



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Proyecto de instalación fotovoltaica conectada a red para
un laboratorio de análisis clínicos

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de la Energía

AUTOR/A: López Del Pino, Gabriel

Tutor/a: Patrao Herrero, Iván

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERIA DE LA ENERGÍA

Proyecto de instalación fotovoltaica conectada a red para un laboratorio de análisis clínicos

- Autor: GABRIEL LÓPEZ DEL PINO
- Tutor: IVÁN PATRAO HERRERO

- Curso Académico: 2022/2023

Agradecimientos:

Me gustaría agradecer a mi tutor Iván Patrao Herrero, por su apoyo y supervisión para este Trabajo Final de Grado, ya que sin su supervisión no podría haber desarrollado este proyecto que tanta ilusión tenía.

Agradecer al Hospital Universitario Torrecárdenas, Almería, y a su personal técnico por el apoyo y material que se ha necesitado para poder realizar este proyecto.

Agradecer a mi familia, en especial a mis padres por darme la oportunidad de poder estudiar en la Universidad Politécnica de Valencia durante estos años fuera de casa y ser ellos el ejemplo de que el sacrificio y esfuerzo tiene su recompensa. También especial mención a mi hermano Miguel por ser un apoyo incondicional siempre que lo he necesitado.

Resumen:

Actualmente el gobierno de España aprobó el RD 244/2019, el 5 de abril de 2019, donde se dicta las características y condiciones técnicas, administrativas y legislativas para las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico, de forma que se puedan unir a la transición energética la mayor cantidad de agentes posibles tanto a nivel industrial como doméstico.

El actual proyecto consiste en el diseño de una instalación solar fotovoltaica de 130 kWn, en modalidad de Vertido Cero, en las cubiertas del Laboratorio de Análisis Clínicos y el Almacén del Hospital Universitario Torrecárdenas, ubicado en Almería. Está compuesta por 262 módulos fotovoltaicos de 550Wp, un inversor de 100 kWn y otro de 30 kWn dando como resultado una instalación de 144,1 kWp y 130 kWn.

Todo ello viene motivado por la puesta en contacto con el personal técnico del H. Torrecárdenas, que mostraron su preocupación por el consumo del Laboratorio de Análisis clínicos ya que es un servicio ininterrumpido y también el interés por reducir el impacto medioambiental de la actividad del Hospital.

Con ello, la instalación será capaz de generar 242,370 MWh/ año, de forma que reducirá el consumo del Laboratorio un 37,38% anual.

La modalidad de Vertido 0 ha sido escogida ya que la generación de la instalación fotovoltaica no superará el consumo mínimo instantáneo del Hospital. Además, todos los excedentes podrán ser aprovechados en otros puntos del Hospital de forma que todo lo que produzca la instalación se autoconsume de forma directa.

Se plantea distintas opciones de diseño y cálculos de la instalación, con ello obtendremos la generación estimada mediante el software PVSYST de forma que se analice con detalle la curva de generación con la curva de carga del Laboratorio y con ello cuantificar el autoconsumo, excedentes y ahorro energético, económico y medioambiental.

Se realizará un estudio económico a 25 años, ya que es la media de vida útil de los módulos, de forma que con el ahorro anual estimado se obtiene un retorno de inversión de la instalación de 4,25 años.

Las ventajas que ofrece esta modalidad de generación es que requiere poco mantenimiento, poco impacto medioambiental y visual ya que se instalará en cubiertas y cuentan con una orientación e inclinación cerca de la óptima según las características de las cubiertas.

Con ello, se dará respuesta a unas necesidades que ha sido manifestada tanto a nivel particular del Hospital como a nivel global de la población, y es la descarbonización de procesos, eficiencia energética y ahorro económico.

Índice

Contenido

I. Memoria.....	9
Contexto	10
Objetivo	11
Procedimiento	11
ODS	12
Normativa	13
Software Utilizado	14
Situación y Emplazamiento	15
Análisis Energético	19
Recurso/PVGIS	22
Modalidad de Autoconsumo: Vertido Cero	25
Descripción técnica de los componentes de la Instalación Generadora	26
Módulos	26
Estructura	29
Inversor.....	32
Dimensionado Instalación Generadora	34
Criterio Caída de Tensión.....	35
Criterio Térmico (Intensidad).....	36
Strings.....	36
Dimensionado de la Instalación Eléctrica	37
Línea de Corriente Continua.....	38
Línea de Corriente Alterna	43
Puesta a Tierra	50
Conexión de la Instalación Generadora	52
Contador y Monitorización:	54
<i>Analizador de redes/Vatímetro:</i>	54
<i>Monitorización:</i>	56
Estudio de Autoconsumo	57
Estudio Económico	63
Estudio de Cargas sobre la cubierta	66
Plan de Seguridad y Salud	68
Conclusión:	69
Bibliografía	70

II. PLANOS.....	71
III. PRESUPUESTO	86
IV. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS	89
V. ANEXOS	95

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1 Anomalías de Temperatura Marzo 2023 Fuente: C3S	10
Ilustración 2 Variación de temperaturas 1980-2020 Fuente: C3S.....	10
Ilustración 3 Logo AutoCAD AUTODESK Fuente: AUTODESK.....	14
Ilustración 4 Logo PVSYST Fuente: PVSYST	14
Ilustración 5 Suite Microsoft Office Fuente: PVSYST	14
Ilustración 6 Logo Google Earth Fuente: Google	14
Ilustración 7 Vista General Hospital Torrecárdenas Fuente: Google Earth	15
Ilustración 8 Información Catastral Hospital Fuente: Catastro.....	16
Ilustración 9 Parcela en Catastro Fuente: Catastro.....	16
Ilustración 10 Ubicación Laboratorio y Almacén Fuente: Google Earth.....	17
Ilustración 11 Vista Cubierta Laboratorio Fuente: Google Earth.....	17
Ilustración 12 Vista Oeste Cubiertas Almacén y Laboratorio Fuente: Google Earth	18
Ilustración 13 Vista Este Cubiertas Almacén y Laboratorio Fuente: Google Earth	18
Ilustración 14 Sección Edificio Almacén Fuente: Personal Técnico H.Torrecárdenas	19
Ilustración 15 Curva de Carga del Laboratorio de Análisis Clínicos Fuente: Excel propio	20
Ilustración 16 Factura de Energía Hospital Torrecárdenas Fuente: Personal Técnico H.Torrecárdenas	22
Ilustración 17 Inclinación óptima según PVGIS Fuente: PVGIS.....	23
Ilustración 18 Producción según PVGIS en cubierta del Laboratorio Fuente: PVGIS	24
Ilustración 19 Producción según PVGIS en cubierta del Almacén Fuente: PVGIS	24
Ilustración 20 Comparación Visual Módulos Fuente: Google	26
Ilustración 21 Módulo 550M Longi Fuente: Longi Solar.....	27
Ilustración 22 Ejemplo de Curva de Carga y Producción Fuente: AutoSolar	28
Ilustración 23 Estructura PICOS 4.0 Fuente: Alusin Solar	29
Ilustración 24 Ejemplo de Instalación PICOS 4.0 Fuente: AlusinSolar	30
Ilustración 25 Estructura GULPIYURI 30 Fuente: Alusin Solar	31
Ilustración 26 Ejemplo de Instalación GULPIYURI 30 Fuente: Alusin Solar	31
Ilustración 27 Inversor HUAWEI SUN2000 30KTL Fuente: Huawei.....	32
Ilustración 28 Inversor Huawei SUN2000 100KTL Fuente: Huawei	33
Ilustración 29 Detalle de Ubicación de Inversores Fuente: Propia	34
Ilustración 30 Tramos CC y AC en Instalación Fotovoltaica Fuente: Google.....	38
Ilustración 31 Cable Solar TOPSOLAR H1Z2Z2-K Fuente: TOPSOLAR	38
Ilustración 32 Fusible Solar DC 20 A Fuente: DC	40
Ilustración 33 Cartucho Portafusibles DC Fuente: DC	41
Ilustración 34 Bandeja de Hilo BASOR Fuente: BASOR.....	42
Ilustración 35 Cable RZ1K TOPCABLE Fuente: TOPCABLE.....	43
Ilustración 36 Interruptor Automático caja moldeada HAGER 200A 25kA 4P Fuente: HAGER.....	46
Ilustración 37 Interruptor Magnetotérmico Acti9 63A 25kA Fuente: SCHNEIDER.....	47
Ilustración 38 Interruptor Seccionador HAGER 250A 4P Fuente: HAGER	48
Ilustración 39 Interruptor Automático HAGER 250A 4P 25kA Fuente: HAGER	48

Ilustración 40 Relé Diferencial RH197P Fuente: SCHNEIDER.....	49
Ilustración 41 Bobina de disparo Fuente: SCHNEIDER	49
Ilustración 42 Transformador de Intensidad Fuente: SCHNEIDER.....	50
Ilustración 43 Esquema distribución IT Fuente: Google.....	51
Ilustración 44 Esquema Distribución TT Fuente: Google.....	51
Ilustración 45 Centros de Transformación H.Torrecárdenas Fuente: Personal Técnico H. Torrecárdenas	53
Ilustración 46 CGBT FUERZA 4 H. TORRECÁRDENAS Fuente: Personal Técnico H. Torrecárdenas	54
Ilustración 47 Descripción Nuevo Cuadro de BT Laboratorio Fuente: Personal Técnico H. Torrecárdenas	54
Ilustración 48 AARR HUAWEI DTSU666-H Fuente: Huawei	55
Ilustración 49 Componentes AARR HUAWEI DTSU666-H Fuente: Google	56
Ilustración 50 Huawei SmartLogger 3000 A Fuente: Huawei	56
Ilustración 51 Análisis de Autoconsumo Anual Fuente: Excel Propio	59
Ilustración 52 Autoconsumo diario 18 de Enero Fuente: Excel Propio	60
Ilustración 53 Autoconsumo diario 18 de Junio Fuente: Excel Propio	61
Ilustración 54 Reducción de Consumo Energético por periodos Fuente: Excel Propio..	62
Ilustración 55 Gráfica Ahorro Económico por Periodo Fuente: Excel Propia	64
Ilustración 56 Tabla Amortización 25 años Fuente: Excel Propia	65
Ilustración 57 Valores de Sobrecarga por uso Fuente: CTE	66

Índice de Tablas

Tabla 1 Relación del trabajo con los Objetivos de Desarrollo Sostenible Fuente: UPV..	12
Tabla 2 Curva de Carga del Laboratorio de Análisis Clínicos Fuente: Personal Técnico H. Torrecárdenas	19
Tabla 3 Incremento de Consumo en Verano Fuente: Excel Propio	20
Tabla 4 Incremento de Consumo en Invierno Fuente: Excel Propio.....	20
Tabla 5 Distribución Consumo Horario y Mensual Fuente: Excel Propio	21
Tabla 6 Precios de Energía Fuente: Personal Técnico H.Torrecárdenas	22
Tabla 7 Comparación de Producción según PVGIS Fuente: Propia.....	25
Tabla 8 Características Técnicas del Módulo Fuente: Longi Solar.....	27
Tabla 9 Características Técnicas Inversor Huawei 30kW Fuente: Huawei	33
Tabla 10 Características Técnicas Inversor Huawei 100kW Fuente: Huawei	33
Tabla 11 Resumen de Dimensionado de Instalación Generadora Fuente: Propia	37
Tabla 12 Resumen Calibre Protecciones AC Fuente: Propia	46
Tabla 13 Generación Instalación Fotovoltaica Fuente: PVSYST	58
Tabla 14 Análisis de Autoconsumo Anual Fuente: Excel Propio	58
Tabla 15 Ahorro Energético según periodos Fuente: Excel Propio.....	62
Tabla 16 Ahorro de Emisiones de CO2 por generación Fuente: Propia.....	63
Tabla 17 Ahorro económico anual según periodos tarifa 6,1 TD Fuente: Excel Propio .	63
Tabla 18 Distribución de periodos en temporada media Fuente: Google	64
Tabla 19 Cálculos de Sobrecarga cubierta Almacén Fuente: Propia.....	67

I. Memoria

Contexto

Actualmente nuestro planeta se ve afectado por el cambio climático que nos acontece en estos momentos y que se ha ido acrecentando durante los últimos años. Sin ir más lejos, en España acabamos de pasar el mes de Marzo más caluroso de la historia según el Servicio de Cambio Climático Copernicus (C3S). [1]

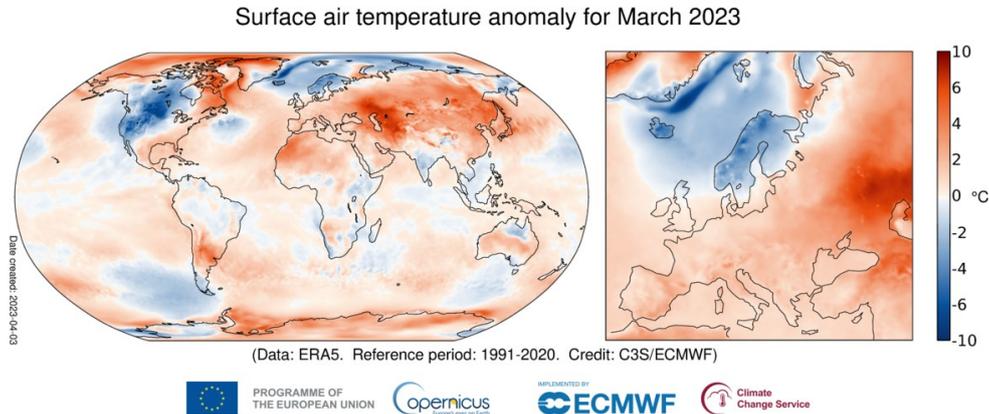


Ilustración 1 Anomalías de Temperatura Marzo 2023 Fuente: C3S

Además de observar cada vez mayores anomalías de temperatura en las últimas décadas, siendo en este caso cada vez mayores. [2]

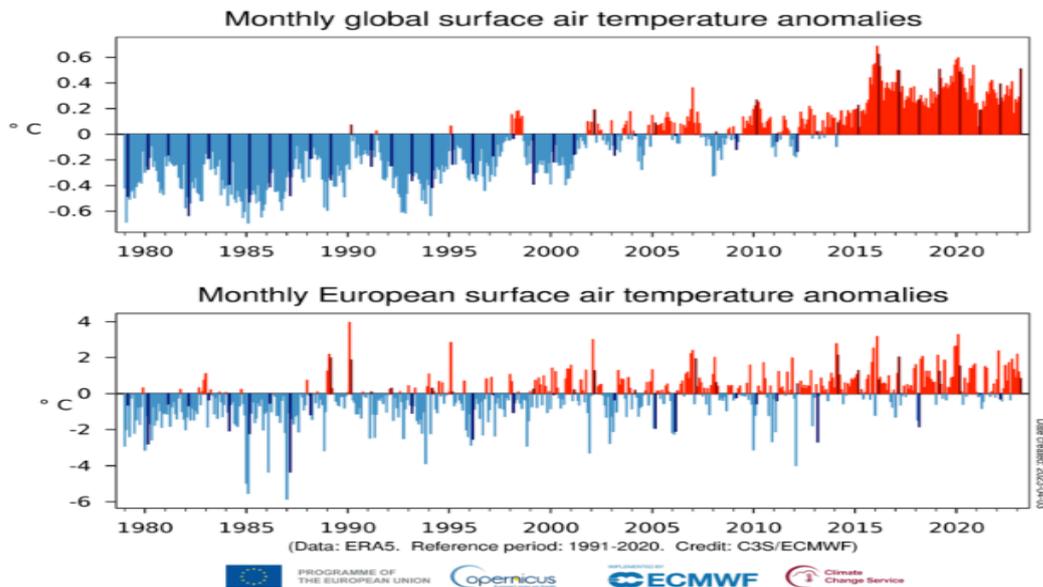


Ilustración 2 Variación de temperaturas 1980-2020 Fuente: C3S

Todo ello viene motivado por un aumento de emisiones desde la época de la industrialización, conllevando un aumento de gases como el CO₂, NO₂, CH₄ entre otros además de un crecimiento exageradamente rápido de la actividad humana y con ello aumento de la temperatura media global.

Además, conlleva grandes riesgos para la población, desde sequías extremas a tormentas cada vez más intensas pasando también por muertes por intoxicación y migraciones tanto de población como de fauna animal.

Es por ello por lo que cada vez hay que estar más coordinados en reducir las emisiones que acentúan la intensidad de dicho cambio de temperatura global, tanto a nivel particular como institucional.

Para ello, estamos viviendo un proceso de Transición energética por el cual se opta por pasar de un modelo energético basado en tecnologías convencionales y combustibles fósiles a tecnologías renovables y la eficiencia energética.

Las energías renovables se caracterizan por su fuente y recursos inagotables además de no contaminantes como la Energía Eólica con el Viento o Energía Solar con la irradiación del sol. Además, el precio de dichas fuentes de energía no va ligado a acontecimientos bélicos como sí lo están los combustibles fósiles.

Ante dicha necesidad de cambio y compromiso, en España se implementaron distintas medidas en el RD 244/2019, del 5 de abril, para regular y promover el autoconsumo de energía eléctrica. Fomentando así que tanto pequeños como grandes consumidores opten por un modelo más sostenible con el medio ambiente, además de aportar un ahorro económico.

Objetivo

El Objetivo del proyecto es el dimensionado y cálculo de una instalación fotovoltaica conectada a red con modalidad de autoconsumo de Vertido "0".

Dicha Instalación será ubicada en la cubierta del Laboratorio de Análisis Clínicos y en la Cubierta del Almacén del Hospital Universitario Torrecárdenas, siendo éste el Hospital de la ciudad de Almería. Con objetivo de reducir los consumos y emisiones que se genera debido a su actividad ininterrumpida para prestar servicios a la ciudadanía.

Actualmente la Generación Eléctrica mediante Energía Fotovoltaica está tomando mucha presencia en España, sobre todo en zonas con mucha Irradiación como es la Provincia de Almería.

Procedimiento

El procedimiento que se ha tomado para la realización del proyecto ha sido tratar directamente con responsables y personal técnico del Hospital, analizando sus necesidades y consumo energético. Posteriormente una orientación a la hora en la que sería posible ubicar la instalación y una constante toma de contacto para validar con los responsables las distintas posibilidades de instalación planteadas.

Dentro de las cubiertas y configuraciones posibles, se debatió con personal técnico del Hospital el descarte de ciertas cubiertas por motivos técnicos y por otro lado la conveniencia de otras cubiertas con el objetivo de emplear aquellas con mayor proximidad a los puntos de consumo interesados y que mejor configuración ofrecía.

Una vez escogida la ubicación posible, se procede a la selección de equipos y diseño dentro de la zona habilitada para la instalación, además de analizar todo lo relacionado con las especificaciones técnicas y económicas de los mismos.

Para valorar el nivel de Autoconsumo se realizará una simulación mediante el Software PVSYST y con ello obtener la estimación de generación eléctrica de la instalación, el autoconsumo y los excedentes.

Se concluirá con un estudio de viabilidad económica considerando una vida útil de los equipos de 25 años, obteniendo un valor estimativo del ahorro y el periodo de amortización.

ODS

Naciones Unidas formó un total de diecisiete Objetivos de Desarrollo Sostenible para el año 2030. Entre ellos engloban aquellos que traten la pobreza, la paz, justicia, el clima, impacto medioambiental entre otros.

Dentro de este proyecto se encuentran los mismos objetivos, puesto que se promueve la generación de energía mediante recursos renovables como es la solar fotovoltaica y reducir el impacto medioambiental. Además de aportar valor a las instalaciones del Hospital y promover la inversión tanto en este tipo de instalaciones como empresas que trabajan en este sector.

Se muestra una tabla donde se relaciona el grado del trabajo con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030:

Tabla 1 Relación del trabajo con los Objetivos de Desarrollo Sostenible Fuente: UPV

Objetivos de Desarrollo Sostenibles	Alto	Medio	Bajo	No procede
ODS 1. Fin de la pobreza.				X
ODS 2. Hambre cero.				X
ODS 3. Salud y bienestar.			X	
ODS 4. Educación de calidad.				X
ODS 5. Igualdad de género.				X
ODS 6. Agua limpia y saneamiento.				X
ODS 7. Energía asequible y no contaminante.	X			
ODS 8. Trabajo decente y crecimiento económico.		X		
ODS 9. Industria, innovación e infraestructuras.			X	
ODS 10. Reducción de las desigualdades.				X
ODS 11. Ciudades y comunidades sostenibles.			X	
ODS 12. Producción y consumo responsables.			X	
ODS 13. Acción por el clima.	X			
ODS 14. Vida submarina.			X	
ODS 15. Vida de ecosistemas terrestres.			X	
ODS 16. Paz, justicia e instituciones sólidas.				X
ODS 17. Alianzas para lograr objetivos.		X		

Normativa

A continuación, se muestra un resumen de las normativas aplicadas en este proyecto:

- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión
- 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. De aplicación a: Instalaciones de potencia inferior a 100 kW (Art. 2)
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.
- Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación y sus modificaciones.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- UNE 21123-1:2017, Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV. Parte 1: Cables con aislamiento y cubierta de policloruro de vinilo.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.

Software Utilizado

Para el presente proyecto se ha recurrido a los siguientes softwares que se numerarán y explicarán el motivo de su uso:

-AutoCAD: Software empleado para la realización de los planos del proyecto en 2D.



Ilustración 3 Logo AutoCAD AUTODESK Fuente: AUTODESK

-PVSYST: Software utilizado, y de referencia en el campo de la Fotovoltaica, para la simulación, estudio y análisis de los datos que generan las instalaciones fotovoltaicas. Además, permite la gestión del diseño y dimensionado de la instalación en base a la irradiancia de la ubicación seleccionada ya que cuenta con una base de datos meteorológica. Incluye una herramienta que permite analizar los sombreados que se puedan generar debido a la disposición de filas u objetos cercanos.



Ilustración 4 Logo PVSYST Fuente: PVSYST

-Suite Microsoft Office: Se utilizaron las herramientas de Word para la redacción del proyecto, Excel para un rápido y cálculo de la instalación.



Ilustración 5 Suite Microsoft Office Fuente: PVSYST

-Google Earth: Software empleado para la visualización de la ubicación de la instalación, toma de fotos de la ubicación, tomar las imágenes de la cubierta y medición de distancias y ángulos de Inclinación.



Ilustración 6 Logo Google Earth Fuente: Google

Situación y Emplazamiento

La Instalación Fotovoltaica se instalará en el Hospital Universitario Torrecárdenas, ubicado en la capital de Provincia de Almería. Tras la primera toma de contacto se comentó cuáles eran sus necesidades y planes que tuvieran respecto a distintas ampliaciones del Hospital y de las distintas ubicaciones posibles dónde se pudiera realizar la Instalación Fotovoltaica. Dicha instalación finalmente será sobre la cubierta del Almacén General, cuya construcción fue en el año 2020/2021, y en la cubierta del Laboratorio de Análisis Clínicos.



Ilustración 7 Vista General Hospital Torrecárdenas Fuente: Google Earth

La referencia catastral de la parcela, que en este caso es la del Complejo Hospitalario, es 9980001WF4798S0001DP, cuya superficie gráfica es de 95.660m². El tipo de Suelo es Urbano, su uso principal es Sanidad y año de construcción en el 1940.



Ilustración 10 Ubicación Laboratorio y Almacén Fuente: Google Earth



Ilustración 11 Vista Cubierta Laboratorio Fuente: Google Earth

La cubierta del Laboratorio cuenta con una cubierta de chapa tipo Sandwich con disposición en forma de Diente de sierra, inclinadas aproximadamente a 20° y orientación Sureste con azimuth de 14°. Cuentan con unos pequeños muretes de aproximadamente 0.5 metros en los dientes de sierra.

La cubierta del Almacén General es de tipo DECK, con una ligera inclinación de un 1° para vertido de aguas. El muro perimetral es de aproximadamente 1.25 metros



Ilustración 12 Vista Oeste Cubiertas Almacén y Laboratorio Fuente: Google Earth



Ilustración 13 Vista Este Cubiertas Almacén y Laboratorio Fuente: Google Earth



Ilustración 14 Sección Edificio Almacén Fuente: Personal Técnico H.Torrecárdenas

Análisis Energético

Tras la visita al Hospital, se realizó un análisis de qué consumos querrían reducir y mostraron su preocupación por el Laboratorio de Análisis Clínicos ya que éste es de funcionamiento ininterrumpido y presta servicio a toda la provincia de Almería. Así pues, se procede a analizar la curva de carga que se me fue aportada.

Tabla 2 Curva de Carga del Laboratorio de Análisis Clínicos Fuente: Personal Técnico H. Torrecárdenas

Agrupación	Valor MWh
ene.	39,9
feb.	39,6
mar.	37,9
abr.	37,2
may.	40,8
jun.	40,4
jul.	42,9
ago.	43,6
sep.	41,1
oct.	40,5
nov.	39,0
dic.	39,8
Consumo Anual	482,6

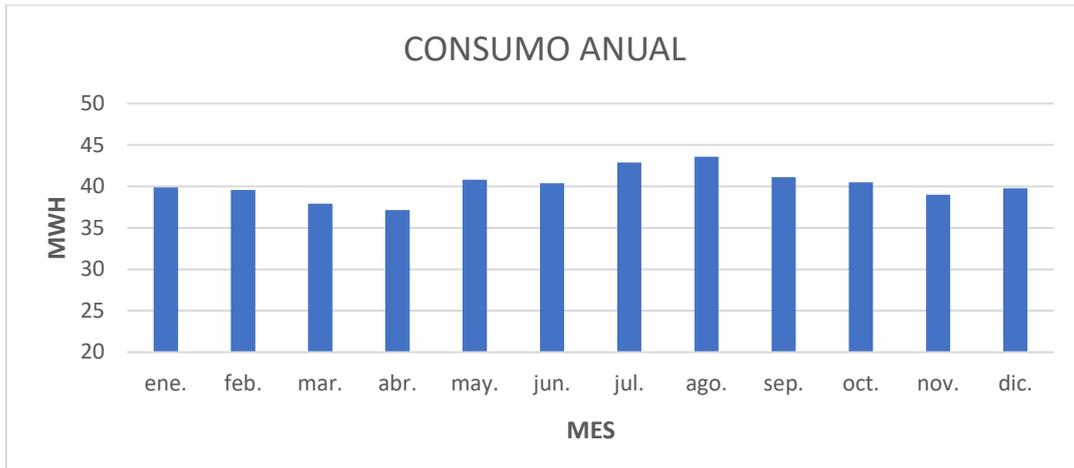


Ilustración 15 Curva de Carga del Laboratorio de Análisis Clínicos Fuente: Excel propio

Si bien es cierto que en valores numéricos puede observarse que se trata de una curva anual casi constante, si vemos con mayor detalle se acentúan los consumos por un lado en los meses de verano, debido al uso de la climatización, y por otro lado en los meses de invierno, debido al uso de la calefacción. Es por ello por lo que se ha realizado el estudio horario, mensual y anual del consumo de una forma más detallada.

En este caso se ha tomado un mes de referencia y comparado el incremento de consumo en el mes de Agosto y de esa forma confirmar lo mencionado anteriormente. Siendo el resultado de un incremento del 17% de media en los meses de Junio, Julio, Agosto y Septiembre y un incremento del 7% de media en los meses de Diciembre a Febrero.

Tabla 3 Incremento de Consumo en Verano Fuente: Excel Propio

Incremento por AC	
Agosto	43594 kWh
Abril	37167 kWh
%	17%

Tabla 4 Incremento de Consumo en Invierno Fuente: Excel Propio

Incremento por Calefacción	
Enero	39869 kWh
Abril	37167 kWh
%	7%

A partir de los datos de consumo proporcionados por el hospital y para poder realizar un estudio económico hora a hora, se genera un perfil horario de consumo tipo para cada mes del año (Tabla 5). Para ello se ha justificado conque las horas de mayor consumo en verano son desde las 11:00 a 19:00 (Junio-Septiembre) y en los meses de Invierno (Diciembre-Febrero) las horas de mayor consumo son desde las 21:00 a 8:00, en base al clima de Almería.

Tabla 5 Distribución Consumo Horario y Mensual Fuente: Excel Propio

Consumo Mensual ENE-DIC (1-12)												
Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
00:00	57,34	63,01	50,98	51,62	54,86	50,36	51,76	52,62	51,29	54,44	54,16	53,47
01:00	57,34	63,01	50,98	51,62	54,86	50,36	51,76	52,62	51,29	54,44	54,16	53,47
02:00	57,34	63,01	50,98	51,62	54,86	50,36	51,76	52,62	51,29	54,44	54,16	53,47
03:00	57,34	63,01	50,98	51,62	54,86	50,36	51,76	52,62	51,29	54,44	54,16	53,47
04:00	57,34	63,01	50,98	51,62	54,86	50,36	51,76	52,62	51,29	54,44	54,16	53,47
05:00	57,34	63,01	50,98	51,62	54,86	50,36	51,76	52,62	51,29	54,44	54,16	53,47
06:00	57,34	63,01	50,98	51,62	54,86	50,36	51,76	52,62	51,29	54,44	54,16	53,47
07:00	57,34	63,01	50,98	51,62	54,86	50,36	51,76	52,62	51,29	54,44	54,16	53,47
08:00	57,34	63,01	50,98	51,62	54,86	50,36	51,76	52,62	51,29	54,44	54,16	53,47
09:00	49,84	54,77	50,98	51,62	54,86	50,36	51,76	52,62	51,29	54,44	54,16	53,47
10:00	49,84	54,77	50,98	51,62	54,86	50,36	51,76	52,62	51,29	54,44	54,16	53,47
11:00	49,84	54,77	50,98	51,62	54,86	65,61	67,44	68,56	66,82	54,44	54,16	53,47
12:00	49,84	54,77	50,98	51,62	54,86	65,61	67,44	68,56	66,82	54,44	54,16	53,47
13:00	49,84	54,77	50,98	51,62	54,86	65,61	67,44	68,56	66,82	54,44	54,16	53,47
14:00	49,84	54,77	50,98	51,62	54,86	65,61	67,44	68,56	66,82	54,44	54,16	53,47
15:00	49,84	54,77	50,98	51,62	54,86	65,61	67,44	68,56	66,82	54,44	54,16	53,47
16:00	49,84	54,77	50,98	51,62	54,86	65,61	67,44	68,56	66,82	54,44	54,16	53,47
17:00	49,84	54,77	50,98	51,62	54,86	65,61	67,44	68,56	66,82	54,44	54,16	53,47
18:00	49,84	54,77	50,98	51,62	54,86	65,61	67,44	68,56	66,82	54,44	54,16	53,47
19:00	49,84	54,77	50,98	51,62	54,86	65,61	67,44	68,56	66,82	54,44	54,16	53,47
20:00	49,84	54,77	50,98	51,62	54,86	50,36	51,76	52,62	51,29	54,44	54,16	53,47
21:00	57,34	63,01	50,98	51,62	54,86	50,36	51,76	52,62	51,29	54,44	54,16	53,47
22:00	57,34	63,01	50,98	51,62	54,86	50,36	51,76	52,62	51,29	54,44	54,16	53,47
23:00	57,34	63,01	50,98	51,62	54,86	50,36	51,76	52,62	51,29	54,44	54,16	53,47

En lo que se refiere a Facturación Energética, el Hospital cuenta con un contrato de tipo Precio Fijo con la compañía Endesa. Además, se encuentra en la tarifa 6.1TD. Dicha tarifa, se trata de un modelo que se opta para grandes consumidores, cuyas potencias suelen abarcar entre 1kV y 30 kV. Además, se dividen en 6 tramos: P1-P2-P3-P4-P5-P6. Según la época y mes del año, cada franja horaria tendrá asignado un tipo de tramo por el cual se registrará los precios que se han pactado si se trata de un contrato de precio fijo o por el precio que se establezca en el mercado diario tanto para la energía como la potencia contratada, y además divide el año en 4 temporadas: Alta, Media-Alta, Media y Baja. Cada precio y tramo será en función de la compañía con la que se establezca el contrato de suministro y también de la ubicación del punto de consumo. Si bien es cierto que la factura es única para el conjunto del Hospital, es posible tomar lecturas de los distintos puntos de consumo y Centros de Transformación que tienen asociados.

Aquí un ejemplo del contrato que tiene asignado el Hospital Torrecárdenas:



ANEXO DETALLE DE LA FACTURA
AGRUPADA Nº

RESUMEN DE LA PSEUDOFATURA

Fecha pseudofactura: 13 de septiembre de 2022
Periodo pseudofactura: del 01/07/2022 al 31/07/2022

Total pseudofactura 353.662,35 €

Datos del Cliente

Razón Social: SERVICIO ANDALUZ DE SALUD
NIF/CIF: Q9150013B
Dir.Fiscal:
Dir.Suministro: LOMA CARDENAS-TORRECARDENA
ALMERIA
CUPS:
Modalidad de Contrato: Precio Fijo

SERVICIO ANDALUZ DE SALUD
LOMA CARDENAS-TORRECARDENA
04009 ALMERIA
ALMERIA

CONCEPTO	CÁLCULO	IMPORTE
Término de Energía Variable	P1: 526.271 kWh x 0,114065 Eur/kWh = 60.029,1 Eur P2: 388.564 kWh x 0,1018 Eur/kWh = 39.555,82 Eur P6: 869.910 kWh x 0,06103 Eur/kWh = 53.090,61 Eur	152.675,53
Fact. Potencia Contratada	P1: 1.875 kW x 22,41711 Eur/kW = 42.032,08 Eur P2: 1.875 kW x 20,370815 Eur/kW = 38.195,28 Eur P3: 1.875 kW x 11,478137 Eur/kW = 21.521,51 Eur P4: 1.875 kW x 9,055495 Eur/kW = 16.978,98 Eur P5: 1.875 kW x 1,992116 Eur/kW = 3.735,22 Eur P6: 1.875 kW x 1,185268 Eur/kW = 2.222,38 Eur 124.685,45 Eur X 31 DIAS / 365 días	10.589,72
Fact. Potencia Demandada Cuarto-horaria	P1: 65.003,49 EUR P2: 51.239,54 EUR P6: 1.127,69 EUR	117.370,72
Coste tope gas RDL 10/2022 REE	1.784.745 kWh x 0,005676 Eur/kWh	10.130,21
Impuesto sobre la Electricidad	0,5 % sobre 290.766,18 Eur	1.453,83
Alquiler de Equipos de Medida		62,92
IVA normal	21 % sobre 292.282,93 EUR	61.379,42
Total pseudofactura		353.662,35 EUR

Ilustración 16 Factura de Energía Hospital Torrecárdenas Fuente: Personal Técnico H.Torrecárdenas

En nuestro caso de estudio, en lo que se refiere a los precios de energía tienen un contrato del tipo Precio Fijo, los precios que tienen pactados con la compañía son:

Tabla 6 Precios de Energía Fuente: Personal Técnico H.Torrecárdenas

Periodo	Precio (€/kWh)
P1	0.114065
P2	0.1018
P3	0.089535
P4	0.07727
P5	0.065005
P6	0.06103

Recurso/PVGIS

El emplazamiento de la instalación se encuentra en el hemisferio norte, siguiendo la teoría intentaremos orientar los módulos lo más al sur que sea posible y la mejor inclinación a fin de aumentar la producción. En el caso de la cubierta del Laboratorio los módulos fotovoltaicos se colocarán de forma coplanar a los dientes de sierra cuya orientación es de tipo Sureste con azimuth de 14º. Mientras que en la cubierta del Almacén los dispondremos de forma horizontal y con inclinación de 11º según el tipo

de estructura que se ha escogido más la inclinación de la cubierta y con orientación Sureste, con azimuth de 14º.

Igualmente se procede a calcular cuales serían las inclinaciones óptimas para la ubicación escogida:

-Inclinación óptima en Verano:

$$\beta = Latitud - 10^\circ = 36^\circ - 10^\circ = 26^\circ$$

-Inclinación óptima en Invierno:

$$\beta = Latitud + 10^\circ = 36^\circ + 10^\circ = 46^\circ$$

-Inclinación óptima durante el año:

$$\beta = Latitud = 36^\circ$$

Por otro lado, podemos comprobar cuál es el resultado para una inclinación óptima según el software PVGIS. Cuyo resultado se da en función de su base de datos. Para el proyecto en cuestión indica un ángulo óptimo de 34º y Azimuth de 3º al Este, dando un promedio de producción 1711.99kWh/kWp Anual.

Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	36.863,-2.441
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	1
System loss [%]:	14
Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	34 (opt)
Azimuth angle [°]:	3 (opt)
Yearly PV energy production [kWh]:	1711.99
Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	2201.53
Year-to-year variability [kWh]:	33.16

Ilustración 17 Inclinación óptima según PVGIS Fuente: PVGIS

En el caso del tipo de Instalación que tenemos, se va a instalar una parte de forma coplanar a 20º y azimuth a 14º al Este. Con lo que el resultado para esta parte de la instalación será de un promedio de producción de 1657.98 kWh/kWp anuales:

Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	36.863,-2.441
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	1
System loss [%]:	14

Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	20
Azimuth angle [°]:	-14
Yearly PV energy production [kWh]:	1657.98
Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	2135.71
Year-to-year variability [kWh]:	28.27

Ilustración 18 Producción según PVGIS en cubierta del Laboratorio Fuente: PVGIS

En el caso de la instalación en la zona de la cubierta del almacén, se instalará de forma horizontal y con inclinación de 10° + 1° de la cubierta por lo que se encuentran a 11° y azimuth de 14° al Este, siendo un promedio de producción de 1592.89 kWh/kWp anual:

Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	36.863,-2.441
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	1
System loss [%]:	14

Simulation outputs:	
Slope angle [°]:	11
Azimuth angle [°]:	-14
Yearly PV energy production [kWh]:	1592.89
Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	2053.91
Year-to-year variability [kWh]:	25.48

Ilustración 19 Producción según PVGIS en cubierta del Almacén Fuente: PVGIS

Como resultado obtenemos que respecto a la situación óptima que marca PVGIS, según su base de datos, en la instalación sobre la cubierta del laboratorio tendremos una reducción de producción de un 3,2% y respecto a la cubierta del almacén un 7,4% (Ver Tabla 7). El motivo de la comparativa es debido a que por cuestiones técnicas nos vemos obligados a emplear inclinaciones distintas a la óptima ya sea por el caso de la cubierta del laboratorio para instalar los módulos de forma coplanar y aprovechar la

cubierta, y en el caso de la cubierta del Almacén por el tipo de cubierta (DECK) y ubicación sólo es posible emplear estructuras a 10º ya que otras tipologías no cumplirían las condiciones necesarias según el CTE.

Tabla 7 Comparación de Producción según PVGIS Fuente: Propia

	Ideal	Laboratorio	Almacén
Inclinación (º)	34	20	11
Azimuth (º)	3	-14	-14
Producción (kWh/kWp año)	1711,99	1657,98	1592,89
Balance		-3,2%	-7,4%

Modalidad de Autoconsumo: Vertido Cero

Atendiendo a lo establecido en el Real Decreto de Autoconsumo, RD 244/2019, donde se regula todas las condiciones técnicas, administrativas y económicas para las instalaciones de autoconsumo se observa lo siguiente [3]:

“Artículo 4. Clasificación de modalidades de autoconsumo.

1. Se establece la siguiente clasificación de modalidades de autoconsumo:

a) Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes. Corresponde a las modalidades definidas en el artículo 9.1.a) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En estas modalidades se deberá instalar un mecanismo anti vertido que impida la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o de distribución. En este caso existirá un único tipo de sujeto de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que será el sujeto consumidor”

En nuestro caso, se trata de una instalación conectada a la red de distribución y transporte. Los excedentes de la instalación no serán vertidos a la red debido a que la instalación no superará el consumo instantáneo mínimo del conjunto del Hospital, por lo que cualquier excedente se podrá derivar a otro punto de consumo de este.

“Las instalaciones de autoconsumo sin excedentes, independientemente de que se conecten a la red de baja tensión o a la de alta tensión, con generación y regulación en baja tensión, deberán disponer de un sistema que evite el vertido de energía a la red de distribución que cumpla los requisitos y ensayos del nuevo anexo I de la ITC-BT-40. A las instalaciones de autoconsumo sin excedentes no les son de aplicación los apartados 4.3.1, 4.3.4 y ninguno de los requisitos relacionados con la empresa distribuidora del apartado 9”

Tras lo mencionado anteriormente, en nuestro caso dicho mecanismo anti vertido será instalado en el punto frontera del Hospital, siendo en este caso el Cuadro de Baja Tensión al que pertenece el Laboratorio.

Descripción técnica de los componentes de la Instalación Generadora

La instalación generadora estará compuesta por módulos fotovoltaicos conectados en series que a su vez formaran Strings, los cuales ofrecen una salida con corriente continua que llegan hasta el Inversor que lo transformará en Corriente Alterna y adaptará para su inyección a la red de consumo. Todo ello tendrá que ser dimensionado con sus protecciones adecuadas para cada tramo de la instalación, así como una estructura que sea acorde a las necesidades de la instalación de los módulos y su garantía de funcionamiento.

Módulos

Tipos de Módulos y Selección

La mayoría de los módulos fotovoltaicos están compuestos principalmente de silicio, cuya forma de obtención en obleas se unen para formar las células de los módulos. Los tipos de células más habituales son de silicio Monocristalino o Policristalino.

Debido a las condiciones atmosféricas de la provincia de Almería, se opta por módulos de silicio Monocristalino ya que ofrecen un rendimiento superior sobre todo a mayores temperaturas, aunque suelen ser más caros que los policristalinos. Sin embargo, su precio ha bajado considerablemente en los últimos años, siendo una alternativa realmente económica y rentable.

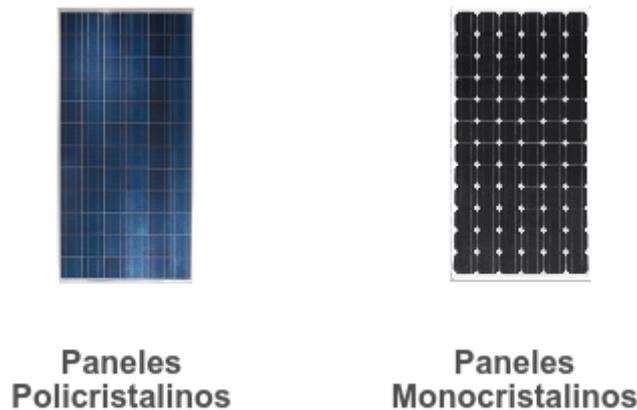


Ilustración 20 Comparación Visual Módulos Fuente: Google

El módulo escogido para objeto del estudio es el Longi Solar LR5-72HPH-550M, modelo de una marca reconocida y con desarrollo en el mundo de la fotovoltaica desde hace 20 años, ofreciendo soluciones muy interesantes y destacables en el mercado.

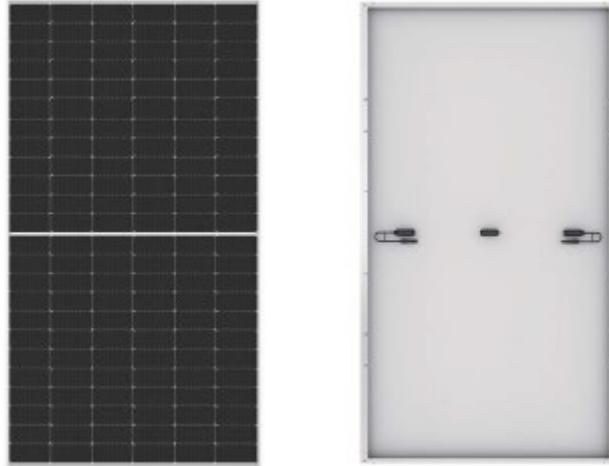


Ilustración 21 Módulo 550M Longi Fuente: Longi Solar

Sus características técnicas son las siguientes:

Tabla 8 Características Técnicas del Módulo Fuente: Longi Solar

Modelo	Longi LR5-72HPH-550M
Potencia Máxima (Pmax)	550 W
Voltaje a potencia máxima (Vmax)	41.95 V
Corriente a potencia máxima (Imax)	13.12 A
Voltaje en circuito abierto (Voc)	49.8 V
Corriente de Cortocircuito (Isc)	13.98 A
Células	144 (6x24)
Tipo de células	Silicio monocristalino
Peso	27.5 Kg
Dimensiones (LargoxAnchoxProfundo)	2278x1134x35 mm

Además, la conexión es mediante conectores MC4 EVO2, conectores de última generación y que permiten una mejor conexión para distintas medidas de cable, y su cable de salida es de 4mm² cuya longitud se puede personalizar según las necesidades de conexión tanto para el polo negativo como el positivo, siendo la longitud mínima de 400mm.

Potencia Pico prevista a Instalar

La potencia pico instalada depende de dos factores: Espacio disponible y Consumo demandado.

En este caso, tras el análisis de consumo del laboratorio, la forma eficiente de dimensionar una instalación es aquella cuya curva de producción no supere a la de consumo de forma que no tengamos excedentes y toda la energía generada sea auto consumida.

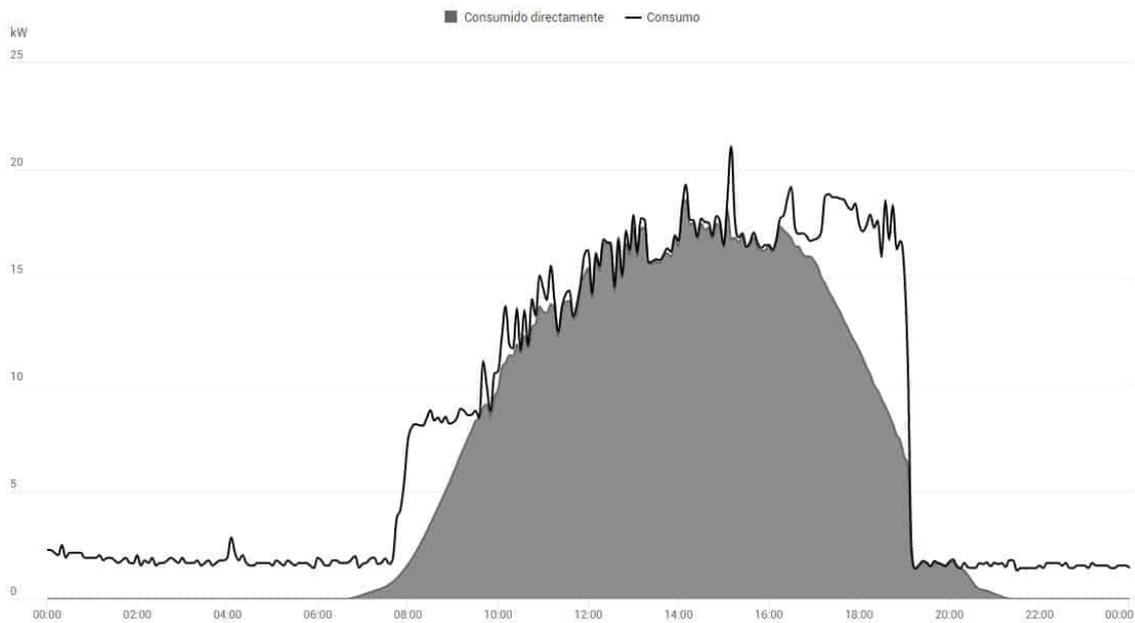


Ilustración 22 Ejemplo de Curva de Carga y Producción Fuente: AutoSolar

Es por ello por lo que el planteamiento inicial fue únicamente la instalación sobre la cubierta del Laboratorio, quedando así una instalación de 39.6 kWp. Por otro lado, también se les planteó a los responsables del Hospital la posibilidad de hacer una instalación en la cubierta del Almacén de 104.5 kWp. Tras la propuesta de los dos tipos de instalaciones y haciendo una puesta en común de la viabilidad en la ubicación de las instalaciones, se presentó la oportunidad de hacer las dos instalaciones conjuntamente ya que, si bien se conseguirá reducir el consumo del laboratorio que se trata de la preocupación inicial, todo lo que se produzca será auto consumido en cualquier parte del Hospital, ya que la potencia del conjunto no superará la demanda mínima del complejo Hospitalario.

Es por ello por lo que podemos dividir el proyecto en dos subconjuntos:

-Laboratorio: Instalación Coplanar sobre Chapa en Dientes de Sierra compuesta por 72 módulos de 550Wp de potencia unitaria, sumando un total de 39.6kWp

-Almacén: Instalación sobre cubierta con estructura a 10º compuesta por 190 módulos de 550Wp de potencia unitaria, sumando un total de 104.5kWp

Todo ello hace que la instalación dé como resultado una instalación cuya potencia conjunta sea de 144.1 kWp

Sin embargo, tenemos que definir la potencia nominal del conjunto. Siendo la potencia nominal la suma de las potencias nominales que entregan los inversores. Siendo en este caso la potencia de 30kWn para la instalación en el Laboratorio y 100kWn en el Almacén. Con ello obtenemos una potencia del conjunto de 130kW nominales.

Estructura

En la cubierta del Almacén, los módulos se instalarán mediante la estructura PICOS 4.0, específico para cubiertas ligeras de tipo DECK, de la marca ALUSIN SOLAR, con configuración de 10° y 3x3, aunque según el proyecto se puede realizar distintas configuraciones, según se ha comentado con los especialistas. Dicha estructura es de tipo fija y lastrada, de Aluminio extruido y con tornillería de Acero inoxidable. Además, cuenta con una junta de caucho de forma que no haya contacto directo con la estructura y la cubierta, asegurando una mejor protección. Cuenta con un sistema novedoso para evitar el efecto vela y es una chapa deflectora que permite una mayor resistencia al viento. Todo el material menor de tornillería, anclaje y protecciones se muestran con mayor detalle en el anexo adjunto a su ficha técnica.

El conjunto de la estructura ha sido dimensionado y escogido en base a las directrices marcadas por el CTE, además de tener en cuenta las dilataciones térmicas que puedan experimentar los módulos sin que afecten a la integridad de estos y de la estructura.

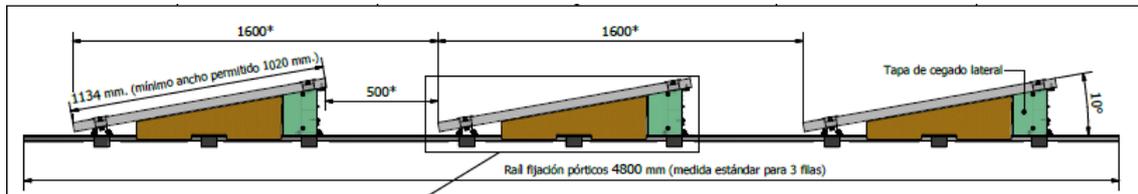


Ilustración 23 Estructura PICOS 4.0 Fuente: Alusin Solar

La instalación de esta tiene la ventaja de venir ya pre-montada, de forma que será bastante rápido y cómodo proceder a la colocación de los módulos, y puesto que no requiere de anclaje en cubierta debido al lastre que lleva incorporado, las labores de fijación y tornillería se realizan únicamente en la inserción de los módulos.

Aquí un ejemplo de instalación real mediante esta estructura:



Ilustración 24 Ejemplo de Instalación PICOS 4.0 Fuente: AlusinSolar

Por otro lado, en la cubierta del Laboratorio, los módulos se instalarán mediante la estructura GULPIYURI 30 - POR BARRAS de la marca ALUSIN SOLAR, estructuras específicas para cubiertas industriales. Consiste en instalar un perfil metálico que se ancla en la parte alta de las grecas de la cubierta y luego se instalan los módulos acordes a la disposición requerida. Toda la tornillería es de acero inoxidable y también cuenta con junta EDPM para asegurar estanqueidad y evitar problemas de goteras.

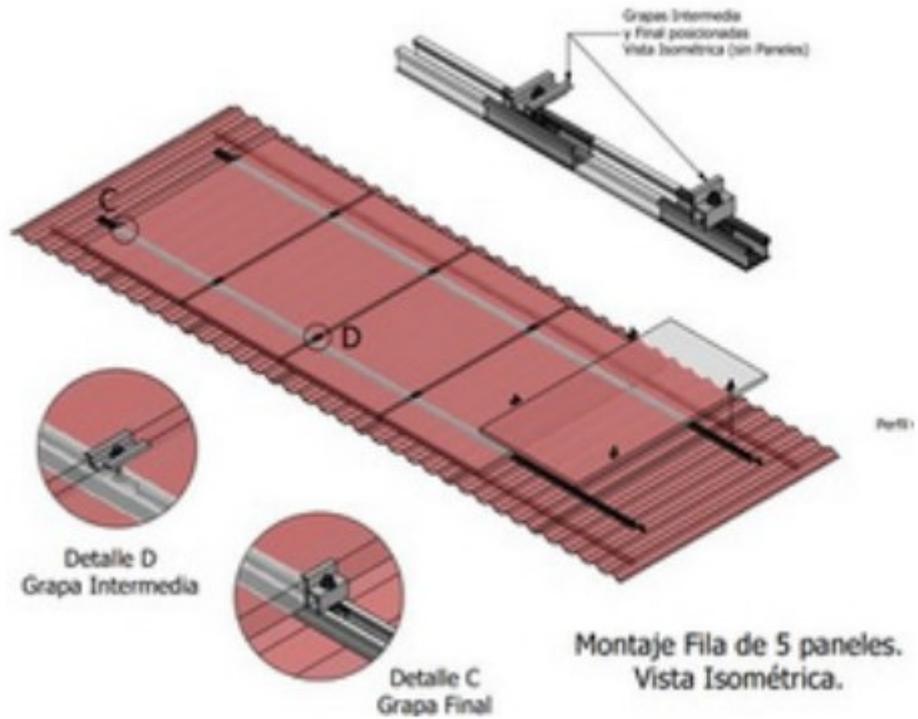


Ilustración 25 Estructura GULPIYURI 30 Fuente: Alusin Solar

Aquí un ejemplo de cómo quedaría la instalación con esta tipología:



Ilustración 26 Ejemplo de Instalación GULPIYURI 30 Fuente: Alusin Solar

Inversor

Descripción de Funcionamiento

El objetivo principal de los inversores es obtener una salida en corriente alterna a partir de una fuente de corriente continua y adaptan tanto los niveles de tensión como energía generada para acoplarse a la red. Siendo en este caso la fuente de corriente continua el campo generador, es decir, los módulos fotovoltaicos y la salida hacia el punto de consumo se da para una red de baja tensión y según el cuadro será de 230V o 400V en trifásica. Siendo tanto la instalación generadora como el punto de consumo de gran potencia, se realizará el conexionado mediante corriente trifásica a los cuadros de baja tensión del hospital. Por ello, el inversor a escoger será de tipo trifásico con conexión a la red.

Dentro de la variedad de Inversores que hay en el mercado, hay que apostar por productos de primera calidad, que garanticen su funcionamiento con el paso de los años de su vida útil y que cuenten con buena interfaz. En este caso, se muestra preferencia por la instalación de inversores de la marca Huawei. Ello es debido a que cuentan con una sólida posición de mercado en el mundo de la fotovoltaica, cuenta con las mejores garantías del mercado (10 años vs 5) y ofrecen buena coordinación con otros equipos de la misma marca.

Además, el hospital cuenta ya con otra instalación fotovoltaica en marcha con inversores de esta marca. El personal de mantenimiento está satisfecho con su funcionamiento y confían en ella.

Puesto que contamos con dos subconjuntos de la instalación, se toman 2 equipos de inversores:

-Laboratorio: Huawei SUN2000 30KTL



Ilustración 27 Inversor HUAWEI SUN2000 30KTL Fuente: Huawei

Tabla 9 Características Técnicas Inversor Huawei 30kW Fuente: Huawei

Modelo	Huawei SUN 2000KTL-30-M3
Voltaje máximo entrada (DC)	1100 V
Intensidad máxima por MPPT	26 A
Intensidad de cortocircuito máxima	40 A
Rango de tensión de operación	200-1000V
Cantidad de MPPT/ Entradas por MPPT	4/2
Potencia de Salida	30000 W
Potencia aparente de Salida	33000 VA
Tensión nominal de Salida	230 Vac / 400 Vac
Intensidad nomina de salida	43.3 A
Intensidad máxima de salida	47.9 A
Eficiencia Europea	98.7%

-Almacén: Huawei SUN2000 100KTL



Ilustración 28 Inversor Huawei SUN2000 100KTL Fuente: Huawei

Tabla 10 Características Técnicas Inversor Huawei 100kW Fuente: Huawei

Modelo	Huawei SUN 2000KTL-100-M1
Voltaje máximo entrada (DC)	1100 V
Intensidad máxima por MPPT	26 A
Intensidad de cortocircuito máxima	40 A
Rango de tensión de operación	200-1000V
Cantidad de MPPT/ Entradas por MPPT	10/2
Potencia de Salida	100000 W
Potencia aparente de Salida	110000 VA
Tensión nominal de Salida	480 Vac / 400 Vac / 380 Vac
Intensidad nominal de salida	43.3 A
Intensidad máxima de salida	47.9 A
Eficiencia Europea	98.6%

Estos inversores, adaptan la corriente suministrada por el generador fotovoltaico, que les entra por su entrada de C.C. e inyectan la potencia disponible sobre la red eléctrica (salida C.A.). La salida de los inversores es trifásica con un nivel de tensión nominal de 400 Vac / 50 Hz que será conectada a todos los consumos. Los inversores disponen de un microprocesador encargado de garantizar las características del rizado sinusoidal de salida a la red de distribución, minimizando la distorsión. La lógica de control empleada garantiza, además de un comportamiento automático completo, el seguimiento de puntos de máxima potencia (MPPT) y evita pérdidas durante periodos de reposo (stand-by). Los inversores dispondrán, cada uno de ellos, de cuadros con las siguientes protecciones: Interruptor de interconexión interna para la desconexión automática, Protección interna de máxima y mínima frecuencia, Protección interna de máxima y mínima tensión, protección de funcionamiento anti-isla, Protección contra la polarización inversa de C.C. Resistencia al cortocircuito de C.A., Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal, Vigilante de aislamiento y Monitorización de red. El conjunto de parámetros monitorizados por los inversores (tensión, intensidad, potencia y energía) puede ser transmitido vía Ethernet o RS485 para integrar un sistema de monitorización y realizar el seguimiento del funcionamiento de la instalación, esto se comentará más adelante.

Se muestra una foto con detalle de la ubicación de los Inversores, téngase en cuenta a la hora de ver las anotaciones de los planos. Se ubicarán en la pared norte del Almacén de forma que se pueda garantizar que les dé sombra durante las horas de operación:



Ilustración 29 Detalle de Ubicación de Inversores Fuente: Propia

Dimensionado Instalación Generadora

A la hora de dimensionar la instalación, hay que tener en cuenta que las configuraciones escogidas cumplan con todos los requisitos técnicos y características que especifiquen los equipos que la componen a fin de evitar daños y pérdidas de energía. Además, hay otros parámetros a tener en cuenta para evitar las pérdidas de energía como puede ser el efecto por sombreado, suciedad de los módulos, pérdidas por efecto Joule, exceso de temperatura de operación, etc.

En lo que se refiere al tramo de Corriente continua, tendremos que adaptar la configuración a lo que nuestro inversor sea capaz de soportar. Siendo en este caso para los Inversores escogidos, un rango de tensión en continua de 200-1000V, cuanto más se aproxime el valor al óptimo para los MPPT, mayor rendimiento nos proporcionará el inversor. Aunque dichos valores de tensión dependen a su vez de factores climatológicos como puede ser la temperatura y la irradiancia.

En el caso de la instalación en la cubierta del Laboratorio, se ha tomado 4 Strings de 18 Módulos de 550Wp y en la cubierta del Almacén se ha tomado 10 Strings de 19 módulos de 550Wp

Criterio Caída de Tensión

Tendremos que analizar los límites inferior y superior de tensión en el punto de máxima potencia (MPP) del String y no configurarlo por debajo del rango que marca el Inversor. Según la ficha técnica del módulo escogido, tiene un factor de -0.340% (41.95V), de forma que por cada grado que aumente la temperatura, el voltaje desciende 0.142V. Por lo tanto, según la tensión mínima de entrada al inversor en función de la temperatura, en condiciones STC de 1000W/m² y 25°C, será

$$V_{mpp} = V_{mppSTC} + \left(\beta * \left(\frac{V_{mppSTC}}{100} \right) * (T_{max} - 25) \right)$$

Tomando en este caso como 80°C la temperatura máxima de la célula del módulo, analizaremos para los siguientes casos de estudio:

$$V_{mpp_min} = (41.95) + \left(-0.340 * \frac{41.95}{100} * (80 - 25) \right) = 34.10V$$

Siendo la tensión mínima por módulo de 34.10V, entonces analizamos para las siguientes configuraciones:

-Strings de 18 Módulos:

$$V_{mpp_minString} = 18 * 34.10V = 613.89V > 200V$$

-Strings de 19 Módulos

$$V_{mpp_minString} = 19 * 34.10V = 647.9V > 200V$$

Se comprueba que, para ambos casos, se cumplen el límite inferior establecido por el inversor. Ahora procedemos a comprobar el límite superior para la tensión de Vacío que nos marca el inversor, en el caso de estudio se toma igual que el cálculo anterior, pero tomando la temperatura mínima del emplazamiento, siendo en el caso de Almería de 0.2°C [4]. En nuestro caso, el módulo tiene un factor de -0.265% por cada grado que descienda la temperatura ambiente y una tensión de Vacío de 49.8

$$V_{OC_max} = (49.8) + \left(-0.265 * \frac{49.8}{100} * (0 - 25) \right) = 53.09V$$

Siendo la tensión máxima de cortocircuito de 53.09V, analizamos para las siguientes configuraciones:

-Strings de 18 Módulos

$$V_{OCmax} = 18 * 53.09V = 955.62V < 1100V$$

-Strings de 19 Módulos

$$V_{OCmax} = 19 * 53.09V = 1008.71V < 1100V$$

Comprobamos pues que la tensión de cortocircuito no superará la tensión máxima que permite el inversor (1100V), asegurando entonces que el inversor será protegido en caso de que ocurra esta situación.

Criterio Térmico (Intensidad)

Otro criterio que seguir es la corriente de Cortocircuito, en nuestro caso tiene un factor de 0.05%/°C y 13.98A de Intensidad de Cortocircuito. Hay que tener en cuenta un dato importante, puesto que el String se configura en Serie, la corriente es la misma mientras que las tensiones se suman. Cuando conectamos dos Strings a un mismo MPPT, estamos conectando en paralelo, entonces las intensidades se suman mientras que las tensiones de mantienen iguales.

En nuestro caso, el número de Strings para cada zona coincide con el número de MPPT que tiene cada inversor.

$$I_{SCmax} = I_{SC} + \left(\beta * \frac{I_{SC}}{100} * (T_{max} - 25) \right)$$

En nuestro caso, tanto para los Strings de 18 como de 19 módulos, el valor será el mismo. Tomando como temperatura máxima de 80°C, el resultado será:

$$I_{SCmax} = 13.98 + \left(0.05 * \frac{13.98}{100} * (80 - 25) \right) = 14.36A < 40A$$

De esta forma, los inversores Huawei SUN2000 30KTL y 100KTL, cuya intensidad máxima de entrada de cortocircuito es de 40A y entrada máxima por MPPT de 26A cumplirían las anteriores condiciones establecidas.

Strings

La configuración de los strings se ha seguido de forma que se maximice el rendimiento del inversor, que depende directamente de la tensión y corriente de entrada. Además, se ha optado por conseguir una configuración uniforme a fin de controlar mejor todos los parámetros de cada instalación. Se muestra a continuación las características de las configuraciones tomadas:

Tabla 11 Resumen de Dimensionado de Instalación Generadora Fuente: Propia

	Laboratorio	Almacén
Cantidad Módulos en Serie	18	19
Tensión punto de máxima potencia	755,1 V	797,05 V
Tensión de circuito Abierto	955,62 V	1008,71 V
Corriente punto de máxima potencia	13,12 A	13,12 A
Corriente de Cortocircuito	14,36 A	14,36 A
Potencia fotovoltaica por String	9,906 kW	10,457 kW
Cantidad de Strings	4	10
Potencia Instalada Total	39,6 kW	104,5 kW
Potencia Inversor	30 kW	100 kW

Dimensionado de la Instalación Eléctrica

Las instalaciones deben de ser diseñadas con el propósito de cumplir todos los requisitos técnicos recogidos en el Real Decreto de 1663/2000, fecha 29 de septiembre, respecto a instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, además de cumplir el REBT (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión), desarrollado mediante una serie de Instrucciones Técnicas Complementarias (ITCs)

En nuestro caso, utilizaremos cable de cobre unipolar flexible, aislamiento tipo XLPE y cubierta PVC o TPO. Deberemos de tener en cuenta que las pérdidas por caída de tensión no deben ser superior al 1.5% y que el cableado seleccionado sea válido para su instalación a la intemperie o enterrado además de cumplir con la norma UNE 21123.

Al igual que en el dimensionado de la Instalación Generadora, se tendrá en cuenta los criterios de Caída de Tensión y Criterio Térmico para asignar el cableado de la instalación.

Respecto a las protecciones del sistema, deberá de cumplir con lo estipulado en el REBT y RD 413/2014 respecto a conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de distribución y la normativa de la compañía distribuidora del emplazamiento.

Se establece que el sistema debe de incorporar como mínimo los siguientes elementos de protección:

-Elemento de corte General (Seccionador): Aislamiento para protección de la salud y seguridad de personal frente a riesgo eléctrico

-Interruptor Diferencial: Protección para personas (contactos indirectos) en caso de haber una derivación a tierra de algún componente activo de la instalación. Ubicado en la instalación del productor y acorde al REBT. Debe de cumplir lo que establezca la ITC-BT-40.

-Interruptor Automático: Elemento para la conexión y desconexión de la instalación en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red y con relé de enclavamiento.

-Protecciones Voltimétricas: Actuación en caso de disparos externos frente a sobretensiones, subtensiones y frecuencias fuera de rango. Actuando sobre el elemento de corte del generador y el interruptor automático. Permitiendo la reconexión automática.

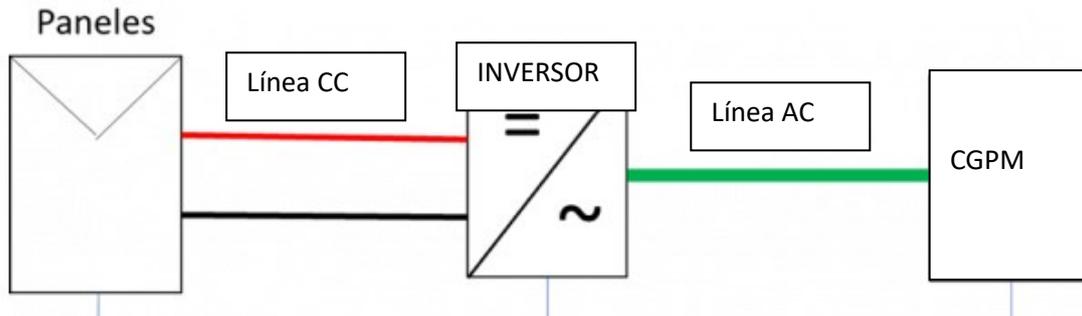


Ilustración 30 Tramos CC y AC en Instalación Fotovoltaica Fuente: Google

Línea de Corriente Continua

Conductores

Para este tramo, tendremos que tomar las distintas partes de cableado que nos encontraremos.

.-Interconexión entre módulos por String

Se empleará los cables que proporcionan los propios módulos, de sección 4mm² y con conectores tipo MC4 EVO, con longitud del latiguillo de 1200 mm, aunque se pueden pedir a medida si hiciera falta más longitud.

.-Conexión Strings CC a Inversor FV:

A la salida de cada string compuesto por los módulos y el Inversor se trata de un tramo en corriente continua.

Se toma como cable para este tramo TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K que cuenta con Certificado TÜV y CE para cable solar, además aporta una gran flexibilidad y es Libre de Halógenos según establece UNE-EN 60754 y también No Propagador de Llama (EN 50399). Cuentan con aislamiento de Polietileno Reticulado (XLPE) y cubierta de goma flexible, conductor compuesto de cobre electrolítico recocido y estañado.



Ilustración 31 Cable Solar TOPSOLAR H1Z2Z2-K Fuente: TOPSOLAR

Seguimos con el cálculo de la sección necesaria para el cableado de continua bajo dos criterios:

Criterio Caída de Tensión:

$$S_{string} = \frac{L * 2 * Imp}{\left(\frac{\Delta V\%}{100}\right) * \gamma * N^{\circ}Módulos * Vmp}$$

Siendo:

L=Longitud del conductor

Imp= Corriente Punto máxima Potencia

Vmp= Tensión Punto máxima potencia

$\Delta V\%$ =Caída de tensión máxima permitida total según ITC-BT-40 del 1.5%, supondremos 0.75% para este tramo.

γ =Conductividad del Cobre, siendo para Cobre a 90° con XLPE de 44 m/(Ω /mm²)

Siendo en nuestro caso varios strings en la instalación, tomamos para el más restrictivo y lejano como ejemplo de cálculo, el String 1,1.

$$S_{string} = \frac{70 * 2 * 13,12}{\left(\frac{0,75}{100}\right) * 44 * 19 * 41,95} = 6.983mm^2$$

Bajo esta primera condición supondremos instalar cable de 10mm².

Criterio Intensidad Admisible:

Siendo $I = 14,36 * 1,25 = 17,95A$ aplicando un 25% de margen de seguridad y siendo superior al de cortocircuito, y el cable empleado de 10mm² con intensidad admisible de 79 A

$$79A (I_{adm}) > 17,95A (I)$$

Por lo tanto, cumplimos para ambos criterios el dimensionado del cableado en el tramo de continua entonces el cable a emplear será el de 10mm²

Protecciones

Cortocircuito y Sobrecargas:

Que se dé una circunstancia de Cortocircuito es dañino para los equipos de la instalación, puede deberse a deterioro del aislamiento del cableado, por ejemplo. Es por ello por lo que se recurre a la utilización de Fusibles según IEC62548, en cada uno de los conductores de Strings y proteger positivos y negativos, que serán integrados en una caja de protección DC.

Respecto a las sobrecargas, según establece la UNE-HD 60364.4-43 como criterio de aplicación frente a sobrecargas, un dispositivo de protección protege a un conductor si cumple, según ITC-BT-22, lo siguiente:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_2 \leq 1,45 I_z$$

Siendo:

I_b =Corriente de diseño del circuito según sobrecargas

I_z = Corriente admisible del cable

I_n = Corriente nominal del dispositivo de protección

Atendiendo a la ITC-BT-19, se toman como las intensidades máximas admisibles según lo que exprese la UNE 60364-5-52:2022

Para la aplicación con fusibles, la I_2 equivalente de los interruptores automáticos es I_f , Intensidad de funcionamiento, que en caso de los fusibles del tipo gG se toma como valor $I_f=1,6 I_n$. En el caso de fusibles, la característica equivalente a la I_2 de los interruptores automáticos es la denominada I_f (intensidad de funcionamiento) que para los fusibles del tipo gG a emplear toma el valor de $I_f= 1,6 I_n$.

Siendo entonces en nuestro caso:

$$17,95A (I_b) < 20A(I_n) < 79A(I_z)$$

Se toma entonces el FUSIBLE SOLAR DC 10x38 ZTPV-25 de calibre 20 A, además contando con portafusibles.



Ilustración 32 Fusible Solar DC 20 A Fuente: DC



Ilustración 33 Cartucho Portafusibles DC Fuente: DC

Sobretensiones:

Puede ocurrir un fenómeno de sobretensiones transitorias en el generador o bien transmitidas por la red de distribución. Para proteger la instalación en ese caso, se usan protecciones de clase II que desvían las sobretensiones a tierra y con ello proteger el conjunto de la instalación.

Los inversores Huawei que se han seleccionado ya cuentan con esa protección Tipo II para CC y AC, siendo:

- Tiempo Actuación <25ns
- Corriente máxima actuación <15kA
- Tensión residual <2kV

Por lo que no hará falta que se añada estas protecciones de forma externa, pero siempre será mejor añadir dichas protecciones en las cajas de Strings ya que el coste comparado con la inversión total no es notorio y protegemos con mayor medida la instalación

Contacto directos e indirectos:

Hay que asegurar que se mantenga la resistencia de aislamiento en el tramo de continua para evitar defectos a masa o a tierra. Se puede hacer frente a ello de las siguientes formas:

- Aislamiento clase II empleado en módulos, cables y cajas de conexión para proteger a las personas. Ello ofrece una doble capa que separa la superficie de contacto con el circuito activo.
- Controlador permanente de aislamiento, que sirve para medir la resistencia de aislamiento del sistema. Este es incorporado ya de por sí en el inversor y permite que en cuanto se detecte un defecto a tierra, es decir, cuando la resistencia de aislamiento desciende a un valor establecido y menor a la máxima tensión de circuito abierto se encienda una alarma para avisar y desconectarse.

Con ello aseguramos que la corriente de defecto no excederá los 100mA y la tensión límite 120V, valores de riesgo para personas

Canalizaciones

Todo el cableado tendrá que disponerse sobre canalizaciones que están establecidas por la ITC-BT-21, y debe de ser mínimo 2,5 veces la sección que ocupen los conductores. Para la primera parte, que discurren por las cubiertas de los edificios, serán bandejas de rejilla ya que cumple con los requisitos esenciales de las Directivas del Consejo: 2014/35/UE/ (Directiva de Baja Tensión) y UNE-EN IEC 61537

En nuestro caso, habrá un margen de apilamiento ($K1=1,4$ $S>2,5\text{mm}^2$) y para futuras ampliaciones ($K2=1,2$). Por lo que la sección necesaria será de:

$$\text{Almacén: } S_{min} = K1 * K2 * \sum S = 1,4 * 1,2 * (20 * 6) = 201,6 \text{ mm}^2$$

$$\text{Laboratorio: } S_{min} = K1 * K2 * \sum S = 1,4 * 1,2 * (8 * 6) = 80,64 \text{ mm}^2$$

En nuestro caso se instalarán bandejas de BF2R 60x60, BF2R 60x100 y BF2R 60X150, de la marca BASOR, según el tramo y la cantidad de conductores que discurren.



Ilustración 34 Bandeja de Hilo BASOR Fuente: BASOR

Cuentan con recubrimiento metálico que le permite una resistencia a la corrosión tipos:

Acabado EZ: clase 3

Acabado EZ1000: clase 8+ (>1000 horas niebla salina)

Acabado I304: clase 9C Acabado I316: clase 9D

Además, es No propagador de llama en caso de incendio y permite el Sistema con continuidad eléctrica.

Línea de Corriente Alterna

Conductores

-Tramo Inversor a Cuadro de Agrupación

Llevaremos la salida de cada uno de los inversores a un cuadro de protecciones.

Se toma como cable para este tramo en Alterna el RZ1-K (AS) con tensión de 0,6/1 kV CPR cuyo fabricante es RCT, además es un cable libre de halógenos y cumple con las especificaciones del REBT para las distintas instalaciones. Cuenta con aislante del tipo Polietileno Reticulado (XLPE)



Ilustración 35 Cable RZ1K TOPCABLE Fuente: TOPCABLE

Para el cálculo de las secciones, deberemos diferenciar el tramo de salida del inversor al cuadro de protecciones y luego la salida conjunta hasta un cuadro de baja tensión o bien al CGBT del propio CT.

Criterio Caída de tensión:

$$S_{string} = \frac{\sqrt{3} * L * I}{\left(\frac{\Delta V_{ca} \%}{100}\right) * \gamma * V}$$

En nuestro caso tomaremos L=5m, y el caso de Intensidad nominal del Inversor:

-Instalación Almacén (100kWn):

$$S_{INV100KW} = \frac{\sqrt{3} * 5 * 144,4 A}{\left(\frac{0,75}{100}\right) * 44 * 400} = 9,47 \text{ mm}^2$$

-Instalación Laboratorio (30 kWn)

$$S_{INV30KW} = \frac{\sqrt{3} * 5 * 43,3 A}{\left(\frac{0,75}{100}\right) * 44 * 400} = 2,84 \text{ mm}^2$$

Criterio Intensidad máxima admisible:

-Instalación Almacén (100kWn)

Siendo I=144,4 A si aplicando un margen de seguridad de 25% y según el método de Instalación, y atendiendo a la Tabla A52-1, tomamos como método de instalación F (Bandejas Perforadas y Cables Unipolares en contacto con el aire) y XLPE3 y con ello

aplicar factor de corrección por temperatura ambiente a 40º obtenemos que:

$$I = 144,4 A * 1,25 = 180,5 A$$

Instalación: XLPE3 TIPO F → 95mm²

$$I(95mm^2) = 271 A * 0,91 (40^\circ C) = 246,61A > 180,5 A$$

Por lo tanto, cumplimos para ambos criterios el dimensionado del cableado en el tramo de alterna del inversor de 100kWn entonces el cable a emplear será el de 95mm²

-Instalación Laboratorio (30kWn)

Al igual que el cálculo anterior, siendo I=43,3 A y siguiendo la misma Tabla y método de instalación:

$$I = 43,3 A * 1,25 = 54,12 A$$

Instalación: XLPE3 TIPO F → 16 mm²

$$I(16mm^2) = 91A * 0,91 (40^\circ C) = 82,81 A > 54,12 A$$

Por lo tanto, cumplimos para ambos criterios el dimensionado del cableado en el tramo de alterna del inversor de 30kWn entonces el cable a emplear será el de 16mm²

-Cuadro agrupación AC a CGBT Laboratorio:

Llevaremos la salida de los inversores al CGBT del edificio del Laboratorio, ya que el objetivo de la instalación es dar soporte a dichos consumos que hemos analizado.

En este caso, llevaremos ambas salidas a un embarrado común y mandaremos una línea hacia el cuadro. Por lo que:

$$I_{total} = I_{INV100KW} + I_{INV30KW} = 144,4 A + 43,3 A = 187,7 A$$

Aplicando los mismos criterios y métodos de instalación nombrados anteriormente, obtenemos:

Criterio Caída de tensión:

$$S_{AC} = \frac{\sqrt{3} * L * I}{\left(\frac{\Delta V_{ca} \%}{100}\right) * \gamma * V}$$

Siendo en nuestro caso una Longitud de 70m desde el embarrado al CGBT del laboratorio, y con la mayor caída de tensión en continua de 0,52% y desde la salida del Inversor 30kW a la agrupación de 0,13%, calculados en el Excel propio de Diseño de

Líneas que pueden comprobar con mayor detalle en los anexos, obtenemos una Cdt restante de 0.85%

$$S_{AC} = \frac{\sqrt{3} * 70 * 187,7}{\left(\frac{0.85}{100}\right) * 44 * 400} = 152.12 \text{ mm}^2$$

Con este criterio ya nos indica que tendríamos que optar por cable de sección 185mm²

Criterio Intensidad Máxima Admisible:

Aplicando el mismo criterio que los que se han calculado anteriormente:

$$I = 187,7 \text{ A} * 1,25 = 234,62 \text{ A}$$

Instalación: XLPE3 TIPO F → 185 mm²

$$I(185\text{mm}^2) = 415\text{A} * 0,91 (40^\circ\text{C}) = 377,65 \text{ A} > 234,62\text{A}$$

Por lo tanto, cumplimos para ambos criterios el dimensionado del cableado en el tramo de alterna desde la salida de la agrupación hasta la conexión con el CGBT del laboratorio entonces el cable a emplear será el de 185mm²

Protecciones AC

-Inversor a Cuadro Protecciones AC:

Al igual que hemos mencionado anteriormente en el apartado de protecciones en Continua, procedemos a realizar el mismo estudio para el tramo de corriente Alterna:

Cortocircuito y Sobrecargas:

Obligatoriamente tendremos que incluir un Interruptor General manual, atendiendo al RD1663/2000 del 29 de septiembre, y que tenga un poder de corte superior a la corriente de cortocircuito que establezca la distribuidora en el punto de conexión, siendo en nuestro caso de al menos 25kA.

Atendiendo a lo anteriormente explicado en el apartado de protecciones en Continua para la protección frente a sobrecargas y cortocircuitos, se diseña con la misma premisa:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Siendo:

I_b=Corriente de diseño del circuito según sobrecargas

I_z= Corriente admisible del cable

I_n= Corriente nominal del dispositivo de protección

En este apartado, al tratarse de un IA (Interruptor Automático) la UNE 60947 establece que:

$$I2 \leq 1,45 I_z$$

Es por ello por lo que estableceremos para cada inversor las siguientes protecciones:

Inversor 100kW:

Siendo $I=180,5$ A y siendo la intensidad admisible del cable 246,61 A, optamos por la protección de 200A

Inversor 30kW:

Siendo la corriente máxima 54,125 A y siendo la intensidad admisible del cable 82,1 A, optamos por la protección de 63A

Tabla 12 Resumen Calibre Protecciones AC Fuente: Propia

	Ib (A)	In (A)	Iz (A)
Inv 100kW	180,5	200	246,61
Inv 30 kW	54,1	63	82,81

Los dispositivos seleccionados para la instalación son:

Instalación Almacén (100kW): Interruptor automático de caja moldeada, h3+ P250,4PN0-100%,200A,25Ka Marca HAGER



Ilustración 36 Interruptor Automático caja moldeada HAGER 200A 25kA 4P Fuente: HAGER

Instalación Laboratorio (30kW): Interruptor Magnetotérmico, Acti9 NG125N, 4P, 63 A, C curva, 25 kA (IEC 60947-2) Marca SCHNEIDER



Ilustración 37 Interruptor Magnetotérmico Acti9 63A 25kA Fuente: SCHNEIDER

-Cuadro Agrupación a CGBT:

A la salida del cuadro de agrupación y protección hacia el CGBT del laboratorio, se instalará el elemento de corte en carga que será el Seccionador. Con ello podremos asegurar una desconexión manual de la instalación de forma que podamos garantizar la seguridad e integridad física del personal cuando realicen labores de mantenimiento o reparación.

Al igual que los apartados anteriores, el calibre del elemento de corte se calcula como se ha hecho anteriormente con las secciones de Alterna, dando como resultado la instalación del Interruptor-seccionador hager, 4P, In=250A con mando rotativo, fabricante HAGER.

Si bien es cierto que el calibre es inferior a la suma de las intensidades nominales de las protecciones, estas han sido sobredimensionadas un 25% como hemos mencionado anteriormente, de forma que optamos por una protección de 250 A ya que, aun reduciendo el margen para las condiciones de servicio, las condiciones de seguridad de la instalación no se verán afectadas.



Ilustración 38 Interruptor Seccionador HAGER 250A 4P Fuente: HAGER

Añadiremos a la llegada del Cuadro un Interruptor Automático para la protección frente a cortocircuitos, siendo en este caso el Interruptor automático de caja moldeada, h3+ P250,4PN0-100%,250A,25kA



Ilustración 39 Interruptor Automático HAGER 250A 4P 25kA Fuente: HAGER

Dado que la instalación consta de distintas ubicaciones y con ello bastante distancia entre los cuadros de salida de los inversores y el cuadro de baja tensión dónde se verterá la energía, se opta por la utilización de estos dos elementos ya que el seccionador se instalará en el cuadro de salida de los inversores para facilitar el mantenimiento y el interruptor automático se ubicará en el cuadro de baja tensión del laboratorio.

Contacto directos e indirectos:

Según establece la ITC-BT-24, hay que proteger frente a contactos directos mediante envolventes que cubran partes activas del circuito. Es por ello por lo que se contará con interruptores diferenciales de alta sensibilidad, de 300mA en el tramo de corriente AC. Para evitar daños en el propio diferencial, la corriente asignada del mismo debe ser igual al interruptor de protección.

En nuestro caso, haremos uso de Relés Diferenciales que irán con cada interruptor automático instalado, siendo el modelo usado el Relé diferencial RH197P - 0.03..30 A - 0..4.5 s - 400 V SCHNEIDER. Cuenta con un regulador de corriente de fuga desde los 30mA a 3 A y configura también el tiempo de actuación. Deberá de realizarse un análisis de la toma de tierra de forma que la tensión límite de contacto no se superará.



Ilustración 40 Relé Diferencial RH197P Fuente: SCHNEIDER

En conjunto con una bobina de disparo: Bobina de disparo 110-415V AC iMX+OF Schneider Electric



Ilustración 41 Bobina de disparo Fuente: SCHNEIDER

Para que puedan actuar hará falta los transformadores de corriente, entonces emplearemos distintos toroidales de la marca Schneider. Siendo necesario un toroidal de 50mm de diámetro para la salida del inversor de 30kW y otros dos de 120mm de diámetro para la salida del inversor de 100kW y la salida de agrupación en Alterna.



Ilustración 42 Transformador de Intensidad Fuente: SCHNEIDER

Funcionamiento en Isla:

Según establece el artículo 8 del RD 1663/2000, hay que evitar que los inversores entren en funcionamiento en modo isla del generador, ya que conlleva una situación peligrosa en caso de operación por parte de la distribuidora y en el punto de consumo. En nuestro caso los inversores cuentan con dicho certificado.

Separación Galvánica:

Según establece el RD 1663/2000, hace falta la separación galvánica de la parte DC y AC en instalaciones fotovoltaicas conectadas a red o bien, en caso de inversores sin transformador, deben contar con medias de protección que garanticen un nivel de seguridad y funcionamiento equivalente. En este caso, los inversores deberán ir acompañados de su certificado correspondiente

Puesta a Tierra

Según establece el RD 1663/2000 y el REBT, las puestas a tierra de instalaciones fotovoltaicas deben de evitar la alteración de la puesta a tierra de la compañía distribuidora y evitar siempre defectos en la red de distribución.

Por lo tanto, las masas de la propia instalación estarán conectadas a una tierra independiente del neutro de la distribuidora y las masas del punto de suministro.

Por un lado, en el tramo de continua, se seguirá un esquema IT, aislando los conductores de tierra y sus masas de baja tensión (Carcasa de los módulos, bandejas, tapas, etc..) se pondrán a tierra directamente. De hecho, en la mayoría de los elementos hay un espacio señalizado para las tomas a tierra.

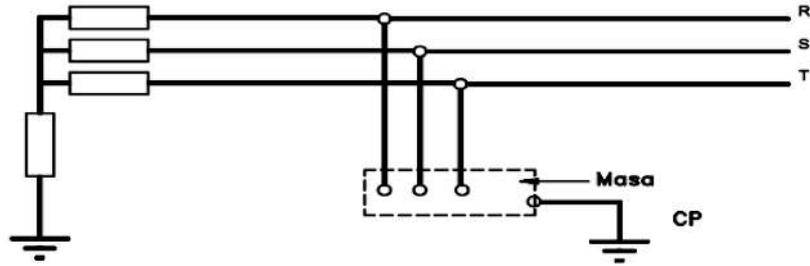


Ilustración 43 Esquema distribución IT Fuente: Google

Por otro lado, en el tramo de alterna, que ya forma parte del esquema de distribución en baja tensión del laboratorio, seguirá el esquema TT de forma las masas de baja tensión de los equipos que cuenten con electricidad se protejan mediante el mismo dispositivo de protección y unidos a un único conductor de protección.

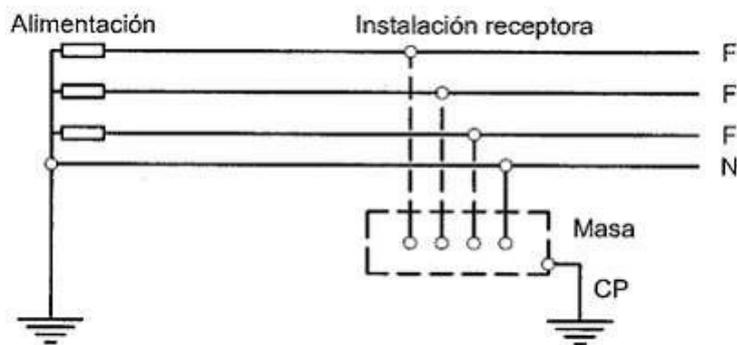


Ilustración 44 Esquema Distribución TT Fuente: Google

Ahora hay que proceder al cálculo de la resistencia de tierra:

Primeramente, obtenemos la resistencia máxima admisible de la puesta a tierra, cuya expresión es:

$$R_{adm} = \frac{UL}{I\Delta n}$$

Siendo UL la tensión límite convencional y de valor 50V para locales secos y 24V locales húmedos e $I\Delta n$ la corriente diferencial nominal

Su resultado en nuestro caso considerando local húmedo (24V) obtenemos que:

$$R_{adm} = \frac{24}{0.3A} = 80 \text{ ohm}$$

A su vez, la norma establece que $R_{adm} > R_{pica}$, de lo contrario habrá que instalar mayor cantidad de electrodos.

Se opta por la instalación de picas verticales y que la resistividad del terreno, según establece el rango en el REBT entre 1500 ohm/m y 3000 ohm/m, por lo que,

considerando el valor de resistividad del terreno para el caso Suelo Pedregoso Desnudo (1500 ohm/m), obtenemos la distancia necesaria para las picas:

$$R_{pica} = \frac{\rho}{L_{pica}} \Rightarrow 80 = \frac{1500}{L_{pica}} \Rightarrow L_{pica} = 18,75 \text{ m}$$

Por lo tanto, se opta por la instalación de picas verticales de 4m.

Dado que tendremos que poner picas en paralelo, la separación que tiene que haber entre ellas es recomendable ser equivalente a mínimo dos veces la longitud de esta, se interconectarán por un conductor desnudo enterrado de sección mínima de 35mm².

Si calculamos la resistencia total del conjunto obtenemos que:

$$R_{pica} = \frac{1500}{4} = 375 \frac{\text{ohm}}{\text{m}}$$

Por lo que, si calculamos la resistencia total del conjunto de picas en paralelo obtenemos que:

$$R_{total} = \frac{1}{\left(\frac{1}{R_{pica}}\right) * 5} = \frac{1}{\left(\frac{1}{375}\right) * 5} = 75 \text{ ohm}$$

Cumpliendo de nuevo que $R_{adm} > R_{pica}$.

En cualquier caso, el valor de la resistencia de puesta a tierra deberá comprobarse mediante la medición de la resistividad del terreno en el momento de la instalación para obtener un valor más preciso para la toma de tierra de la instalación.

También habrá que calcular la distancia entre tierras para que sean independientes entre sí. Siendo:

$$D = \frac{\rho * I_d}{2\pi U} = \frac{1500 * 0.3}{2\pi * 24} = 2.98 \text{ m}$$

D= Distancia entre electrodos

ρ = Resistividad del Terreno Ohm*m

I_d = Intensidad de Defecto A

U= Tensión Transferida

Siendo la distancia necesaria para que las tomas de tierras sean independientes entre sí de 3m.

Conexión de la Instalación Generadora

Para poder dimensionar correctamente la conexión de la instalación a la baja tensión hará falta comprender cómo está distribuido los cuadros de baja tensión del Hospital y de esa forma tener en cuenta distintos factores y así evitar que pueda afectar a otros elementos vitales del Hospital.

Comenzamos conociendo la capacidad de los centros de Transformación del Hospital:

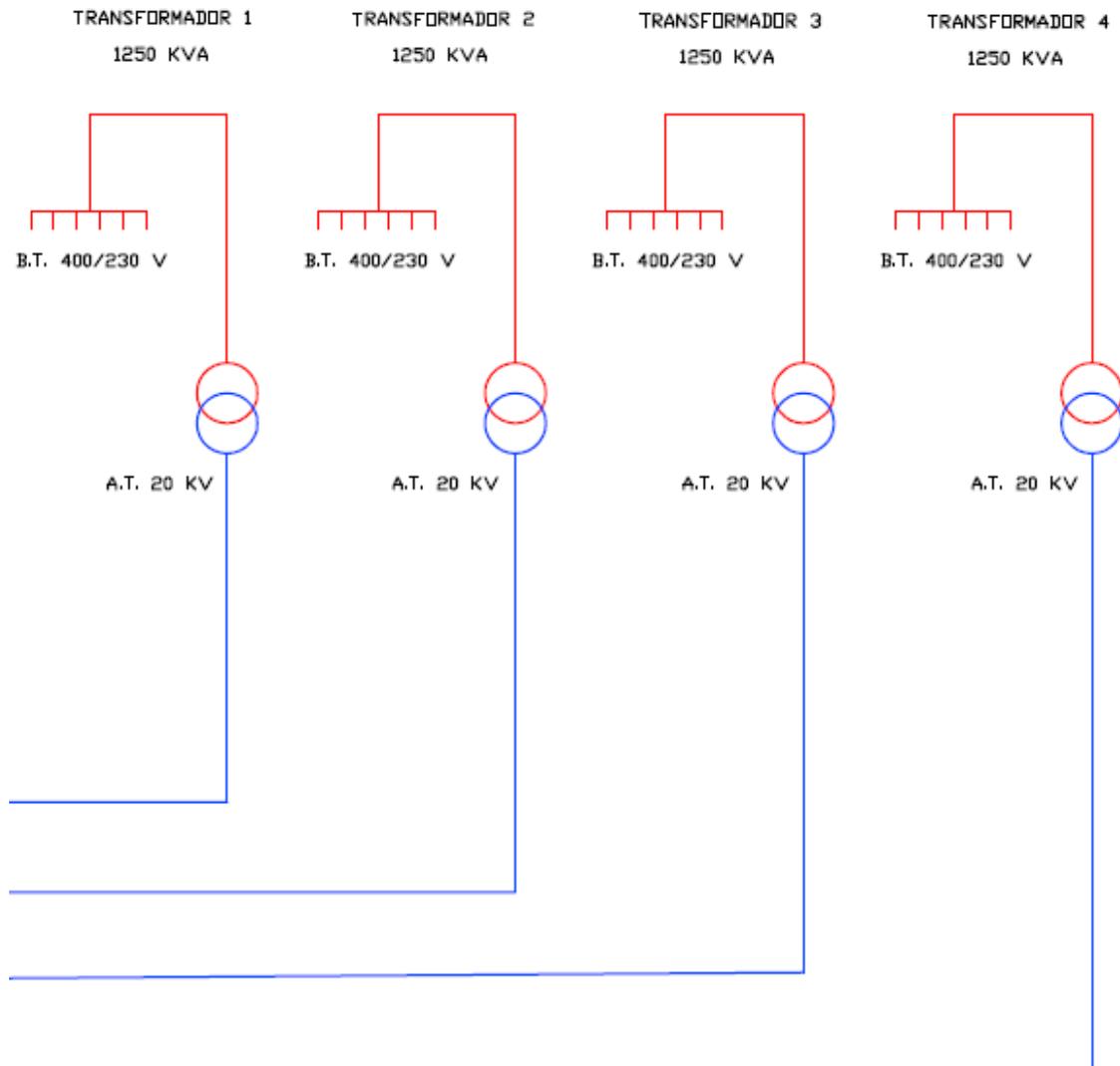


Ilustración 45 Centros de Transformación H.Torrecárdenas Fuente: Personal Técnico H. Torrecárdenas

El Hospital cuenta con 2 Centros de Transformación principales, los numerados como Transformador 1 y Transformador 2 y luego cuentan con otros dos de reserva numerados como Transformador 3 y Transformador 4 y siendo todos ellos de 1250 KVA.

A su vez, cada transformador alimenta a distintos cuadros de baja tensión para distintos servicios del Hospital.

En nuestro caso, el Laboratorio depende del Transformador 1.

A su vez, dicho transformador alimenta al cuadro de baja tensión nombrado "FUERZA 4 COMPAÑÍA"



Ilustración 46 CGBT FUERZA 4 H. TORRECÁRDENAS Fuente: Personal Técnico H. Torrecárdenas

En nuestro caso se trata del Circuito C-6, denominado “Laboratorio Autoclaves”, donde inyectaremos la energía de la Instalación Fotovoltaica. Podemos observar que el Interruptor asociado tiene una intensidad nominal de 160 A, actualmente éste cuadro está obsoleto ya que recientemente se ha modificado el Cuadro de Baja tensión del Laboratorio (<1 año) y no se ha actualizado, pero se ha mostrado para hacer idea del esquema de distribución que se ha analizado.

En el caso del circuito del Laboratorio, se ha cambiado el cuadro a las siguientes características, aportadas por el personal técnico del H. Torrecárdenas:

Ud Instalacion y suministro de Armario a Pared Chapa Aislada medidas 1100x600x270 mm compuesto por Interruptor Automatico de proteccion de linea 4x630A 25 KA 4P , Rele Diferencial ,Toroidal ,Trafos , Central de Medida. Instalacion , suministro y conexionado de Circuito de 3x240+0x120 Cu 0,6/1kV LH sobre bandeja existente / canal existente incluso p.p de accesorios. Linea desde cuadro general de BT de Centro de Transformacion a Nuevo Cuadro 4x630A en Planta de Frio + p.p de accesorios para dar servicio electrico a Cuadro General de nuevo laboratorio Beckman incluso puesta en marcha y pruebas.

Ilustración 47 Descripción Nuevo Cuadro de BT Laboratorio Fuente: Personal Técnico H. Torrecárdenas

Se cambiaron las protecciones y el cableado, que anteriormente era de Aluminio, de forma que con éste nuevo cuadro será viable inyectar la energía generada.

Contador y Monitorización:

Para poder establecer el control y monitorización de la instalación y sus equipos, tendremos que añadir distintos componentes que además son necesarios para la configuración del vertido cero a la red y cumplir con el RD 244/2019 Anexo I “Sistemas para evitar el vertido de energía a la red”.

Analizador de redes/Vatimetro:

El analizador de redes será el encargado de medir todo lo relacionado con el consumo y las características de la red hasta nuestro punto frontera. En nuestro caso lo pondremos en el CGBT del Centro de Transformación al que pertenece el Laboratorio,

es decir, en el “Fuerza 4 Compañía”. Este será el encargado de mandarle la señal a los otros equipos para que en caso de que la producción de energía sobrepase el consumo, regular la salida de los inversores de forma que evitemos el vertido de energía a la red. Y lo ponemos en dicho cuadro puesto que la capacidad de energía que se pueda verter no va a superar al consumo mínimo instantáneo de ese cuadro que, como hemos visto anteriormente, alimenta a otros elementos vitales como los “Rayos X portátiles” o “Aire Acond Quirófano”.

En nuestro caso, se procederá a instalar el analizador de redes de Huawei, modelo DTSU666-H.



Ilustración 48 AARR HUAWEI DTSU666-H Fuente: Huawei

La comunicación del AARR con los siguientes equipos se realizará mediante la comunicación por Protocolo RS485 ModBus RTU, y será llevado por canalización existente.

Para poder completar su función, haremos uso de unos transformadores de Intensidad, que permitan tomar mejor lectura de la corriente que circule y aporte datos reales.



Ilustración 49 Componentes AARR HUAWEI DTSU666-H Fuente: Google

Aquí una imagen del conjunto necesario para el Contador, vemos el analizador de redes y sus respectivos toroidales que se colocan en cada fase.

Monitorización:

Para llevar a cabo la monitorización de los equipos e inversores, hace falta un elemento que coordine a todos, en nuestro caso se trata del HUAWEI SMARTLOGGER 3000 A.



Ilustración 50 Huawei SmartLogger 3000 A Fuente: Huawei

El Huawei SmartLogger 3000A es un registrador de datos para la monitorización y gestión de los inversores Huawei de potencia igual o superior a 30kW. Del mismo modo sirve para poder conectar varios inversores en paralelo en una misma planta y poderlos monitorizar conjuntamente y gestionar para la configuración del Vertido 0, de forma que estos reciben la señal del Analizador de Redes que hay en el punto frontera, en

este caso, y con ello regular la producción de los inversores para asegurar que no haya ningún vertido de energía a la red.

Toma la entrada de datos mediante la comunicación por Protocolo RS485 que viene del Analizador de redes.

Estudio de Autoconsumo

Toda la energía generada por una instalación fotovoltaica depende directamente de las condiciones meteorológicas, irradiancia, temperaturas y efectos adversos, además de tener en cuenta los rendimientos y pérdidas que componen el conjunto de la instalación y la calidad de los materiales.

Para obtener el análisis de Autoconsumo se ha recurrido al Software PVSYST, de forma que se ha simulado el tipo de instalación que se ha proyectado, y descrito los elementos que puedan ocasionar sombras.

Una vez definida la instalación y siguiendo el proceso, recurrimos a una base de datos meteorológicas con las que cuenta el PVSYST a modo de referencia, siendo dicha base de datos la Meteonorm 7.3.

Un valor para tener en cuenta a la hora de dimensionar la instalación es el parámetro Performance Ratio (PR). El cuál, nos indica cuál será aproximadamente el rendimiento de nuestra instalación debido a distintos factores como pérdida de energía o condiciones climatológicas. Un valor normal suele darse en torno al 0.84.

El conjunto de la instalación obtendrá un rendimiento según los distintos componentes y pérdidas de estos. Mediante el Software de PVSYST podemos definir los siguientes:

- Pérdidas por suciedad
- Pérdidas por Temperatura
- Pérdidas óhmicas en cableado DC/AC
- Pérdidas por mismatch
- Pérdidas por degradación de módulos
- Pérdidas por rendimiento del inversor
- Pérdidas por no cumplimiento de potencia nominal
- Pérdidas por sombreado del generador fotovoltaico
- Pérdidas por seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)
- Pérdidas angulares y espectrales
- Pérdidas por disponibilidad de la instalación, ésta se refiere a cuando se tiene que realizar mantenimiento y no se aprovecha la generación de ese día

Tras todo lo nombrado anteriormente, se obtendrá una estimación de la energía que generará la instalación en valores netos a la salida de los Inversores. (Tabla 13)

Tabla 13 Generación Instalación Fotovoltaica Fuente: PVSYST

Generación Instalación Fotovoltaica (MWh)		
1	Enero	13,6
2	Febrero	14,9
3	Marzo	21,0
4	Abril	23,6
5	Mayo	25,8
6	Junio	27,2
7	Julio	27,3
8	Agosto	25,1
9	Septiembre	20,4
10	Octubre	17,0
11	Noviembre	13,8
12	Diciembre	12,1
Total (MWh)		242,3

Si tenemos en cuenta la energía que se genera mensualmente, y casando esos valores con la distribución horaria que hemos analizado anteriormente, obtenemos la energía que finalmente el laboratorio consumirá de la red, la que generará la instalación y los excedentes derivados de ésta. (Tabla 14)

Tabla 14 Análisis de Autoconsumo Anual Fuente: Excel Propio

	Generación Instalación Fotovoltaica (MWh)	Autoconsumo Laboratorio (MWh)	Excedentes (MWh)	Consumo Laboratorio (MWh)	Consumo Final Laboratorio (MWh)	
1	Enero	13,66	10,87	2,79	39,869	29,00
2	Febrero	15,00	11,70	3,30	39,574	27,87
3	Marzo	21,01	13,99	7,01	37,93	23,94
4	Abril	23,65	15,27	8,38	37,167	21,90
5	Mayo	25,87	17,41	8,46	40,813	23,40
6	Junio	27,24	19,87	7,37	40,377	20,51
7	Julio	27,35	20,74	6,61	42,883	22,14
8	Agosto	25,13	19,89	5,24	43,594	23,70
9	Septiembre	20,46	16,60	3,86	41,12	24,52
10	Octubre	17,00	13,06	3,95	40,5	27,44
11	Noviembre	13,85	11,14	2,71	38,995	27,85
12	Diciembre	12,17	9,88	2,29	39,784	29,91
Total (MWh)		242,3	180,4	61,9	482,6	302,1

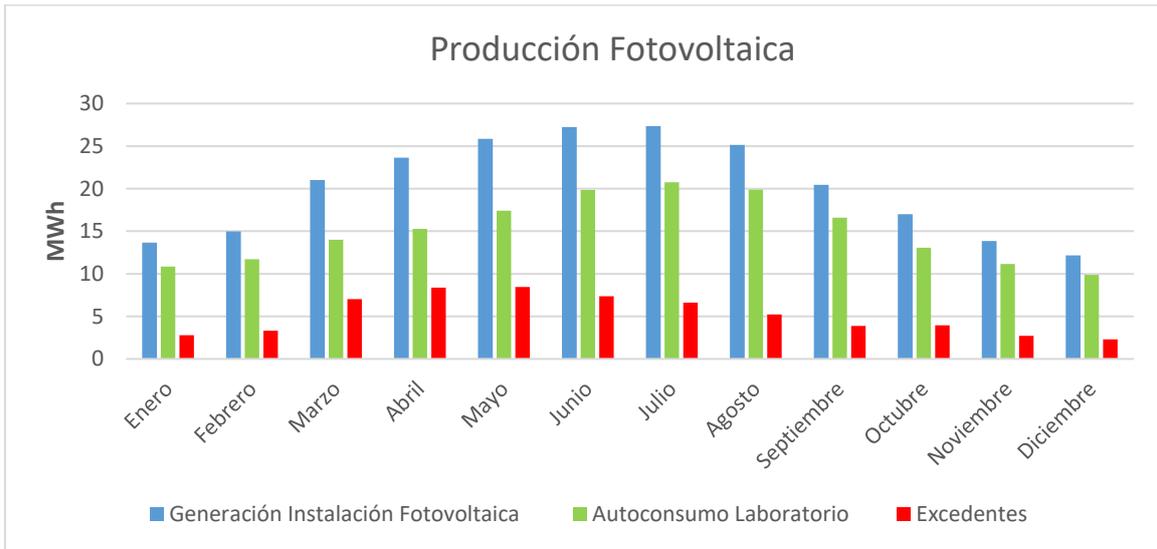


Ilustración 51 Análisis de Autoconsumo Anual Fuente: Excel Propio

La explicación de los excedentes se da por lo que hemos mencionado en anteriores apartados, como el de la Modalidad de Vertido 0, y que no siempre podrá coincidir que el consumo del laboratorio sea mayor que la generación. Aunque, si bien es cierto que tener una instalación con excedentes no es lo más idóneo, como hemos comentado anteriormente en el apartado de la Potencia pico Instalada, en este caso no debemos preocuparnos de la existencia de dichos excedentes ya que se pueden derivar a otros puntos de consumo del Hospital. Es decir, que son excedentes desde el punto de vista del edificio del laboratorio, pero no del hospital en su conjunto. Es por ello por lo que podemos considerar que todo lo que se genere será aprovechado en su totalidad.

Aquí un ejemplo del comportamiento que puede tener la instalación:

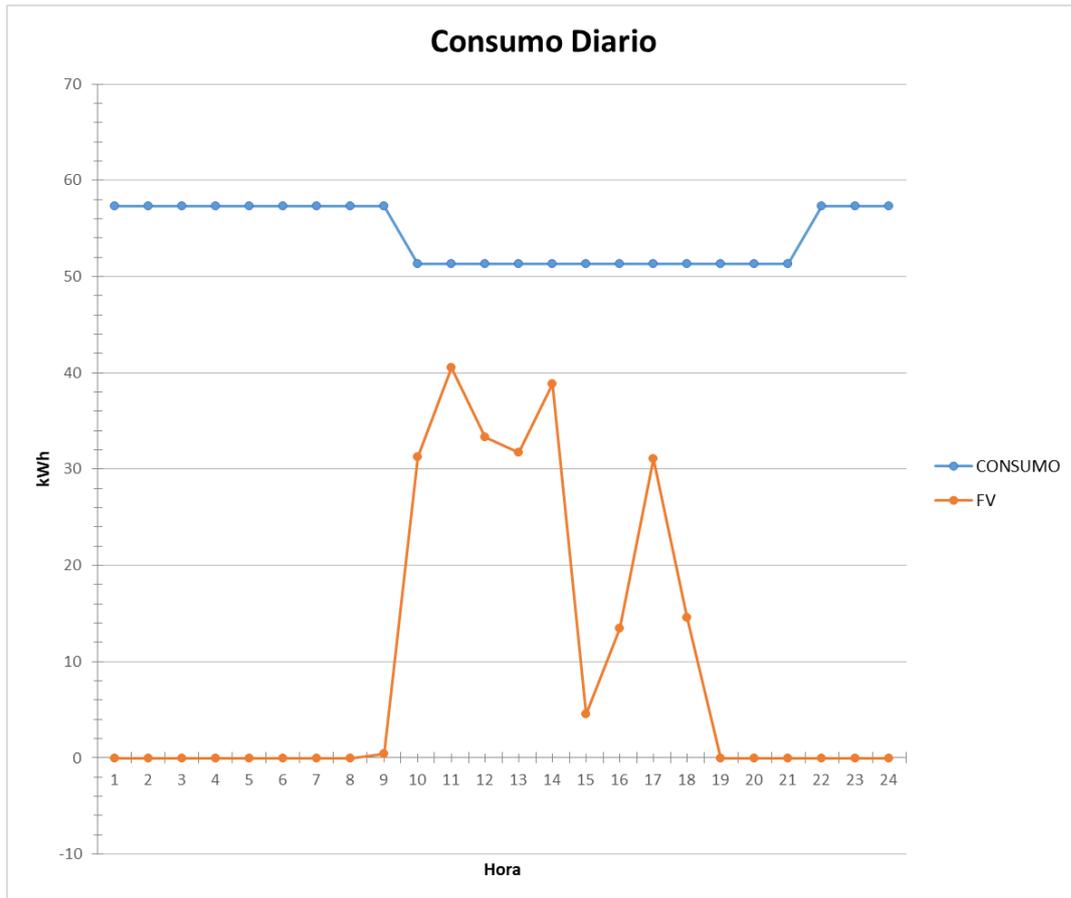


Ilustración 52 Autoconsumo diario 18 de Enero Fuente: Excel Propio

En este caso se trata para el día 18/1/2023. En Enero la producción solar es reducida y no supera en ningún momento al consumo del laboratorio, auto consumiéndose la totalidad de la energía producida.

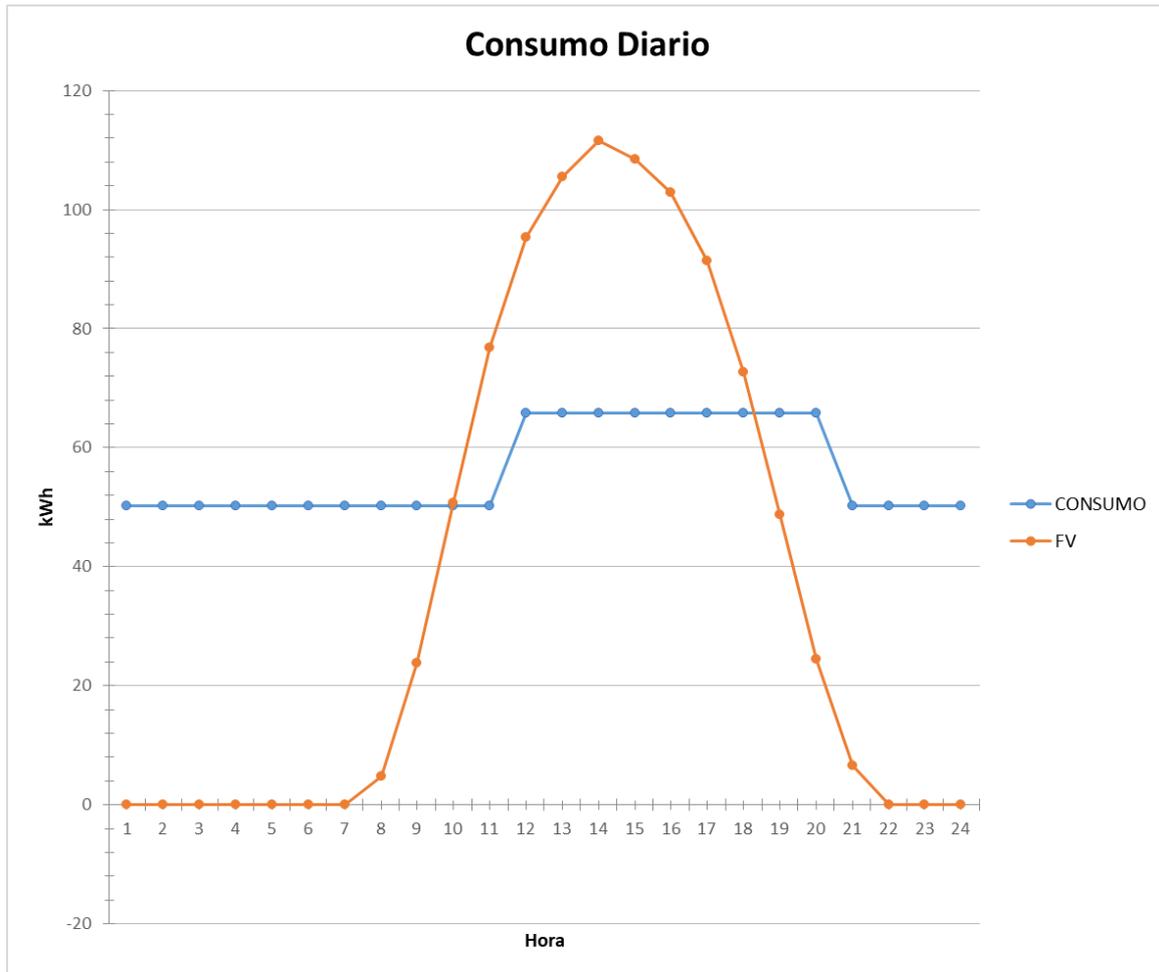


Ilustración 53 Autoconsumo diario 18 de Junio Fuente: Excel Propio

Mientras tanto, podemos encontrarnos para el día 18/6/2023 el comportamiento esperado es que la producción solar supere ampliamente el consumo del laboratorio, es decir, que tengamos excedentes. Pero como se ha mencionado anteriormente, estos podrán ser aprovechados en su totalidad en otros puntos del Hospital.

Si bien es cierto que las cifras de autoconsumo podemos tener la magnitud anual, también conviene saber en qué momentos son los que verdaderamente tendremos ese autoconsumo y que éste coincida con las horas que mejor convenga ya sea por precio o por consumo horario. Es por ello por lo que se analiza también el ahorro energético según el tramo horario y periodo:

Tabla 15 Ahorro Energético según periodos Fuente: Excel Propio

Ahorro según tramos en el Laboratorio Anual					
Periodo	Consumo Actual (MWh)	Generación FV (MWh)	Autoconsumo (MWh)	Excedentes (MWh)	Reducción Consumo Final (MWh)
1	41,8	26,0	20,3	5,7	48,6 %
2	54,7	35,0	26,2	8,8	48,0 %
3	52,8	40,7	31,5	9,2	59,8 %
4	59,2	49,6	36,4	13,2	61,5 %
5	24,0	20,6	13,7	6,9	57,1 %
6	251,6	70,1	52,0	18,0	20,7 %
Total (MWh)	484,2	242,3	180,4	61,9	37,3 %

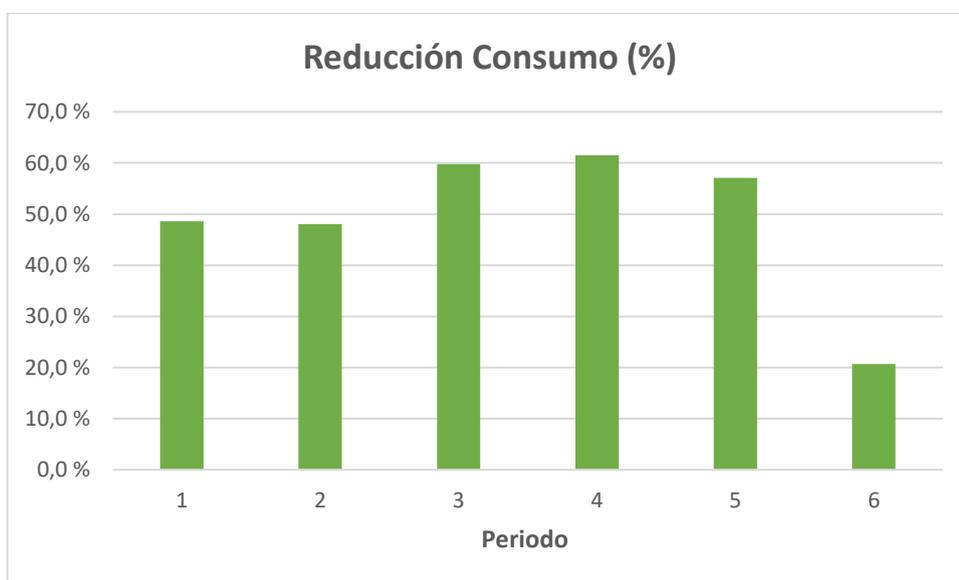


Ilustración 54 Reducción de Consumo Energético por periodos Fuente: Excel Propio

Podemos observar que los puntos de mayor ahorro corresponden al P4 y P3, dichos periodos son los que se relacionan con temporada Baja/Media-Baja y Media-Alta.

En los periodos de temporada Alta, los relacionados con P1 y P2, podemos llegar a un ahorro del 48%.

En el periodo donde obtenemos un menor ahorro será el P6, ya que éste se trata de las horas nocturnas, sábados, domingos y festivos.

Como resultado obtenemos que el Laboratorio auto consumirá un 74,44% de la energía que sea generada por la instalación Fotovoltaica, y con ello conseguiremos reducir el consumo anual en un 37,38%.

No podemos olvidarnos también de un ahorro muy considerable, y es el ahorro de emisiones de CO2 por la generación de energía eléctrica renovable.

Aplicando los factores de emisión expuestos por el IDAE, establece un factor de 0,258 kg CO₂e/kWh, por lo que en nuestro caso estaremos ahorrando:

Tabla 16 Ahorro de Emisiones de CO₂ por generación Fuente: Propia

Factor Emisión (kg CO ₂ e/kWh)	0,258
Ahorro Energético anual (kWh)	242370
Ahorro en emisiones total anual (t CO ₂ e)	62,531
Equivalencia absorción kg CO ₂ anual por árbol	22
Cantidad de árboles equivalentes	2842

Estudio Económico

Al igual que hemos tenido en cuenta el ahorro energético por tramos también deberemos de hacerlo en el ámbito económico, aprovechando el análisis anterior y los precios que tienen establecido por contrato podemos cuantificar dicha cifra.

En este caso, el ahorro económico lo tendremos en cuenta para todo lo que genere la instalación por lo que hemos mencionado anteriormente que los excedentes se pueden aprovechar en cualquier punto de consumo del Hospital.

Tabla 17 Ahorro económico anual según periodos tarifa 6,1 TD Fuente: Excel Propia

Ahorro anual según tramos						
Periodo	Consumo Actual (MWh)	Generación FV (MWh)	Autoconsumo (MWh)	Excedentes (MWh)	Reducción Consumo (MWh)	Ahorro (€)
1	41,8	26,0	20,3	5,7	48,6 %	2.969,68 €
2	54,7	35,0	26,2	8,8	48,0 %	3.573,03 €
3	52,8	40,7	31,5	9,2	59,8 %	3.651,56 €
4	59,2	49,6	36,4	13,2	61,5 %	3.838,62 €
5	24,0	20,6	13,7	6,9	57,1 %	1.340,97 €
6	251,6	70,1	52,0	18,0	20,7 %	4.281,01 €
Total (MWh)	484,2	242,3	180,4	61,9	37,3 %	19.654,87 €

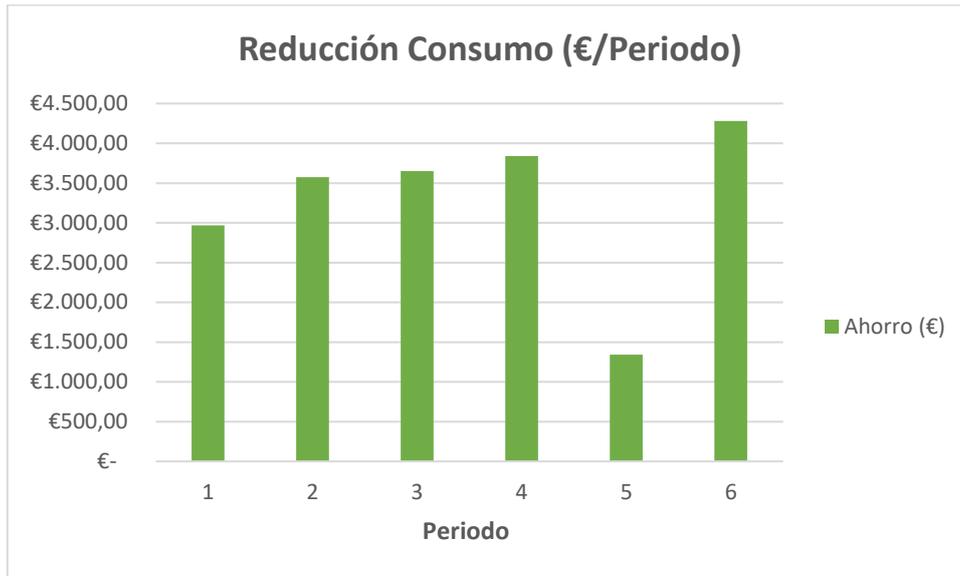


Ilustración 55 Gráfica Ahorro Económico por Periodo Fuente: Excel Propia

A diferencia de la reducción de consumo a nivel energético, aquí podemos observar que el mayor ahorro económico se da en el periodo P6, ello es debido a que, durante los fines de semana y Festivos, todo lo que se genere en ese día se quedará comprendido en ese periodo y no queda segregado en distintos periodos para una misma franja horaria de producción diaria como puede ser de 8:00-18:00, ejemplo de ello podemos analizar un día del mes de Junio:

Tabla 18 Distribución de periodos en temporada media Fuente: Google

Junio (Temporada Media)	Lunes	Sábado
00:00-07:00	P6	P6
08:00	P4	P6
09:00-13:00	P3	P6
14:00-17:00	P4	P6
18:00-21:00	P3	P6
22:00-23:00	P4	P6

Ahora se procede a realizar un estudio de rentabilidad a 25 años, ya que es el periodo medio de vida útil de los equipos de la instalación, con las siguientes consideraciones:

- Coste por Mantenimiento y Limpieza de 1200€ anual
- Coste de la electricidad constante ya que se encuentran con un contrato tipo precio fijo que no han cambiado ni tienen intenciones de cambiar de contrato,
- Precio medio de la energía es de 0,0945€/kWh
- Se toma como coste de inversión el valor del Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC) cuyo importe es de 91.250,34€
- Por un lado, tendremos cuantificado el ahorro por autoconsumo directo en el Laboratorio, que será la columna Ahorro Energía FV y por otro lado, aunque veamos

Ahorro Venta Excedentes se trata del ahorro que percibimos como si fuera una venta a red pero en nuestro caso como hemos dicho que los excedentes se aprovechan en cualquier punto del Hospital el precio será el mismo que el de coste por lo que el ahorro final será la suma de los dos.

AÑO	INVERSION	ENERGIA PV AUTOCONSUMO	EXCEDENTE	Estimación Coste Energía	AHORRO ENERGIA PV	ABONO VENTA EXCEDENTE	AHORRO TÉRMINO DE POTENCIA	MANTENIMIENTO	CASHFLOW	CASHFLOW ACUMULADO
1	-91.205 €	180.409 kWh	61.961 kWh	94 €/MWh	17.048 €	5.855,08 €	-	-1.200 €	-69.502 €	-69.502 €
2		179.416 kWh	61.620 kWh	94 €/MWh	16.944 €	5.822,88 €	-	-1.218 €	21.559 €	-47.943 €
3		178.430 kWh	61.282 kWh	94 €/MWh	16.861 €	5.799,85 €	-	-1.236 €	21.415 €	-26.528 €
4		177.448 kWh	60.944 kWh	94 €/MWh	16.788 €	5.791,00 €	-	-1.255 €	21.272 €	-5.256 €
5		176.472 kWh	60.609 kWh	94 €/MWh	16.676 €	5.771,33 €	-	-1.274 €	21.130 €	15.874 €
6		175.502 kWh	60.276 kWh	94 €/MWh	16.594 €	5.695,83 €	-	-1.293 €	20.987 €	36.861 €
7		174.536 kWh	59.944 kWh	94 €/MWh	16.493 €	5.661,50 €	-	-1.312 €	20.895 €	57.707 €
8		173.576 kWh	59.615 kWh	94 €/MWh	16.402 €	5.633,35 €	-	-1.332 €	20.704 €	78.440 €
9		172.622 kWh	59.287 kWh	94 €/MWh	16.312 €	5.602,36 €	-	-1.352 €	20.563 €	98.973 €
10		171.672 kWh	58.961 kWh	94 €/MWh	16.222 €	5.571,55 €	-	-1.372 €	20.422 €	119.395 €
11		170.728 kWh	58.636 kWh	94 €/MWh	16.133 €	5.540,91 €	-	-1.393 €	20.281 €	139.676 €
12		169.789 kWh	58.314 kWh	94 €/MWh	16.044 €	5.510,43 €	-	-1.414 €	20.141 €	159.818 €
13		168.855 kWh	57.993 kWh	94 €/MWh	15.956 €	5.480,13 €	-	-1.435 €	20.002 €	179.819 €
14		167.927 kWh	57.674 kWh	94 €/MWh	15.868 €	5.449,98 €	-	-1.456 €	19.862 €	199.681 €
15		167.003 kWh	57.357 kWh	94 €/MWh	15.782 €	5.420,01 €	-	-1.478 €	19.723 €	219.404 €
16		166.085 kWh	57.042 kWh	94 €/MWh	15.694 €	5.390,20 €	-	-1.500 €	19.584 €	238.988 €
17		165.171 kWh	56.728 kWh	94 €/MWh	15.608 €	5.360,55 €	-	-1.523 €	19.446 €	258.424 €
18		164.263 kWh	56.416 kWh	94 €/MWh	15.522 €	5.331,07 €	-	-1.546 €	19.308 €	277.742 €
19		163.359 kWh	56.106 kWh	94 €/MWh	15.437 €	5.301,75 €	-	-1.569 €	19.170 €	296.911 €
20		162.461 kWh	55.797 kWh	94 €/MWh	15.352 €	5.272,59 €	-	-1.592 €	19.032 €	315.944 €
21		161.567 kWh	55.490 kWh	94 €/MWh	15.267 €	5.243,59 €	-	-1.616 €	18.895 €	334.838 €
22		160.679 kWh	55.185 kWh	94 €/MWh	15.183 €	5.214,75 €	-	-1.640 €	18.758 €	353.596 €
23		159.795 kWh	54.881 kWh	94 €/MWh	15.100 €	5.186,07 €	-	-1.665 €	18.621 €	372.217 €
24		158.916 kWh	54.580 kWh	94 €/MWh	15.017 €	5.157,55 €	-	-1.690 €	18.484 €	390.702 €
25		158.042 kWh	54.279 kWh	94 €/MWh	14.934 €	5.129,18 €	-	-1.715 €	18.348 €	409.050 €

Ilustración 56 Tabla Amortización 25 años Fuente: Excel Propia

Con ello, se obtiene un periodo de retorno de la inversión de **4,25 años**

Se podrá ver con mejor detalle en los anexos.

Estudio de Cargas sobre la cubierta

Un factor importante a la hora de realizar una instalación Fotovoltaica sobre cualquier cubierta es que la misma sea capaz de soportar el peso de las estructuras de fijación, de los módulos fotovoltaicos y los lastres necesarios para ello de forma que no perjudique la integridad física de la cubierta y también para la propia seguridad de aquellos que trabajen sobre ella.

Según el Código Técnico de la Edificación (CTE), recogido en el Real Decreto 314/2006, se establecen los valores de sobrecargas de uso en función del tipo de cubierta.

En este caso, sabemos que tanto la cubierta del Laboratorio como del Almacén fueron construidos posterior a la implementación del CTE por lo que se considera que cumplen con la normativa de seguridad estructural.

En el caso de la cubierta del Almacén, la tipología de la cubierta ligera tipo DECK, con correas de Hormigón, y seis pórticos planos de hormigón armado según consta en el proyecto de ejecución que se me fue facilitado y tras comentarlo con el ingeniero responsable de la ejecución.

Para el cálculo de cargas, se toma el CTE al Documento Básico de Seguridad Estructural Acciones en la Edificación (DB-SE-AE), donde encontraremos en la Tabla 3,1 los valores para la Sobrecarga de Uso según el tipo de cubierta.

Tabla 3.1. Valores característicos de las sobrecargas de uso

Categoría de uso		Subcategorías de uso		Carga uniforme [kN/m ²]	Carga concentrada [kN]
A	Zonas residenciales	A1	Viviendas y zonas de habitaciones en, hospitales y hoteles	2	2
		A2	Trasteros	3	2
B	Zonas administrativas			2	2
C	Zonas de acceso al público (con la excepción de las superficies pertenecientes a las categorías A, B, y D)	C1	Zonas con mesas y sillas	3	4
		C2	Zonas con asientos fijos	4	4
		C3	Zonas sin obstáculos que impidan el libre movimiento de las personas como vestíbulos de edificios públicos, administrativos, hoteles; salas de exposición en museos; etc.	5	4
		C4	Zonas destinadas a gimnasio u actividades físicas	5	7
		C5	Zonas de aglomeración (salas de conciertos, estadios, etc)	5	4
D	Zonas comerciales	D1	Locales comerciales	5	4
		D2	Supermercados, hipermercados o grandes superficies	5	7
E	Zonas de tráfico y de aparcamiento para vehículos ligeros (peso total < 30 kN)			2	20 ⁽¹⁾
F	Cubiertas transitables accesibles sólo privadamente ⁽²⁾			1	2
G	Cubiertas accesibles únicamente para conservación ⁽³⁾	G1 ⁽⁷⁾	Cubiertas con inclinación inferior a 20°	1 ^{(4),(6)}	2
		G2	Cubiertas ligeras sobre correas (sin forjado) ⁽⁵⁾	0,4 ⁽⁴⁾	1
		G2	Cubiertas con inclinación superior a 40°	0	2

Ilustración 57 Valores de Sobrecarga por uso Fuente: CTE

En nuestro caso nos encontramos en la Categoría de uso G, Subcategoría G1 del tipo Cubierta Ligeras sobre Correas (Sin forjado), Nos encontramos que tenemos un límite para sobrecarga de uso de 0,4kN/m² en Carga Uniforme, y 1kN en Carga Concentrada, Sustituyendo esos valores, se corresponden a 40,77 kg/m² en Carga Uniforme y 102 kg en Carga Concentrada.

Se entiende que la sobrecarga de nieve ya se tiene en cuenta a la hora del diseño y ejecución de la cubierta, por lo que ésta sobrecarga no la deberíamos de tener en cuenta en nuestro estudio, Aunque bien es cierto que la nieve en Almería ciudad ha brillado por su ausencia.

En nuestro caso, tenemos que respecto a la instalación el CTE establece una sobrecarga por viento en Almería de 0,42kN/m², es decir, 42,81kg/m².

Teniendo en cuenta lo establecido en el CTE y lo que compone la instalación obtenemos lo siguiente (Tabla 19):

Tabla 19 Cálculos de Sobrecarga cubierta Almacén Fuente: Propia

Sobrecarga por viento	42,81 kg/m ²
Peso lastre	27kg/m ²
Módulo que apoya sobre el Lastre	13,75 kg/m ² (27,5kg/2)
Peso estructura, perfilera y tornillería	3 kg/m ²
Sobrecarga total Concentrada	86,56 kg/m ²

Con ello aseguramos que no superaremos el límite para sobrecarga establecido en el CTE.

Se aplica el mismo criterio para la cubierta del Laboratorio, que también es del tipo G, subcategoría G1 del tipo Cubiertas con Inclinación inferior a 20º, y puesto que tiene unas sobrecargas por uso concentrada y uniforme mayores que en caso anterior obtenemos que también cumplimos el límite de sobrecarga según establecido en el CTE.

Sobrecarga por viento	42,81 kg/m ²
Peso lastre	0 kg/m ²
Módulo que apoya sobre perfil	13,75 kg/m ²
Peso estructura, perfilera y tornillería	3 kg/m ²
Sobrecarga total Concentrada	59,56 kg/m ²

Igualmente, será recomendable y necesario realizar un estudio de cargas con estructuristas especializados para asegurar una correcta ejecución de obra.

Plan de Seguridad y Salud

Ubicación: Hospital Universitario Torrecárdenas, Calle Hermandad de Donantes de Sangre S/N, 04009, Almería, España.

Referencia Catastral:9980001WF4798S0001DP

Emplazamiento y zonas afectadas

La ejecución de obra se realizará en las cubiertas del Laboratorio de Análisis clínicos y Almacén de la ubicación mencionada anteriormente, situadas en el municipio de Almería. No hay edificios colindantes y se encuentran junto al parking del Hospital, de forma que influirá en el tráfico y uso del mismo en el momento del transporte de material, aunque una vez descargado el material ya no será afectado. Durante la ejecución de la obra no se interrumpe el paso peatonal ni la jornada del personal técnico del hospital ya que se puede acceder a cubierta desde el interior de los edificios.

Las cubiertas donde se van a efectuar los trabajos son de tipo industrial.

Tiempo de ejecución

Se estima una duración aproximada de 35 días, contando con 3 personas trabajando, ello se incluye descarga de material, instalación y puesta en marcha de la instalación.

Riesgos generales

-Situación de obra

No hay riesgo ya que las actuaciones se realizan en la cubierta de edificios existentes y no hay edificios colindantes.

Tipo de cubierta y accesos

Ambas cubiertas se pueden acceder desde el interior de los edificios

En el caso del Almacén se trata de una cubierta ligera tipo DECK, y esta consta de 6 claraboyas que puede suponer un riesgo de caída a la hora de la ejecución, por ello se opta por cegar los lucernarios en el momento de la ejecución para evitar posibles caídas. Se cuenta con un murete lateral de 1,25m por lo que no es necesario instalación de línea de vida.

En el caso del Laboratorio se trata de una cubierta tipo Sándwich en forma de dientes de sierra. Dada la tipología de la cubierta y la proximidad con el murete perimetral, se opta por la instalación de una línea de vida permanente con enganches en un lateral de la cubierta de forma que garantice la seguridad de los trabajadores en el momento de la instalación y posteriores mantenimientos.

Instalaciones Existentes o Subterráneas

Hay instalaciones de saneamiento y eléctricas, pero no se ven afectadas ya que los trabajos a realizar son en cubierta existente y no van a alterar dichas instalaciones.

Riesgos de Incendio

Los edificios cuentan con extintores señalizados y de fácil acceso y uso. Se encuentran señalizados según RD 485/1997, del 14 de Abril.

Prendas y Material de seguridad

Se dotará a todo personal que sea parte de la obra del siguiente material de protección y seguridad:

- Casco de polietileno
- Ropa de trabajo
- Guantes de seguridad
- Guantes de goma o de PVC
- Botas de goma o PVC
- Botas de seguridad
- Gafas de seguridad antiproyecciones
- Protectores auditivos
- Mascarilla filtrante
- Mascara antipolvo con filtro mecánico o específico recambiable

Señalización

En evitación de posibles accidentes a terceros, se colocarán las oportunas señales de advertencia a salida de camiones y de limitación de velocidad en la vía pública a las distancias reglamentarias.

Se deberá presentar como mínimo la señalización de:

- Prohibido aparcar en la zona de entrada de vehículos
- Prohibido el paso de peatones por la entrada de vehículos
- Obligatoriedad del uso del casco en el recinto de la obra
- Prohibición de entrada a toda persona ajena a la obra
- Cartel de obra

Medicina Preventiva y Primeros Auxilios

Se dispondrá de un botiquín conteniendo el material especificado en la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo.

Todo el personal que empiece a trabajar en la obra deberá pasar un reconocimiento médico previo al trabajo, y que será repetido en el período de un año.

Se deberá informar a la obra del emplazamiento de los diferentes centros médicos (servicios propios, mutuas patronales, mutualidades laborales, ambulatorios, etc,) donde debe trasladarse a los accidentados par su más rápido y efectivo tratamiento.

Conclusión:

La instalación fotovoltaica para el Hospital Universitario Torrecárdenas, en las cubiertas del Laboratorio de Análisis Clínicos y Almacén, será capaz de:

- Reducir del consumo energético anual del Laboratorio de Análisis Clínicos un 37,3%
- Reducción del impacto medioambiental ya que se reducen las emisiones de CO2 en 62,531 toneladas, equivalente a la absorción de CO2 de 2842 árboles
- Reducción económica anual de la factura eléctrica del Hospital en 19,654,87€, con un retorno de la inversión en 4,25 años

Con ello se muestra que el autoconsumo mediante energía fotovoltaica es una herramienta más para conseguir la Transición energética.

Bibliografía

[1]: Artículo “Surface air temperature for March 2023”, Climate Copernicus EU (<https://climate.copernicus.eu/surface-air-temperature-march-2023>)

[2]: Artículo “Surface air temperature for March 2023”, Climate Copernicus EU (<https://climate.copernicus.eu/surface-air-temperature-march-2023>)

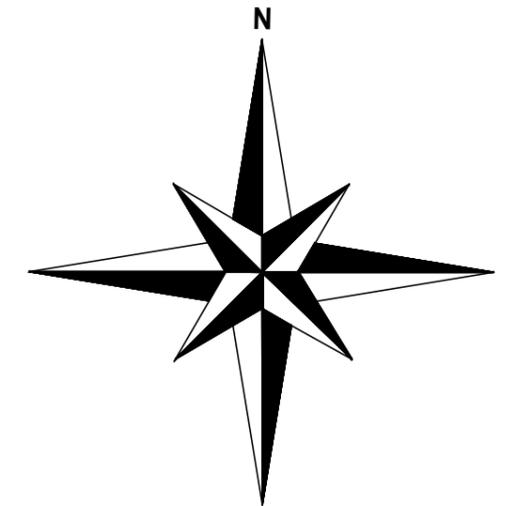
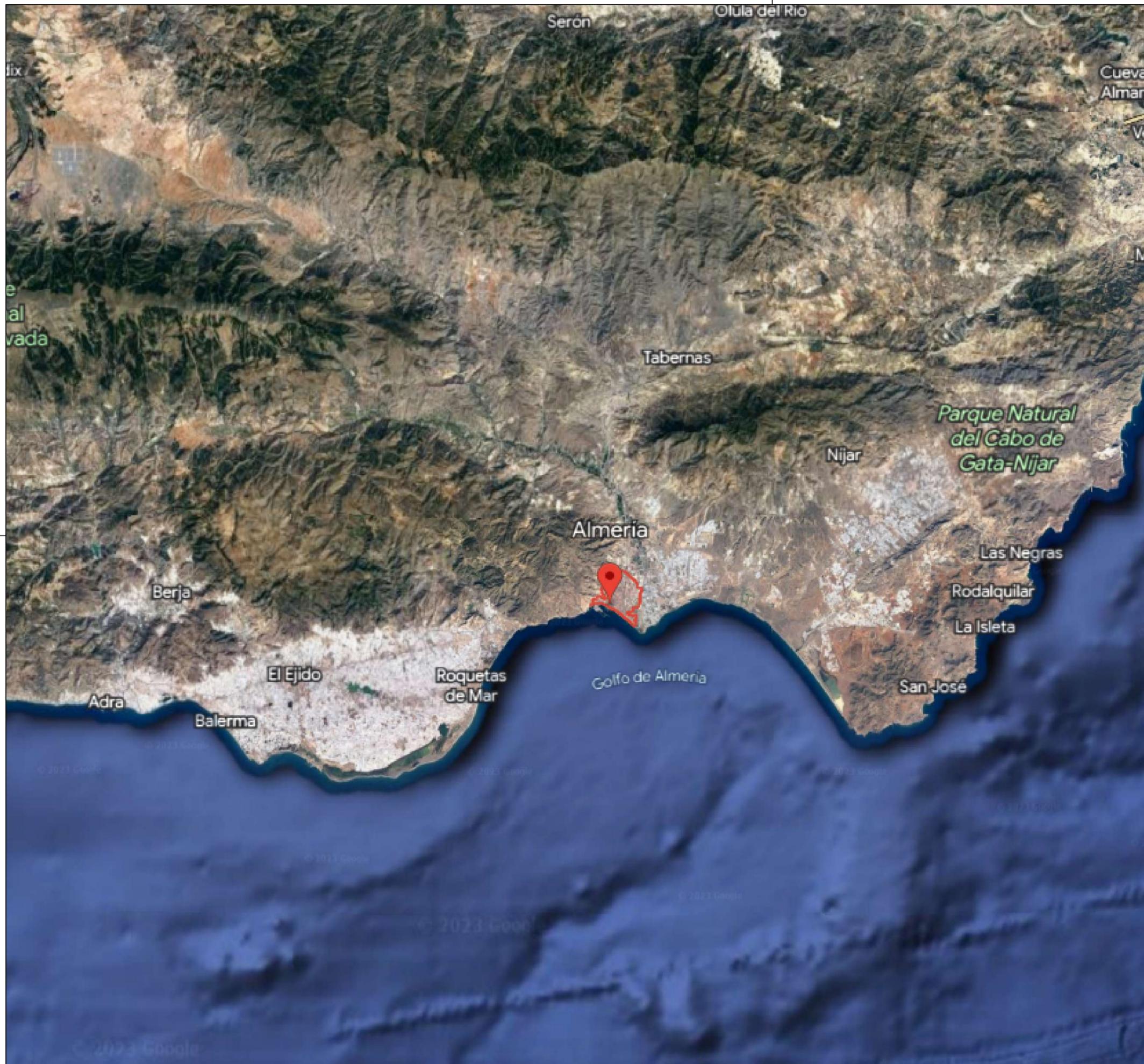
[3]: BOE, Real Decreto 244/2019 Artículo 4 (<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089>)

[4]: Histórico AEMET, Feb1935 (<https://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos>)

II. PLANOS

Índice de planos

- 01.1 Situación y Emplazamiento
- 01.2 Situación y Emplazamiento
- 01.3 Situación y Emplazamiento
- 02.1 Distribución General
- 03.1 Almacén (104,5 kWp) Distribución General
- 03.2 Almacén (104,5 kWp) Distribución Strings
- 03.3 Almacén (104,5 kWp) Distribución Canalizaciones y Ubicación Cuadros e Inversor
- 03.4 Almacén (104,5 kWp) Sombras
- 04.1 Laboratorio (39,6 kWp) Distribución General
- 04.2 Laboratorio (39,6 kWp) Distribución Strings
- 04.3 Laboratorio (39,6 kWp) Distribución Canalizaciones y Ubicación Cuadros e Inversor
- 04.4 Laboratorio (39,6 kWp) Sombras
- 05.1 Esquema Unifilar



PROYECTO

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED PARA UN LABORATORIO DE ANÁLISIS CLÍNICOS

PLANO

Situación y Emplazamiento

Nº PLANO

01.1

ESCALA

S/E

FECHA

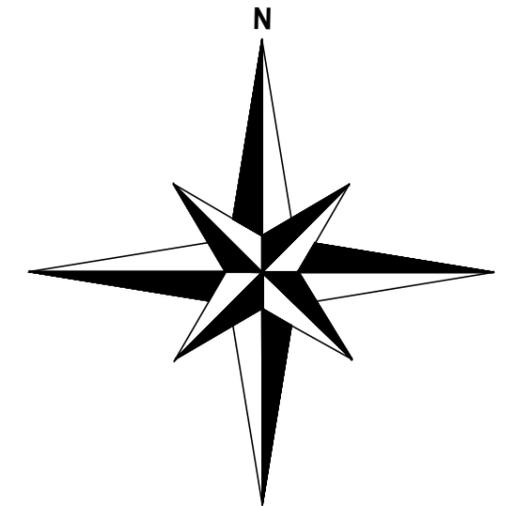
MAYO de 2023

AUTOR

GABRIEL LÓPEZ DEL PINO
(77153181A)

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA





PROYECTO

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED PARA UN LABORATORIO DE ANÁLISIS CLÍNICOS

PLANO

Situación y Emplazamiento

Nº PLANO

01.2

ESCALA

S/E

FECHA

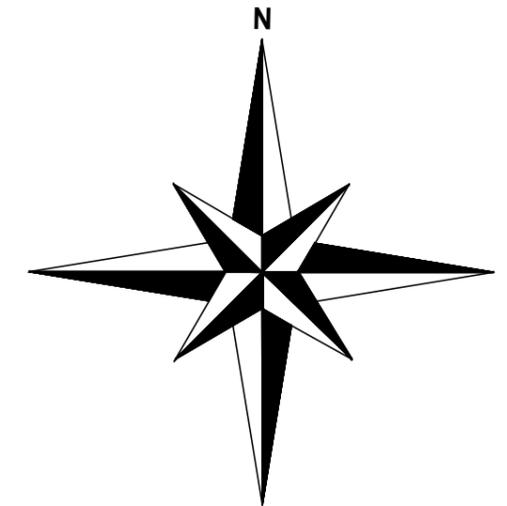
MAYO de 2023

AUTOR

GABRIEL LÓPEZ DEL PINO
(77153181A)

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA





PROYECTO

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED PARA
UN LABORATORIO DE ANÁLISIS CLÍNICOS

PLANO

Situación y Emplazamiento

Nº PLANO

01.3

ESCALA

S/E

FECHA

MAYO de 2023

AUTOR

GABRIEL LÓPEZ DEL PINO
(77153181A)

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA





 Módulo 550Wp LONGI SOLAR

PROYECTO

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED PARA
UN LABORATORIO DE ANÁLISIS CLÍNICOS

PLANO

Distribución General

Nº PLANO

02.1

ESCALA

S/E

FECHA

MAYO de 2023

AUTOR

GABRIEL LÓPEZ DEL PINO
(77153181A)

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA





 **Módulo 550Wp LONGI SOLAR**

PROYECTO

**INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED PARA
UN LABORATORIO DE ANÁLISIS CLÍNICOS**

PLANO

**Almacén (104.5 kWp)
Distribución General**

Nº PLANO

03.1

ESCALA

S/E

FECHA

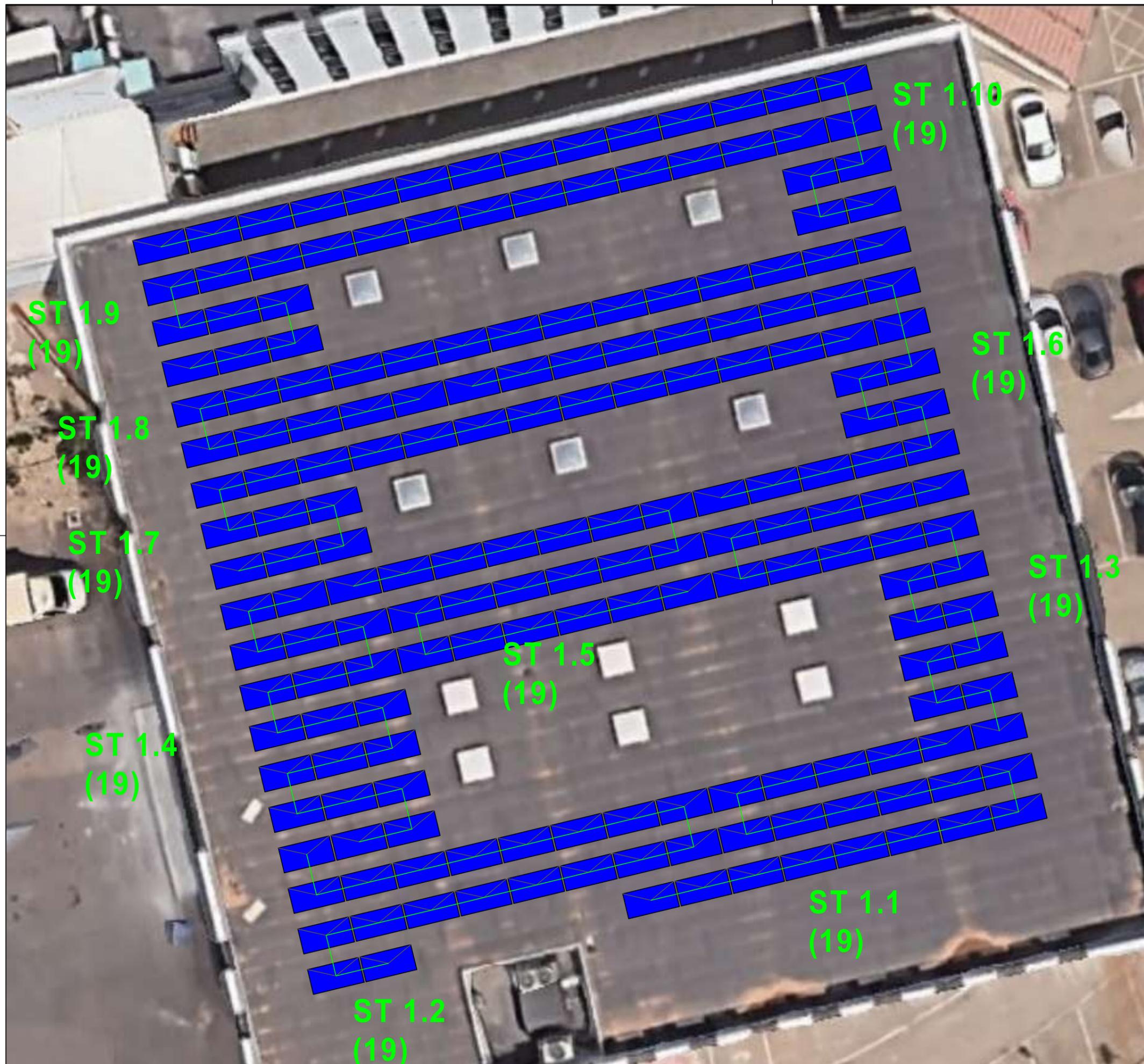
MAYO de 2023

AUTOR

**GABRIEL LÓPEZ DEL PINO
(77153181A)**

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA





 Módulo 550Wp LONGI SOLAR
 STRINGS

PROYECTO

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED PARA UN LABORATORIO DE ANÁLISIS CLÍNICOS

PLANO

Almacén (104.5 kWp)
Distribución Strings

Nº PLANO

03.2

ESCALA

S/E

FECHA

MAYO de 2023

AUTOR

GABRIEL LÓPEZ DEL PINO
(77153181A)

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA





-  **Módulo 550Wp LONGI SOLAR**
-  **Canalizaciones**
-  **Bajada por Fachada**
-  **Inversor Huawei 100KTL**
-  **Cuadro CC1**
-  **Cuadro AC1**

PROYECTO

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED PARA UN LABORATORIO DE ANÁLISIS CLÍNICOS

PLANO

**Almacén (104.5 kWp)
Distribución Canalizaciones y Ubicación Cuadros e Inversor**

Nº PLANO

03.3

ESCALA

S/E

FECHA

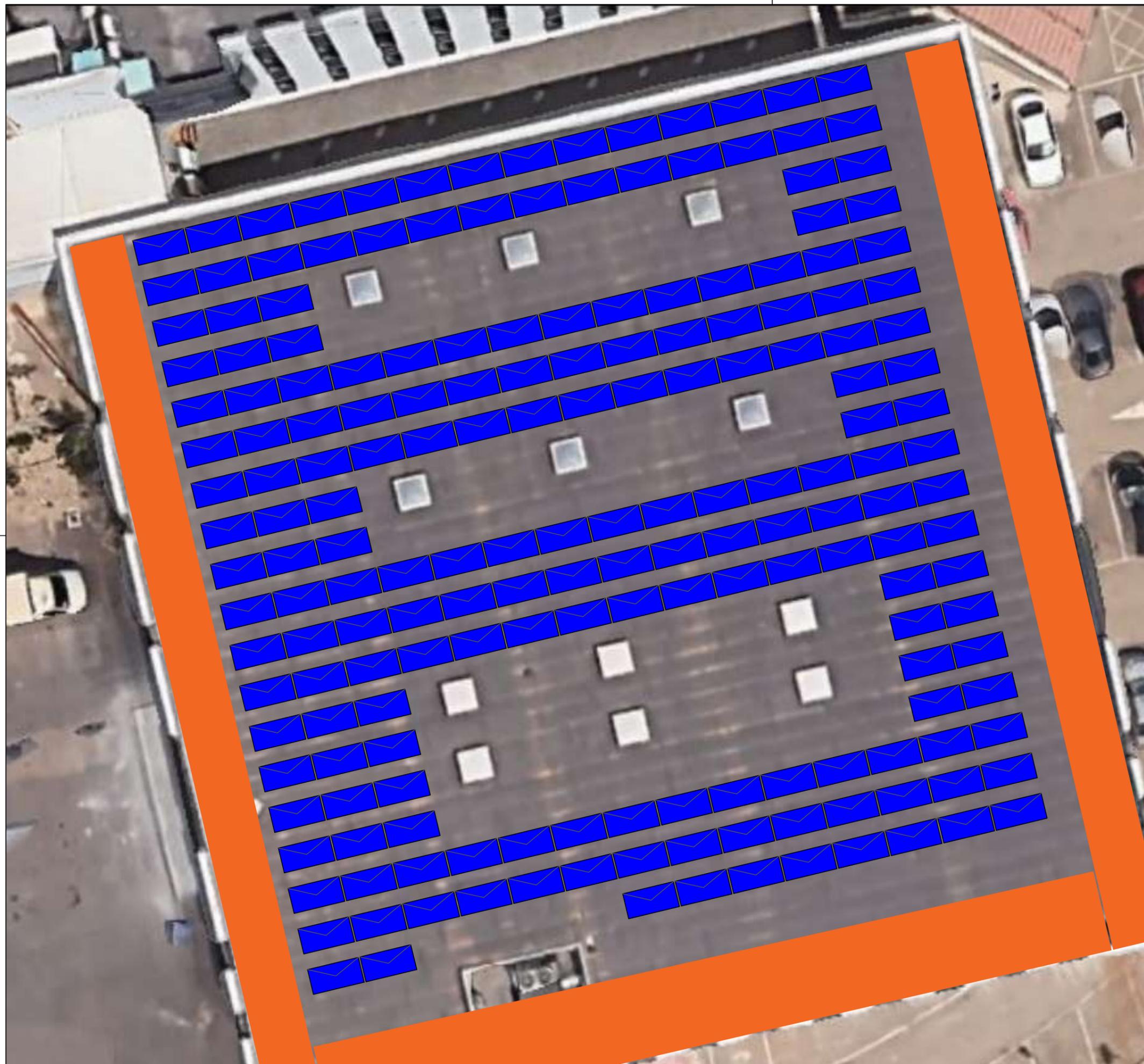
MAYO de 2023

AUTOR

**GABRIEL LÓPEZ DEL PINO
(77153181A)**

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA





 Módulo 550Wp LONGI SOLAR

 Sombras Objetos

PROYECTO

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED PARA
UN LABORATORIO DE ANÁLISIS CLÍNICOS

PLANO

Almacén (104.5 kWp)
Sombras

Nº PLANO

03.4

ESCALA

S/E

FECHA

MAYO de 2023

AUTOR

GABRIEL LÓPEZ DEL PINO
(77153181A)

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA





 Módulo 550Wp LONGI SOLAR

PROYECTO

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED PARA
UN LABORATORIO DE ANÁLISIS CLÍNICOS

PLANO

Laboratorio (39.6 kWp)
Distribución General

Nº PLANO

04.1

ESCALA

S/E

FECHA

MAYO de 2023

AUTOR

GABRIEL LÓPEZ DEL PINO
(77153181A)

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA





- Módulo 550Wp LONGI SOLAR
- STRINGS

PROYECTO

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED PARA UN LABORATORIO DE ANÁLISIS CLÍNICOS

PLANO

Laboratorio (39.6 kWp)
Distribución Strings

Nº PLANO

04.2

ESCALA

S/E

FECHA

MAYO de 2023

AUTOR

GABRIEL LÓPEZ DEL PINO
(77153181A)

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA





-  Módulo 550Wp LONGI SOLAR
-  Canalizaciones
-  Bajada por Fachada
-  Inversor Huawei 30 KTL
-  Cuadro CC2

PROYECTO

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED PARA UN LABORATORIO DE ANÁLISIS CLÍNICOS

PLANO

Laboratorio (39.6 kWp)
Distribución Canalizaciones y Ubicación Cuadros e Inversor

Nº PLANO

04.3

ESCALA

S/E

FECHA

MAYO de 2023

AUTOR

GABRIEL LÓPEZ DEL PINO
(77153181A)

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA



Cuadros e Inversor en fachada de Almacén junto a CC1 Y AC 1



-  Módulo 550Wp LONGI SOLAR
-  Sombras Objetos

PROYECTO

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED PARA UN LABORATORIO DE ANÁLISIS CLÍNICOS

PLANO

Laboratorio (39.6 kWp)
Sombras

Nº PLANO

04.4

ESCALA

S/E

FECHA

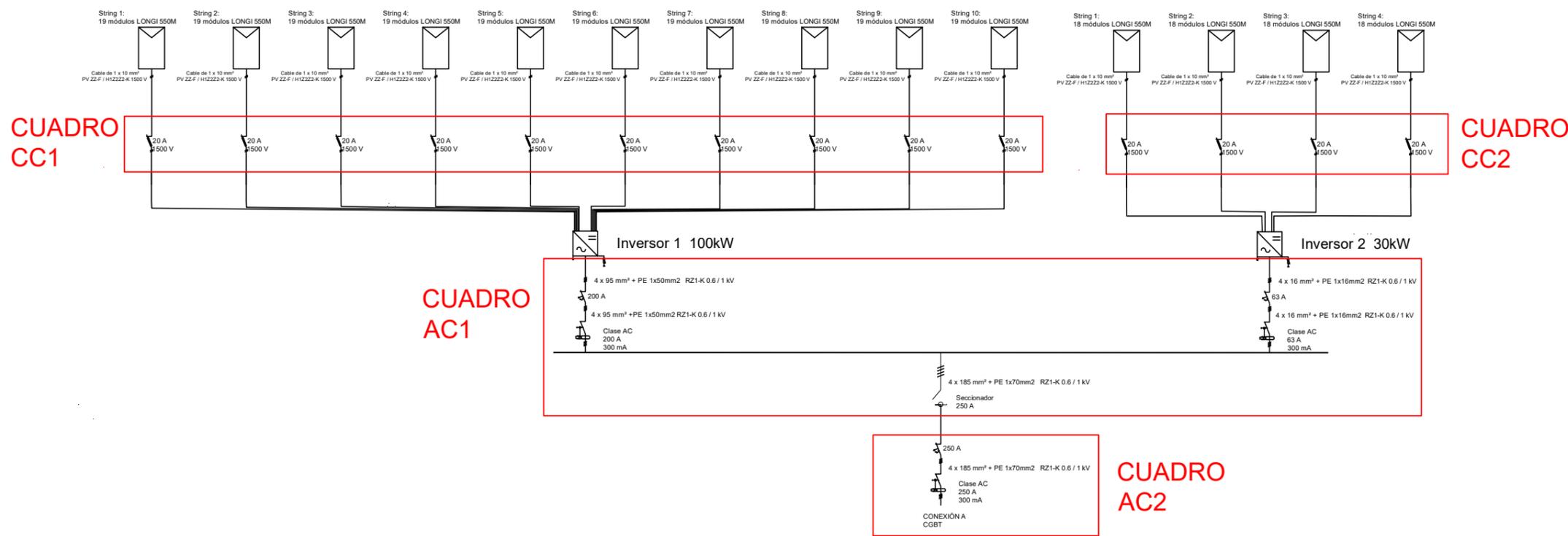
MAYO de 2023

AUTOR

GABRIEL LÓPEZ DEL PINO
(77153181A)

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA





PROYECTO

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA PARA UN LABORATORIO DE ANÁLISIS CLÍNICOS

PLANO

ESQUEMA UNIFILAR

Nº PLANO

05.1

ESCALA

S/E

FECHA

MAYO DE 2023

AUTOR

GABRIEL LÓPEZ DEL PINO
(77153181A)

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA



III. PRESUPUESTO

Se muestra a continuación el presupuesto estimado de la instalación:

Código	Nombre	Cantidad	Unidad	Precio Unitario	Total
P1	Instalación Generadora				
P1.1	Módulos Longi 550M	262	ud	130,90 €	34.295,80 €
P1.2	Inversor Huawei 30kW	1	ud	2.409,42 €	2.409,42 €
P1.3	Inversor Huawei 100kW	1	ud	4.693,22 €	4.693,22 €
P1.4	SmartLogger3000A	1	ud	481,82 €	481,82 €
P1.5	HUAWEI DTSU666-H	1	ud	174,59 €	174,59 €
P1.6	Cable RS485	70	m	6,66 €	466,20 €
P1.7	Estructura PICOS 4.0	190	ud	60,38 €	11.472,20 €
P1.8	Estructura Coplanar	72	ud	16,50 €	1.188,00 €
	Total				55.181,25 €

P2	Material Eléctrico				
P2.1	Bandejas Basor 60x250x300mm	230	m	18,38 €	4.227,40 €
P2.2	Cable Solar h1z2z2-k 1x10mm2	1450	m	1,52 €	2.204,00 €
P2.3	Cable RZ1K 4X95mm2	20	m	10,32 €	206,40 €
P2.4	Cable RZ1K 4X16mm2	20	m	7,56 €	151,20 €
P2.5	Cable RZ1K 4X185mm2	280	m	19,83 €	5.552,40 €
P2.6	Cuadro CC1	1	ud	323,60 €	323,60 €
P2.7	Cuadro CC2	1	ud	109,00 €	109,00 €
P2.8	Cuadro AC1	1	ud	1.107,64 €	1.107,64 €
P2.9	Cuadro AC2	1	ud	2.060,84 €	2.060,84 €
	Total				15.942,48 €

P3	Mano de Obra y Maquinaria				
P3.1	Montaje Módulo	0,3	h	25,00 €	1.965,00 €
P3.2	Montaje Estructura	0,4	h	25,00 €	2.620,00 €
P3.3	Montaje Inversor 100 kW	8	h	25,00 €	200,00 €
P3.4	Montaje Inversor 30 kW	5	h	25,00 €	125,00 €
P3.5	Montaje Bandeja	0,1	h	25,00 €	625,00 €
P3.6	Montaje Cableado	0,05	h	25,00 €	1.925,00 €
P3.7	Montaje cuadros CC	2	h	25,00 €	50,00 €
P3.8	Montaje cuadros AC	8	h	25,00 €	200,00 €
P3.9	Alquiler Grúa Elevadora	3	días	45,00 €	135,00 €
	Total				7.845,00 €

P4	Protecciones Colectivas				
P4.1	Cegado Lucernarios temporal	6	ud	80,00 €	480,00 €
P4.2	Línea de Vida	25	m	39,23 €	980,75 €
	Total				1.460,75 €

P5	Ingeniería y Legalización				
P5.1	Redacción de Proyecto y Legalización	1	ud	1.000,00 €	1.000,00 €
P5.2	OCA	1	ud	500,00 €	500,00 €
	Total				1.500,00 €

PEM	PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	82.166,98 €
BI	BENEFICIO INDUSTRIAL (6%)	4.930,02 €
GG	GASTOS GENERALES (5%)	4.108,35 €
PEC	PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	91.205,34 €
IVA	IVA (21%)	19.153,12 €
PF	PRESUPUESTO FINAL	110.358,47 €

El presupuesto asciende a la cantidad de **CIENTO DIEZ MIL TRESCIENTOS CINCUENTA Y OCHO EUROS CON CUARENTA Y SIETE CÉNTIMOS (110,358,47€)**

Todos los precios han sido obtenidos por solicitud a proveedores.

IV. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

Este apartado tiene como objetivo establecer las condiciones técnicas, administrativas y legales para la correcta actuación del proyecto. Con ello establecer que se cumplen con la normativa relacionada a instalaciones fotovoltaicas y que el equipo instalado cumpla con las homologaciones establecidas por las autoridades pertinentes.

El proyecto se realiza mediante la modalidad “Llave en Mano”, por lo que estarán incluidas las obras y material necesario para el funcionamiento correcto de la instalación. Con ello se incluye también:

- Redacción de Proyecto e Ingeniería
- Dirección de obra
- Suministro, transporte y descarga de material
- Conexión y puesta en marcha de la instalación
- Comprobaciones pertinentes de la instalación

Equipos y Material

Se describe las especificaciones técnicas de los materiales y equipos que componen la instalación. Se puede aceptar la modificación de dichos materiales y equipos por otros con características similares siempre y cuando no afecten al funcionamiento correcto de la instalación ni en perjuicio de la producción energética.

- Módulos

- Deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como estar certificados por algún laboratorio reconocido (por ejemplo, Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, Joan Resecar Centrelorsora, etc.), se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente:
- Llevarán de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.
- Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas en el proyecto, En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria de Solicitud justificación de su utilización y deberá ser aprobada por el IDEA.
- Deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
- Para que resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 10 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

- Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células.
- La estructura del generador se conectará a tierra.

- Estructura

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. Por el contrario, se deberá incluir en la memoria de solicitud y de diseño o proyecto un apartado justificativo de los puntos objeto de incumplimiento y su aceptación deberá contar con la aprobación expresa del IDEA. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por la NBE y demás normas aplicables.

-Ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el apartado de acciones en la edificación del Código Técnico de la edificación.

-El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

-Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

-La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

-La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-106. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

-Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no generarán sombra sobre los módulos.

-Deberá soportar intensidades de viento de 140 km/h

- Inversor

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día, Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

-Principio de funcionamiento: fuente de corriente

-Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador

-No funcionar en modo aislado

-Cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

Cortocircuitos en alterna,

Tensión de red fuera de rango

Frecuencia de red fuera de rango

Sobretensiones, mediante varistores o similares

Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc

-Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo

-Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

Encendido y apagado general del inversor

Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.

Los valores de eficiencia de la potencia de salida nominal deberán ser superiores del 90%

-El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal

-El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,9, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal

-Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie, En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente

-Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 90 % de humedad relativa

- Cableado

-Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente

-Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5% y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 1,5%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

-Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA, Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de engancho por el tránsito normal de personas.

-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. Conexión a red: todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el R,D, 1663/2000(artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001,

- Protecciones

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el R,D, 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Un y 0,85 Un respectivamente) serán para cada fase. El CTE, en el documento técnico HE5, en el apartado 3,2,3,3, establece que la parte de corriente continua de la instalación tendrá un grado de protección Clase II o aislamiento equivalente cuando se trate de emplazamiento accesible. Los materiales situados a la intemperie tendrán al menos un grado de protección IP65.

- Puesta a tierra

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

Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Solicitud y de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión

- Armónicos y compatibilidad electromagnética

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el R.D. 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Pruebas

Finalizada la instalación, y antes de proceder a la recepción de esta y redactar el Certificado de Dirección y Final de Obra de la instalación, el instalador en presencia del Director de Obra, someterá la instalación, por partes o en su conjunto, a las pruebas que más adelante se indican, sin perjuicio de aquellas otras que solicite el director de la Obra de la instalación.

Una vez el instalador de por finalizada la instalación y haya sido realizada de acuerdo con el Proyecto presentado en los Servicios Territoriales de Industria, se procederá a la realización de las pruebas siguientes:

- Funcionamiento general de la instalación
- Pruebas de funcionamiento y disparo de las protecciones diferenciales (sensibilidad y tiempo de disparo)
- Medida del aislamiento eléctrico entre líneas
- Medida de la resistividad del terreno
- Medida de la resistencia de la toma de tierra

- Medida de la tensión de contacto a tierra
- Medida de la caída de tensión al final de líneas
- Prueba de funcionamiento de las luminarias de emergencia
- No obstante, a juicio del Director de Obra, podrán realizarse todas las demás pruebas que se consideren oportunas

V. ANEXOS

• **Cálculos de Líneas (Excel Cálculos TFG, fuente propia)**

Datos		
Módulo	Longi LR5 72HPH 550	
Potencia	550	W
Imp	13,12	A
Vmp	41,95	V
Isc	13,98	A
Voc	49,8	V
STC Temperature Ratings		
Isc	0,050%	°C
Voc	-0,265%	°C
Pmax	-0,340%	°C

Almacén	TRAMO CC							
	NºMódulos	P (W)	Vmp(V)	Imp (A)	L (m)	S (mm)	Cdt (V)	Cdt (%)
1,1	19	10450	797,05	13,12	70	10	4,17	0,52
1,2	19	10450	797,05	13,12	57	10	3,40	0,43
1,3	19	10450	797,05	13,12	70	10	4,17	0,52
1,4	19	10450	797,05	13,12	52	10	3,10	0,39
1,5	19	10450	797,05	13,12	60	10	3,58	0,45
1,6	19	10450	797,05	13,12	65	10	3,88	0,49
1,7	19	10450	797,05	13,12	53	10	3,16	0,40
1,8	19	10450	797,05	13,12	48	10	2,86	0,36
1,9	19	10450	797,05	13,12	44	10	2,62	0,33
1,10	19	10450	797,05	13,12	46	10	2,74	0,34
Laboratorio								
2,1	18	9900	755,1	13,12	54	10	3,22	0,43
2,2	18	9900	755,1	13,12	44	10	2,62	0,35
2,3	18	9900	755,1	13,12	35	10	2,06	0,27
2,4	18	9900	755,1	13,12	26	10	1,53	0,20

TRAMO AC										
Inv	Tensión (V)	Inominal (A)	Inom *1,25	P (W)	L (m)	S (mm2)	Iadm (A)	Cdt (V)	Cdt(%)	Protección
Alm (100kW)	400	144,4	180,5	100000	5	95	246,61	0,30	0,07	200
Lab (30kW)	400	43,3	54,125	30000	5	16	82,81	0,53	0,13	63
Agrupación	400	187,7	234,625	130000	70	185	377,65	2,80	0,70	250

Tabla 52-B1 y A.52-1 bis. (UNE 20460-5-523:2004)

Instalación de referencia		Tabla y columna				Método de instalación	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																		
		Intensidad admisible para los circuitos simples					Aislamiento PVC	Aislamiento XLPE-EPR																	
		Número de conductores				2		3	2	3	AI	PVC3	PVC2	XLPE3	XLPE2										
		2	3	2	3	AI	A2	B1	B2	C	E	F	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Conductores aislados en un conducto en una pared térmicamente aislante	AI	columna 4	columna 3	columna 7	columna 6																			
	Cable multiconductor en un conducto en una pared térmicamente aislante	A2	columna 3	columna 2	columna 6	columna 5																			
	Conductores aislados en un conducto sobre una pared de madera/ mamp.	B1	columna 6	columna 5	columna 10	columna 8																			
	Cable multiconductor en un conducto sobre una pared de madera/map.	B2	columna 5	columna 4	columna 8	columna 7																			
	Cables unipolares; o multipolares sobre una pared de madera/manp.	C	columna 8	columna 6	columna 11	columna 9																			
	Cable multiconductor en conductos enterrados	D	columna 3	columna 4	columna 5	columna 6																			
	Cable multiconductor al aire libre. Distancia al muro ≥ a 0,3 veces φ del cable	E	columna 9	columna 7	columna 12	columna 10																			
	Cables unipolares en contacto al aire libre. Distancia al muro ≥ φ del cable	F	columna 10	columna 8	columna 13	columna 11																			
	Cables unipolares espaciados al aire libre. Distancia entre ellos ≥ el φ del cable	G	—	Ver UNE 20460-5-523	—	Ver UNE 20460-5-523																			
XLPE: Polietileno reticulado (90 °) • EPR: Etileno-propileno (90 °) • PVC: Policloruro de vinilo (70 °)																									
www.tuveras.com																									
Cu: ρ _{20°} = 1/56				Al: ρ _{20°} = 1/35				ρ _{70°} = 1,2 · ρ _{20°}					ρ _{90°} = 1,28 · ρ _{20°}												
B: 5 · I _n		C: 10 · I _n		D: 20 · I _n		K: I · √t/S		Cu: 115 / 103		Al: 76 / 68		Cu: 143		Al: 94											

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: FV_H.Torrecárdenas

Variant: FV_H.Torrecárdenas_144.1 kWp

Sheds on ground

System power: 144 kWp

El Barranco de Amatisteros - Spain



Project: FV_H.Torrecárdenas

Variant: FV_H.Torrecárdenas_144.1 kWp

PVsyst V7.2.16

VC7, Simulation date:
30/03/23 15:26
with v7.2.16

PAVENER (Spain)

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
El Barranco de Amatisteros		Latitude	36.86 °N	Albedo	0.20
Spain		Longitude	-2.44 °W		
		Altitude	94 m		
		Time zone	UTC+1		
Meteo data					
El Barranco de Amatisteros					
Meteonorm 8.0 (1996-2010), Sat=6% - Sintético					

System summary

Grid-Connected System		Sheds on ground		User's needs	
PV Field Orientation		Near Shadings		Unlimited load (grid)	
Fixed planes	2 orientations	Linear shadings			
Tilts/azimuths	20 / -14 °				
	10 / -14 °				
System information					
PV Array					
Nb. of modules		262 units		Nb. of units	2 units
Pnom total		144 kWp		Pnom total	130 kWac
				Pnom ratio	1.108

Results summary

Produced Energy	242.4 MWh/year	Specific production	1682 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	84.46 %
-----------------	----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9

**PVsyst V7.2.16**

VC7, Simulation date:
30/03/23 15:26
with v7.2.16

General parameters

Grid-Connected System		Sheds on ground			
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used	
Orientation		Nb. of sheds	52 units	Transposition	Perez
Fixed planes	2 orientations	Identical arrays		Diffuse	Perez, Meteonorm
Tilts/azimuths	20 / -14 °			Circumsolar	separate
	10 / -14 °				
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Free Horizon		Linear shadings		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

Array #1 - Inv2_Cubierta Almacén_2			
Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	10/-14 °		
PV module		Inverter	
Manufacturer	Longi Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	LR5-72 HPH 550 M	Model	SUN2000-100KTL-M1-400Vac
	(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power	550 Wp	Unit Nom. Power	100 kWac
Number of PV modules	190 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	105 kWp	Total power	100 kWac
Modules	10 Strings x 19 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>33°C)	110 kWac
Pmpp	95.8 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.05
U mpp	716 V		
I mpp	134 A		
Array #2 - Inv1_Cubierta Laboratorio			
Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	20/-14 °		
PV module		Inverter	
Manufacturer	Longi Solar	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	LR5-72 HPH 550 M	Model	SUN2000-30KTL-M3-400V
	(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power	550 Wp	Unit Nom. Power	30.0 kWac
Number of PV modules	72 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	39.6 kWp	Total power	30.0 kWac
Modules	4 Strings x 18 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>55°C)	33.0 kWac
Pmpp	36.3 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.32
U mpp	679 V		
I mpp	53 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	144 kWp	Total power	130 kWac
Total	262 modules	Number of inverters	2 units
Module area	670 m ²	Pnom ratio	1.11
Cell area	623 m ²		



PVsyst V7.2.16

VC7, Simulation date:
 30/03/23 15:26
 with v7.2.16

PAVENER (Spain)

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
 U_c (const) 20.0 W/m²K
 U_v (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.3 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	25°	45°	60°	65°	70°	75°	80°	90°
1.000	1.000	0.995	0.962	0.936	0.903	0.851	0.754	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance 10 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - Inv2_Cubierta Almacén_2

Global array res. 89 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC

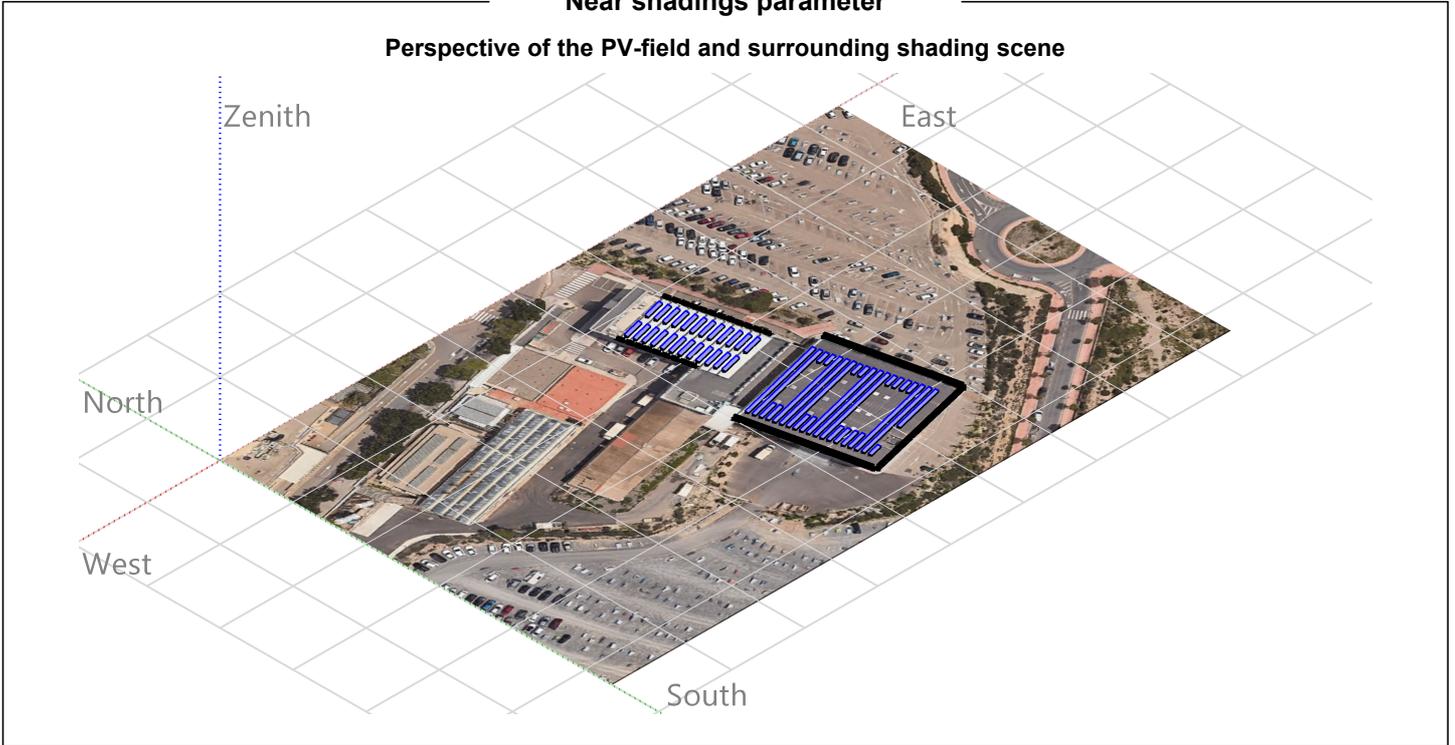
Array #2 - Inv1_Cubierta Laboratorio

Global array res. 210 mΩ
 Loss Fraction 1.5 % at STC



Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene

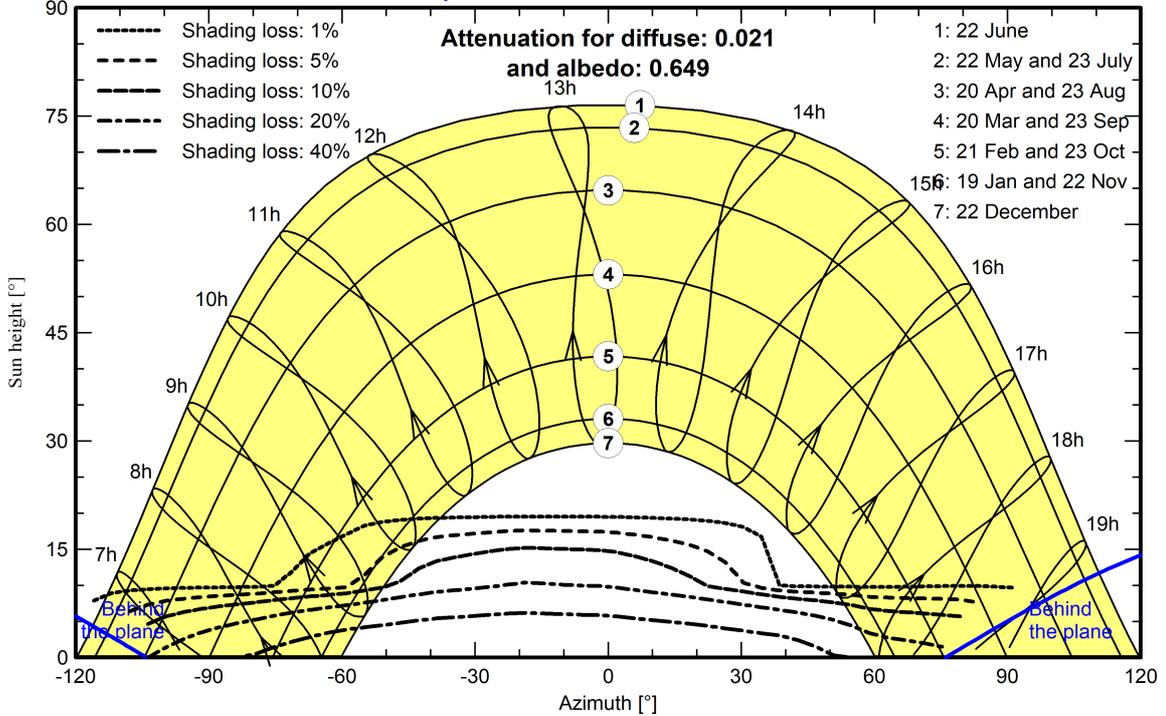




Iso-shadings diagram

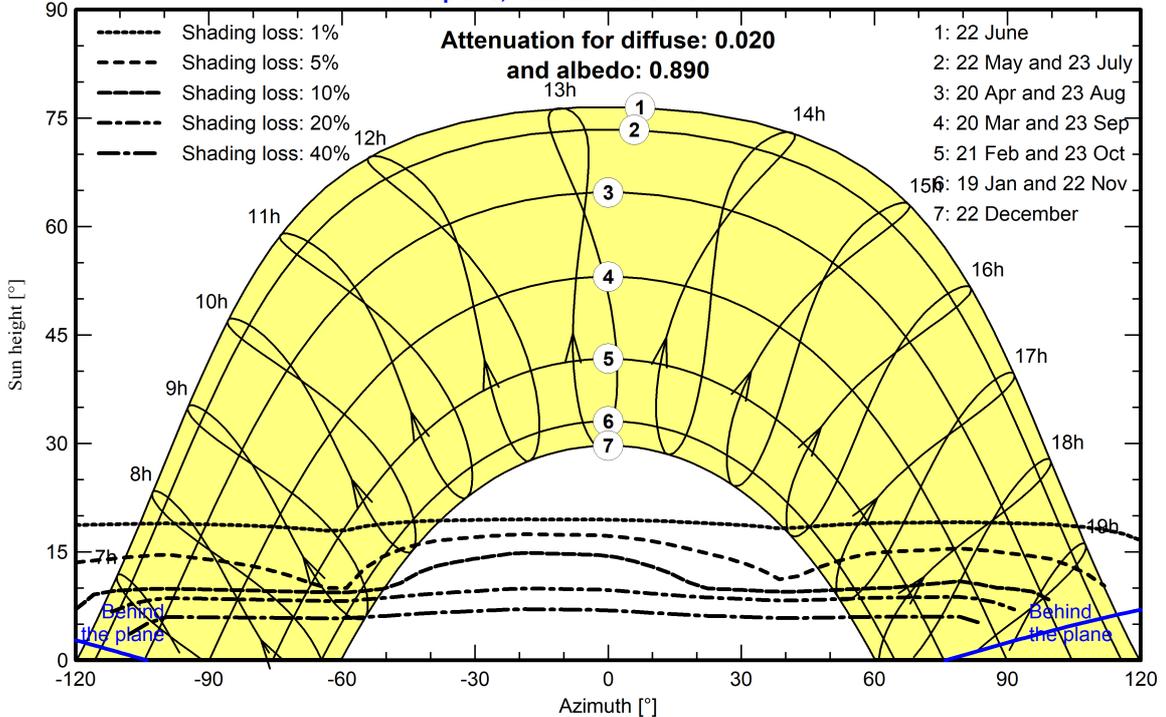
Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 20°/-14°



Orientation #2

Fixed plane, Tilts/azimuths: 10°/-14°





PVsyst V7.2.16

VC7, Simulation date:
 30/03/23 15:26
 with v7.2.16

PAVENER (Spain)

Main results

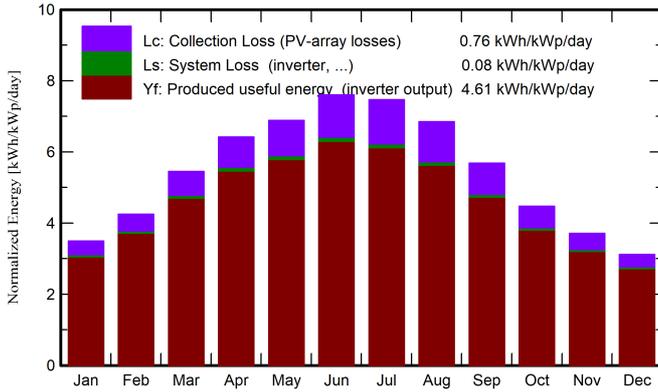
System Production

Produced Energy 242.4 MWh/year

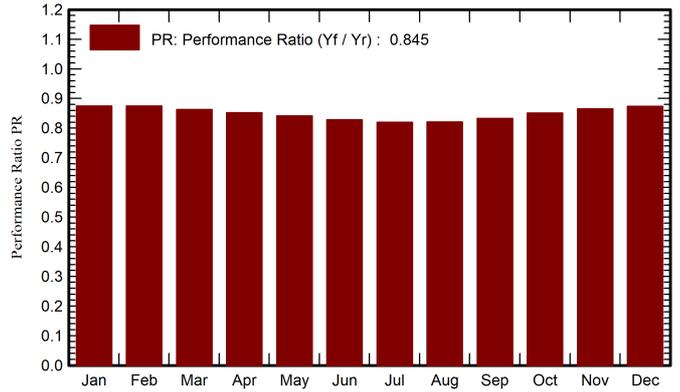
Specific production
 Performance Ratio PR

1682 kWh/kWp/year
 84.46 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

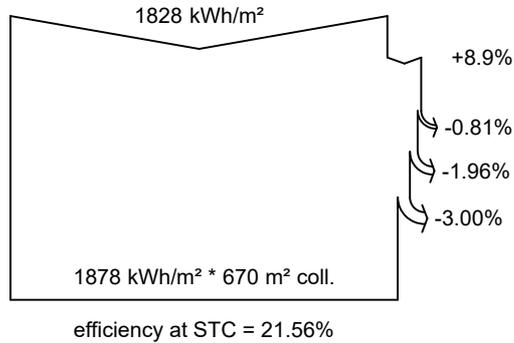
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	83.8	28.33	11.91	108.4	100.7	13.91	13.66	0.875
February	99.7	35.79	12.68	118.9	112.0	15.27	15.00	0.875
March	150.4	53.89	14.46	168.9	159.4	21.39	21.01	0.863
April	181.7	66.24	16.33	192.6	182.0	24.08	23.65	0.852
May	211.0	77.09	19.47	213.5	202.1	26.34	25.87	0.841
June	229.1	75.76	22.83	228.2	216.2	27.73	27.24	0.828
July	230.3	76.40	25.73	231.5	219.6	27.84	27.35	0.820
August	203.8	75.35	26.57	212.4	201.4	25.58	25.13	0.821
September	156.0	57.83	23.42	170.5	160.8	20.82	20.46	0.833
October	120.1	48.41	20.15	138.7	130.7	17.31	17.00	0.851
November	88.2	31.34	15.22	111.2	103.7	14.10	13.85	0.865
December	74.1	25.46	12.97	96.6	90.0	12.39	12.17	0.874
Year	1828.3	651.89	18.52	1991.5	1878.5	246.76	242.37	0.845

Legends

- | | | | |
|---------|--|--------|---|
| GlobHor | Global horizontal irradiation | EArray | Effective energy at the output of the array |
| DiffHor | Horizontal diffuse irradiation | E_Grid | Energy injected into grid |
| T_Amb | Ambient Temperature | PR | Performance Ratio |
| GlobInc | Global incident in coll. plane | | |
| GlobEff | Effective Global, corr. for IAM and shadings | | |



Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

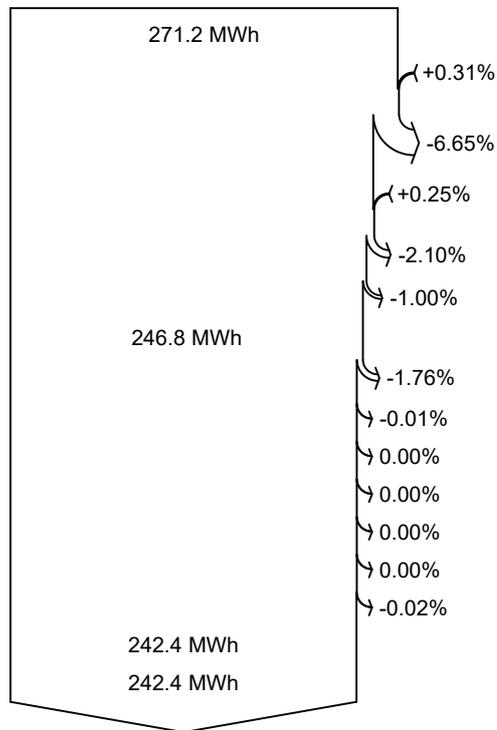
Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors

PV conversion



Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid



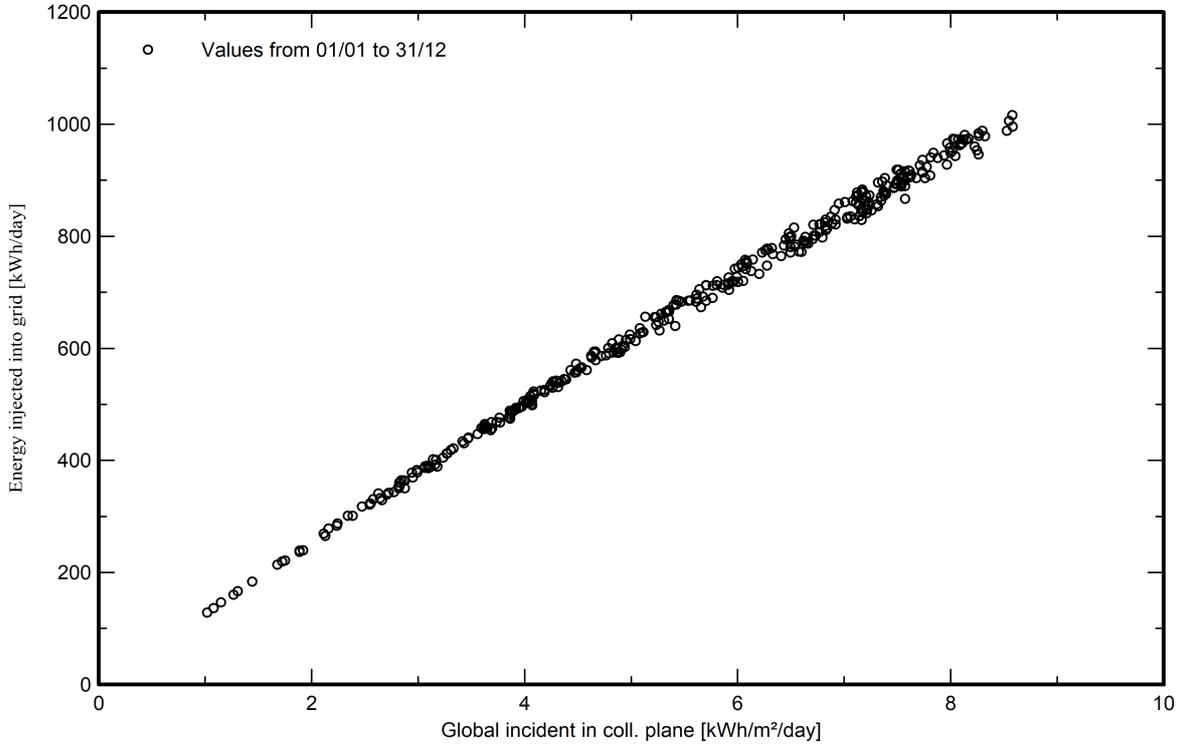
PVsyst V7.2.16

VC7, Simulation date:
30/03/23 15:26
with v7.2.16

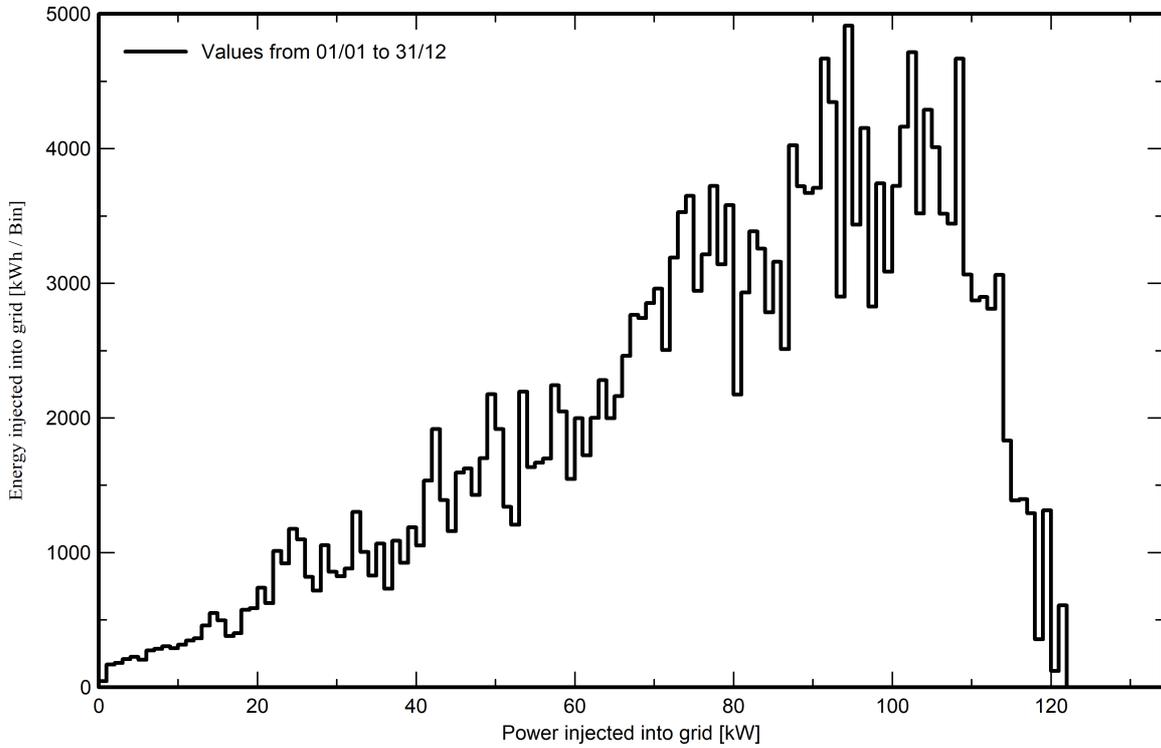
PAVENER (Spain)

Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



Hi-MO 5_m

(G2)

LR5-72HPH 540~560M

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
 - M10 Gallium-doped Wafer
 - Smart Soldering
 - 9-busbar Half-cut Cell
- Excellent outdoor power generation performance
- High module quality ensures long-term reliability



12-year Warranty for Materials and Processing



25-year Warranty for Extra Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO Quality Management System

ISO14001: 2015: ISO Environment Management System

ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety

TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGI



21.7%
MAX MODULE
EFFICIENCY

0~3%
POWER
TOLERANCE

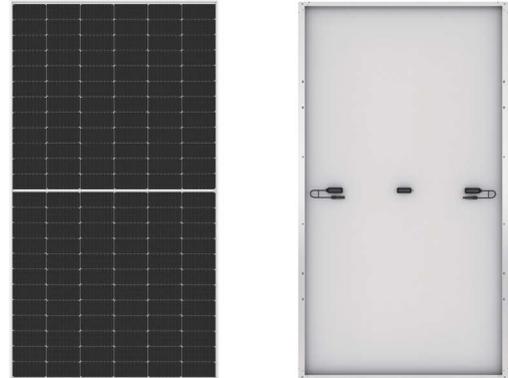
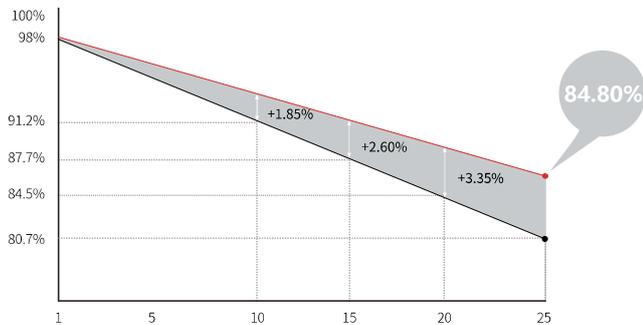
<2%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.55%
YEAR 2-25
POWER DEGRADATION

HALF-CELL
Lower operating temperature

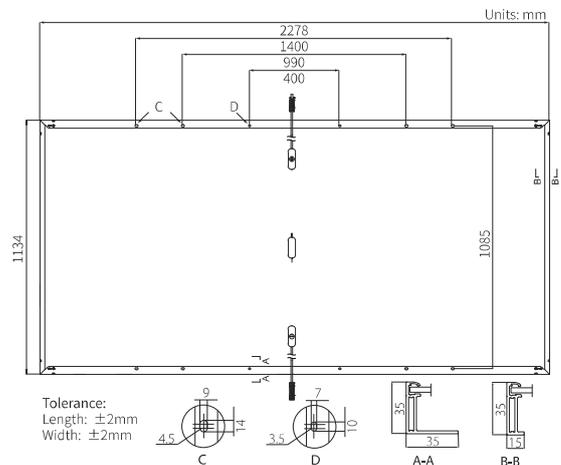
Additional Value

25-Year Power Warranty



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm length can be customized
Connector	LONGi LR5 or MC4 EVO2
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.5kg
Dimension	2278×1134×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s Test uncertainty for P_{max}: ±3%

Module Type	LR5-72HPH-540M		LR5-72HPH-545M		LR5-72HPH-550M		LR5-72HPH-555M		LR5-72HPH-560M	
	STC	NOCT								
Maximum Power (P _{max} /W)	540	403.6	545	407.4	550	411.1	555	414.8	560	418.6
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82	49.95	46.97	50.10	47.11
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	13.85	11.20	13.92	11.25	13.98	11.31	14.04	11.35	14.10	11.40
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	41.65	38.69	41.80	38.83	41.95	38.97	42.10	39.11	42.25	39.25
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	12.97	10.43	13.04	10.49	13.12	10.56	13.19	10.61	13.26	10.67
Module Efficiency(%)	20.9		21.1		21.3		21.5		21.7	

Operating Parameters

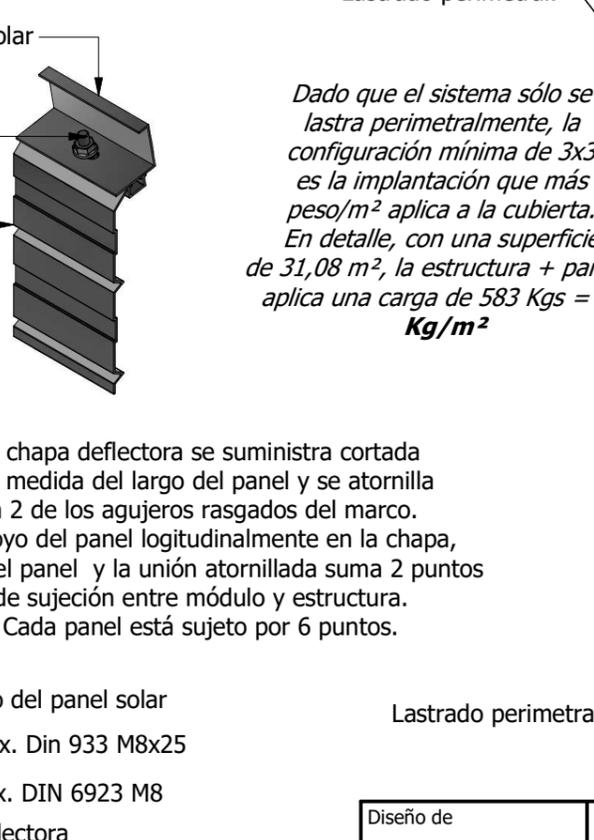
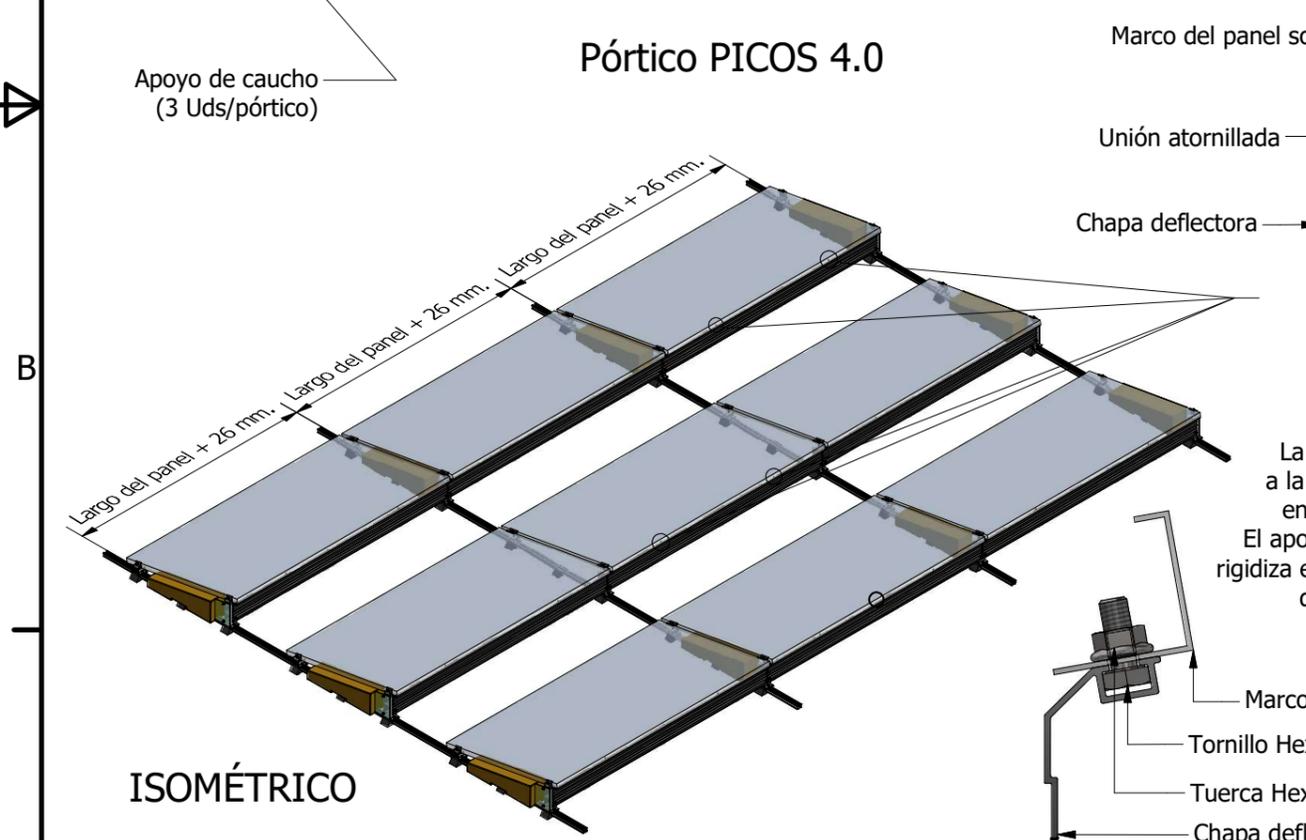
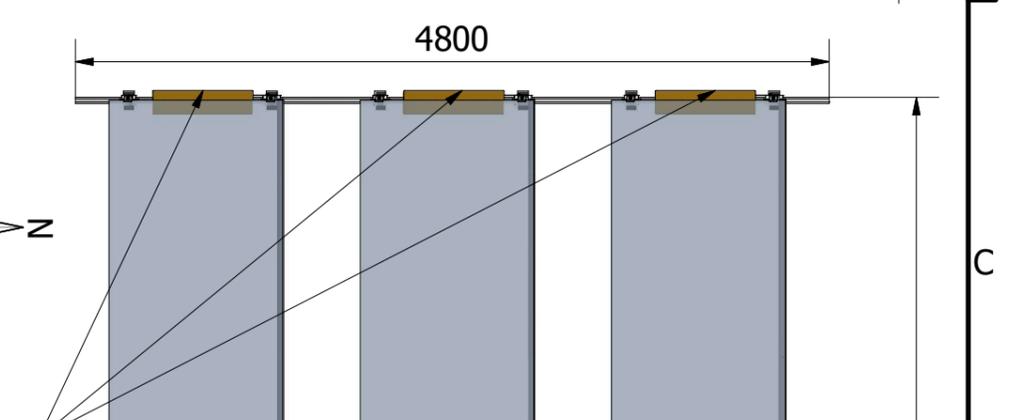
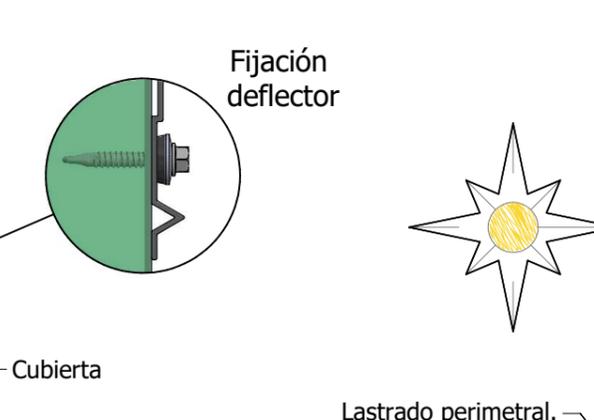
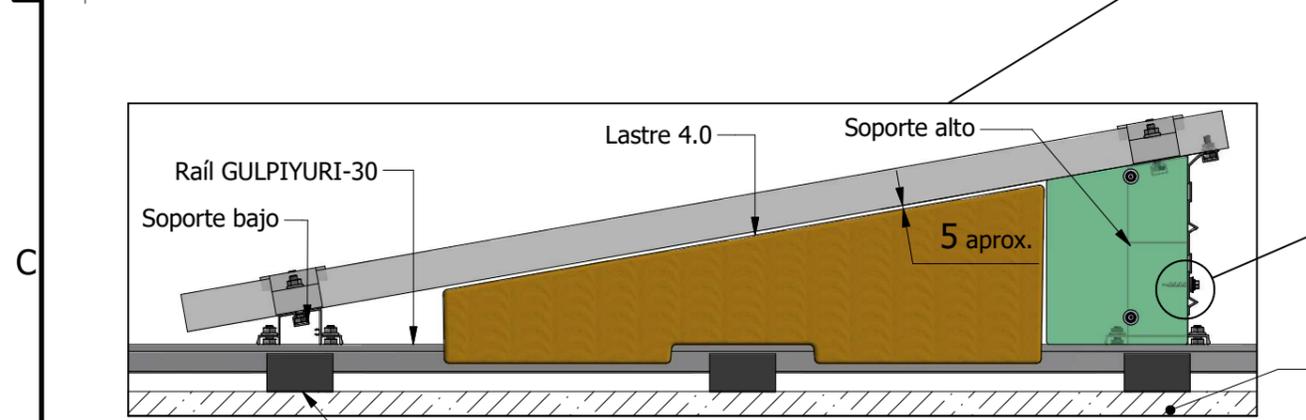
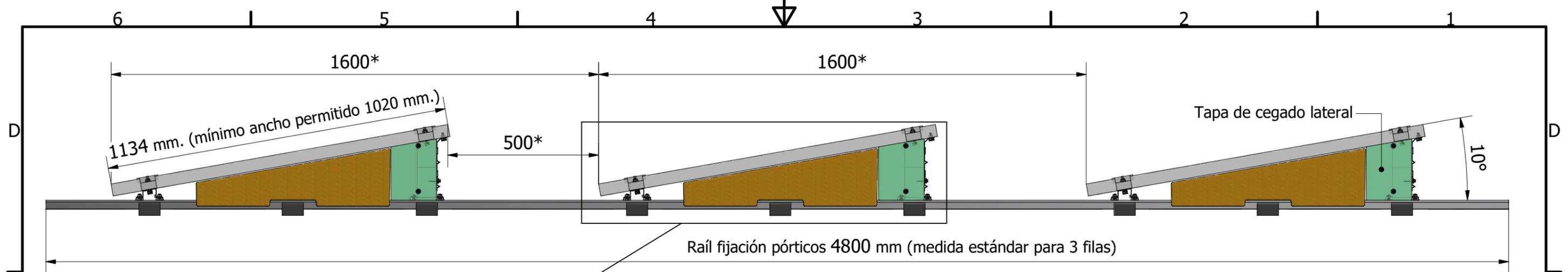
Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
V _{oc} and I _{sc} Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.340%/°C



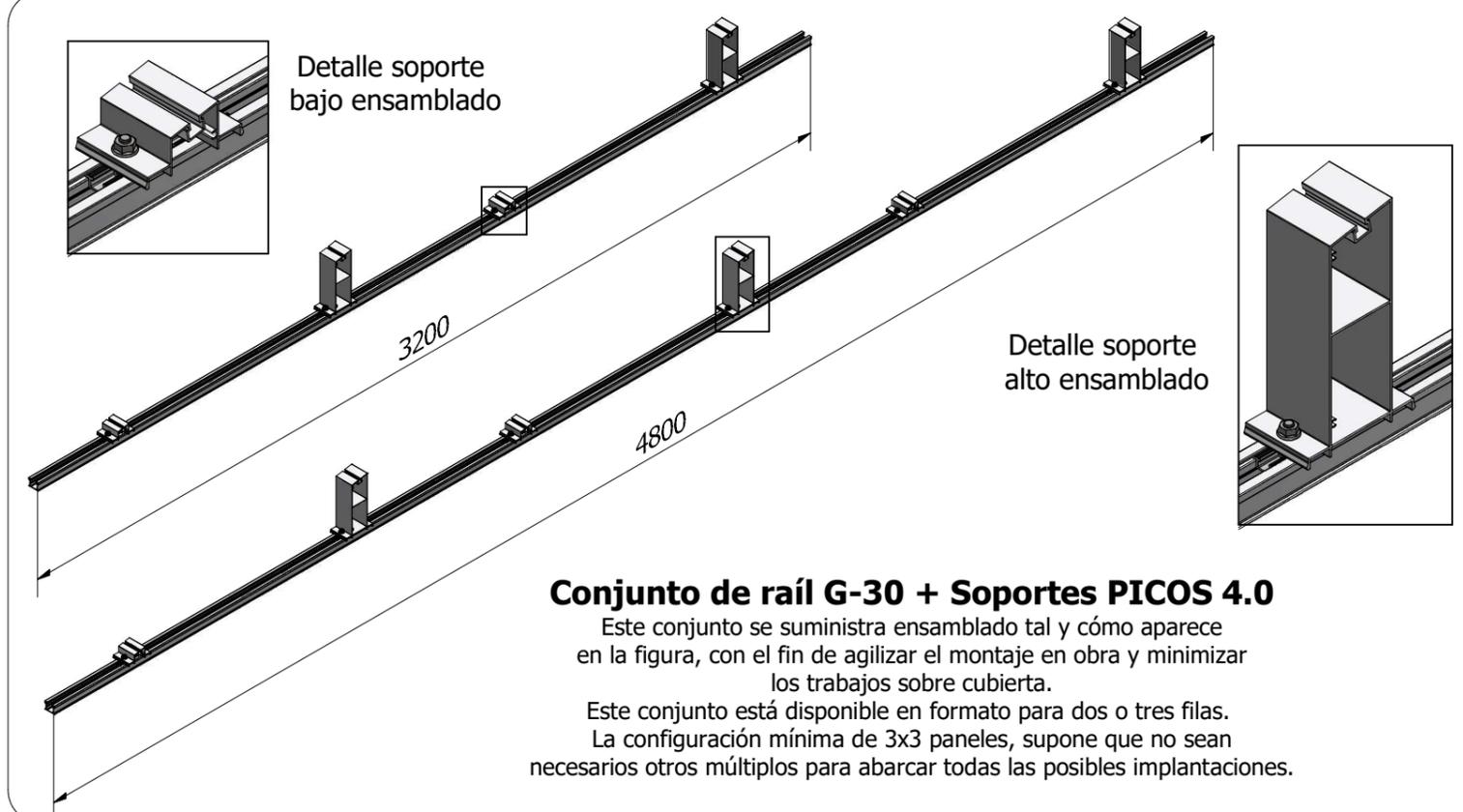
Dado que el sistema sólo se lastra perimetralmente, la configuración mínima de 3x3 es la implantación que más peso/m² aplica a la cubierta. En detalle, con una superficie de 31,08 m², la estructura + paneles aplica una carga de 583 Kgs = **18 Kg/m²**

La chapa deflectora se suministra cortada a la medida del largo del panel y se atornilla en 2 de los agujeros rasgados del marco. El apoyo del panel longitudinalmente en la chapa, rigidiza el panel y la unión atornillada suma 2 puntos de sujeción entre módulo y estructura. Cada panel está sujeto por 6 puntos.

VISTA EN PLANTA.

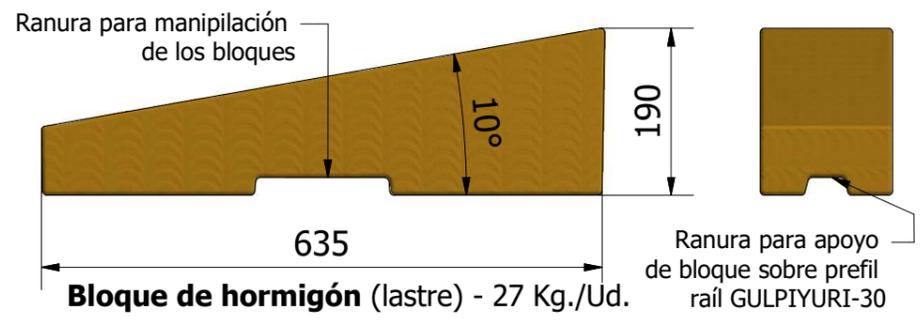
NOTAS:
 El sistema de estructuras PICOS trabaja de manera colaborante, por lo que nunca podrán instalarse paneles sueltos ni configuraciones menores de 3x3. La distancia entre filas estándar es de 1600 mm. Esta distancia se podrá modificar según solicitud, siempre y cuando el tamaño del proyecto justifique extrusiones de longitudes diferentes (por encima de 250 kW).
 El stock de Alusín Solar será siempre con medidas estándar de los componentes. Cualquier modificación repercutirá en los plazos.
 Para el plano tipo se ha considerado un panel de 2128*1134*40 mm. y 31,1 Kg.

Diseño de Marcelino Palacios	Revisado por J.M. Palacios	Aprobado por Javier Fernández-Font	Fecha 03/06/2021
		Configuración mínima 3x3. Vistas generales.	
		Sistema PICOS 4.0	
		Estructuras Auto-portantes (lastradas)	

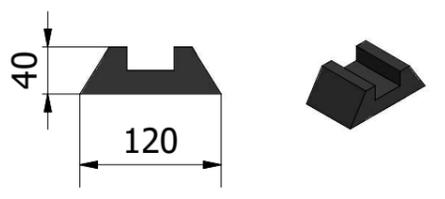


Conjunto de raíl G-30 + Soportes PICOS 4.0
 Este conjunto se suministra ensamblado tal y cómo aparece en la figura, con el fin de agilizar el montaje en obra y minimizar los trabajos sobre cubierta.
 Este conjunto está disponible en formato para dos o tres filas. La configuración mínima de 3x3 paneles, supone que no sean necesarios otros múltiplos para abarcar todas las posibles implantaciones.

COMPONENTES Conjunto raíl	DESCRIPCIÓN	UDS. Conjunto de 2 filas	UDS. Conjunto de 3 filas
	Perfil GULPIYURI-30 (Raíl)	1 Ud. L=3200 mm.	1 Ud. L=4800 mm.
	Unión atornillada entre soportes y raíl: -Grapa deslizante -Tornillo DIN 933 M8x25 Tuerca Hex. DIN 6923 M8	8 Uds.	12 Uds.
	Soporte bajo PICOS 4.0	2 Uds.	3 Uds.
	Soporte alto PICOS 4.0	2 Uds.	3 Uds.

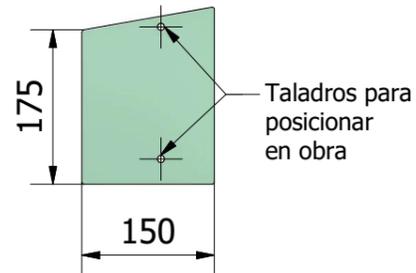


Bloque de hormigón (lastre) - 27 Kg./Ud.



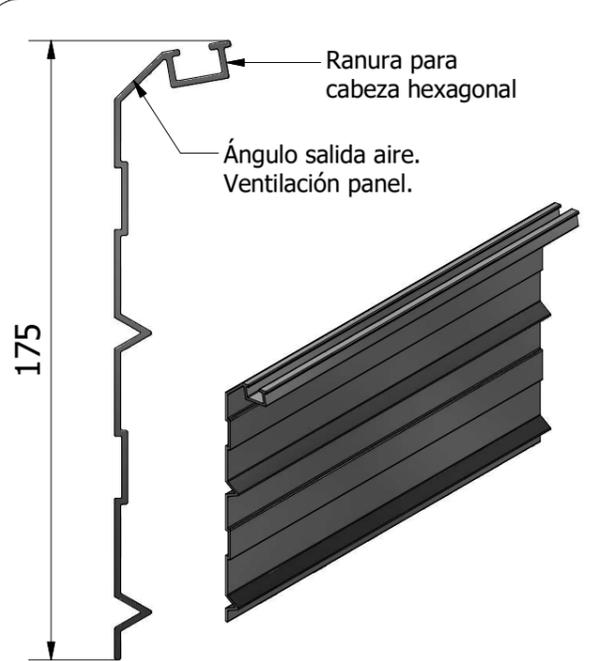
Apoyo de caucho

Se instala 1Ud. bajo cada soporte y uno en medio de ambos soportes
 Densidad aprox. 0,7-0,8 gr/cm3



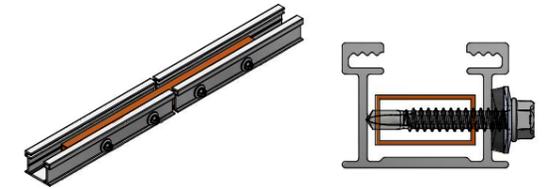
Tapa de cierre lateral de aluminio

Se instala 1 Ud. al inicio y fin de cada fila.
 Se fija mediante 2 tornillos autotaladrantes al soporte alto.
 Evita la entrada lateral de viento.



Chapa deflectora de aluminio.

Se instala 1 Ud por cada panel.
 Se suministra con una longitud = l de panel
 Se instalan de manera consecutiva (su geometría no permite solape)
 se atornilla al marco del panel con 2 uniones atornilladas M8x20 + tuerca hex. DIN 6923
 Cada chapa se fija a la parte trasera de los soportes altos mediante 2 tornillos autotaladrantes de 35 mm.



Conexión conjunto raíl G-30

Para que la estructura trabaje colaborante de Norte a Sur, el perfil GULPIYURI-30 se conectará mediante tubo 24x12 x 150 mm. + 4 Uds. tornillo autotaladrante JT3-6-5,5x35 E16/2

Diseño de Marcelino Palacios	Revisado por J.M. Palacios	Aprobado por Javier Fernández-Font	Fecha 03/06/2021
---------------------------------	-------------------------------	---------------------------------------	---------------------



Componentes del sistema. Vistas de detalle.
 Sistema PICOS 4.0
 Estructuras Auto-portantes (lastradas)

SISTEMA GULPIYURI 30 - POR BARRAS

Este sistema es uno de los más versátiles para instalar paneles solares sobre cubiertas o techos industriales



La playa Gulpiyuri es una pequeña, aunque impresionante playa, situada entre Ribadasella y Llanes (Asturias), declarada monumento natural. Solo es accesible desde la playa de San Antolín o desde Naves, aislamiento que ha permitido la relativamente buena conservación de esta pequeña y delicada joya natural.

Se trata de una pequeña playa de mar situada tierra adentro, entre verdes praderas agrícolas. En una costa de roca caliza, el mar fue creando una cueva hacia el interior, cuyo fondo se hundió (un fenómeno karstico conocido como dolina), dejando un pequeño hueco circular de unos 50m de diámetro a 100m de la costa.

Este hundimiento sigue conectando con la costa, por lo que penetra agua proveniente del mar, siendo posible así notar las mareas y disponiendo de un pequeño espacio con fina arena.

[VER TODAS LAS FOTOS Y DETALLES EN NUESTRA WEB](#)

[PRESUPUESTO](#)

GARANTÍAS



Marcado CE



Materiales 100% reciclables



Certificado de estanqueidad



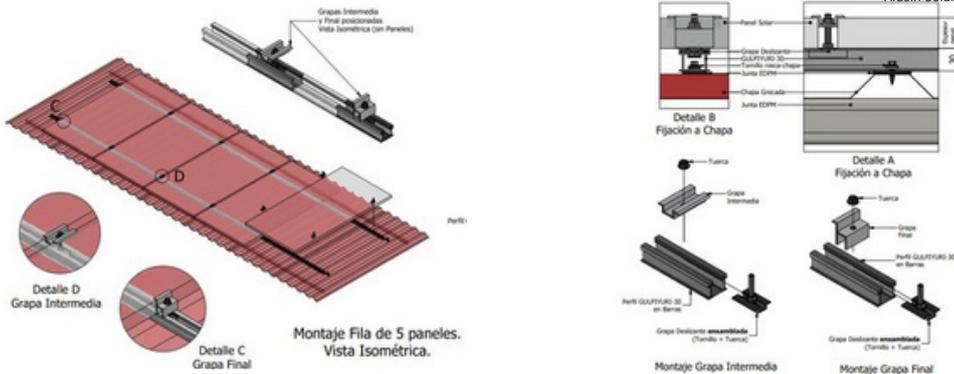
Plazo de entrega rápido / Cómoda instalación



25 años de garantía de materiales* / 2 años de garantía de obra

*Garantía de producto según condiciones generales de la Garantía de Alusín Solar

Configuración ideal: Paneles en horizontal sobre la cubierta:



OPCIONES DE CONFIGURACIÓN

- Sistema de montaje: Para poder instalar los paneles en vertical u horizontal con fijación a las correas o a la chapa
- Válido para paneles solares sin marco
- Suministro de tuercas antirrobo
- Fijación a metal, madera u hormigón

CARGAS CLIMÁTICAS



Viento
Hasta 144 km/h
(Configurable hasta 250km/h)



Nieve
Hasta 1 kN/m²
(Configurable hasta 2kN/m²)

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

- ✓ Perfil de aluminio diseñado para el anclaje a chapa metálica. Perfiles, grapas y accesorios en aluminio extruido de primera infusión
- ✓ Tornillería en acero inoxidable A2/A4 según la agresividad del ambiente, con opción a tratamientos superficiales.
- ✓ Altura del panel solar a la cubierta: Variable, 3 centímetros del perfil + altura de la greca
- ✓ Fijación de paneles solares en 4 puntos mediante grapas de aluminio extruidas L=70mm de Alusín Solar
- ✓ Sistema ideado para ser instalado sobre grecas o bien, de greca a greca
- ✓ Distancia máxima de anclajes: 1,5m
- ✓ Garantía de estanqueidad mediante el sistema de doble junta
- ✓ Fijación con juntas EPDM y adhesivo a doble cara, asegurando estanqueidad y resistencia a gradientes térmicos y rayos UV

Parque Empresarial Principado de Asturias (P.E.P.A.)
Avenida del Zinc 35, Avilés - Asturias (España)
Teléfono: 984 112 759
alusinsolar@alusinsolar.com



SUN2000-100KTL-M1 Smart String Inverter



10
MPP. Seguidor



98.8% (@ 480V)
Max. Eficiencia



Gestión de
nivel de cadena



Diagnóstico inteligente
de curvas I-V admitido



MBUS
Soportado



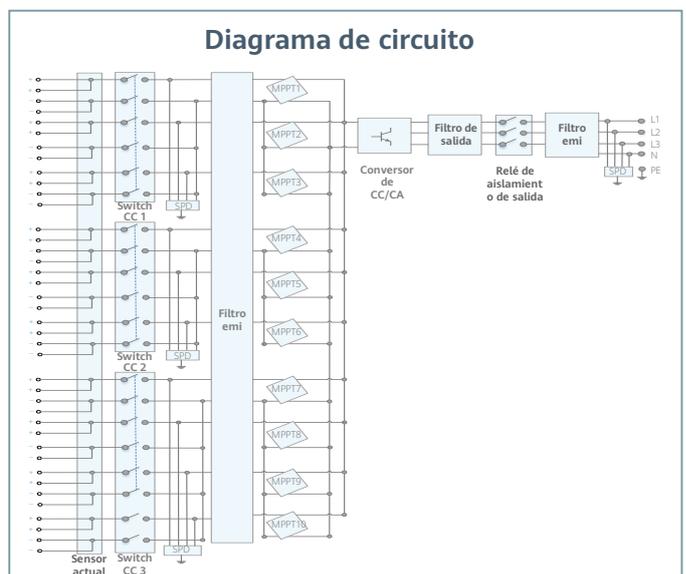
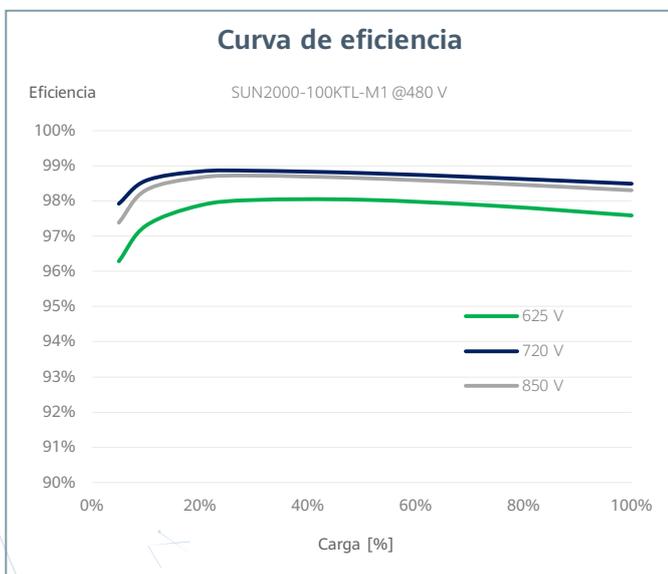
Diseño
Sin fusible



Protección contra rayos
Para DC y AC



IP66
Proteccion



Especificaciones técnicas	SUN2000-100KTL-M1
Eficiencia	
Máxima eficiencia	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
Eficiencia europea ponderada	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Entrada	
Tensión máxima de entrada ¹	1,100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	26 A
Corriente de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Tensión de funcionamiento MPPT ²	200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Cantidad de rastreadores MPP	20
Cantidad máxima de entradas por MPPT	10
Salida	
Potencia activa	100,000 W
Max. Potencia aparente de CA	110,000 VA
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)	110,000 W
Tensión nominal de salida	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. intensidad de salida	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo
Distorsión armónica total máxima	< 3%
Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa CC	Sí
Monitorización a nivel de string	Sí
Descargador de sobretensiones de CC	Type II
Descargador de sobretensiones de CA	Type II
Detección de resistencia de aislamiento CC	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí
Comunicación	
Display	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Sí
USB	Sí
Monitorización de BUS (MBUS)	Sí (transformador de aislamiento requerido)
Datos generales	
Dimensiones (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Peso (incluida ménsula de montaje)	90 kg
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C
Enfriamiento	Enfriamiento de aire inteligente
Max. Altitud de operación	4,000 m
Humedad de operación relativa	0 ~ 100%
Conector CC	Staubli MC4
Conector CA	Terminal PG impermeable + conector OT/DT
Grado de protección	IP66
Topología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	< 3.5 W

Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)

Seguridad

EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

Estándares de conexión a red eléctrica

* 1 El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.

* 2 Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

SUN2000-30/36/40KTL-M3 Smart PV Controller



Inteligente

Monitorización a nivel de string



Eficiente

Eficiencia máxima del 98.7%



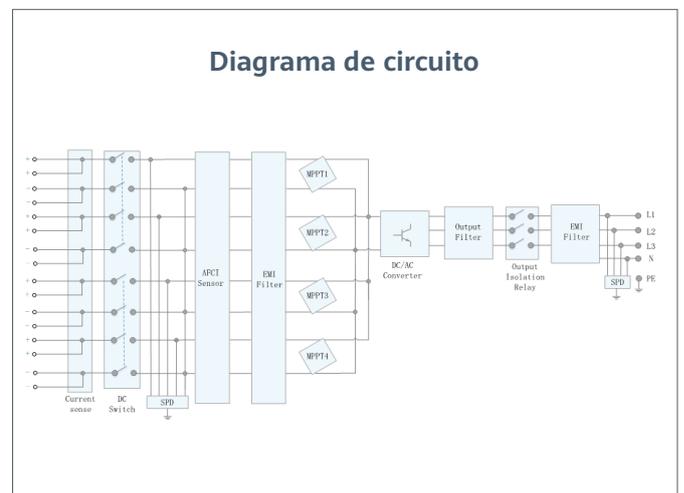
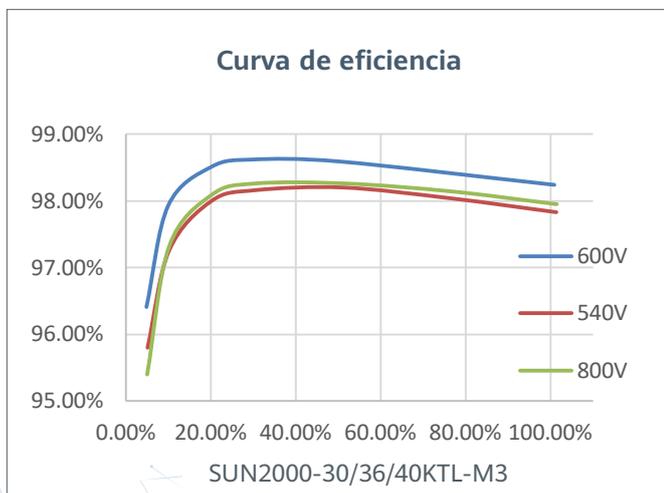
Seguro

Diseño sin fusibles



Confiable

Descargadores de sobretensión tipo II de CC y CA



Especificaciones técnicas	SUN2000-30KTL-M3	SUN2000-36KTL-M3	SUN2000-40KTL-M3
---------------------------	------------------	------------------	------------------

Eficiencia	
Máxima eficiencia	98.7%
Eficiencia europea ponderada	98.4%

Entrada	
Tensión máxima de entrada ¹	1,100 V
Intensidad de entrada máxima por MPPT	26 A
Intensidad de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Rango de tensión de operación ²	200 V ~ 1000 V
Tensión nominal de entrada	600 V
Cantidad de entradas	8
Cantidad de MPPTs	4

Salida			
Potencia nominal activa de CA	30,000 W	36,000 W	40,000 W
Máx. potencia aparente de CA	33,000 VA	40,000 VA	44,000 VA
Tensión nominal de Salida	230 Vac / 400 Vac, 3W/N+PE		
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz		
Intensidad nominal de salida	43.3 A	52.0 A	57.8 A
Máx. intensidad de salida	47.9 A	58.0 A	63.8 A
Factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD		
Máx. distorsión armónica total	< 3%		

Características y protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobretensión de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa CC	Sí
Monitorización a nivel de string	Sí
Descargador de sobretensiones de CC	Sí
Descargador de sobretensiones de CA	Sí
Detección de resistencia de aislamiento CC	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí
Protección ante fallo por arco eléctrico	Sí
Control del receptor Ripple	Sí
Recuperación PID integrada ³	Sí

Comunicación	
Display	Indicadores LED, WLAN Integrado + FusionSolar APP
RS485	Sí
Smart Dongle	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Opcional)
Monitoring BUS (MBUS)	Sí (transformador de aislamiento requerido)

Especificaciones generales	
Dimensiones (Ancho x Profundo x Alto)	640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)
Peso (Kit de herramientas para soporte de suelo incluido)	43 kg (94.8 lb)
Nivel de Ruido	< 46 dB
Rango de temperaturas en operación	-25 ~ + 60 °C (-13 °F ~ 140 °F)
Ventilación	Convección natural
Max. Altitud de operación	0 - 4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0% RH ~ 100% RH
Conector de CC	Staubli MC4
Conector de CA	Terminal PG impermeable + conector OT/DT
Grado de Protección	IP 66
Tipología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	≤ 5.5W

Compatibilidad con optimizador	
Optimizador compatible con DC MBUS	SUN2000-450W-P

Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)	
Seguridad	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Estándares de conexión a red eléctrica	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2, DEWA

1. El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.

2. Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

3. SUN2000-30-40KTL-M3 aumenta por encima de cero la tensión entre la FV- y tierra a través de la función de recuperación PID, con el fin de recuperar la degradación del módulo debido al efecto PID. Compatible con módulos tipo-P (mono, poli), tipo-N (nPERT, HIT)



Inteligente

Diseño de control de exportación inteligente cero



Seguro

Fácil de instalar en el sitio



Fiable

Protección contra sobretensiones

Especificaciones técnicas	SmartLogger3000A03EU	SmartLogger3000A01EU
Gestión de dispositivos		
Max. Número de dispositivos manejables	80	
Interfaz de comunicación		
WAN	WAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps	
LAN	LAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps	
RS485	COM x 3, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps, 1000 m	
MBUS	MBUS x 1, 115.2 kbps, Compatible con PLC	No apoyo
2G / 3G / 4G ¹	LTE(FDD) : B1,B2,B3,B4,B5,B7,B8,B20 DC-HSPA+/HSPA+/HSPA/UMTS : 850/900/1900/2100 MHz GSM/GPRS/EDGE: 850/900/1800/1900 MHz ²	
Entrada / salida digital / analógica	DI x 4, DO x 2, AI x 4	
DO activo	12V, 100mA (conexión con relé, sensor)	
Protocolo de comunicación		
Ethernet	Modbus-TCP, IEC 60870-5-104	
RS485	Modbus-RTU, IEC 60870-5-103 (estándar), DL / T645	
Interacción		
LED	LED Indicator x 3 – RUN, ALM, 4G	
WEB	Web incrustada	
USB	USB 2.0 x 1	
APP	Comunicación por WLAN para la puesta en servicio	
Ambiente		
Rango de temperatura de operación	-40°C ~ 60°C	
Temperatura de almacenaje	-40°C ~ 70°C	
Humedad relativa (sin condensación)	5% ~ 95%	
Max. Altitud de operación	4,000 m	
Alimentación		
Fuente de alimentación de CA	100 V ~ 240 V, 50 Hz / 60 Hz	
Fuente de alimentación de CC	12 V / 24 V	
Consumo de energía	Típico 8 W, Max. 15 W	
Datos generales		
Dimensiones (W x H x D)	225 x 160 x 44 mm (sin orejas de montaje y antena)	
Peso	2 kg	
Grado de protección	IP20	
Opciones de instalación	Montaje en pared, montaje en riel DIN, montaje de mesa	

¹ Al poner dentro de la caja de metal, se necesitará antena extendida.

² Para recomendada lista y datos de portadores en frecuencias compatibles, póngase en contacto con los distribuidores locales.

Smart Power Sensor



Preciso

Precisión de medición: Clase 1



Fácil y sencillo

Pantalla LCD, fácil de configurar y comprobar



Energía eficiente

Consumo general de energía ≤ 1 W

Especificaciones técnicas	DDSU666-H	DTSU666-H 250A/50mA
Datos generales		
Dimensiones (alto x anchura x profundidad)	100 x 36 x 65.5 mm	100 x 72 x 65.5 mm
Tipo de montaje	DIN35 Rail	
Peso (incluidos los cables)	1.2 kg	1.5 kg
Fuente de alimentación		
Tipo de red eléctrica	1P2W	3P4W
Tensión de entrada (por fase)	176 Vac ~ 288 Vac	
Consumo de potencia	≤ 0.8 W	≤ 1 W
Rango de medición		
Tensión de línea	/	304 Vac ~ 499 Vac
Tensión por fase	176 Vac ~ 288 Vac	
Intensidad	0 ~ 100 A	0 ~ 250 A
Precisión de medición		
Tensión	± 0.5 %	
Intensidad / Potencia / Energía	± 1 %	
Frecuencia	± 0.01 Hz	
Comunicación		
Interfaz	RS485	
Velocidad de transmisión en baudios	9,600 bps	
Protocolo de comunicación	Modbus-RTU	
Entorno		
Rango de temperatura de operación	-25 °C ~ 60 °C	
Rango de temperatura de almacenamiento	-40 °C ~ 70 °C	
Humedad de operación	5 %RH ~ 95 %RH (sin condensación)	
Otros		
Accesorios	Cable RS485 (10 m)	
	1 CT 100 A/40 mA (5 m)	3 CT 250 A/50 mA (5 m)

Nº de certificado de producto	20465-CER	
Solicitante	Huawei C/ Isabel Colbrand 22, 28050. Las Tablas – Madrid - España	
Series	SUN 2000 (inversor)	
Modelos	Inversor: Huawei SUN2000-100KTL-M1 Huawei SUN2000-30KTL-M3 Huawei SUN2000-36KTL-M3 Huawei SUN2000-40KTL-M3 Huawei SUN2000-60KTL-M0	Analizador de red: Huawei DTSU666-H Smartlogger: Huawei SmartLogger3000A Huawei Smartlogger3000B Huawei SmartACU2000D Transformador de corriente: Huawei CTF24-5K-250
Tipo de unidad generadora	Inversor trifásico / Analizador de red / Transformador de corriente	
Datos técnicos	Ver páginas 2, 3, 4, 5 y 6.	
Versión de Software	Inversor: V500R001 Analizador de red: V1.01 Smartlogger: V300R001	
Norma	Real Decreto 244/2019 , de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Acogido a régimen de autoconsumo. Conforme a Anexo I.	

Después de haber evaluado el informe de ensayo número: 20465-TR, realizado por CERE (Laboratorio acreditado con Nº 5314.01) y basado en los requisitos de EN ISO/IEC 17025: 2017.

La solución antes mencionada cumple con los requisitos de:

Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Acogido a régimen de autoconsumo. Conforme a Anexo I.

Esta certificación se basa en el proceso interno de PET-CERE-09 Rev 26 basado en los requisitos de la norma EN ISO/IEC 17065:2012. Para este proceso de certificación, las actividades que fueron evaluadas en conformidad con:

- Ensayos sobre muestra seleccionada por CERE.
- Sistema de calidad conforme ISO 9001 en base a certificado con número: 17 100 1933213 emitido por un cuerpo de certificación acreditado conforme a EN ISO/IEC 17021.
- Inspección del proceso de fabricación.

Madrid, a 12 junio de 2020. Este certificado es válido hasta el 12 junio de 2023.

Miguel Martínez Lavin
Certification Manager

Datos técnicos

Inversor

SUN2000-100KTL-M1	
Entrada	
Potencia máxima	112.200 W
Tensión máxima	1100 V
Rango de operación de tensión (MPPT)	200-1000V
Mínima tensión de arranque	200 V
Rango de tensión MPPT a plena carga	540-800 V (380 V-400 V), 625-850 V (480 V)
Tensión nominal	600 V (380 V-400 V), 720 V (480 V)
Máxima corriente (per MPPT)	26 A
Máxima corriente de cortocircuito (per MPPT)	40 A
Salida	
Potencia activa nominal	100 kW
Potencia máxima	110 kVA
Máxima potencia activa (cosφ = 1)	110 kW
Tensión nominal (fase/ línea)	220 V/380 V, 230 V/400 V, 277 V/480 V, 3W + (N)b + PE,
Corriente nominal	152.0A (380V), 144.4A (400V), 120.3A (480V)
Frecuencia de red	50 Hz
Máxima corriente	168.8A (380V), 160.4A (400V), 133.7A (480V)
Factor de potencia	0.8 capacitivo and 0.8 inductivo
Tasa de distorsión armónica máxima (potencia nominal)	< 3%
Comunicaciones	
Comunicaciones	RS485

Modelo	SUN2000-30KTL-M3	SUN2000-36KTL-M3
Entrada		
Tensión máxima	1.100 V	1.100 V
Rango de operación de tensión (MPPT)	200 V ~ 1000 V	200 V ~ 1000 V
Tensión nominal	600 V	600 V
Máxima corriente (per MPPT)	26 A	26 A
Máxima corriente de cortocircuito (per MPPT)	40 A	40 A
Salida		
Potencia activa nominal	30.000 W	36.000 W
Potencia máxima	33.000 VA	39.600 VA
Tensión nominal (fase/ línea)	230 Vac / 400 Vac, 3W/N+PE	230 Vac / 400 Vac, 3W/N+PE
Corriente nominal	43.3 A	52.0 A
Frecuencia de red	50 Hz	50 Hz
Máxima corriente	47.6 A	57.2 A
Factor de potencia	0.8 capacitivo and 0.8 inductivo	0.8 capacitivo and 0.8 inductivo
Tasa de distorsión armónica máxima (potencia nominal)	<3%	<3%
Comunicaciones		
Comunicaciones	RS485	RS485

Modelo	SUN2000-40KTL-M3	SUN2000-60KTL-M0
Entrada		
Tensión máxima	1.100 V	1.100 V
Rango de operación de tensión (MPPT)	200 V ~ 1000 V	200 V ~ 1000 V
Tensión nominal	600 V	600 V @380 Vac / 400 Vac, 720 V @480 Vac
Máxima corriente (per MPPT)	26 A	22 A
Máxima corriente de cortocircuito (per MPPT)	40 A	30 A
Salida		
Potencia activa nominal	40.000W	60.000 W
Potencia máxima	44.000 VA	66.000 VA
Tensión nominal (fase/línea)	230 Vac / 400 Vac, 3W/N+PE	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, default 3W + N + PE; 3W + PE optional in settings; 277 V / 480 V, 3W + PE
Corriente nominal	57.7 A	91.2 A @380 V, 86.7 A @400 V
Frecuencia de red	50 Hz	50 Hz
Máxima corriente	63.5 A	100 A @380 V, 95.3 A @400 V, 79.4 A @480 V
Factor de potencia	0.8 capacitivo and 0.8 inductivo	0.8 capacitivo and 0.8 inductivo
Tasa de distorsión armónica máxima (potencia nominal)	<3%	<3%
Comunicaciones		
Comunicaciones	RS485	RS485

Analizador de red

Modelo	Huawei DTSU666-H
Tipo de conexión	3x230/400V or 3x400V
Grado de precisión	Clase Activa 1
Especificaciones de corriente	250A/50mA
Máximo porcentaje de limitación de error de varios instrumentos	±2,0
Tipo	Via Transformador
Tipo de comunicación	Protocolo RS485 ModBus RTU
Constante de instrumento	400imp/kWh

Smartlogger

Modelo	SmartLogger3000A	SmartLogger3000B *	SmartACU2000D**
Fuente de DC	12V / 24 V	24V, 0.8 A	12V / 24 V
Fuente de AC	100 V~240 V, 50 Hz	100 V~240 V, 50 Hz	380 V ~ 800 V, 3Ph, 50 Hz
Comunicaciones	Modbus-TCP / Modbus-RTU	Modbus-TCP / Modbus-RTU	Modbus-TCP / Modbus-RTU
Velocidad de la interfaz de comunicación	COM x 3, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps.	COM x 3/6*, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps	COM x 3/6*, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps

* Sin & con SmartModule1000A

** Integrado SmartLogger3000B con 1 módulo

** Modelos -D-00 /-D-001/ -D-02/ -D-03

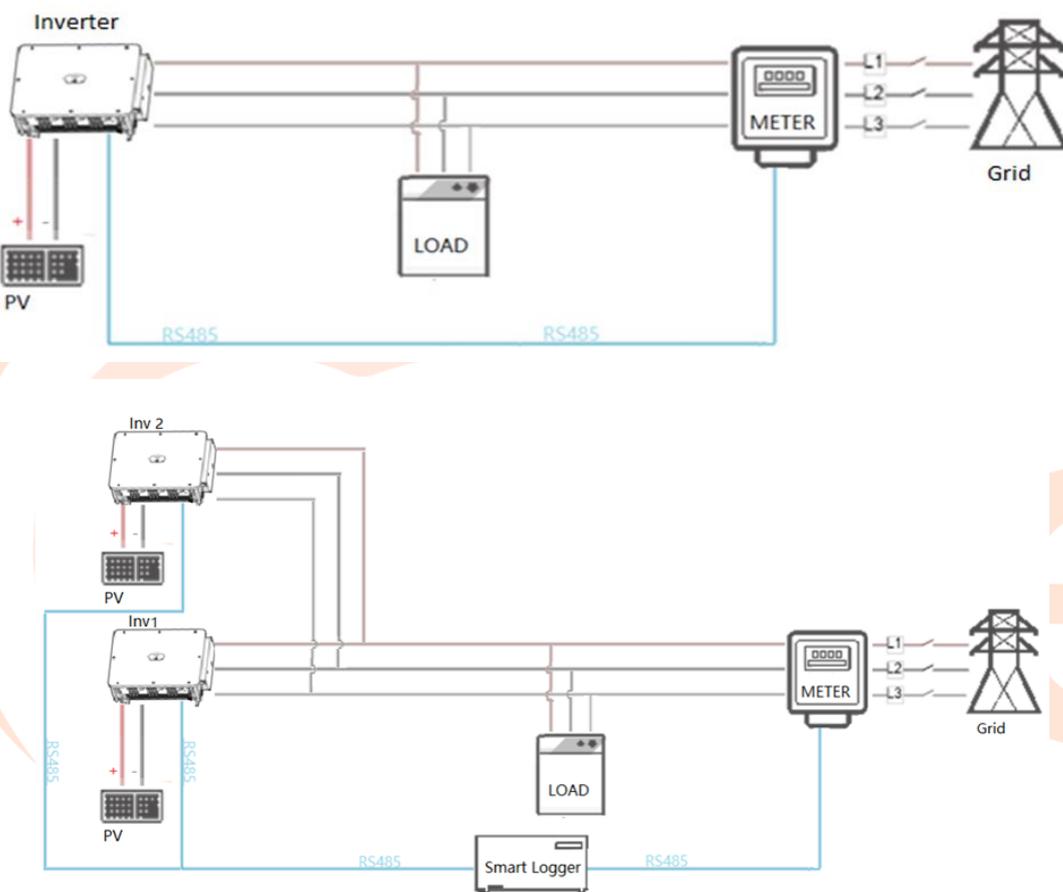
Características del transformador de corriente:

Modelo	Huawei SCT-24 250A/50 mA 0.5 20Ω
Corriente nominal primaria	250 A
Relación de transformación nominal	5000: 1
Carga nominal	20 Ω
Precisión	±0.75%, Clase 1.0 de 1% a 120% de la corriente nominal primaria
Ángulo de fase	±0.5 grados (30 minutos) 0 de 1% a 120% de la corriente nominal

Pueden ser incluidos en la solución certificada modelos variantes de analizador de red (sin control) y transformadores de corriente y tensión siempre que cumplan con:

- Mismo régimen de conexión (monofásico o trifásico)
- Misma tolerancia de medida
- Mismo tiempo de refresco o inferior
- Mismo tipo de comunicaciones
- En el caso de que se requieran transformadores de corriente o tensión adicionales, misma precisión del conjunto o superior.

Diagrama eléctrico



Las muestras seleccionadas para ensayo son representativas de la producción.

Las muestras fueron seleccionadas en:

Tomas de muestra:

La inspección del proceso de fabricación se realizó en:
El día 22 de enero de 2020.

Número de informe de inspección

Huawei Technologies Co., Ltd.
No.2, City Avenue Songshan Lake
Sci.&Tech. Industry Park, 523808
Dongguan, Guandong, P.R. China

20465-TM

Huawei Technologies Co., Ltd.
No.2, City Avenue Songshan Lake
Sci.&Tech. Industry Park, 523808
Dongguan, Guandong, P.R. China

20216-20-1-IF

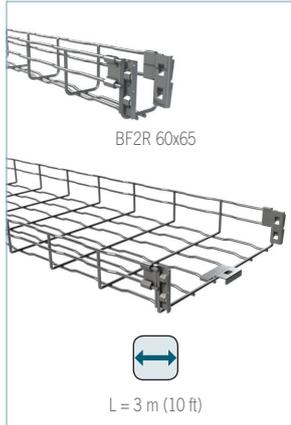
CONTROL DE CAMBIOS

Revisión	Modificaciones/ Cambios	Fecha
0	Versión inicial	12/06/2020

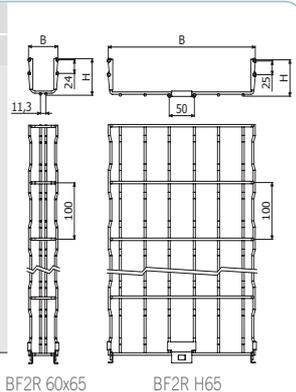




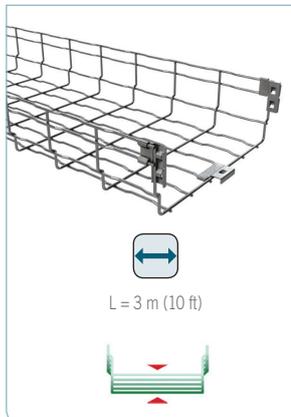
BF2R H65



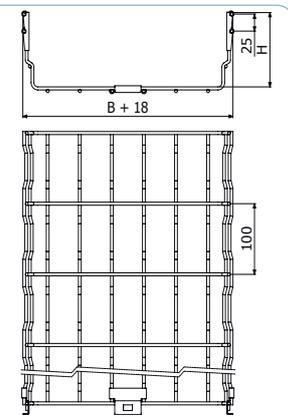
	B		H		↓	EZ		EZ 1000		i304		i316	
	mm	inch	mm	inch		REF.	kg/m	REF.	kg/m	REF.	kg/m	REF.	kg/m
BF2R 60X65	60	2"	65	2"	0	2/7389	0,54	2/17354	0,54	2/7516	0,59	2/18617	0,59
BF2R 100X65	100	4"	65	2"	0	2/7248	0,79	2/17355	0,79	2/7502	0,73	2/18618	0,73
BF2R 150X65	150	6"	65	2"	0	2/7249	0,84	2/17356	0,84	2/7503	0,86	2/18619	0,86
BF2R 200X65	200	8"	65	2"	0	2/7250	1,09	2/17357	1,09	2/7504	1,12	2/18620	1,12
BF2R 300X65	300	12"	65	2"	1	2/7251	1,60	2/17358	1,60	2/7505	1,72	2/18621	1,72
BF2R 400X65	400	16"	65	2"	1	2/7394	1,94	2/17359	1,94	2/7506	2,09	2/18622	2,09
BF2R 450X65	450	18"	65	2"	1	2/9989	2,33	2/17360	2,33	2/7530	1,94	2/18623	1,94
BF2R 500X65	500	20"	65	2"	2	2/7395	2,72	2/17361	2,72	2/7507	2,56	2/18624	2,56
BF2R 600X65	600	24"	65	2"	2	2/7396	3,13	2/17362	3,13	2/7508	2,95	2/18625	2,95



BF2R H105



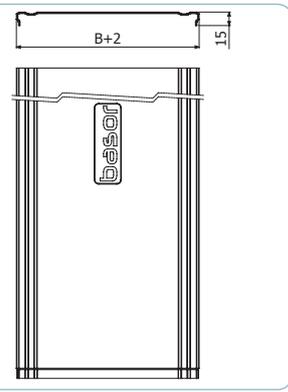
	B		H		↓	EZ		EZ 1000		i304		i316	
	mm	inch	mm	inch		REF.	kg/m	REF.	kg/m	REF.	kg/m	REF.	kg/m
BF2R 100X105	100	4"	105	4"	0	2/7914	1,06	2/17363	1,06	2/18559	0,93	2/18626	0,93
BF2R 150X105	150	6"	105	4"	0	2/7915	1,23	2/17364	1,23	2/18560	1,10	2/18627	1,10
BF2R 200X105	200	8"	105	4"	0	2/7397	1,59	2/17365	1,59	2/7509	2,72	2/18628	1,72
BF2R 300X105	300	12"	105	4"	1	2/7398	1,93	2/17366	1,93	2/7510	2,09	2/18629	2,09
BF2R 400X105	400	16"	105	4"	1	2/7399	2,71	2/17367	2,71	2/7511	2,56	2/18630	2,56
BF2R 450X105	450	18"	105	4"	1	2/9990	2,92	2/17368	2,92	2/12109	2,71	2/18631	2,71
BF2R 500X105	500	20"	105	4"	2	2/7400	3,12	2/17369	3,12	2/7512	2,95	2/18632	2,95
BF2R 600X105	600	24"	105	4"	2	2/7401	3,53	2/17370	3,53	2/7513	3,34	2/18633	3,34



TERE (BF2R H65)



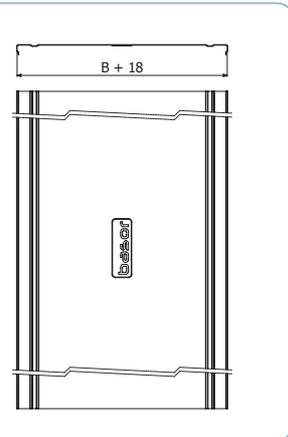
	B		GS		GC		i304		i316	
	mm	inch	REF.	kg/m	REF.	kg/m	REF.	kg/m	REF.	kg/m
TERE 100	100	4"	2/1312	0,55	2/1321	0,82	2/4560	0,71	2/18154	0,81
TERE 150	150	6"	2/1313	0,76	2/1322	1,05	2/5123	0,99	2/18155	1,13
TERE 200	200	8"	2/1314	0,98	2/1323	1,25	2/4561	1,27	2/18156	1,45
TERE 300	300	12"	2/1316	1,55	2/1325	1,83	2/4716	1,83	2/18157	2,09
TERE 400 2M	400	16"	2/1317	2,19	2/1326	2,75	2/4931	2,73	2/18158	2,73
TERE 500 2M	500	20"	2/1318	3,11	2/1327	3,85	2/4562	3,37	2/18159	3,37
TERE 600 2M	600	24"	2/1319	3,95	2/1328	4,58	2/5357	4,01	2/18160	4,01



TEBFR (BF2R H105)



	B		GS		GC		i304		i316	
	mm	inch	REF.	kg/m	REF.	kg/m	REF.	kg/m	REF.	kg/m
TEBFR 100	100	4"	2/9789	0,81	2/9886	0,83	2/18576	0,81	2/18643	0,81
TEBFR 150	150	6"	2/9790	1,09	2/9887	1,12	2/18577	1,09	2/18644	1,09
TEBFR 200	200	8"	2/9791	1,37	2/9888	1,41	2/18578	1,37	2/18645	1,37
TEBFR 300	300	12"	2/9792	2,21	2/9889	1,99	2/18579	1,93	2/18646	1,93
TEBFR 400	400	16"	2/9793	2,85	2/9890	2,56	2/18580	2,49	2/18647	2,49
TEBFR 500	500	20"	2/9794	4,36	2/9891	3,59	2/18581	3,49	2/18648	3,49
TEBFR 600	600	24"	2/9795	5,16	2/9892	4,25	2/18582	4,13	2/18649	4,13





TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K

Cable para instalaciones solares fotovoltaicas TÜV y EN.

EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502

DISEÑO



E_{ca}

Conductor

Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228.

Aislamiento

Goma libre de halógenos

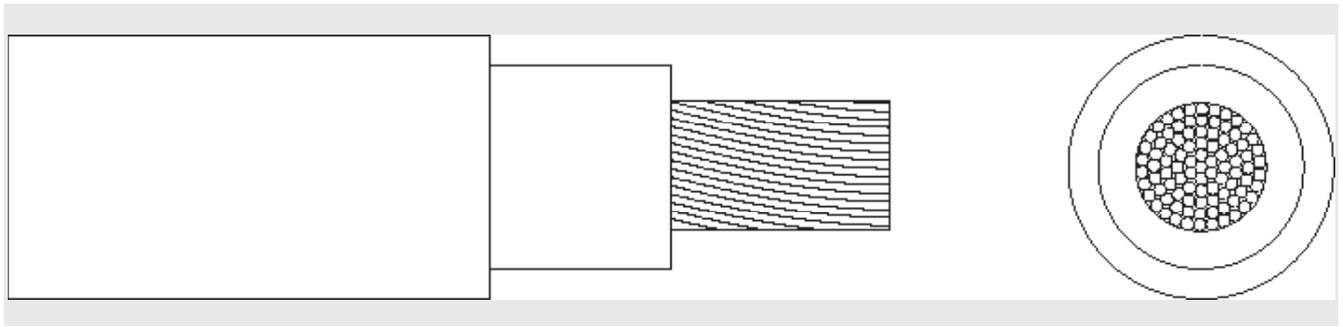
Cubierta

Goma libre de halógenos de color negro o rojo.

APLICACIONES

El cable Topsolar ZZ-F/H1Z2Z2-K, certificado TÜV y EN, es apto para instalaciones fotovoltaicas, tanto en servicio móvil como en instalación fija. Cable muy flexible especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor de corriente continua o alterna. Compatible con la mayoría de conectores. Gracias al diseño de sus materiales, puede ser instalado a la intemperie en plenas garantías.





DIMENSIONES

Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire: Libre (A)	Int. Sobre Superficie (A)	Int. Adyacente a Superficie (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 4 (12 AWG)	7,1	83	55	52	44	14,3
1 x 6 (10 AWG)	7,7	104	70	67	57	9,49
1 x 10 (8 AWG)	9,1	159	98	93	79	5,46
1 x 16 (6 AWG)	10,1	218	132	125	107	3,47
1 x 25 (4 AWG)	11,5	309	176	167	142	2,23
1 x 35 (2 AWG)	12,6	404	218	207	176	1,58



Intensidades máximas admisibles según IEC 60364-5-52.

Para otras condiciones de instalación, consultar factores de corrección en el anexo de este catálogo.

Consulte más datos técnicos en la especificación particular del cable.

Top Cable se reserva el derecho de llevar a cabo cualquier modificación de esta ficha técnica sin previo aviso.

Para más información: ventas@topcable.com

Cables 0,6/1 kV

RZ1-K (AS) 0,6/1 kV CPR



Descripción

Los cables libres de halógenos RZ1-K (AS) CPR cumplen con los criterios de clasificación de productos de la construcción según Reglamento CPR 305/2011 y la norma EN 50575, siendo los indicados para instalaciones fijas, protegidas o no, donde en caso de incendio se requiera una baja emisión de humos y gases corrosivos, como locales de pública concurrencia, hospitales, escuelas, centros comerciales y aeropuertos. Son adecuados para instalaciones interiores y exteriores. Su gran flexibilidad los hace muy apropiados en instalaciones complejas y de gran dificultad.

Los cables RZ1-K (AS) 0,6/1kV se fabrican con cubierta de color verde según la norma UNE 21123. Los cables RZ1-K (AS) 0,6/1kV pueden fabricarse en otros colores según la norma IEC 60502. Normas de Referencia: UNE 21123 y HD 603 S1

Aplicaciones

Según el REBT 2002, para las siguientes instalaciones:

- ITC-BT 09 Redes de alimentación subterránea para instalaciones de alumbrado exterior
- ITC-BT 14 Línea general de alimentación
- ITC-BT 15 Derivación individual
- ITC-BT 20 Instalaciones interiores o receptoras
- ITC-BT 28 Locales de pública concurrencia

Igualmente se pueden utilizar en las siguientes:

- ITC-BT 07 Redes subterráneas para distribución en baja tensión
- ITC-BT 11 Redes de distribución de energía eléctrica. Acometidas subterráneas
- ITC-BT 30 Instalaciones en locales de características especiales

Apropiados para instalaciones en las que se quiera aumentar la protección contra incendios.

Adecuados para instalaciones interiores y exteriores, sobre soportes al aire, en tubos o enterrados.

Características Técnicas

1. Conductor	Cobre electrolítico flexible (Clase V) según UNE-EN 60228, EN 60228 e IEC 60228
2. Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE) tipo DIX 3 según UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502-1
3. Cubierta	Polioléfina termoplástica tipo DMZ-E según UNE 21123 y UNE-HD 603-1 y ST8 según IEC 60502-1
Tensión nominal	0,6/1 kV
Tensión de ensayo	3.500 V C.A.
Temperatura máxima	90 °C

Otras características

Resistencia UV: ensayo climático según UNE 211605

Color según UNE 21089 y HD 308 S2 (marcados con colores para menos de cinco conductores), UNE-EN 50334 y EN 50334 (marcados por inscripción para más de cinco conductores)

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1-2, EN 60332-1-2 e IEC 60332-1-2

No propagación del incendio según EN 50399.

Bajo contenido de halógenos según IEC 60754-1 y 60754-2

Baja emisión de gases corrosivos según UNE-EN 50267, EN 50267 e IEC 60754-1 y 60754-2

Baja emisión de humos opacos según UNE-EN 61034-2, EN 61034-2 e IEC 61034-2

El uso de polietileno reticulado (XLPE) admite una mayor densidad de corriente, a igualdad de sección, respecto al aislamiento con PVC

Clasificación CPR según EN 50575

Dimensiones

Sección (mm ²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)	Clase
1x1,5	13,3	6,50	58	Cca- s1b, d1, a1
1x2,5	7,98	6,85	72	Cca- s1b, d1, a1
1x4	4,95	7,55	92	Cca- s1b, d1, a1
1x6	3,3	8,25	117	Cca- s1b, d1, a1
1x10	1,91	9,00	159	Cca- s1b, d1, a1
1x16	1,21	10,00	220	Cca- s1b, d1, a1
1x25	0,78	12,10	312	Cca- s1b, d1, a1
1x35	0,554	13,25	406	Cca- s1b, d1, a1
1x50	0,386	15,10	571	Cca- s1b, d1, a1
1x70	0,272	16,95	765	Cca- s1b, d1, a1
1x95	0,206	19,75	1.010	Cca- s1b, d1, a1
1x120	0,161	21,45	1.246	Cca- s1b, d1, a1
1x150	0,129	23,80	1.543	Cca- s1b, d1, a1
1x185	0,106	25,70	1.885	Cca- s1b, d1, a1
1x240	0,0801	28,90	2.396	Cca- s1b, d1, a1
1x300	0,0641	32,20	2.982	Cca- s1b, d1, a1
2x1,5	13,3	9,80	133	Cca- s1b, d1, a1
2x2,5	7,98	10,85	157	Cca- s1b, d1, a1
2x4	4,95	11,90	216	Cca- s1b, d1, a1
2x6	3,3	13,05	273	Cca- s1b, d1, a1
2x10	1,91	14,80	385	Cca- s1b, d1, a1
2x16	1,21	17,00	544	Cca- s1b, d1, a1
3G1,5	13,3	10,20	155	Cca- s1b, d1, a1
3G2,5	7,98	11,20	194	Cca- s1b, d1, a1
3G4	4,95	12,40	249	Cca- s1b, d1, a1
3G6	3,3	13,70	325	Cca- s1b, d1, a1
3G10	1,91	15,50	466	Cca- s1b, d1, a1

Sección (mm ²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)	Clase
3x16	1,21	18,00	679	Cca- s1b, d1, a1
3x25	0,78	21,85	979	Cca- s1b, d1, a1
3G35	0,554	23,75	1.290	Cca- s1b, d1, a1
4G1,5	13,3	11,20	176	Cca- s1b, d1, a1
4G2,5	7,98	12,25	217	Cca- s1b, d1, a1
4G4	4,95	13,30	294	Cca- s1b, d1, a1
4G6	3,3	14,85	390	Cca- s1b, d1, a1
4G10	1,91	16,70	565	Cca- s1b, d1, a1
4x16	1,21	19,65	837	Cca- s1b, d1, a1
4x25	0,78	24,75	1.204	Cca- s1b, d1, a1
4x35	0,554	27,05	1.615	Cca- s1b, d1, a1
4x50	0,386	31,20	2.284	Cca- s1b, d1, a1
5G1,5	13,3	12,00	201	Cca- s1b, d1, a1
5G2,5	7,98	13,15	245	Cca- s1b, d1, a1
5G4	4,95	14,50	348	Cca- s1b, d1, a1
5G6	3,3	16,10	459	Cca- s1b, d1, a1
5G10	1,91	18,15	670	Cca- s1b, d1, a1
5G16	1,21	21,35	991	Cca- s1b, d1, a1
5G25	0,78	26,60	1.447	Cca- s1b, d1, a1
5G35	0,554	29,95	1.954	Cca- s1b, d1, a1
5G50	0,386	34,85	2.754	Cca- s1b, d1, a1
5G70	0,272	39,75	3.841	Cca- s1b, d1, a1
6G1,5	13,3	10,60	162	Eca
6G2,5	7,98	11,80	224	Eca
7G1,5	13,3	10,60	177	Eca
7G2,5	7,98	13,75	315	Eca
7G6	3,3	16,40	537	Eca

Dimensiones

Sección (mm ²)	Resistencia a 20 °C (Ohm/km)	Diámetro Exterior (mm)	Peso (kg/km)	Clase
7G10	1,91	18,30	790	Eca
8G1,5	13,3	11,70	206	Eca
8G2,5	7,98	13,10	305	Eca
10G1,5	13,3	13,25	265	Eca
10G2,5	7,98	14,95	375	Eca
12G1,5	13,3	13,30	286	Eca
12G2,5	7,98	14,95	404	Eca
14G1,5	13,3	15,00	345	Eca
14G2,5	7,98	15,90	452	Eca
14G6	3,3	20,80	938	Eca
16G1,5	13,3	15,20	365	Eca
16G2,5	7,98	17,00	513	Eca
19G1,5	13,3	16,60	433	Eca
19G2,5	7,98	17,85	585	Eca
24G1,5	13,3	20,00	614	Eca
24G2,5	7,98	19,75	719	Eca
30G1,5	13,3	20,00	635	Eca