	262	284	256	205	105	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Suma de Gd (W/m2)	0	0	0	0	0	0	0	34	81	128	168	190	194	183	145	92	35	0	0	0	0	0	0	0	0
Suma de Gc (W/m2)	0	0	0	0	0	0	0	62	256	478	670	803	860	831	713	510	38	0	0	0	0	0	0	0	0
Marzo																									
Suma de G (W/m2)	0	0	0	0	0	0	22	101	246	359	464	534	576	545	470	348	159	16	0	0	0	0	0	0	0
Suma de Gb (W/m2)	0	0	0	0	0	0	0	12	70	138	212	262	284	256	205	105	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Suma de Gd (W/m2)	0	0	0	0	0	0	22	66	124	168	204	222	231	211	182	139	73	16	0	0	0	0	0	0	0
Suma de Gc (W/m2)	0	0	0	0	0	0	29	140	373	607	803	937	994	965	851	656	396	23	0	0	0	0	0	0	0
Abril																									
Suma de G (W/m2)	0	0	0	0	0	19	59	179	328	453	577	644	658	620	526	394	244	87	3	0	0	0	0	0	0
Suma de Gb (W/m2)	0	0	0	0	0	0	6	32	117	186	253	304	337	327	283	205	84	0	0	0	0	0	0	0	0
Suma de Gd (W/m2)	0	0	0	0	0	18	57	113	173	217	251	272	263	251	212	169	109	44	3	0	0	0	0	0	0
Suma de Gc (W/m2)	0	0	0	0	0	25	64	230	462	683	862	979	1020	987	872	685	445	188	0	0	0	0	0	0	0
Mayo																									
Suma de G (W/m2)	0	0	0	0	7	44	84	215	349	473	593	672	678	620	547	410	268	134	25	0	0	0	0	0	0
Suma de Gb (W/m2)	0	0	0	0	0	6	76	160	236	322	387	385	358	312	214	134	66	0	0	0	0	0	0	0	0
Suma de Gd (W/m2)	0	0	0	0	7	43	76	134	183	229	261	274	282	253	228	190	131	66	25	0	0	0	0	0	0
Suma de Gc (W/m2)	0	0	0	0	10	54	82	278	497	699	861	965	1000	965	857	684	465	234	30	0	0	0	0	0	0
Junio																									
Suma de G (W/m2)	0	0	0	0	21	43	91	225	356	474	598	659	688	655	566	456	310	168	71	0	0	0	0	0	0
Suma de Gb (W/m2)	0	0	0	0	0	7	81	164	237	337	382	417	397	333	259	175	86	18	0	0	0	0	0	0	0
Suma de Gd (W/m2)	0	0	0	0	21	42	80	137	184	228	250	265	260	248	224	190	131	80	52	0	0	0	0	0	0
Suma de Gc (W/m2)	0	0	0	0	22	63	88	280	491	687	845	949	988	957	858	698	492	270	44	0	0	0	0	0	0
Julio																									
Suma de G (W/m2)	0	0	0	0	12	46	81	209	352	484	607	706	739	688	615	498	343	187	61	0	0	0	0	0	0
Suma de Gb (W/m2)	0	0	0	0	0	1	81	166	260	361	448	480	445	394	313	207	104	9	0	0	0	0	0	0	0
Suma de Gd (W/m2)	0	0	0	0	12	45	78	123	178	215	236	246	247	232	212	178	131	80	51	0	0	0	0	0	0
Suma de Gc (W/m2)	0	0	0	0	11	51	84	250	467	672	840	953	1000	978	884	726	519	290	42	0	0	0	0	0	0
Agosto																									
Suma de G (W/m2)	0	0	0	0	0	41	64	188	354	480	619	690	720	680	593	449	297	148	22	0	0	0	0	0	0
Suma de Gb (W/m2)	0	0	0	0	0	0	80	192	270	379	449	470	448	384	273	182	87	0	0	0	0	0	0	0	0
Suma de Gd (W/m2)	0	0	0	0	0	41	63	102	155	201	230	231	239	223	201	170	111	59	21	0	0	0	0	0	0
Suma de Gc (W/m2)	0	0	0	0	0	34	74	228	448	660	832	947	993	964	860	687	463	222	19	0	0	0	0	0	0
Septiembre																									
Suma de G (W/m2)	0	0	0	0	0	9	41	166	332	468	595	659	682	641	537	391	225	20	0	0	0	0	0	0	0
Suma de Gb (W/m2)	0	0	0	0	0	0	76	193	287	381	426	451	425	351	252	145	3	0	0	0	0	0	0	0	0
Suma de Gd (W/m2)	0	0	0	0	0	9	40	86	133	173	206	224	222	208	180	134	78	16	0	0	0	0	0	0	0
Suma de Gc (W/m2)	0	0	0	0	0	54	211	435	649	821	929	961	913	783	582	330	26	0	0	0	0	0	0	0	0
Octubre																									
Suma de G (W/m2)	0	0	0	0	0	18	118	267	401	503	573	570	532	419	166	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Suma de Gb (W/m2)	0	0	0	0	0	0	51	157	245	314	373	373	348	274	88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Suma de Gd (W/m2)	0	0	0	0	0	17	65	107	150	183	192	191	177	141	76	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Suma de Gc (W/m2)	0	0	0	0	0	28	176	398	610	776	874	891	822	667	436	30	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Noviembre																									
Suma de G (W/m2)	0	0	0	0	0	2	67	153	255	330	383	359	307	172	46	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Suma de Gb (W/m2)	0	0	0	0	0	0	20	76	139	175	219	204	173	85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Suma de Gd (W/m2)	0	0	0	0	0	2	46	75	113	150	159	151	131	85	45	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Suma de Gc (W/m2)	0	0	0	0	0	0	101	302	505	664	756	767	690	524	39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diciembre																									
Suma de G (W/m2)	0	0	0	0	0	0	19	136	229	334	410	382	341	62	34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Suma de Gb (W/m2)	0	0	0	0	0	0	0	68	124	196	250	227	207	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Suma de Gd (W/m2)	0	0	0	0	0	0	19	67	102	134	155	151	130	61	33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Suma de Gc (W/m2)	0	0	0	0	0	0	18	243	454	624	729	753	688	47	27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0





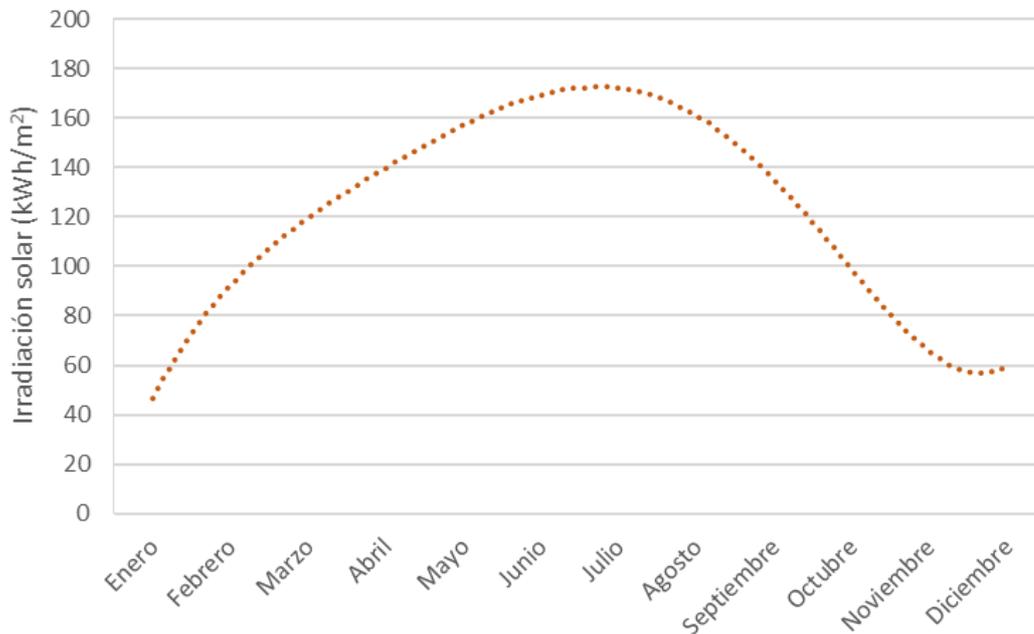
G: Irradiancia global sobre plano fijo
Gb: Irradiancia directa sobre plano fijo
Gd: Irradiancia difusa sobre plano fijo
Gc: Irradiancia global cielo claro sobre plano fijo

Radiación mensual de los últimos años para Inclinación=33° y Azimuth=26.5°

Irradiación solar (kWh/m ²)	Etiquetas de columna										
	Etiquetas de fila	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Enero	66,1	73,8	57,8	51,6	60,3	69,8	66,2	48,8	68,9	63,2	
Febrero	74,9	115	89,4	80,5	93,3	81,6	70,6	83,2	61,3	89,8	
Marzo	98,8	98,5	153	115	121	174	119	132	110	112	
Abril	143	142	139	167	164	99,5	146	153	170	140	
Mayo	133	158	158	152	170	180	130	170	154	194	
Junio	157	149	174	153	161	154	147	179	167	171	
Julio	166	175	173	168	167	187	187	183	171	166	
Agosto	151	160	155	165	155	178	167	167	181	199	
Septiembre	146	138	139	150	157	143	135	163	148	156	
Octubre	108	107	123	92,7	136	111	101	140	119	138	
Noviembre	68,6	52,3	62,9	58,5	78,8	76,4	40,5	67,6	80,1	78,8	
Diciembre	66,5	60,4	49,8	63,7	54,6	64	77,9	56,4	78,9	80,4	

Radiación mensual de los últimos años: Línea de tendencia

Radiación mensual (línea de tendencia)



ANEXO 3: Resultados de la simulación en PVsyst

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : **Urduliz1**

Sitio geográfico	Urduliz	País	España	
Ubicación	Latitud	43.38° N	Longitud	-2.96° W
Tiempo definido como	Hora Legal	Huso horario UT+1	Altitud	76 m
	Albedo	0.20		
Datos meteorológicos:	Urduliz	PVGIS TMY: SARAH, COSMO or NSRDB - Sintético		

Variante de simulación : **Simulación1**

Fecha de simulación 15/07/19 18h16

Parámetros de la simulación	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación plano captador	Inclinación	34°	Acimut	27°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Horizonte	Sin horizonte			
Sombreados cercanos	Sin sombreado			
Necesidades del usuario :	Carga ilimitada (red)			

Características del conjunto FV

Módulo FV	Si-mono	Modelo	REC 330NP		
Base de datos PVsyst original		Fabricante	REC		
Número de módulos FV		En serie	20 módulos	En paralelo	20 cadenas
Núm. total de módulos FV		Núm. módulos	400	Pnom unitaria	330 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	132 kWp	En cond. de funciona.	121 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	623 V	I mpp	194 A
Superficie total		Superficie módulos	668 m²	Superficie célula	586 m²

Inversor

Parámetros definidos por el usuario	Modelo	Ingecon Sun 100TL		
	Fabricante	Ingeteam		
Características	Voltaje de funcionam.	570-850 V	Pnom unitaria	100 kWac
Paquete de inversores	Núm. de inversores	1 unidades	Potencia total	100 kWac
			Relación Pnom	1.32

Factores de pérdida del conjunto FV

Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el Cableado	Res. global conjunto	53 mOhm	Fracción de pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de pérdidas	-0.4 %
Pérdidas de "desajuste" Módulos			Fracción de pérdidas	1.0 % en MPP
Pérdidas de "desajuste" cadenas			Fracción de pérdidas	0.10 %

Efecto de incidencia, perfil definido por el usuario (IAM): Perfil personalizado

0°	30°	45°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.974	0.907	0.832	0.688	0.445	0.000

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : **Urduliz1**

Variante de simulación : **Simulación1**

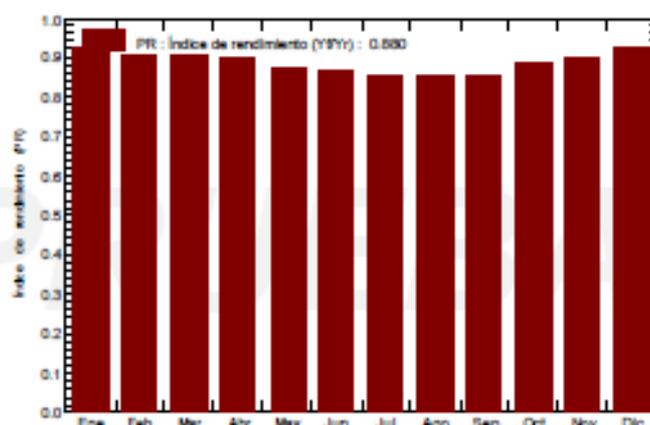
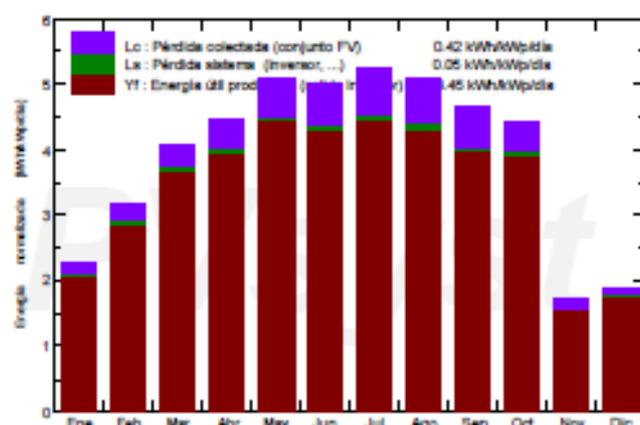
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados		
Orientación Campos FV	inclinación	34°	acimut	27°
Módulos FV	Modelo	REC 330NP	Pnom	330 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	400	Pnom total	132 kWp
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 100TL	Pnom	100 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)			

Resultados principales de la simulación

Producción del sistema	Energía producida	166.4 MWh/año	Produc. específica	1261 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	88.04 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 132 kWp

Índice de rendimiento (PR)



Simulación1

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	46.0	26.30	7.92	70.2	69.0	8.69	8.55	0.923
Febrero	62.9	32.00	11.02	88.6	87.2	10.77	10.62	0.908
Marzo	100.8	45.10	10.87	126.1	123.9	15.29	15.09	0.906
Abril	124.1	59.50	12.61	133.0	130.3	15.93	15.71	0.895
Mayo	161.4	76.90	16.21	157.8	154.3	18.36	18.11	0.870
Junio	158.6	77.80	19.42	149.8	146.4	17.36	17.11	0.865
Julio	169.2	82.30	18.88	161.7	158.0	18.58	18.31	0.858
Agosto	150.8	72.80	20.63	157.4	154.3	17.98	17.73	0.853
Septiembre	119.7	55.30	18.77	139.7	137.2	15.99	15.76	0.855
Octubre	96.1	35.30	16.32	137.1	134.9	16.28	16.07	0.888
Noviembre	36.5	23.20	9.95	51.4	50.6	6.26	6.13	0.904
Diciembre	35.9	19.90	8.02	59.0	58.1	7.32	7.20	0.923
Año	1262.0	606.40	14.23	1431.9	1404.1	168.81	166.40	0.880

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

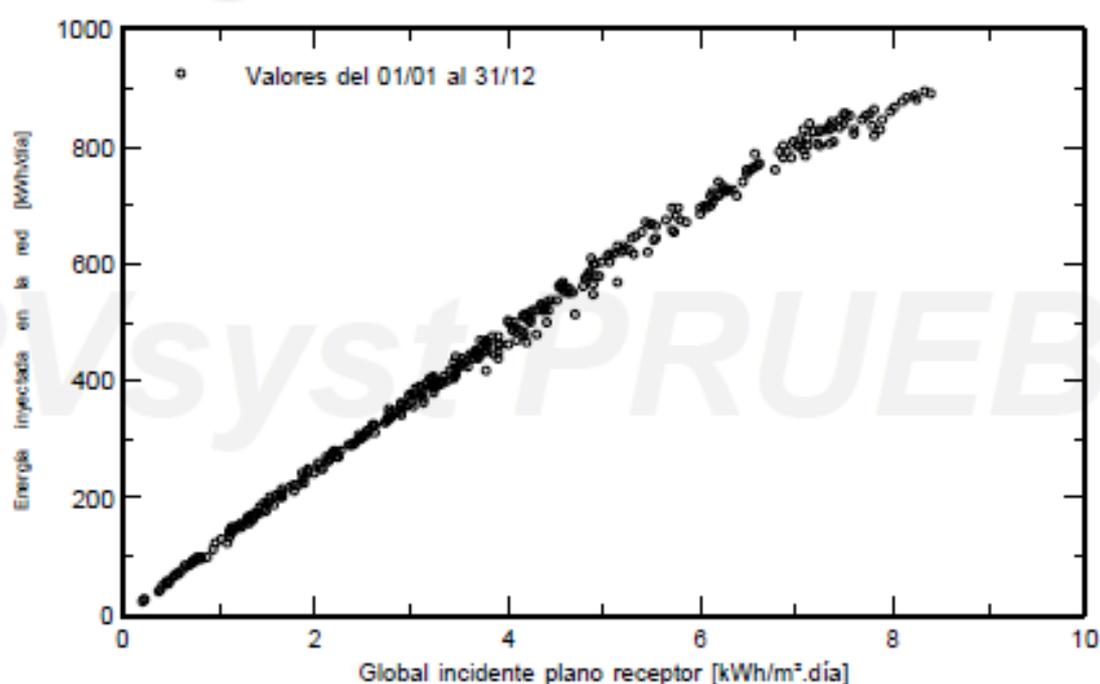
Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : Urduliz1

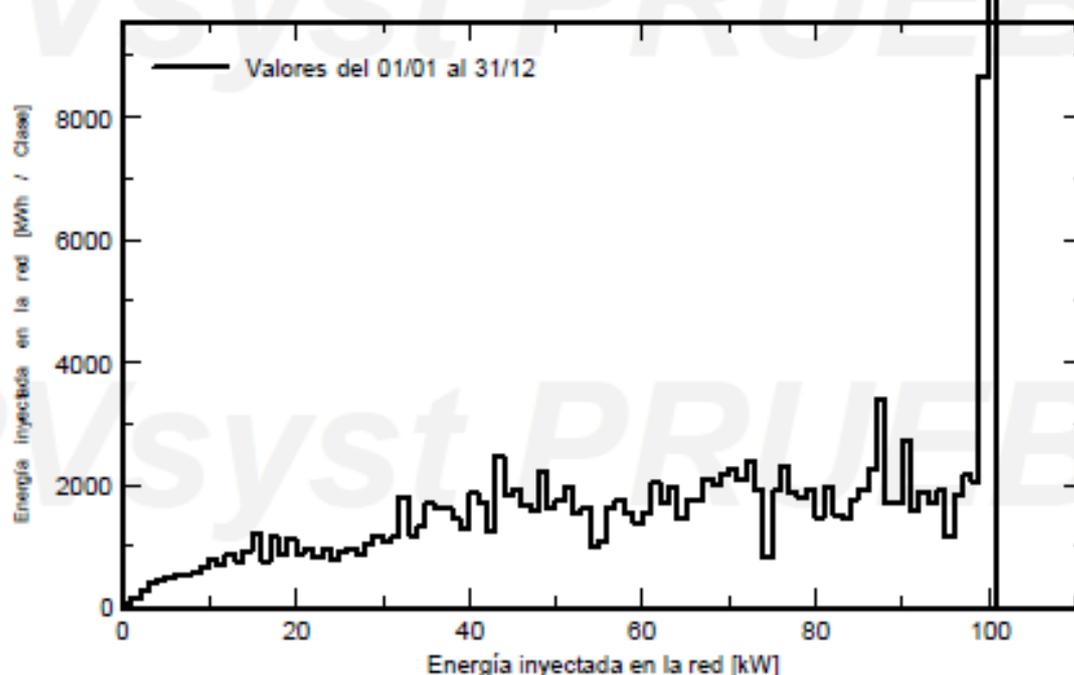
Variante de simulación : Simulación1

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	34°	acimut 27°
Módulos FV	Modelo	REC 330NP	Pnom 330 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	400	Pnom total 132 kWp
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 100TL	Pnom 100 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



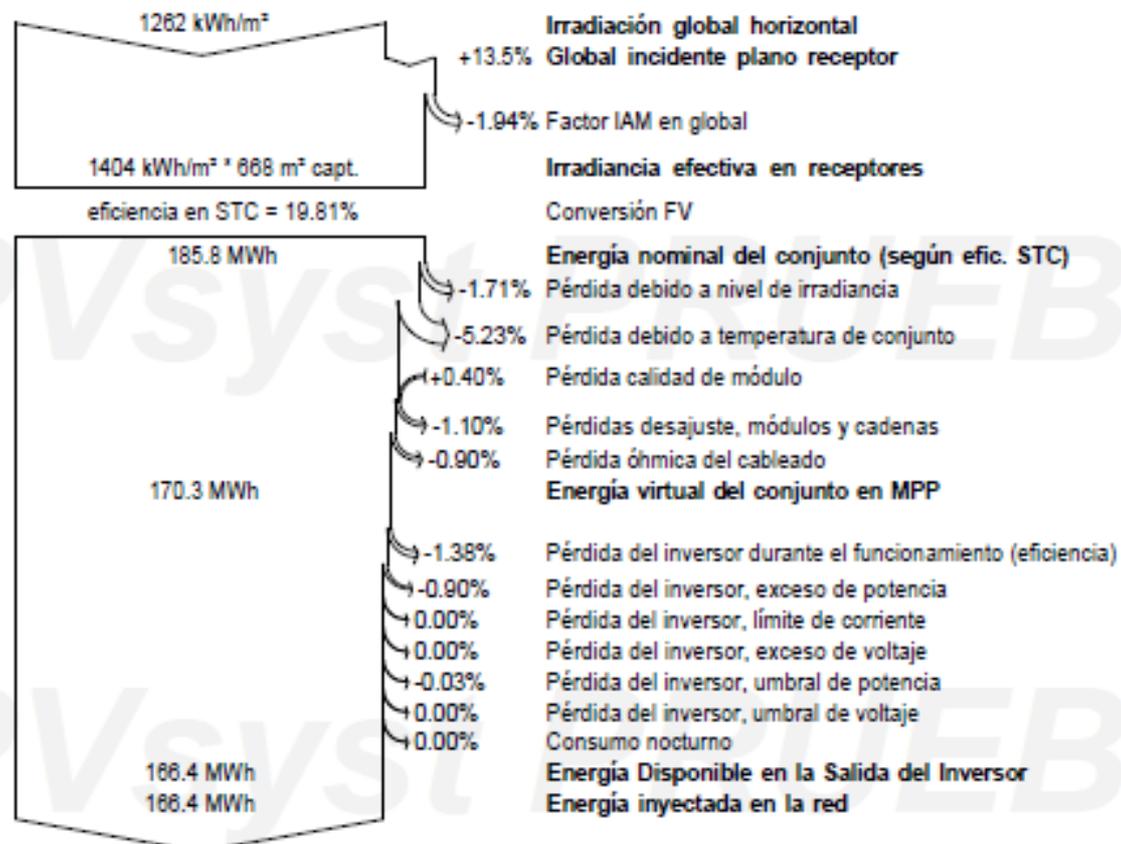
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : **Urduliz1**

Variante de simulación : **Simulación1**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	34°	acimut 27°
Módulos FV	Modelo	REC 330NP	Pnom 330 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	400	Pnom total 132 kWp
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 100TL	Pnom 100 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año



Sistema Conectado a la Red: CO2 Balance

Proyecto : Urduliz1

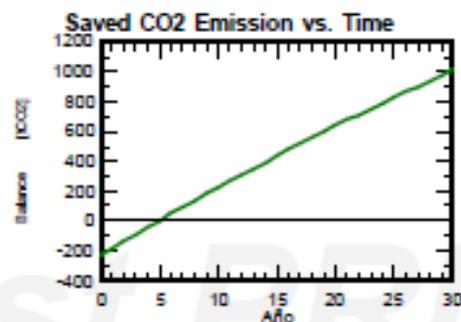
Variante de simulación : Simulación1

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No hay escenario 3D, no hay sombreados	
Orientación Campos FV	inclinación	34°	acimut 27°
Módulos FV	Modelo	REC 330NP	Pnom 330 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	400	Pnom total 132 kWp
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 100TL	Pnom 100 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Produced Emissions	Total:	233.74 tCO2	
	Source:	Detailed calculation from table below	
Replaced Emissions	Total:	1432.7 tCO2	
	System production:	166.40 MWh/año	Lifetime: 30 years
			Annual Degradation: 1.0 %
	Grid Lifecycle Emissions:	287 gCO2/kWh	
	Source:	IEA List	Country: Spain
CO2 Emission Balance	Total:	1009.4 tCO2	

System Lifecycle Emissions Details:

Item	Modules	Supports
LCE	1713 kgCO2/kWp	1.91 kgCO2/kg
Quantity	132 kWp	4000 kg
Subtotal [kgCO2]	226079	7657



ANEXO 4: Hojas de especificaciones

1. Hoja de especificaciones Panel Solar REC N-PEAK SERIE
2. Hoja de especificaciones Inversor INGECON SUN 3PLAY SERIE 100TL
3. Hoja de especificaciones Soporte FV925 – FV925 XL

SOLAR'S MOST TRUSTED



REC N-PEAK SERIE

PANELES SOLARES MONO TIPO N
PREMIUM RENDIMIENTO DE
CATEGORÍA MUNDIAL



MONO TIPO N: LA
TECNOLOGÍA C-SI
MÁS EFICIENTE



SIN DEGRADACIÓN
INDUCIDA POR LA LUZ



MARCO EXTRA FUERTE
DE HASTA 7000 PA DE
CARGA DE NIEVE



OPCIONES DE
INSTALACIÓN
FLEXIBLES



MEJOR RENDIMIENTO
EN CONDICIONES DE
SOMBREADOS



ALTA POTENCIA
GARANTIZADA
DURANTE LA VIDA ÚTIL



330 W_p

DE POTENCIA

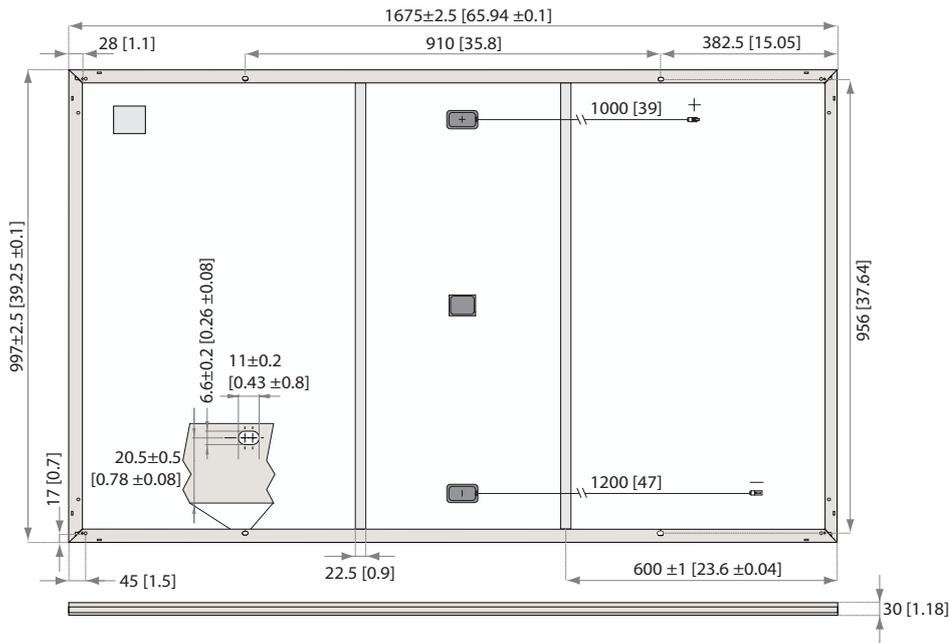
20

AÑOS DE GARANTÍA
DE PRODUCTO

25

AÑOS DE GARANTÍA DE LA
POTENCIA NOMINAL

REC N-PEAK SERIE



Dimensiones en mm [in]

PARÁMETROS ELÉCTRICOS @ STC

Código de producto*: RECxxxNP

	310	315	320	325	330
Potencia nominal - P_{MPP} (Wp)	310	315	320	325	330
Clasificación de potencia - (W)	-0/+5	-0/+5	-0/+5	-0/+5	-0/+5
Tensión nominal - U_{MPP} (U)	33,6	33,9	34,2	34,4	34,6
Corriente nominal - I_{MPP} (A)	9,24	9,31	9,37	9,46	9,55
Tensión a circuito abierto - U_{OC} (U)	40,2	40,5	40,8	41,0	41,3
Corriente corto circuito - I_{SC} (A)	10,01	10,09	10,18	10,27	10,36
Eficiencia del módulo (%)	18,6	18,9	19,2	19,5	19,8

Valores en condiciones estándares de medida (STC: masa de aire AM 1,5, irradiancia 1000 W/m², temperatura 25°C), basados en una distribución de producción con un ±3% de tolerancia de U_{OC} e I_{SC} en un tipo de potencia. En bajas radiaciones de 200 W/m² y condiciones STC es posible obtener, al menos el 95% de la eficiencia. *Donde xxx indica la clase de potencia nominal (P_{MPP}) en STC indicada anteriormente.

PARÁMETROS ELÉCTRICOS @ NMOT

Código de producto*: RECxxxNP

	234	238	241	245	249
Potencia nominal - P_{MPP} (Wp)	234	238	241	245	249
Tensión nominal - U_{MPP} (U)	31,1	31,4	31,7	31,9	32,1
Corriente nominal - I_{MPP} (A)	7,51	7,56	7,62	7,69	7,76
Tensión a circuito abierto - U_{OC} (U)	37,3	37,5	37,8	38,0	38,3
Corriente corto circuito - I_{SC} (A)	8,01	8,07	8,14	8,22	8,29

Valores en condiciones nominales del módulo (NMOT: masa de aire AM 1,5, irradiancia 800 W/m², temperatura 20°C, velocidad del viento 1 m/s). *Donde xxx indica la clase de potencia nominal (P_{MPP}) en STC indicada anteriormente.

CERTIFICADOS



IEC 61215, IEC 61730 & UL 1703; MCS 005, IEC 62804 (PID)
IEC 61701 (corrosión de niebla salina - nivel 6), IEC 62716 (resistencia al amoníaco), UNI 8457/9174 (Class A), ISO 11925-2 (Class E), ISO 9001:2015, ISO 14001:2004, OHSAS 18001:2007

takeaway Esquema take-e-way de reciclaje compatible WEEE

GARANTÍA

20 años de garantía de producto
25 años de garantía lineal de la potencia nominal, máxima degradación de rendimiento del 0.5% p.a., giving 86% at end of year 25.

Ver detalles en las Condiciones de Garantía

DATOS GENERALES

Tipo de célula:	120 células tipo-n mono cortadas 6 cadenas de 20 células en serie n-type cells 6 strings of 20 cells in series
Cristal:	Vidrio solar de 3,2 mm con tratamiento antirreflectante
Lámina posterior:	Poliéster de alta resistencia
Marco:	Aluminio anodizado
Caja de conexiones:	IP67, en 3 partes, 3 diodos de derivación, de conformidad con IEC 62790
Cable:	4 mm ² cable solar, 1,0 m + 1,2 m de conformidad con EN 50618
Conectores:	Stäubli MC4 PV-KBT4/KST4 (4 mm ²) e conformidad con IEC 62852 IP68 solo cuando se conecta
Origen:	Fabricado en Singapore

DATOS MECÁNICOS

Dimensiones:	1675 x 997 x 30 mm
Área:	1.67 m ²
Peso:	18 kg

LÍMITES OPERATIVOS

Margen de temperatura del módulo:	-40 ... +85°C
Voltaje máximo del sistema:	1000 V
Carga de diseño (+): nieve	4666 Pa (475 kg/m ²)*
Máxima carga de prueba (+):	7000 Pa (713 kg/m ²)*
Carga de diseño (-): viento	1600 Pa (163 kg/m ²)*
Máxima carga de prueba (-):	2400 Pa (245 kg/m ²)*
Capacidad máxima del fusible:	25 A
Máxima Corriente Inversa:	25 A

* Factor de seguridad 1.5

* Ver manual de instalación para la instrucción sobre el montaje

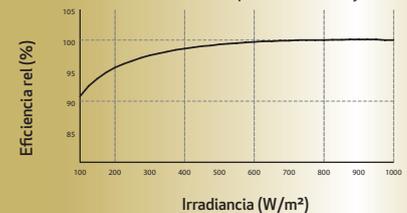
PARÁMETROS TÉRMICOS *

Temp. de operación nominal del módulo:	44°C (±2°C)
Coefficiente de temperatura para P_{MPP} :	-0.35 %/°C
Coefficiente de temperatura para V_{OC} :	-0.27 %/°C
Coefficiente de temperatura para I_{SC} :	0.04 %/°C

* Los coeficientes de temperatura mencionados son valores lineales

COMPORTAMIENTO LUMÍNICO BAJO

Rendimiento de irradiancia típicamente bajo en STC:



Fundada en Noruega en el año 1996, REC es una empresa líder en energía solar e integrada verticalmente. A través de la fabricación integrada desde el silicio a las obleas, células, paneles de alta calidad y extendiéndose a soluciones solares, REC ofrece al mundo una fuente fiable de energía limpia. La reconocida calidad del producto de REC es corroborada por el índice más bajo de reclamaciones de garantía en la industria. REC es una compañía del grupo Bluestar Elkem con sede central en Noruega y sede de operaciones en Singapur. REC con más de 2.000 empleados a nivel mundial, produce al año 1,5 GW de paneles fotovoltaicos.



www.recgroup.com

INVERSOR DE STRING TRIFÁSICO SIN TRANSFORMADOR Y CON LA MÁXIMA DENSIDAD DE POTENCIA

100TL

Familia de inversores trifásicos para plantas fotovoltaicas comerciales, industriales y de gran escala.

Mayor competitividad

Gracias a su mayor potencia de salida (hasta 110 kW si el equipo se conecta a una red de 440 Vac), el nuevo INGECON® SUN 100TL permite una drástica reducción del número de inversores requeridos para el diseño de una planta fotovoltaica. Así, minimiza el gasto en mano de obra y cableado total. Es más, gracias a este equipo se puede ahorrar hasta un 20% en cableado AC, ya que no requiere cable de neutro.

Además, este inversor no necesita cajas de conexiones ni en DC ni en AC. Todo ello garantiza los menores gastos de capital o CAPEX (Capital Expenditures).

Menores costes operacionales

Gracias a la red de comunicación inalámbrica que se puede establecer con el INGECON® SUN 100TL, la planta FV puede ser puesta

en marcha, monitorizada y controlada sin cables. Además, su filosofía de inversor de string permite una fácil y rápida sustitución que no precisa de técnicos cualificados.

Mayor flexibilidad y densidad de potencia

La mayor flexibilidad es posible gracias a sus elevados índices de tensión DC máxima (1.100 V) y a su amplio rango de tensión MPP (570-850 V). Gran densidad de potencia, con hasta 105 kW en un inversor de tan sólo 75 kg.

Diseño duradero y robusto

Envoltorio de aluminio, especialmente concebida para instalaciones de interior y exterior (IP65). El diseño de la familia INGECON® SUN 3Play garantiza la máxima durabilidad en el tiempo y las mejores prestaciones, incluso ante temperaturas extremas.

Ethernet y Wi-Fi de serie

Este inversor FV presenta comunicaciones Ethernet y Wi-Fi de serie. Estas comunicaciones, junto con el webserver que integra el equipo, permiten una rápida y fiable puesta en marcha usando un teléfono móvil, una Tablet o un PC portátil. Además, es compatible con Cloud Connect externo.

Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años



100TL

Diferentes versiones para elegir

Ingeteam ha creado dos versiones distintas para poder satisfacer todas las necesidades de sus clientes:

- Versión STD
- Versión PRO

Versiones disponibles	Versión STD	Versión PRO
Bornas DC	✓	
Conectores fotovoltaicos ⁽¹⁾		✓
Seccionador DC	✓	✓
Descargadores DC, tipo 2	✓	✓
Descargadores AC, tipo 2	✓	✓
Fusibles DC		✓ ⁽²⁾
Kit de medida de corrientes		✓

Notas: ⁽¹⁾ No necesita herramientas de crimpado ⁽²⁾ Fusibles de 1.500 V, sólo para el polo positivo.

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

- Capacidad para soportar huecos de tensión.
- Capacidad para inyectar potencia reactiva.
- Compatible con Cloud Connect externo.
- Eficiencia máxima del 99,1%.
- Comunicaciones Ethernet y Wi-Fi de serie.
- Webserver integrado.
- Software de monitorización INGECON® SUN Monitor.
- Apto para instalaciones de interior y exterior (IP65).
- Alto rendimiento a altas temperaturas.
- Distintas versiones para ajustarse a todo tipo de proyectos.
- Compatible fuentes de alimentación nocturna.
- 4 entradas digitales y 2 salidas digitales.
- Apto para DRMO (para mercado australiano).

PROTECCIONES

- Polaridad inversa.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Fallo de aislamiento.
- Sobretensiones AC con descargadores tipo 2.
- Sobretensiones DC con descargadores tipo 2.

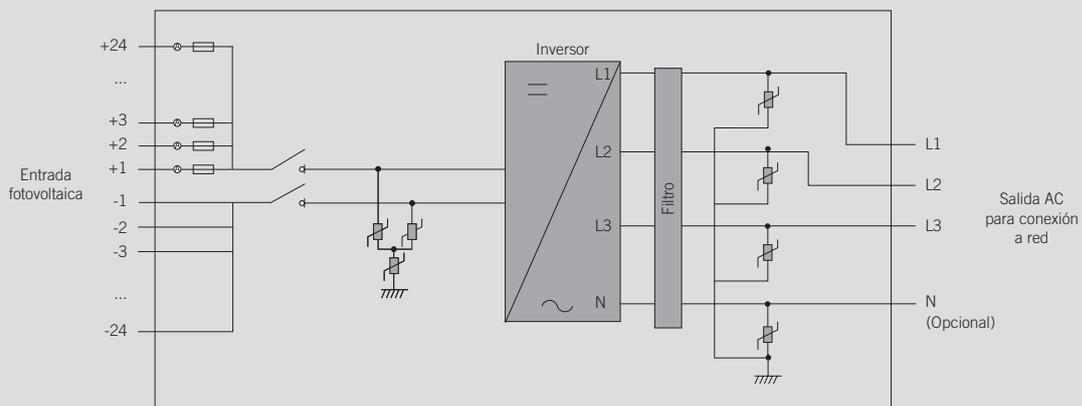
ACCESORIOS OPCIONALES

- Kit de autoconsumo.
- Comunicación RS-485.
- Fusibles DC para el polo negativo.

BENEFICIOS

- Mayor densidad de potencia.
- Mayor competitividad gracias a la reducción del gasto en cableado.
- Alta disponibilidad comparada con inversores centrales.
- Elevados índices de eficiencia.
- Fácil mantenimiento.

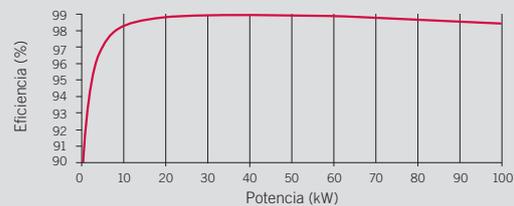
3Play TL versión PRO



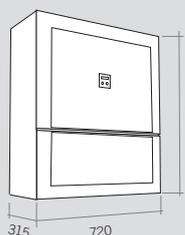
100TL						
Valores de Entrada (DC)						
Rango pot. campo FV recomendado	56 - 80,2 kWp	91,1 - 130,5 kWp	96,2 - 137,8 kWp	101,2 - 145 kWp	106,3 - 152,3 kWp	111,3 - 159,5 kWp
Rango de tensión MPP ⁽¹⁾	513 - 850 V	513 - 850 V	541,5 - 850 V	570 - 850 V	598,5 - 850 V	627 - 850 V
Tensión máxima ⁽²⁾	1.100 V					
Corriente máxima ⁽³⁾	185 A					
Corriente de cortocircuito	240 A					
Entradas (STD / PRO)	1 / 24					
MPPT	1					
Valores de Salida (AC)						
Potencia nominal	55,3 kW	90 kW	95 kW	100 kW	105 kW	110 kW
Máx. temperatura a potencia nominal ⁽⁴⁾	50 °C					
Corriente máxima	145 A					
Tensión nominal	220 V	360 V	380 V	400 V	420 V	440 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz					
Tipo de red ⁽⁵⁾	TT / TN					
Factor de Potencia	1					
Factor de Potencia ajustable ⁽⁶⁾	Sí. Smáx=55,3 kVA Qmáx=33,2 kVAR	Sí. Smáx=90 kVA Qmáx=54 kVAR	Sí. Smáx=95 kVA Qmáx=57 kVAR	Sí. Smáx=100 kVA Qmáx=60 kVAR	Sí. Smáx=105 kVA Qmáx=63 kVAR	Sí. Smáx=110 kVA Qmáx=66 kVAR
THD	<3%					
Rendimiento						
Eficiencia máxima	99,1%					
Euroeficiencia	98,5%					
Datos Generales						
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada					
Caudal de aire	570 m ³ /h					
Consumo en stand-by	20 W					
Consumo nocturno	1 W					
Temperatura de funcionamiento	-25 °C a 60 °C					
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%					
Grado de protección	IP65 / NEMA 4					
Interruptor diferencial	1.000 mA					
Altitud máxima ⁽⁷⁾	3.000 m					
Conexión	AC: Máxima sección: 240 mm ² (un cable) Conexión DC (STD): Máxima sección: 300 mm ² (un cable) Conexión DC (PRO): 6 mm ² (24 pares de conectores PV-Stick) Permitido el cableado en cobre y aluminio, tanto en DC como en AC					
Marcado	CE					
Normativa EMC y de seguridad	IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 62109-1, IEC 62109-2, IEC 62103, IEC 61000-3-12, EN50178, FCC Part 15, IEC 60068-2-1, IEC 60068-2-2, IEC 60068-2-14, IEC 60068-2-30, IEC 60068-2-68, IEC 60529					
Normativa de conexión a red	DIN V VDE V 0126-1-1, Arrêté du 23 avril 2008, EN 50438, EN 50439, EN 50549, CEI 0-21, CEI 0-16 VDE-AR-N 4105:2011-08, G59/3, P.O.12.3, AS4777.2, BDEW, IEC 62116, IEC 61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, Brazilian Grid Code, South African Grid Code, Chilean Grid Code, DEWA 2.0, Jordanian Grid Code, Thailand MEA & PEA requirements					

Notas: ⁽¹⁾ $V_{mpp,min}$ es para condiciones nominales ($V_{ac}=1$ p.u. y Factor de potencia=1). $V_{mpp,min}$ dependerá de la tensión de red (V_{ac}), de acuerdo con esta relación: $V_{mpp,min}=1.425 \cdot V_{ac}$ ⁽²⁾ El inversor no entra en funcionamiento hasta que $V_{dc} < 1.000$ V. Si se han instalado los fusibles de DC para el polo negativo, la tensión máxima DC es de 1.000 V ⁽³⁾ La corriente máxima por conector FV es 11 A para la versión PRO ⁽⁴⁾ Por cada °C de aumento, la potencia de salida se reducirá un 2,3% ⁽⁵⁾ Estas unidades deberán conectarse a una red trifásica en estrella con neutro aterrado. No pueden ser conectadas a redes IT o redes delta aterradas en una de sus líneas ⁽⁶⁾ $Q=0$ fuera del rango de tensión MPP ⁽⁷⁾ Por encima de 1.000 m, la temperatura máxima para entregar potencia nominal se reduce a razón de 5,5°C por cada 1.000 m adicionales.

Rendimiento INGECON® SUN 100TL $V_{dc} = 570$ V



Dimensiones y peso (mm)



100TL STD
75 kg.

100TL PRO
78 kg.

Soportes inclinados dobles

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

- ✓ Disposición de los módulos: vertical
- ✓ Capacidad desde 2 hasta 40 MFV
- ✓ Soporte válido para módulos de hasta 72 células
- ✓ Instalación recomendada: suelo o cubierta plana
- ✓ Perfilaría: Aluminio EN AW 600 5.T6
- ✓ Tornillería: Acero Inoxidable



Ref. **FV925 - FV925XL**

