Universidad de Valladolid
Campus de Palencia

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIERÍAS AGRARIAS

Máster Universitario en Ingeniería Agronómica

Proyecto de instalación fotovoltaica conectada a red en el Aulario del Campus Universitario “La Yutera” de Palencia

Alumno: Alberto del Bosque Gallego

Tutor: Luis Manuel Navas Gracia

Septiembre de 2019

☐ Copia para el tutor/a

Agradecimientos

En primer lugar a mi tutor, Catedrático de Electrotecnia y electrificación rural e investigador en el Departamento de Ingeniería Agrícola y Forestal, Don Luis Manuel Navas Gracia, por ayudarme, motivarme y guiarme en todo momento con este proyecto, prestándome su colaboración en la recopilación de documentación y datos, aprovechando su etapa como anterior Vicerrector de Patrimonio e Infraestructuras de la Universidad de Valladolid (UVa).

Dar las gracias también a la Oficina de Calidad Ambiental y Sostenibilidad de la UVa, por encima de todo a la persona de Don Sergio Lorenzo González González, cotutor además de este proyecto, ha sido de gran ayuda a la hora de resolver los problemas técnicos de diversa índole que fueron surgiendo y prestar apoyo a nivel de documentación de consumos eléctricos del Campus La Yutera. Lo cual ha sido enriquecedor para la realización del presente proyecto.

Una mención especial de agradecimiento, al servicio de Mantenimiento del Campus de Palencia, por enseñarme las instalaciones ya existentes, así como escuchar sus propuestas para la ampliación y proyectos futuros, todo ello, me ha sido de gran interés y ha ayudado para que viese la luz este proyecto.

Por último y a nivel personal más importe, agradecer a mi familia, sobre todo a mis padres y mi hermana, pilares fundamentales que cuyo esfuerzo económico y apoyo moral en momentos de flaqueza han hecho posible que terminará con éxito mis estudios universitarios.

Universidad de Valladolid
Campus de Palencia

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIERÍAS AGRARIAS

Máster Universitario en Ingeniería Agronómica

Proyecto de instalación fotovoltaica conectada a red en el Aulario del Campus Universitario “La Yutera” de Palencia

DOCUMENTO Nº1 MEMORIA

Alumno: Alberto del Bosque Gallego

Tutor: Luis Manuel Navas Gracia

Septiembre de 2019

☐ Copia para el tutor/a

ÍNDICE GENERAL DEL PROYECTO

Documento nº1. MEMORIA

Anejos a la memoria:

- **Anejo I. Estudio de la radiación solar**
- **Anejo II. Situación actual**
- **Anejo III. Estudio de alternativas**
- **Anejo IV. Pre-dimensionado del sistema FV**
- **Anejo V. Simulación con el software PVSyst**
- **Anejo VI. Cálculos eléctricos**
- **Anejo VII. Estudio de puntos de recarga de vehículos eléctricos**
- **Anejo VIII. Condicionantes legales y tramitaciones**
- **Anejo IX. Memoria ambiental**
- **Anejo X. Estudio básico de seguridad y salud**
- **Anejo XI. Justificación de precios**
- **Anejo XII. Programación y puesta en marcha del proyecto**
- **Anejo XIII. Estudio de viabilidad económica**

Documento nº2. PLANOS

Documento nº3. PLIEGO DE CONDICIONES

Documento nº4. MEDICIONES

Documento nº5. PRESUPUESTO

ANEXOS:

- **A1. Consumos**
- **A2. Curva de carga**

DOCUMENTO 1.

MEMORIA

Alumno: Alberto del Bosque Gallego
UNIVERSIDAD DE VALLADOLID (CAMPUS DE PALENCIA) – E.T.S. DE INGENIERÍAS AGRARIAS
Titulación de: Máster Universitario en Ingeniería Agronómica

ÍNDICE DE LA MEMORIA

1. OBJETO DEL PROYECTO 3
1.1 Naturaleza del proyecto 3
1.2 Agentes 3
1.3 Localización del proyecto 3
2. ANTECEDENTES 4
2.1 Motivación del proyecto 4
2.2 Estudios previos 5
3. BASES DEL PROYECTO 5
3.1 Directrices generales del proyecto 5
3.1.1 Finalidad perseguida 5
3.1.2 Condicionantes impuestos por el promotor 6
3.1.3 Objetivos del promotor y criterios de valor 6
3.2 Condicionantes del proyecto 7
3.2.1 Condicionantes legales y tramitaciones administrativas 7
3.2.2 Condicionantes del medio físico 7
4. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS 8
4.1 Identificación y estudio de las alternativas 8
4.2 Evaluación de las alternativas 8
4.3 Elección definitiva de cada alternativa 8
5 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA INSTALACIÓN 9
5.1 Módulos fotovoltaicos 9
5.1.1 Paneles FV 9
5.1.2 Vidrio solar FV 10
5.1.3 Inversor utilizado 10
5.1.4 Caja de strings utilizada 11
5.1.5 Otras características de la instalación 12
5.2 Simulación de la instalación con PVSyst 12
6. ORGANIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN 12
6.1 Esquema general y conexionado de la instalación solar 12
7. CONSUMOS ELÉCTRICOS DEL EDIFICIO AULARIO 15
8. MEMORIA AMBIENTAL 18
9. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD 18
10. PROGRAMACIÓN, EJECUCIÓN Y PUESTA EN MARCHA DEL PROYECTO 19
11. VIABILIDAD ECONÓMICA……....21
12. RESUMEN DEL PRESUPUESTO……....21

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Diagrama de Gantt……...20

1. OBJETO DEL PROYECTO

1.1 Naturaleza del proyecto

El objeto de este proyecto es hacer más sostenible tanto desde el punto de vista ambiental como económico el Campus” La Yutera” de Palencia para ello se ha propuesto en el presente proyecto una instalación fotovoltaica conectada a red en régimen de autoconsumo, en el edificio Aulario de dicho Campus. Se ha propuesto que sea este edificio pues es el que alberga la mayor parte del consumo eléctrico del Campus Universitario, además cuenta con la particularidad Arquitectónica de haber sido históricamente un centro fabril de sacos de yute como acopio de fertilizante mineral. Dado que se trata de un edificio de patrimonio arquitectónico industrial de principios del siglo XX cuenta con una cubierta en diente de sierra como la mayoría de las industrias que se hicieron en aquella época (otro ejemplo en la ciudad con esta característica es la fábrica de armas), por ello y aprovechando que toda la cubierta en diente de sierra esta orientada de forma idónea hacia al sur (Sureste 26º), se decide que es la mejor zona para implantar y desarrollar tal instalación. Este edificio sufrió desde su cierre en los años 70 un deterioro por abandono hasta que la Universidad compró los terrenos en los años 90 para poder concentrar y albergar toda la oferta y dependencias universitarias que por aquel entonces tenia repartida por toda la ciudad, es así como comienzas las obras en el año 1998 de rehabilitación y construcción de nuevas edificios en el Campus, estas obras concluirían con la inauguración en el año 2002 del Campus Universitario de Palencia, (llamado “La Yutera” por albergar la famosa fabrica que dio origen a la actividad del edificio ahora ocupado por el Aulario universitario Palentino).

1.2 Agentes

Los agentes implicados en este proyecto son:

- Promotor: Universidad de Valladolid (UVa) propietaria actual del edificio Aulario
- Ingeniero proyectista: Alberto del Bosque Gallego

1.3 Localización del proyecto

La Universidad se encuentra en la entrada “sur” de la ciudad, tomando la autovía de circunvalación P-11 desde el desvío 2A de la A-67 “Autovía de la Meseta” desde Valladolid. Para entrar en el Campus se debe tomar la 3ª salida de la primera rotonda de la P-11 a la entrada de la ciudad.

El terreno se encuentra, a nivel catastral en la parcela nº44.962 del polígono nº 12.

Altitud: 730 m (sobre el nivel del mar)
Huso UTM: 30

X: 374.326,22
Y: 4.649.312,98

Dirección: Avenida de Madrid , nº50 C.P.: 34004

Latitud: 41º 58’ 48’’ N
Longitud: 4º 30’ 36’’ W

Figura 1: Distribución y localización de las distintas edificaciones que componen el Campus Universitario “La Yutera” de Palencia. *Fuente: Unidad Técnica de Arquitectura de la Universidad de Valladolid (UVa)*.

El centro urbano de la ciudad se encuentra a menos de 2 km, el Campus se encuentra perfectamente comunicado a la ciudad vía bici (carril bici parte sur de la ciudad inaugurado en 2012), por medio de autobús urbano (Líneas Palbus 1, 2 y 4) y con ciudad cercanas como Valladolid, Dueñas y Venta de Baños por medio de la línea universitaria y convencional de los autobuses de “La Regional S.A.” de Valladolid.

2. ANTECEDENTES

2.1 Motivación del proyecto

Reducir al máximo la facturación eléctrica del edificio Aulario, aprovechar la instalación pre-existente pero aún no legalizada (lleva menos de un año ejecutada), de vidrio

fotovoltaico de 12,38 kWp en los lucernarios del mismo edificio Aulario, poder aprovechar y ampliar esta instalación además de juntar la misma con la proyectada en el caso de que técnicamente sea posible. Aprovechando el uso de energía fotovoltaica como generación eléctrica y viendo si ésta es rentable, se pretende que en un futuro a corto plazo este modelo sostenible de energía se lleve a cabo en el resto de edificios del propio Campus e incluso en el Edificio verde de la ETSIIAA (Escuela Técnica Superior de Ingenierías Agrarias).

2.2 Estudios previos

- Planos catastrales e imágenes satelitales cedidas por la dirección general del Catastro y GoogleEarth para la localización, situación y/o emplazamiento del proyecto.
- Estudio de radiación solar con PVGIS (Para el edificio Aulario del Campus de Palencia)
- Facturas y consumos del edificio Aulario cedidos por la *Oficina de Calidad Ambiental y Sostenibilidad*
- Proyecto de la instalación existente de Vidrio FV cedido cordialmente por la Universidad de Valladolid (UVa) para su lectura
- Planos existentes del edificio Aulario e información de las instalaciones ya existente en el edificio (*Unidad Técnica de Arquitectura de la Universidad de Valladolid*).

3. BASES DEL PROYECTO

3.1 Directrices generales del proyecto

3.1.1 Finalidad perseguida

La principal finalidad de este proyecto es la mejora de una explotación agrícola en regadío mediante la puesta en marcha de un sistema de riego moderno y eficiente e impulsado con energía renovable (solar), como ya se ha comentado anteriormente.

Los objetivos marcados para conseguir tal finalidad son los siguientes:

- Dotar de nuevas infraestructuras de riego más eficientes y por tanto conseguir un ahorro no sólo de agua (contador) sino económico.
- Aumentar la rentabilidad de la explotación haciéndola más dinámica y moderna para ser más competitiva en el futuro.
- Establecer una rotación de cultivos de manera sostenible desde el punto de vista agronómico, ambiental y económico.

- Introducir y potenciar el uso de energías alternativas para evitar en la medida de lo posible la emisión de toneladas de CO_2, preparando a la explotación hacia un modelo nuevo de negocio futuro.

3.1.2 Condicionantes impuestos por el promotor

El promotor establece unos condicionantes, que facilitarán y mejoraran el estudio de las alternativas que se proponen con el objetivo de que encajen mejor en los deseos del promotor.

- **1ª)** Hacer que una parte importante (lo ideal sería el 100%), del consumo eléctrico del edificio Aulario tenga como origen la futura instalación energética renovable a proyectar, pero alternando la conexión a la red eléctrica ya establecida. Es decir, que la instalación renovable no sea de tipo aislada sino conectada a la red ya existente.

- **2ª)** No introducir el uso de baterías, ya que estas encarecerían de manera significativa tanto el proyecto como el posterior uso y mantenimiento de la instalación sobre todo si su manejo/conexionado no es el correcto y por consecuencia, se reduce la vida útil de las mismas.

- **3ª)** Para aquellos picos puntuales de consumo, es decir en los momentos donde la producción de energía renovable no cubra el consumo del edificio, bien sea por días nublados, bien porque se tenga consumos nocturnos o bien por aquellos aparatos en "Stand by" (los llamados consumos fantasma), se recurrirá a la energía procedente de la red eléctrica al desechar la introducción de baterías en el presente proyecto.

- **4ª)** Con el fin de evitar sanciones económicas en el autoconsumo por parte de la empresa distribuidora de la energía eléctrica referidos al RD 900/2015, se tiene que limitar la potencia instalada a 100 kW o menos, en este caso la potencia contratada con la compañía eléctrica es superior a 100 kW y por tanto este hecho no será un impedimento a la hora de limitar nuestra potencia como pasa en otras instalaciones con potencias menores contratadas. Con el nuevo RD 244/2019 este punto se esclarece y no supondrá ningún tipo de problema o sanción a la hora de acogernos al régimen de autoconsumo que mejor nos convenga.

3.1.3 Objetivos del promotor y criterios de valor

- Reducir al máximo el coste en la factura en los años venideros.

- Aprovechar la instalación FV ya existente y legalizar ambas para que produzcan cuanto antes en régimen de autoconsumo (inyección 0 a la red).

- Potenciar el uso de la energía solar como fuente de futuro para disminuir en gran medida el coste energético empleado en la electricidad del Campus.

- Si la energía fotovoltaica resulta rentable, potenciar el uso de coche eléctrico en el Campus y que sus cargadores se alimenten por medio de energía solar exclusivamente.

- Desarrollar el modelo en auge de ciudad inteligente o “Smart City” a través de la generación y uso de energías distribuidas y no centralizadas como se venía haciendo hasta ahora, abaratando el costo tanto ambiental o como económico de la distribución y transporte de la energía eléctrica desde los puntos de generación hasta los puntos de consumo.

3.2 Condicionantes del proyecto

Se refiere a todos aquellos factores que influyen en la puesta en marcha y realización proyecto, por ello, se deben de tener en cuenta y solicitar en el caso de los permisos necesarios.

3.2.1 Condicionantes legales y tramitaciones administrativas

Se deberá de cumplir una serie de requisitos y normas para adherirse al autoconsumo eléctrico conectado a red, en Castilla y León ya hay abierto un proceso para solicitar y cumplimentar los permisos necesarios para poder legalizar la instalación y empezar a disfrutar de ella cuanto antes. Dichos permisos vendrán detallados en el Anejo XIII “Condicionantes legales y tramitaciones”.

3.2.2 Condicionantes del medio físico

- **Estudio de la radiación solar:**

- Los datos principales de la instalación; latitud, inclinación del panel y azimut de este respectivamente son; Φ = 42º, β = 24º, γ = 26º SE serán determinantes el

predimensionamiento del sistema fotovoltaico y la simulación mediante el software PVSyst.

- Los datos de altura solar (α = 24,59º) e inclinación del panel (β = 24º) nos ayudarán a determinar el espaciado de los módulos solares y distanciamiento entre strings, con el fin de evitar sombreos parciales en los módulos con el previsible resultado de pérdidas innecesarias de producción energética además de fallos por sobrecalentamiento en las celdas solares sombreadas.

- El dato de HSP corregida para el mes de Enero (2,83 HSP), será el punto de partida para poder realizar el predimensionado de la instalación FV.

4. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS

El estudio de alternativas está detallado en el Anejo III "Estudio de alternativas" la finalidad de este estudio es obtener la mejor solución posible a las distintas alternativas estudiadas y que se adapte más a los deseos del promotor en él, además se ha convocado un panel de expertos con el objeto de tomar decisiones lo más objetivas posible.

4.1 Identificación y estudio de las alternativas

Las alternativas que se van a estudiar en el proyecto son las siguientes:

- Cultivos a implantar en la nueva explotación
- Tipo de laboreo/agricultura a realizar
- Sistema de riego a utilizar
- Fuente de energía a utilizar para el bombeo de agua para riego

4.2 Evaluación de las alternativas

Tras realizar un análisis multicriterio, se establecen criterios a cada alternativa, evaluando según un intervalo de valores que comprende valores entre 1 (Malo) y 5 (Excelente).

4.3 Elección definitiva de cada alternativa

- Fuente de energía renovable para generación eléctrica: Energía solar fotovoltaica conectada a red.

- Colocación y disposición de los módulos FV: Superposición arquitectónica (soporte coplanar) e integración arquitectónica (para vidrio FV).

- Tipo de material fotovoltaico a utilizar y/o instalar: Panel de silicio policristalino y vidrio monocristalino fotovoltaico.

- Tipo de configuración del inversor o inversores dentro del sistema FV: Inversor(es) centralizados.

5 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA INSTALACIÓN

En este apartado se agrupará tanto la ingeniería del proceso productivo de toda la explotación como la ingeniería de las obras realizadas para la puesta en marcha del propio proyecto.

5.1 Módulos fotovoltaicos

Serán de dos tipos dependiendo de donde estén ubicados, es decir en los dientes de sierra (cubiertas A1 y A2 "Ver Documento nº2 Planos), serán del tipo panel solar FV sujeto a los dientes mediante soporte coplanar, con las características técnicas que se podrán ver a continuación, por el contrario en la instalación referente a los lucernarios del edificio A (cubierta A3) estarán equipadas con vidrio FV, (como el ya existente), de integración arquitectónica.

5.1.1 Paneles FV

Tabla 1: Características técnicas dadas por el fabricante del panel solar seleccionado.

Módulo solar: PS-275P de 60 células policristalinas	
Dimensiones del módulo solar	1.640 x 990 x 35 mm
Potencia máxima (Pmáx)	275 W
Eficiencia del módulo	16,94%
Voltaje en el punto de máxima potencia (Vmp)	31,3 V
Intensidad de corriente en el punto de máxima potencia (Imp)	8,78 A
Voltaje en circuito abierto (Voc)	37,3 V
Intensidad de corriente en cortocircuito (Isc)	9,20 A
Cables en la parte posterior, sección estándar y longitud	TUV, 4mm^2, 900 mm
Tipo de célula fotovoltaica	Policristalina 156 x 156 mm
Caja de conexión en la parte posterior	IP67, TUV
Voltaje máximo del sistema	Vdc 1.000 V
Garantía máxima de producto según potencia	25 años al 80% de potencia

5.1.2 Vidrio solar FV

Tabla 2: Características técnicas dada por el fabricante del vidrio solar fotovoltaico

Vidrio fotovoltaico de 50 células (5x10) monocristalinas	
Dimensiones del vidrio solar	2.000 x 1.000 x 10 mm
Potencia máxima (Pmáx)	221 W
Potencia pico por metro cuadrado de vidrio	110,3 Wp/m^2
Eficiencia del vidrio solar	11,05 %
Voltaje en el punto de máxima potencia (Vmp)	26 V
Intensidad de corriente en el punto de máxima potencia (Imp)	8,39 A
Voltaje en circuito abierto (Voc)	32 V
Intensidad de corriente en cortocircuito (Isc)	8,93 A
Peso específico	40 kg/módulo
Área del vidrio	2 m^2
Configuración	Doble laminado templado (4 + 4 mm)
Encapsulante	1,80 mm (Láminas de EVA)
Cables en la parte posterior, sección estándar y longitud	TUV, 4mm^2, 900 mm
Tipo de célula fotovoltaica y tamaño	Monocristalina 156 x 156 mm
Transmisión luminosa (Transparencia/Opacidad)	22 %
Caja de conexión en la parte posterior	IP65, TUV
Voltaje máximo del sistema	Vdc 1.000 V
Garantía máxima de producto según potencia	25 años al 80% de potencia

Fuente: Proyecto eléctrico de instalación de Energía solar FV para autoconsumo de 12 kWp en el "Campus La Yutera".

5.1.3 Inversor utilizado

El inversor utilizado tendrá las siguientes características técnicas, habrá tres unidades inversoras.

Tabla 3: Características técnicas del inversor seleccionado.

FRONIUS ECO 25.0-3-S		
DATOS GENERALES	Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	725 x 510 x 225 mm
	Peso	35,7 kg
	Tipo de protección	IP 66
	Clase de protección	1
	Categoría de sobretensión (CC/CA)(1)	1 + 2/3
	Tensión CC mínima de arranque	650 V
	Máxima tensión de entrada (Vdc máx)	1.000 V
	Consumo nocturno	< 1 W
	Máxima sálida del generador FV (Pdc máx)	37,8 kWp
	Potencia nominal CA (Pac,r)	25.000 W
	Concepto de inversor	Sin transformador
	Refrigeración	Refrigeración de aire regulada
	Instalación	Interior y exterior
	Margen de temperatura ambiente	Desde -25ºC hasta 60ºC
	Humedad de aire admisible	0 a 100 %
	Máxima altitud	2.000 m
	Máximo rendimiento	98,2 %
	Tecnología de conexión CC	Conexión de 6x CC+ y 6x CC- bornes roscados 2,5 mm² - 16 mm²
	Tecnología de conexión principal	Conexión de 5 polos CA bornes roscados 2.5 - 16 mm²
	Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G59/3, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21

5.1.4 Caja de strings utilizada

Tabla 4: Características técnicas de la caja de strings seleccionada, incluyendo las protecciones internas.

Modelo ST061010P						
Nº Máx. Strings	Tensión máxima	(Isc) Cortocircuito	Protección con fusibles	Prot. Sobret. Clase II	Dimensiones (Alto,ancho,fondo) [mm]	Material caja/tapa
6	1.000 V	80 A	Sí	Sí	436 x 418 x 148	Poliéster/PC

Serán necesarias 3 unidades.

5.1.5 Otras características de la instalación

El resto de componentes de la instalación, ya sean la estructura soporte de paneles empleada o las especificaciones referentes al cableado y protecciones eléctricas empleadas en la instalación, se emplaza a la consulta con detalle de los Anejos IV “Predimensionado del sistema FV” y VI “Cálculos eléctricos”.

5.2 Simulación de la instalación con PVSyst

El dato final de energía generada en la instalación FV de los paneles es de:

112.589 kWh/año

Mientras que en la instalación de vidrio FV: **29.340 kWh/año**

En cuanto al total de energía eléctrica de origen fotovoltaico generado en la cubierta del edificio Aulario anualmente es de:

Etotal generada = 112.589 kWh + 29.340 kWh = **141.929 kWh/año**

Para ver más detalles del informe de simulación y los parámetros obtenidos, se emplaza a la lectura del Anejo V “Simulación con el software PVSyst”.

6. ORGANIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN

6.1 Esquema general y conexionado de la instalación solar

A continuación, se expone un esquema que detalla de forma general la instalación a proyectar, así como los componentes que se van a utilizar en el sistema diseñado para el presente proyecto.

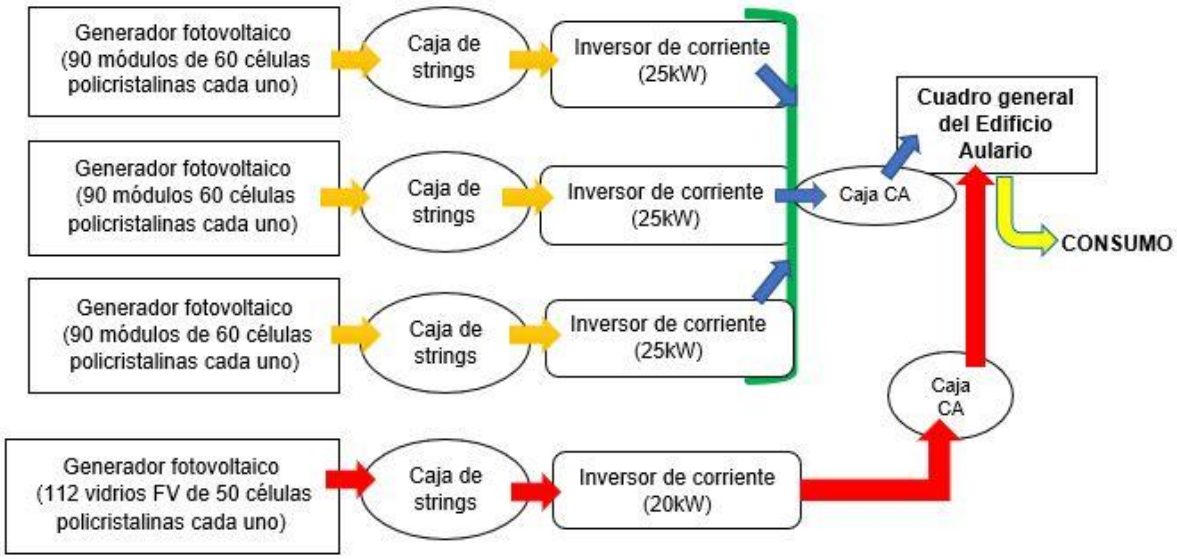


Figura 2: Esquema general de la instalación sin detallar los elementos de protección eléctrica necesarios.

Desde el generador hasta el inversor pasando por las cajas de strings, la corriente es continua (CC). Desde los inversores hasta la caja CA, el cuadro general y después el consumo es corriente alterna (CA). Los inversores están conectados en paralelo.

El esquema de la parte inferior (indicada con color rojo) corresponde a la instalación de vidrio FV, separada y de funcionamiento independiente con respecto a la instalación nueva.

En la instalación con panel solar, se debe instalar dentro de la caja CA, el contador bidireccional Smart Meter conectado a su vez por medio de cable de comunicación con el cuadro eléctrico del Edificio Aulario. (En la instalación de vidrio FV ya se dispone de dicho elemento).

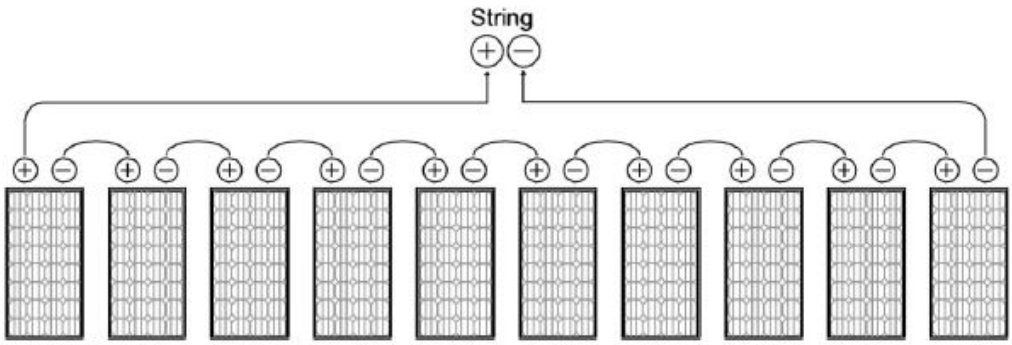


Figura 3: Ejemplo de conexión de un string, (cadena de paneles en serie) compuesto de 10 paneles en serie, de cuya conexión salen dos cables, uno de polo positivo y otro de polo negativo.

La instalación estará compuesta de 270 paneles (275 Wp potencia por panel), distribuidos en 3 subcampos o arrays FV cada uno dispuesto en 5 strings de 18 paneles en serie cada uno. En lo que se refiere a la parte de dientes de sierra. todo ello hace que esta parte de la instalación tenga una potencia total de 74,25 kWp

En cuanto a la instalación de vidrio FV ya existente y su ampliación acometida en este proyecto tendrá un total de 112 vidrios (221 Wp potencia por vidrio), repartidos en un subcampo o array FV de 8 strings con 14 vidrios en serie cada uno. Esta parte de la instalación ubicada en los lucernarios del edificio tendrá una potencia total de 24,75 kWp.

La suma de ambas instalaciones dotarán al edifico Aulario de una potencial total pico de **99 kW ≤ 100 kW (Normativa).**

6.2 Distancia mínima de espaciamiento entre strings

Se tiene que guardar una distancia mínima entre strings, con el fin de evitar el sombreo provocado por los propios paneles.

En este caso dado que la instalación se va a proyectar sobre una cubierta en diente de sierra, la distancia horizontal que debe guardar un string del siguiente no se efectuará entre paneles propiamente dicho sino entre los propios dientes de sierra.

La distancia entre paneles (entre dientes de sierra) calculada para que no haya problemas de sombreo debe de ser de 8 metros, tal y como se ve reflejado en la figura siguiente:

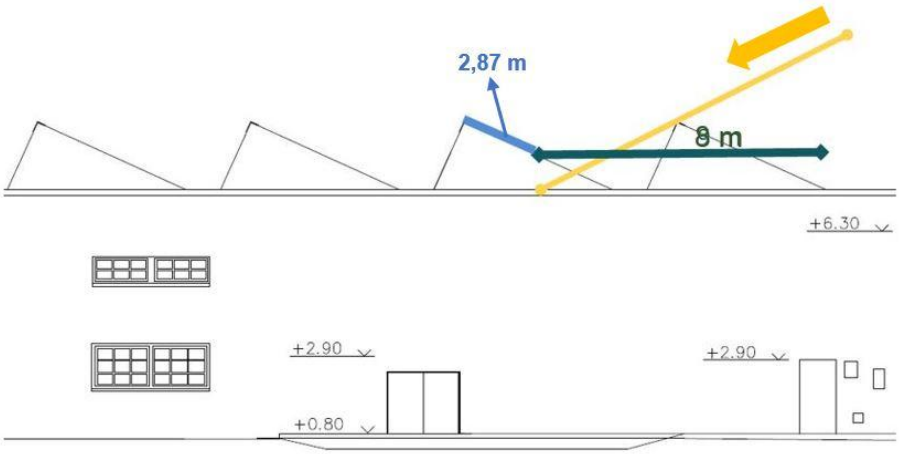


Figura 4: Espacio disponible sin sombras (2,87 m), para poder instalar los paneles FV, se puede apreciar en color amarillo la radiación solar incidente y los 8 metros de separación entre el inicio de un diente de sierra y el final con el diente contiguo.

En la instalación de vidrio debido a su colocación y disposición en modo arquitectónico no se produce sombreo alguno por esta particularidad.

En cuanto a la colocación de los paneles será en forma horizontal aprovechando al máximo el poco espacio relativo sin sombras metiendo la mayor cantidad de paneles posible.

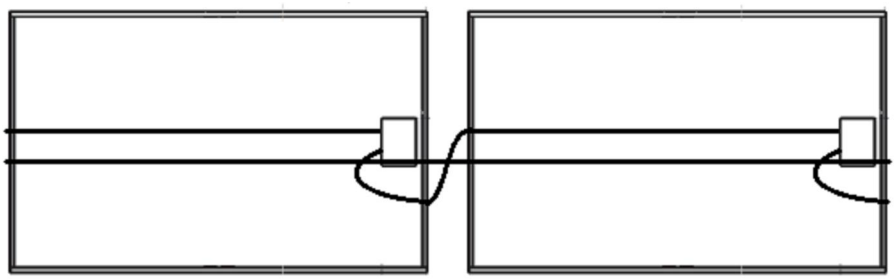


Figura 5: Instalación de paneles fotovoltaicos en serie de modo horizontal, tal y como se propone hacer en este proyecto, en la cubierta en diente de sierra.

7. CONSUMOS ELÉCTRICOS DEL EDIFICIO AULARIO

Para el estudio de las curvas de consumo, nos basamos en las facturas de los años que tenemos datos, por tanto en la evolución del consumo energético de los años que tenemos datos disponibles (2007-2018)

Para la curva del consumo anual, se ha tenido en cuenta los consumo por meses de los últimos años (2014-2018), con ello hemos establecido una media mensual y por ello un consumo medio anual desglosado por meses.

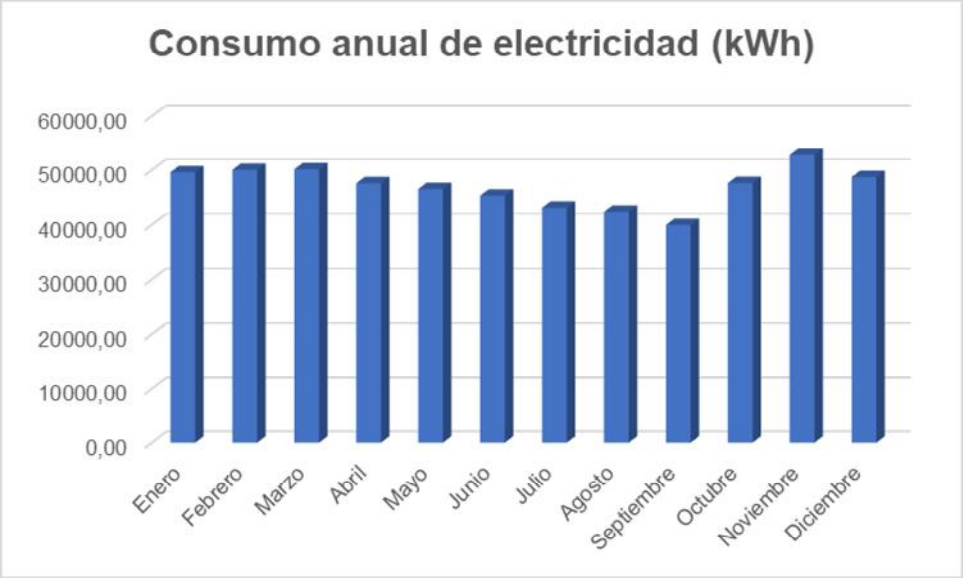


Figura 6: Gráfico del consumo medio anual. Años 2014-2018*****

Fuente: Oficina de Calidad Ambiental y Sostenibilidad UVa y elaboración propia.

Teniendo en cuenta el consumo medio anual se puede obtener el consumo medio diario de cada mes tal y como se observa en la siguiente figura:

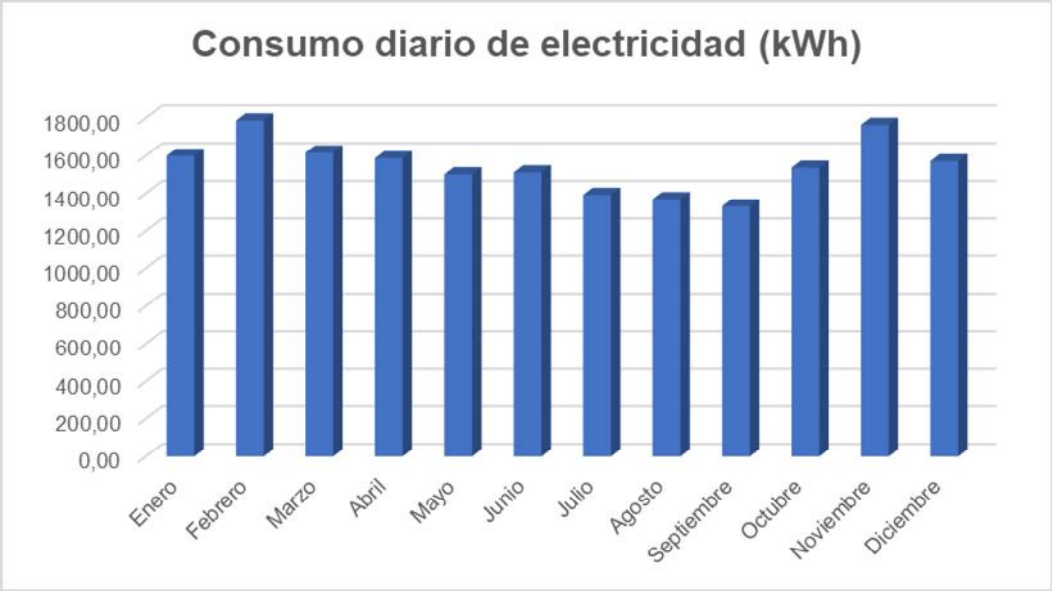


Figura 7: Gráfico del consumo medio diario de electricidad. Años 2014-2018*****

Fuente: Oficina de Calidad Ambiental y Sostenibilidad UVa y elaboración propia.

*****Para el año 2018 sólo se ha hecho la media desde el mes de Enero hasta el mes de Julio ya que no hay más datos disponibles por el momento.

Teniendo en cuenta que el edificio Aulario consta de una superficie de 12.430,8 m^2, se puede calcular el consumo anual por metro cuadrado.

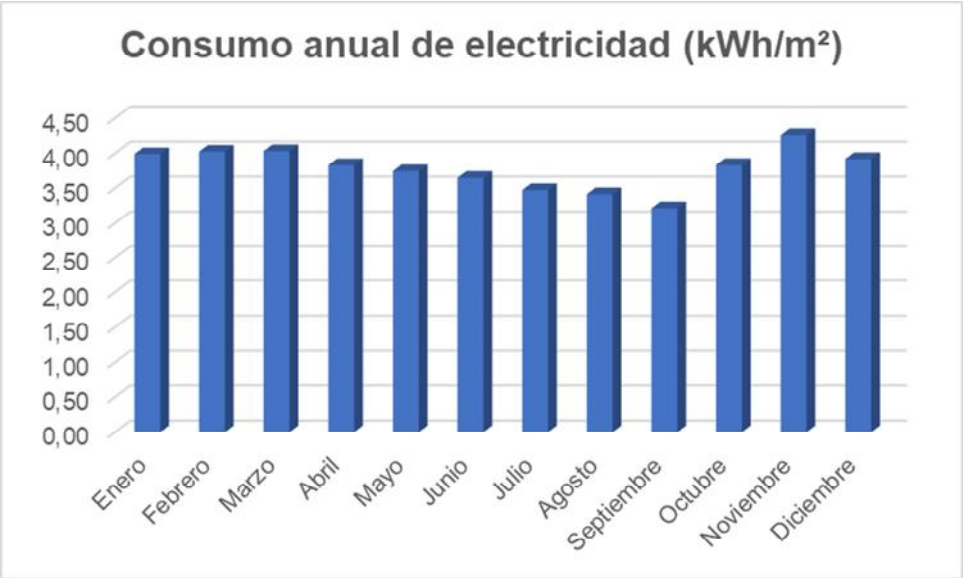


Figura 8: Gráfico del consumo medio anual de electricidad por metro cuadrado. Años 2014-2018.
Fuente: Oficina de Calidad Ambiental y Sostenibilidad UVa y elaboración propia.

Aprovechando que se tienen datos de consumo eléctrico desde el año 2007, se estima oportuno elaborar un gráfico de la evolución de todos estos años. Tal y como se muestra a continuación:

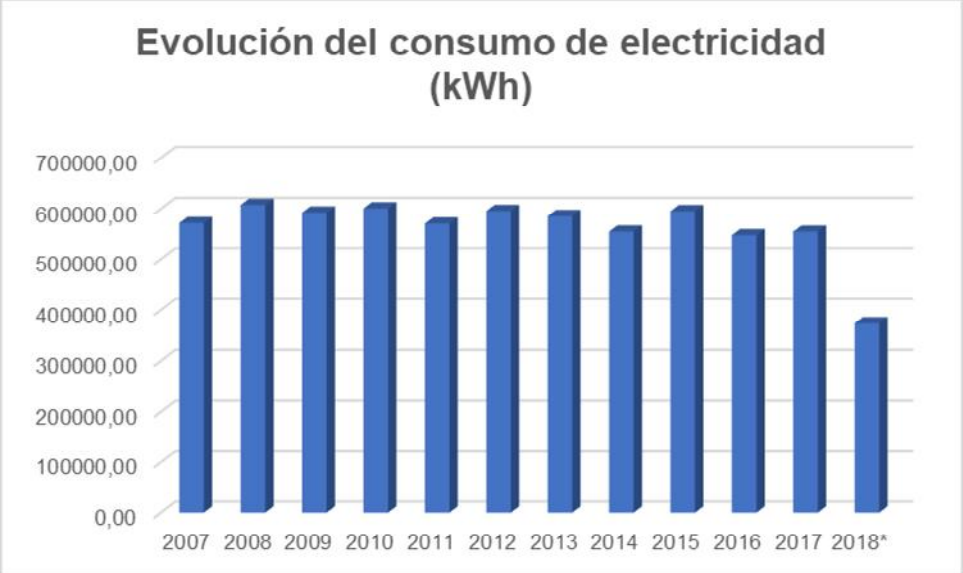


Figura 9: Gráfico sobre la evolución del consumo eléctrico en el Edificio Aulario. Años 2007-2018.
Fuente: Oficina de Calidad Ambiental y Sostenibilidad UVa y elaboración propia.

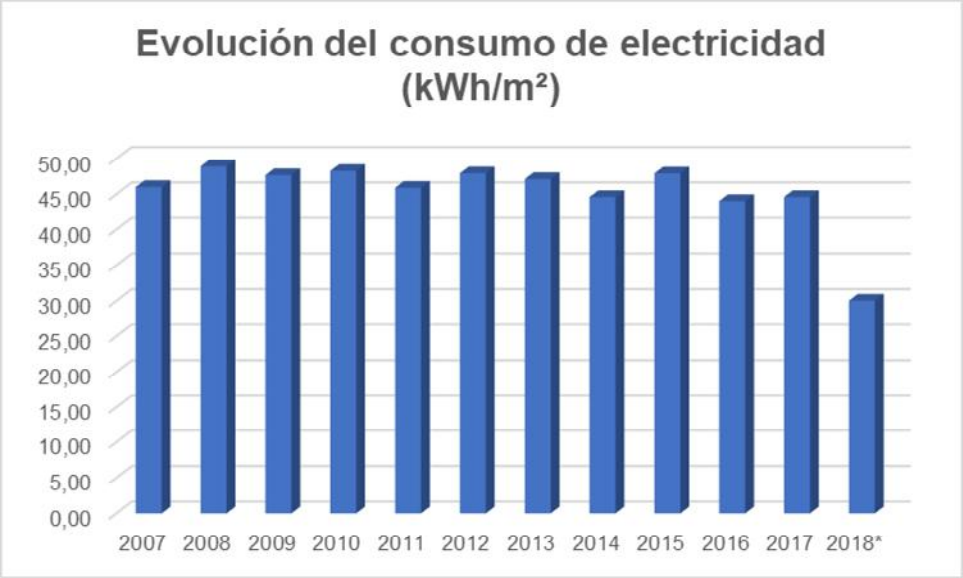


Figura 10: Gráfico de la evolución del consumo eléctrico en el Edificio Aulario. Años 2007-2018.
Fuente: Oficina de Calidad Ambiental y Sostenibilidad UVa y elaboración propia.

***** Para el año 2018 sólo se ha hecho la media desde el mes de Enero hasta el mes de Julio ya que no hay más datos disponibles por el momento. Obsérvese que el consumo en ese año sólo refleja el de los siete primeros meses.

Se puede decir que la media del consumo entre los años 2007-2017 es de 579.709 kWh o si se quiere expresar por superficie la cifra sería 46,63 kWh/m^2.

Para el cálculo de la media no se han tenido en cuenta los datos del año 2018, al considerarlos insuficientes.

8. MEMORIA AMBIENTAL

Con el uso y generación de energía fotovoltaica para abastecer en gran medida los consumos del edificio Aulario, se esta evitando la emisión a la atmosfera de 54,65 t CO2. (Para ver más detalles sobre el cálculo, ver Anejo IX "Memoria ambiental".

9. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

En cumplimiento con la legislación vigente, por la que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, se estable que el presente proyecto debe contener un Estudio Básico de Seguridad y Salud en el que se recojan las medidas preventivas adecuadas a los riesgos que conlleve la

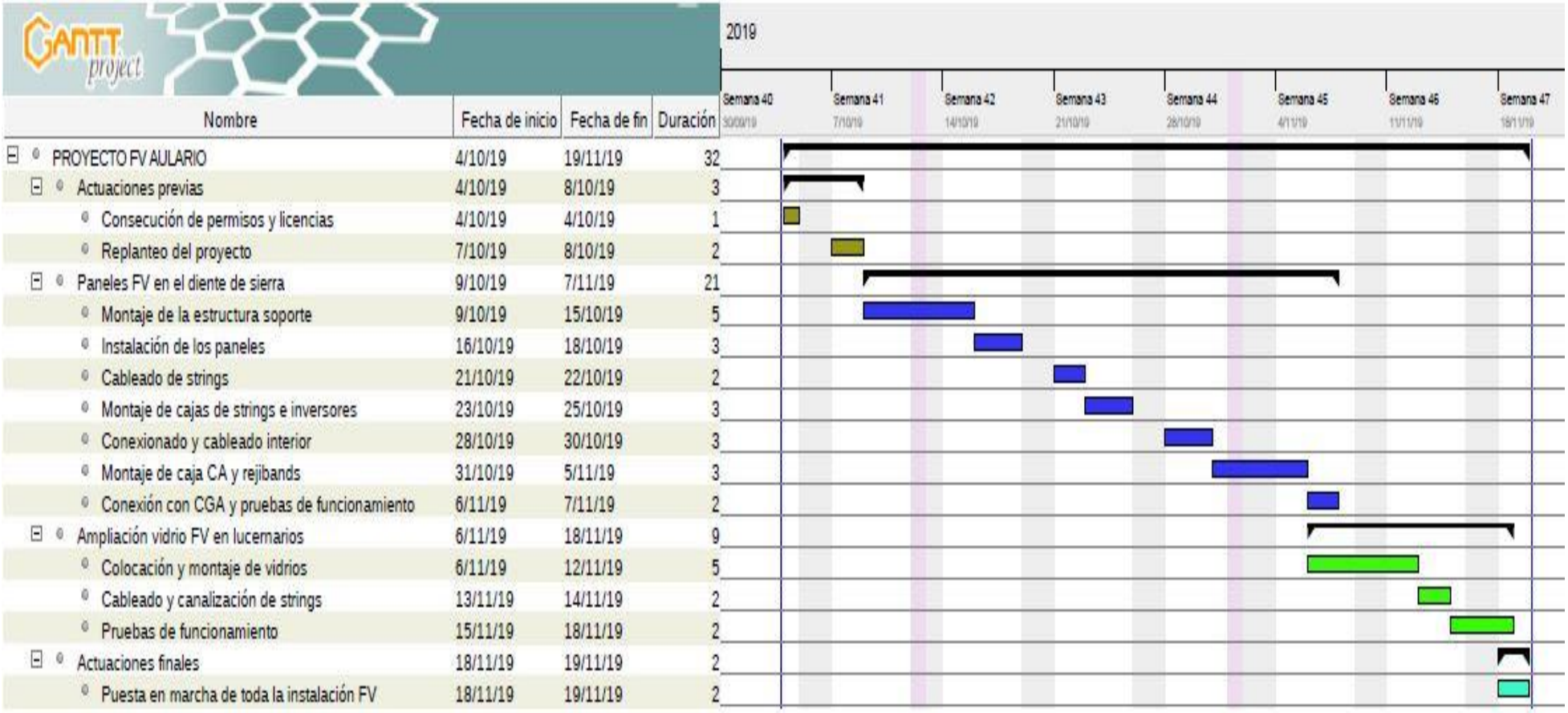
realización de la obra. Todas estas medidas vienen detalladas en el Anejo X “Estudio básico de Seguridad y Salud”.

El presupuesto de las medidas de seguridad y salud en obra aparece detallado en dicho anejo, siendo la cifra final de **1.754,84 €**.

10. PROGRAMACIÓN, EJECUCIÓN Y PUESTA EN MARCHA DEL PROYECTO

La ejecución de las obras se realizará conforme a la expuesto en el Anejo XII “Programación y puesta en marcha del proyecto”. El tiempo requerido para la puesta en marcha del proyecto es de **32 días**.

El comienzo de las obras está previsto para el día 4 de Octubre de 2019, y se estima que finalizarán el 19 de Noviembre de 2019. Las tareas a realizar, su orden y duración se detallan en el citado anejo, estudiando su desarrollo previsto según el siguiente diagrama de Gantt:



Nombre	Fecha de inicio	Fecha de fin	Duración
PROYECTO FV AULARIO	4/10/19	19/11/19	32
Actuaciones previas	4/10/19	8/10/19	3
Consecución de permisos y licencias	4/10/19	4/10/19	1
Replanteo del proyecto	7/10/19	8/10/19	2
Paneles FV en el diente de sierra	9/10/19	7/11/19	21
Montaje de la estructura soporte	9/10/19	15/10/19	5
Instalación de los paneles	16/10/19	18/10/19	3
Cableado de strings	21/10/19	22/10/19	2
Montaje de cajas de strings e inversores	23/10/19	25/10/19	3
Conexionado y cableado interior	28/10/19	30/10/19	3
Montaje de caja CA y rejibands	31/10/19	5/11/19	3
Conexión con CGA y pruebas de funcionamiento	6/11/19	7/11/19	2
Ampliación vidrio FV en lucernarios	6/11/19	18/11/19	9
Colocación y montaje de vidrios	6/11/19	12/11/19	5
Cableado y canalización de strings	13/11/19	14/11/19	2
Pruebas de funcionamiento	15/11/19	18/11/19	2
Actuaciones finales	18/11/19	19/11/19	2
Puesta en marcha de toda la instalación FV	18/11/19	19/11/19	2

Ilustración 1: Diagrama de Gantt de ejecución y puesta en marcha de todas las actuaciones que componen el proyecto.

11. VIABILIDAD ECONÓMICA

En este último apartado (coincide con el Anejo XIII "Estudio de viabilidad económica), muestra la vida útil del proyecto, (de 25 años y condicionada por los componentes de la instalación de energía solar fotovoltaica), la tasa de actualización del proyecto es del 3 % (no hay riesgos), en este anejo se han estudiado tres supuestos de financiación que aparecen resumidos a continuación en la tabla siguiente:

Tabla 5: Tipos de financiación o supuestos que se han estudiado para este proyecto.

Tipo de financiación	TIR (%)	VAN (€)	Tiempo de recuperación (Pay – back)	Relación Beneficio / Inversión
Autofinanciación con subvención (Propia el 100 %)	**13,77**	**234.986,72**	**9 años**	**1,72**
Ajena el 40% y propia el 60% (Sin subvención)	10,60	170.816,35	13 años	1,40
Financiación propia con subvención (Añadiendo el pago de la inversión de la instalación de vidrio FV ya existente	11,37	210.478,61	11 años	1,29

Como conclusión de este apartado decir que se va a utilizar el primer supuesto, dado que es el más rentable, aunque en la realidad lo más probable es que se utilice el segundo supuesto pero añadiendo la subvención, los datos arrojados por esta última hipótesis (la más real), estarán detallados en el apartado de conclusiones del propio Anejo XIII.

12. RESUMEN DEL PRESUPUESTO

A continuación, se podrá ver el resumen del presupuesto, si se desea ver el presupuesto completo con todas las partidas de cada capítulo que compone el presupuesto explicadas y detalladas.se recomienda entonces la lectura del Documento nº 5 "Presupuestos".

CAPÍTULO	RESUMEN		EUROS	%
1	ENERGÍA SOLAR		131.071,12	94,88
-01.01	-INSTALACIÓN PANELES SOLARES	93.695,02		
-01.02	-INSTALACIÓN VIDRIO FV	37.376,10		
2	ELECTRICIDAD		5.311,16	3,84
-02.01	-INSTALACIÓN PARTE DE CORRIENTE ALTERNA	5.311,16		
3	SEGURIDAD Y SALUD		1.754,84	1,27
-03.01	-Presupuesto de Seguridad y salud	1.754,84		
	TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL		**138.137,12**	
	13,00 % Gastos generales	17.957,83		
	6,00 % Beneficio industrial	8.288,23		
	SUMA DE G.G. y B.I.		26.246,06	
	21,00 % I.V.A.		34.520,47	
	TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA		**198.903,65**	
	HONORARIOS DEL INGENIERO			
Proyecto	3,00 % s/ P.E.M.	4.144,11		
I.V.A.	21,00 % s/ proyecto	870,26		
	TOTAL HONORARIOS PROYECTO		5.014,37	
	TOTAL HONORARIOS INGENIERO		**5.014,37**	
	TOTAL HONORARIOS		**5.014,37**	
	TOTAL PRESUPUESTO GENERAL		**203.918,02**	

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de DOSCIENTOS TRES MIL NOVECIENTOS DIECIOCHO EUROS con DOS CÉNTIMOS

Palencia, a 23 de Septiembre de 2019.

El promotor **La dirección facultativa**

El alumno de la titulación de Máster Universitario en Ingeniería Agronómica

Fdo.: Alberto del Bosque Gallego

MEMORIA

Anejo I: Estudio de la radiación solar

Alumno: Alberto del Bosque Gallego
UNIVERSIDAD DE VALLADOLID (CAMPUS DE PALENCIA) – E.T.S. DE INGENIERÍAS AGRARIAS
Titulación de: Máster Universitario en Ingeniería Agronómica

ÍNDICE DEL ANEJO I. ESTUDIO DE LA RADIACIÓN SOLAR

1. ESTUDIO COMPLETO DE LA RADIACIÓN SOLAR..... 3

1.1 Justificación y descripción del anejo..... 3

1.2 Factores que afectan que determinan la radiación incidente 3

1.2.1 Factores geográficos. Latitud, altitud y relieve 3

1.2.2 Radiación. Tipos de radiaciones..... 3

1.2.3 Bases de datos escogidas..... 6

1.2.4 Parámetros de cálculo de la radiación del lugar..... 19

1.2.5 Carta solar de la zona de proyecto 25

1.2.6 Cálculo de la hora solar pico (HSP) y la HSP corregida..... 30

1.3 Conclusiones sobre el estudio de la radiación solar..... 35

1. ESTUDIO COMPLETO DE LA RADIACIÓN SOLAR.

1.1 Justificación y descripción del anejo

En este anejo se pretende llevar a cabo un análisis detallado de la radiación que afecta a la zona de proyecto, se ha optado por dos tipos de bases de datos de referencia, para determinar tanto las horas de insolación e irradiación incidente como la producción fotovoltaica estimada en el lugar escogido en el proyecto.

Los datos son tomados de diferentes bases de datos destacando los del observatorio de Valladolid para las bases Meteonorm y SolarGIS y los datos precisos del lugar de proyecto proporcionados por la base de datos PVGIS (es la base de datos que se tomará como referencia), ya que nos revelará un análisis completo en cuanto a datos, además de ajustar de forma exacta estos al lugar del proyecto, y de este modo obtener y recopilar todas las variables necesarias para el cálculo de la irradiación para nuestra zona de estudio.

1.2 Factores que afectan que determinan la radiación incidente

1.2.1 Factores geográficos: Latitud, altitud y relieve

El edificio Aulario del Campus Universitario de "La Yutera", perteneciente al distrito universitario de Palencia dentro de la Universidad de Valladolid, se encuentra dentro de un terreno llano con un nivel alto de la capa freática lo que está acarreando actualmente problemas de asientos diferenciales en la cimentación de los Edificios E (Departamento de Ingenierías) y D (Magisterio) de dicho Campus, lo cual supone un gran problema a nivel de infraestructuras dentro del Campus, en cuanto al edificio Aulario al igual que el resto se asiento sobre un terreno llano en cuanto a orografía, con una altitud media de 730 metros sobre el nivel del mar.

Las coordenadas geográficas de partida son las siguientes:

Latitud: 41º 58' 48'' N

Longitud: 4º 30' 36'' W

Serán esenciales para los cálculos posteriores que se llevarán a cabo en el presente anejo.

1.2.2 Radiación. Tipos de radiaciones

Antes de estudiar la radiación media del lugar de proyecto, hay que reseñar la existencia de varios tipos de radiación, las cuales se detallarán a continuación:

Radiación directa: es la procedente directamente del sol sin encontrar ningún obstáculo en su trayectoria. Hay que tener en cuenta que el propio recorrido genera pérdidas de esta radiación por atravesar la atmosfera y los átomos contenidas en ella.

Radiación difusa: recibida de la atmósfera como consecuencia de la dispersión de parte de la radiación del sol en la misma. Esta energía puede suponer aproximadamente un 15% de la radiación global en los días soleados, pero en los días nublados, en los cuales la radiación directa es muy baja, la radiación difusa supone un porcentaje mucho mayor. Se puede dividir en tres tipos:

- **Difusa isotrópica**: recibida uniformemente de toda la esfera del cielo.
- **Difusa circunsolar**: resultante de la difusión progresiva de la radiación solar y está concentrada en la parte del cielo alrededor del Sol.
- **Difusa del horizonte**: concentrada cerca del horizonte y más pronunciada en días claros.

Radiación reflejada: es aquella que se puede recibir del suelo por reflexión. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, propio de cada tipo de suelo. Las superficies horizontales no reciben ninguna radiación reflejada, porque no "ven" superficie terrestre, mientras que las superficies verticales son las que más reciben.

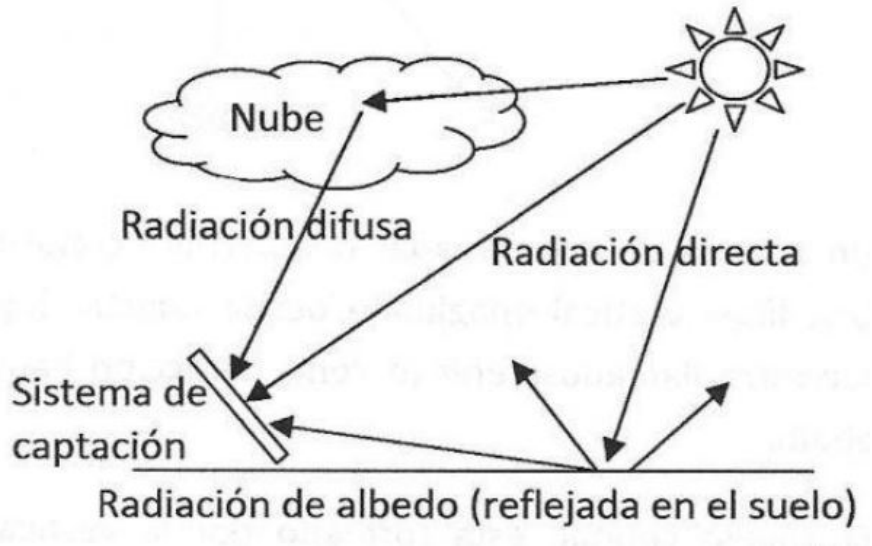


Figura 1: Diferentes tipos de radiación solar.

Aparte de los tipos de radiación ya descritos anteriormente, la radiación recibida varía dependiendo de la zona geográfica y la latitud a la que nos encontremos.

Dentro de los términos para referirse al recurso solar se encuentra:

- **Irradiancia**: Potencia por unidad de superficie (kWh/m^2)
- **Irradiación**: Energía por unidad de superficie (kWh/m^2)

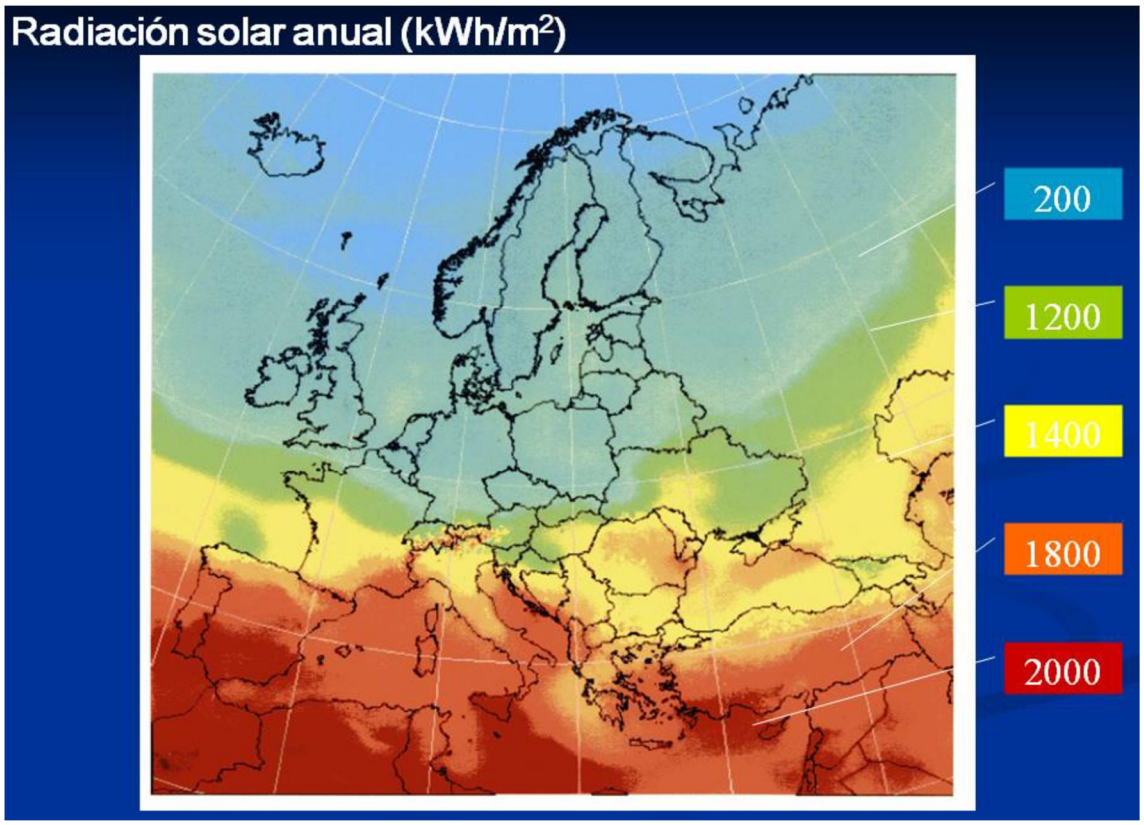
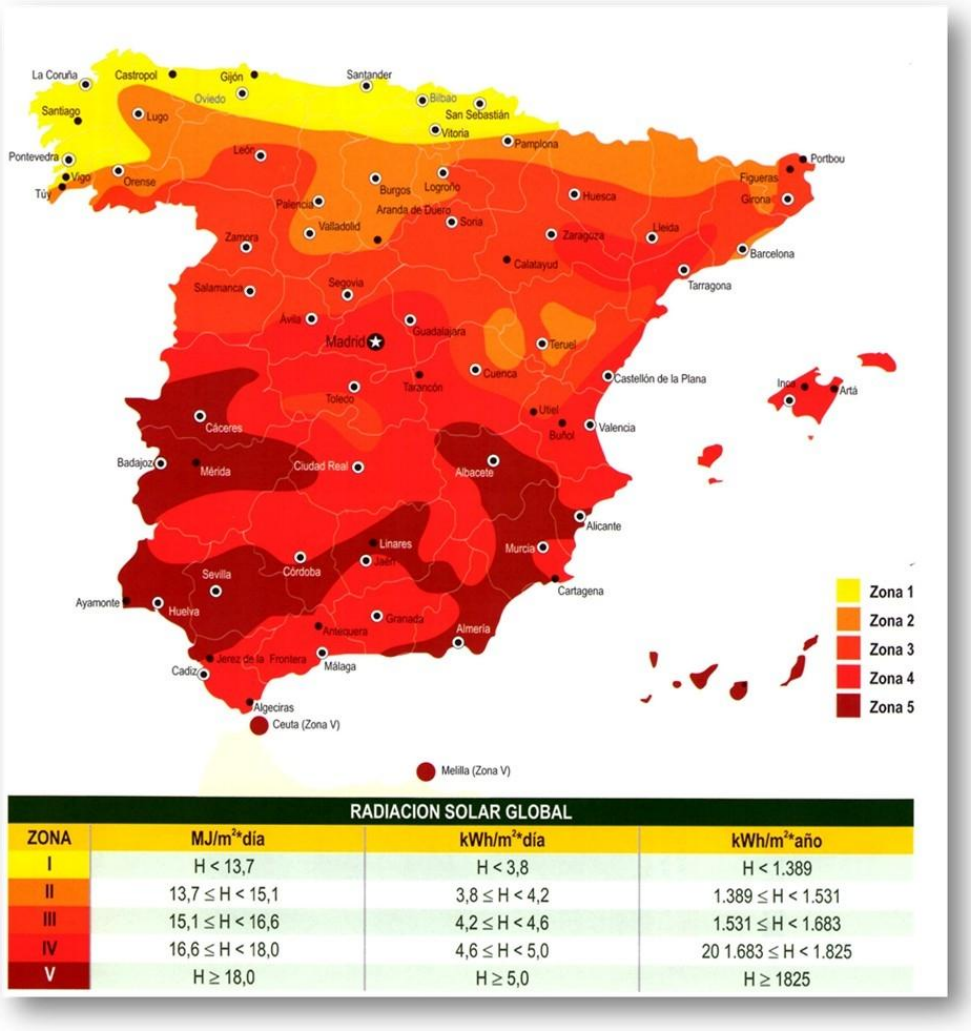


Figura 2: Radiación solar anual a nivel europeo. *Fuente: PVGIS*



RADIACION SOLAR GLOBAL			
ZONA	MJ/m²*día	kWh/m²*día	kWh/m²*año
I	H < 13,7	H < 3,8	H < 1.389
II	13,7 ≤ H < 15,1	3,8 ≤ H < 4,2	1.389 ≤ H < 1.531
III	15,1 ≤ H < 16,6	4,2 ≤ H < 4,6	1.531 ≤ H < 1.683
IV	16,6 ≤ H < 18,0	4,6 ≤ H < 5,0	20 1.683 ≤ H < 1.825
V	H ≥ 18,0	H ≥ 5,0	H ≥ 1825

Figura 3: Mapa de distribución de zonas climáticas en España según su radiación solar global. *Fuente: Código técnico de la edificación CTE*

1.2.3 Bases de datos escogidas

Para el estudio del recurso solar se van a utilizar dos bases de datos importantes a cotejar como punto inicial para el predimensionamiento de la instalación. Las bases de datos consultadas para este proyecto son:

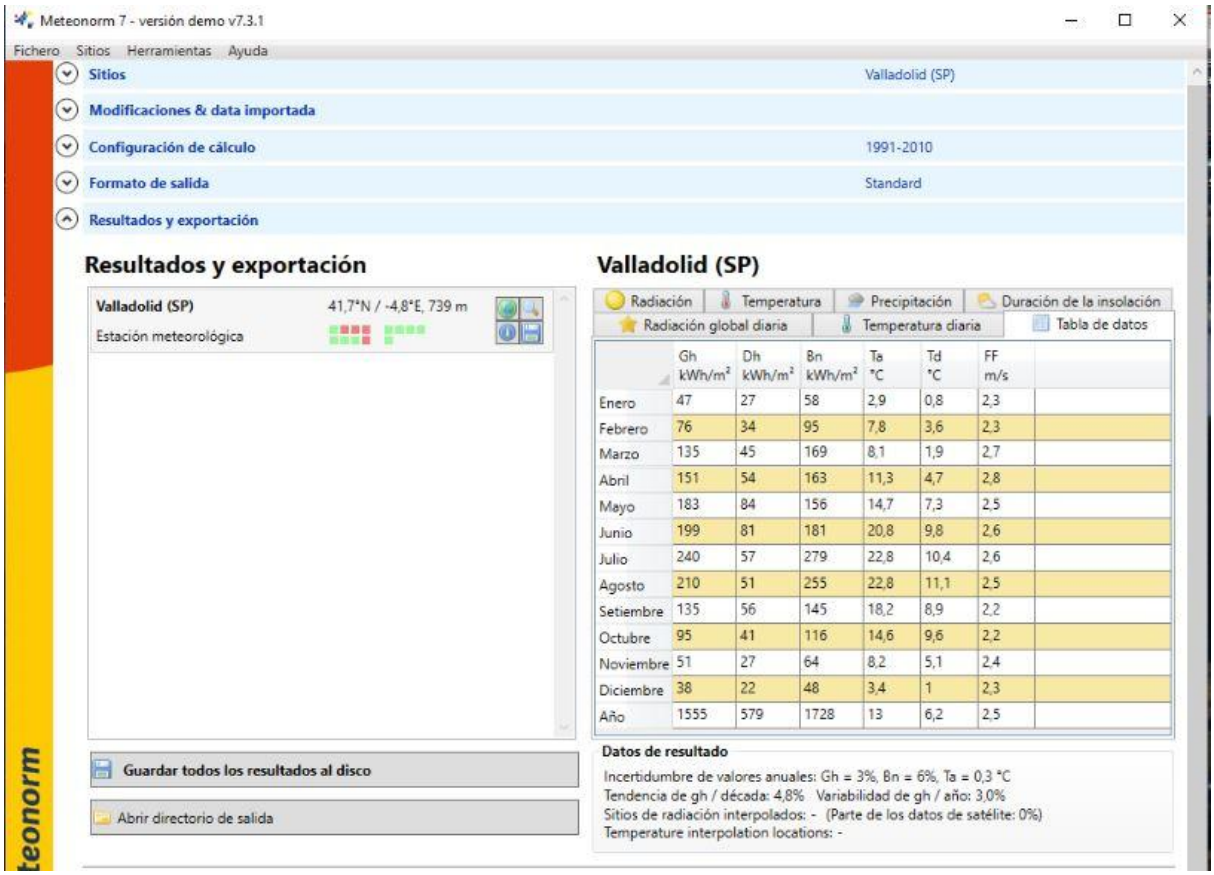
- **Meteonorm 7.3**
- **SolarGIS**
- **PVGIS**

1.2.3.1 Meteonorm

Es un software muy preciso que suministra datos meteorológicos precisos para cualquier lugar de la tierra, ya sea; irradiación, temperatura, humedad, viento, precipitación y demás parámetros climáticos. Cuenta con una compleja red de 8.325 estaciones meteorológicas y cinco satélites geoestacionarias para mayor precisión y análisis de los datos arrojados.
La sede de la empresa donde se comercializa este software o base de datos está en Berna (Suiza).

Debido a que es un software de pago, utilizaremos la versión trial más reciente (Meteonorm v7.3), al no disponer de los datos de Palencia en concreto, pero si de la estación más cercana a ella radicada en Valladolid y por la cuál podemos hacernos una idea de la radiación solar incidente para la zona del proyecto que se va a situar en la ciudad de Palencia, sabiendo que la latitud y longitud (parámetros básicos para saber cuál es la radiación incidente del lugar), de ambas ciudades no difiere mucho debido a que se encuentran a una distancia de 45 km aproximadamente entre ambas y la orografía del terreno sigue siendo llana.

Nos arroja varios datos importantes sobre la radiación del lugar como veremos a continuación, en las figuras siguientes:



	Gh kWh/m²	Dh kWh/m²	Bn kWh/m²	Ta °C	Td °C	FF m/s
Enero	47	27	58	2,9	0,8	2,3
Febrero	76	34	95	7,8	3,6	2,3
Marzo	135	45	169	8,1	1,9	2,7
Abril	151	54	163	11,3	4,7	2,8
Mayo	183	84	156	14,7	7,3	2,5
Junio	199	81	181	20,8	9,8	2,6
Julio	240	57	279	22,8	10,4	2,6
Agosto	210	51	255	22,8	11,1	2,5
Setiembre	135	56	145	18,2	8,9	2,2
Octubre	95	41	116	14,6	9,6	2,2
Noviembre	51	27	64	8,2	5,1	2,4
Diciembre	38	22	48	3,4	1	2,3
Año	1555	579	1728	13	6,2	2,5

Figura 4: Tabla de datos de radiación para la ciudad de Valladolid (Spain) recogidos con el software Meteonorm v7.3.

Donde los parámetros estudiados son:

Gh: Radiación global incidente [kWh/m^2]

Dh: Radiación difusa [kWh/m^2]

Bn: Radiación normal directa [kWh/m^2]

Ta: Corresponde a la temperatura del aire (2 metros por encima del suelo) [ºC]

Td: Temperatura del punto de rocío [ºC]

FF: Es la velocidad del viento [m/s]

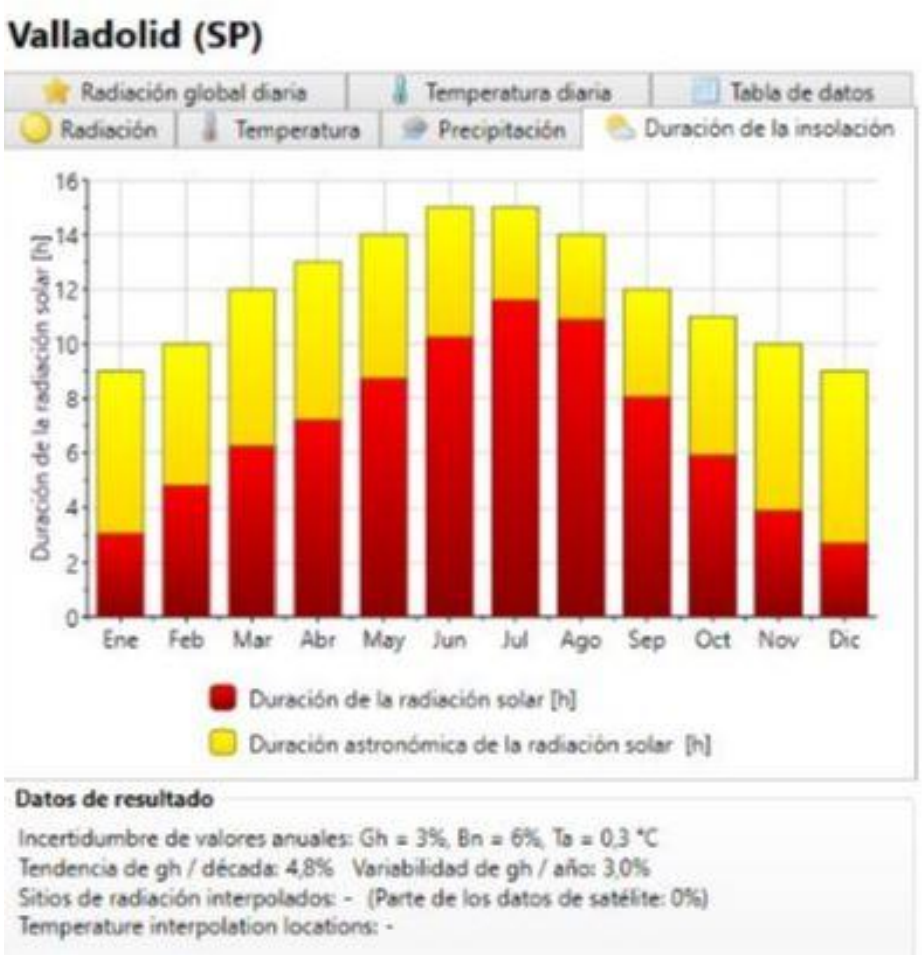


Figura 5: En color rojo la duración de la radiación solar real (h) en comparación con la radiación solar astronómica (desde el alba hasta el ocaso del sol) en amarillo (h).

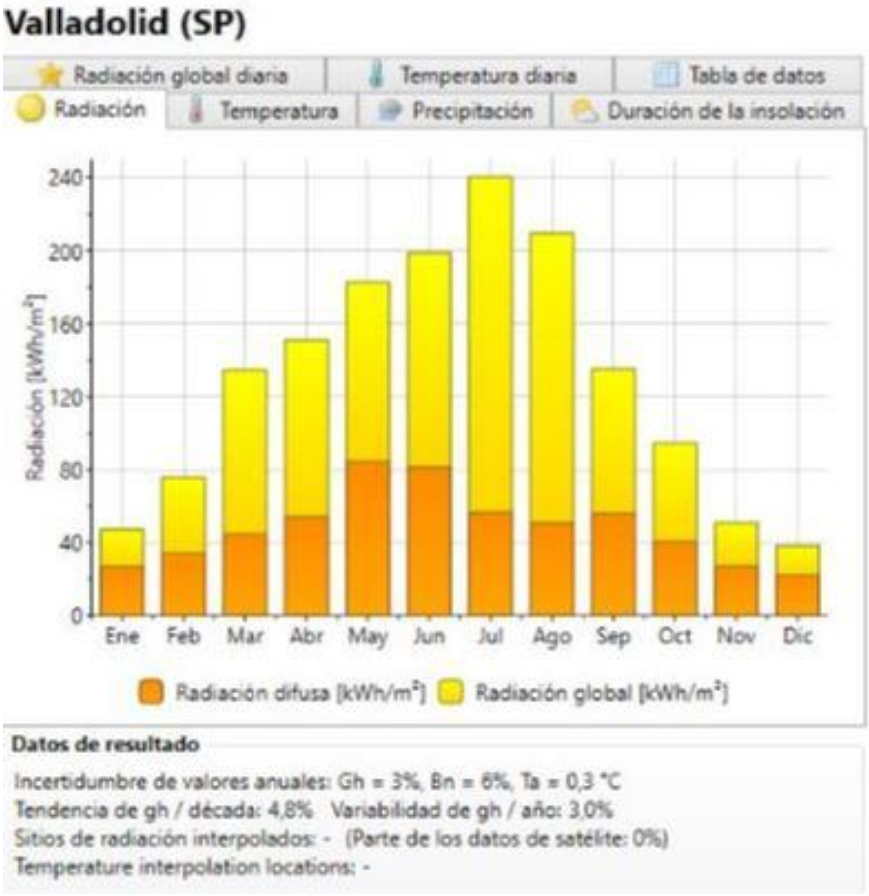


Figura 6: Comparación entre la radiación global o total del sistema en comparación con la radiación difusa (aquella parte de la radiación solar que se dispersa en la atmosfera sobre todo en las nubes y por tanto no aprovechable).

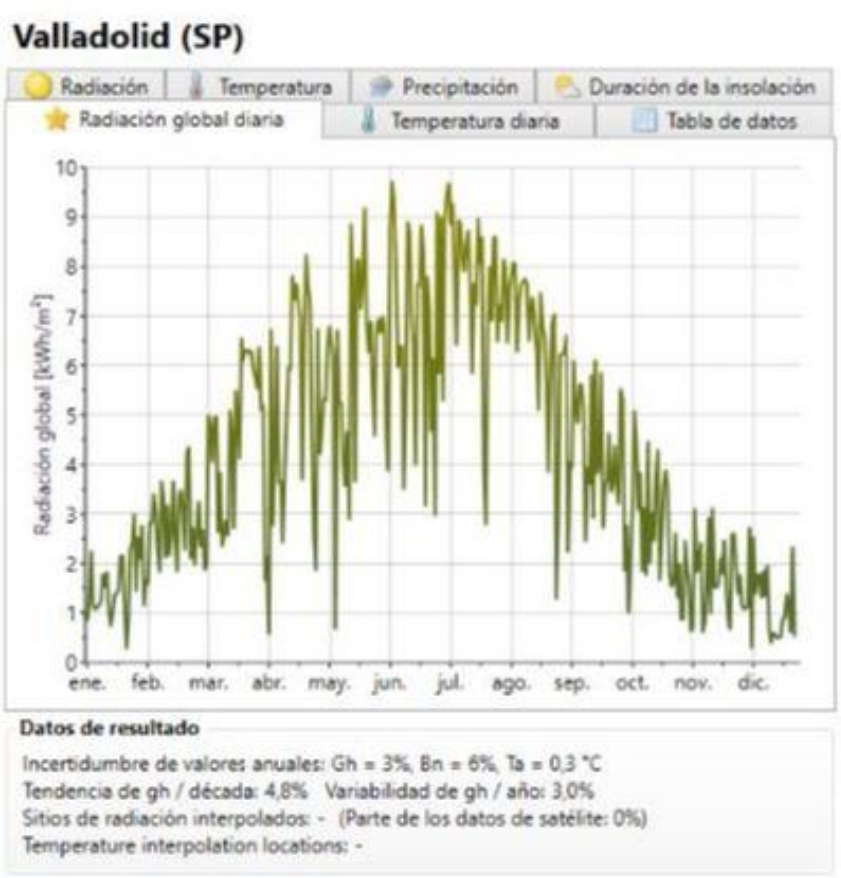


Figura 7: Fluctuación de la radiación solar global diaria, se puede apreciar que los mayores picos de fluctuación diaria suceden en los meses estivales en comparación con los meses de invierno.

Con todos estos datos obtenidos Meteonorm, nos proporciona información más que suficiente para en un estudio completo de la radiación solar en el proyecto y un buen punto de partida de cara al dimensionamiento de la instalación. El principal problema es que no sería un estudio preciso en este proyecto dado que la radiación entre el observatorio de Valladolid y la zona de proyecto no es la misma y por lo tanto hay variaciones por mínimas que se precien.

1.2.3.2 SolarGIS

Es un software que proporciona datos fiables y precisos sobre meteorología y energía solar. Esta aplicación (previo pago) aporta soluciones basadas en la evaluación y gestión de activos de energía solar colaborando estrechamente con fabricantes. Financieros, operadores de plantas solares y organizaciones gubernamentales con el fin de formular mejores estrategias de energía solar.
La sede de la empresa que desarrolla este software se encuentra en Bratislava (Eslovaquia).

El software en su versión trial sólo nos arroja los datos de Hd (Suma diaria promedio de irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado, en MJ/m^2), con este dato ya se podría calcular la Hora Solar Pico (HSP) que es la unidad básica de medida de la irradiación solar, que se explicará con detalle más adelante.

Tabla 1: Valores de Hd en MJ/m^2 y día, pertenecientes a la localidad de Valladolid utilizando como base de datos SolarGIS.

Country (ISO 3166-1): Spain Place: Valladolid Lattitude: 41,65º Longitude:-4,77º		
Month (Mes)	**Radiation (Radiación global) [MJ/(m²/día)]**	**Radiation (Radiación global) [kWh/(m²/día)]***
Enero	5,76	1,60
Febrero	10,23	2,84
Marzo	15,11	4,20
Abril	20,05	5,57
Mayo	23,14	6,43
Junio	26,46	7,35
Julio	27,34	7,59
Agosto	23,85	6,63
Septiembre	18,26	5,07
Octubre	11,90	3,31
Noviembre	7,27	2,02
Diciembre	5,57	1,55
ANUAL	**16,25**	**4,51**

*Sabiendo que 1 MJ = 0,277 kWh o que 1 kWh = 3,6 MJ

Como se ha utilizado la versión trial nos deja coger los datos de Valladolid, pero no los de Palencia, al igual que ocurría en el caso anterior con Meteonorm.

1.2.3.3 PVGIS

Cuyo acrónimo es ***P**hotoVoltaic**G**eographical**I**nformation**S**ystem*.

Se trata de la base de datos europea de referencia en el sector fotovoltaico, ya no sólo a nivel europeo, sino que actualmente ha aumentado su base de datos en los continentes africano y americano. Con ella se obtienen los valores de irradiancia diaria y mensual, en su versión más reciente nos permite simular con total fiabilidad instalaciones fotovoltaicas en el lugar de proyecto. La sede está en el Italian National Institute for Environmental Protection and Research, Ispra(Italia).

Cabe mencionar que gran parte de su popularidad viene dada porque PVGIS es un software gratuito, muy completo y de consulta online, nos da datos de cualquier parte

del mundo sólo con marcarle la latitud y longitud del lugar de proyecto o por el contrario haciendo clic de manera interactiva en el mapa global que aparece en su página web, señalando el lugar exacto donde se va a realizar el proyecto deseado.

Para empezar, debemos poner las siguientes referencias en la base de datos de PVGIS, para que la propia base busque en el mapa y nos arroje los datos de salida. Si no disponemos de las referencias de latitud y longitud, nos podemos desplazar por el mapa hasta buscar nuestro lugar de proyecto.

Referencias de partida:

Latitud/Longitud: 41,986º, -4,516º (Mapa PVGIS)
Horizonte (sombras): Calculado (Si ya disponemos de este dato lo podemos importar desde la base PVGIS).
Elevación: 730 metros (Mapa PVGIS)
Base de datos utilizada: PVGIS-CMSAF (Base de datos europea de PVGIS)
Año de datos climáticos: 2016 (La más reciente)
Tecnología FV: Silicio cristalino
FV Instalado: 1 kWp
Pérdidas del sistema: 14%

Las dos últimas referencias si no se disponen de datos o han sido calculados aparte (como puede ser el caso de las pérdidas generales del sistema), se ponen por defecto las que ya vienen en la propia base por considerar estas las condiciones estándar.

Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación:	24 °
Ángulo de azimut:	-26 °
Producción anual FV:	1390 kWh
Irradiación anual :	1830 kWh/m²
Variación interanual:	27.40 %
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia:	-2.9 %
Efectos espectrales:	0.6 %
Temperatura y baja irradiancia:	-9.6 %
Pérdidas totales:	-24 %

Perfil del horizonte:

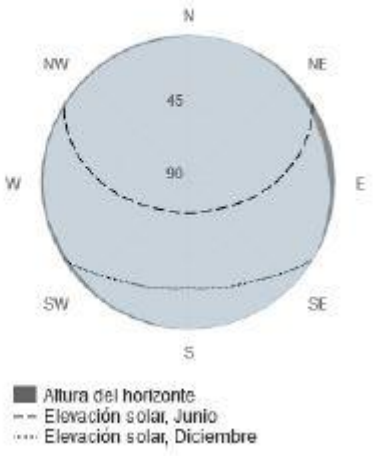


Figura 8: Resultados de salida arrojados por la simulación del sistema FV con PVGIS, a la derecha el resultado corresponde con el horizonte de sombras calculado del lugar de proyecto en modo polar.

Angulo de inclinación de los módulos solares es 24º, es decir la misma inclinación que la cubierta en diente de sierra del edificio Aulario.

En cuanto al azimut todo el edificio se encuentra orientado con respecto al sur 26º Este, lo que quiere decir que el edificio y los módulos adaptados a la cubierta van orientados 26º Sureste, es decir van con la misma orientación.

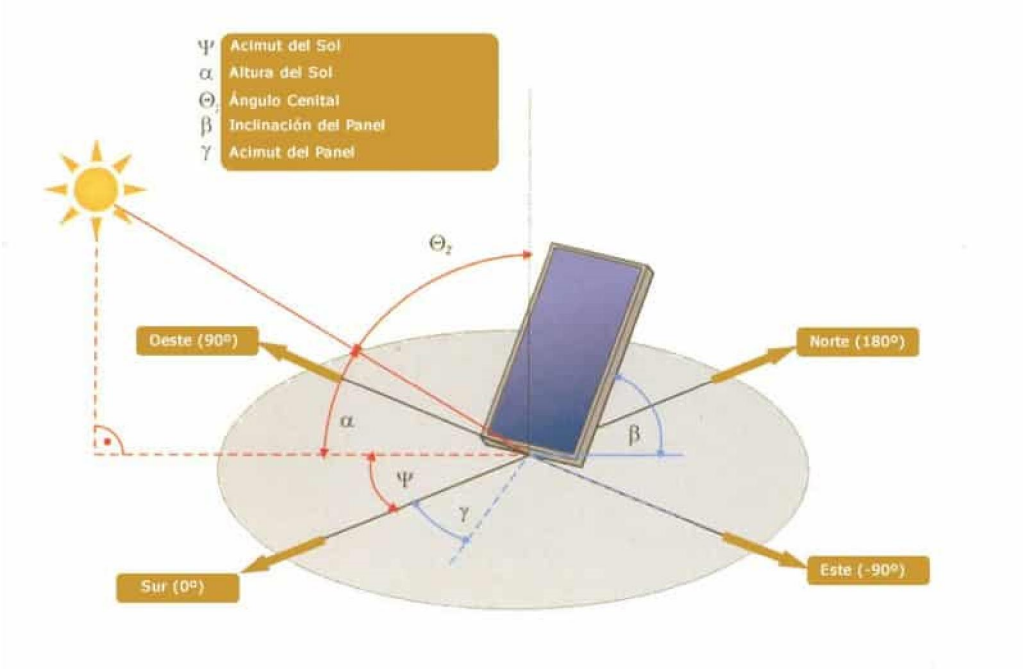


Figura 9: Orientación de los paneles en base a su inclinación con respecto a la horizontal (**β**) y su posición azimutal (**γ** o **α** según bibliografías) con respecto al sur. En el caso de proyecto -26º respecto al sur, puesto que el Este es -90º.
Fuente: SunFields Europe.

Este apartado de orientación, así como el espaciamiento y sombreado de los paneles se detallarán de forma específica su cálculo en el Anejo IV "Predimensionado del sistema FV".

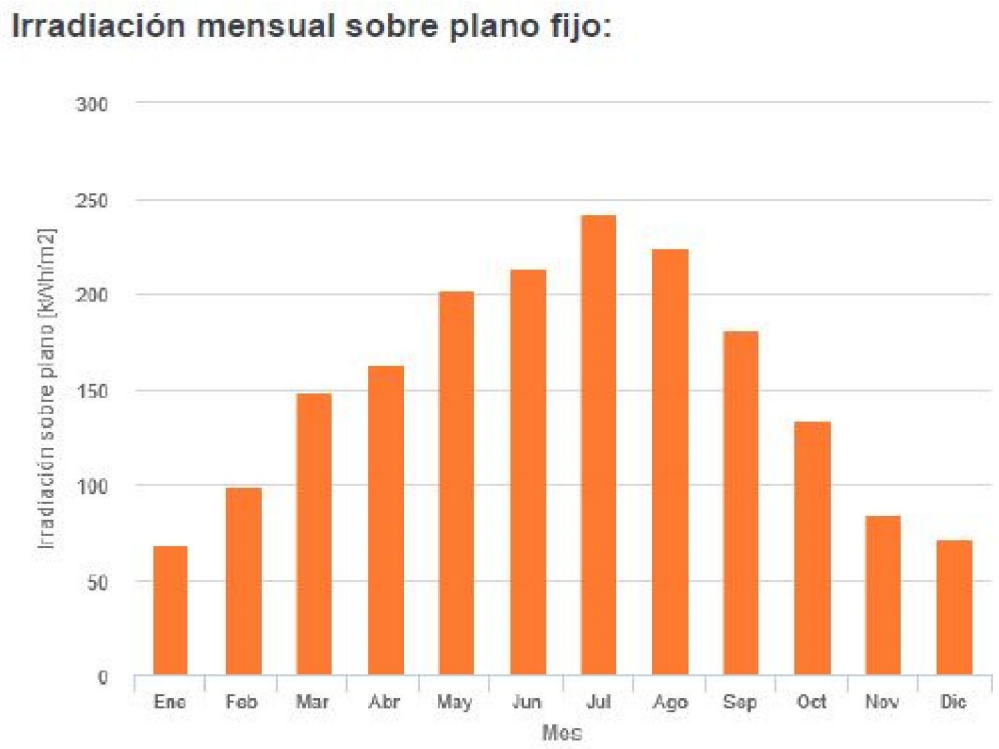


Figura 10: Gráfica de la variación de la radiación solar mensual "Hm" [kWh/m^2] durante el año.

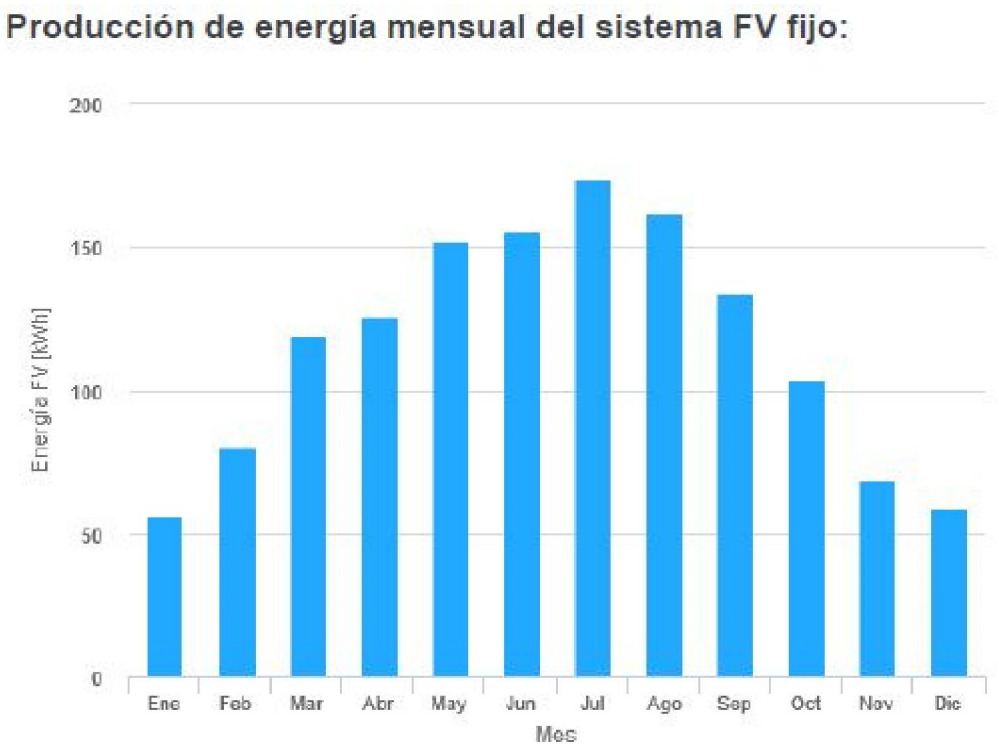


Figura 11: Gráfica de la producción de energía fotovoltaica mensual "Em" [kWh] durante todo el año.

Tabla 2: Tabla de datos obtenidos con PVGIS utilizada para formar las dos gráficas anteriores.

Mes	Ed	Em	Hd	Hm	SDm
Enero	1,81	56,2	**2,21**	68,5	6,81
Febrero	2,87	80,5	3,53	98,9	14,3
Marzo	3,83	119	4,82	149	16,5
Abril	4,2	126	5,43	163	10,5
Mayo	4,91	152	6,5	202	11.9
Junio	5,2	156	7,11	213	5,78
Julio	5,61	174	7,81	242	4,12
Agosto	5,23	162	7,23	224	5,16
Septiembre	4,47	134	6,02	181	5,52
Octubre	3,35	104	4,32	134	8,66
Noviembre	2,28	68,3	2,8	84	8,56
Diciembre	1,9	59	2,31	71,8	6,54
Media anual	**3,81**	**116**	**5,02**	**153**	**2,28**

Cabe resaltar que Enero es el mes con peor radiación y por tanto el de menor producción fotovoltaica de todo el año.

Leyenda:

Ed: Es la producción eléctrica media mensual del sistema dado [kWh].

Em: Promedio de producción de energía mensual a partir del sistema dado [kWh]

Hd: Media diaria de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado (kWh/m^2). Este parámetro está íntimamente relacionado con la HSP (***H**ora **S**olar **P**ico*).

Hm: Suma media mensual de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado [kWh/m²].

SDm: Se trata de un valor estadístico que representa la desviación estándar de la producción eléctrica mensual debida a la variación interanual [kWh].

Puesto que Enero es el peor mes de irradiancia solar, es interesante desglosar todos los tipos de radiación que se producen en dicho mes con la ayuda de PVGIS.

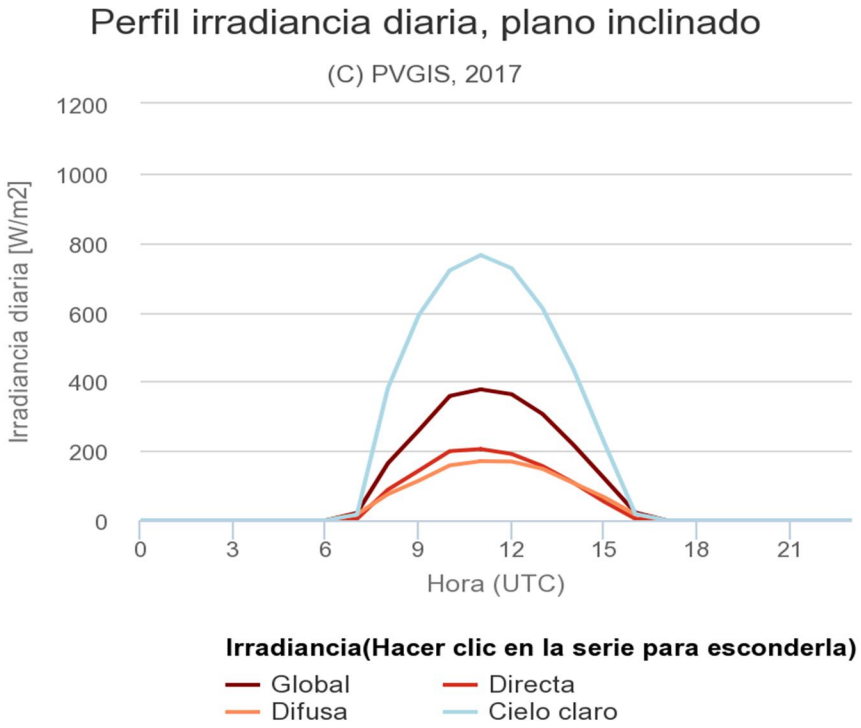


Figura 12: Tipos de irradiancia diaria para el mes de Enero.

En el punto más alto de la campana de Gauss (es la forma característica que adopta la radiación solar), referido a las 11:00 horas de la mañana se alcanza el valor máximo, por ello obtenemos los siguientes datos dados por el software, son los que se exponen a continuación:

Radiación global: **377 W/m^2** Radiación directa: **205 W/m^2**

Radiación difusa: **170 W/m^2** Radiación a cielo claro: **764 W/m^2**

Otros gráficos obtenidos en la salida de resultados y que pueden llegar a ser de interés son los siguientes:

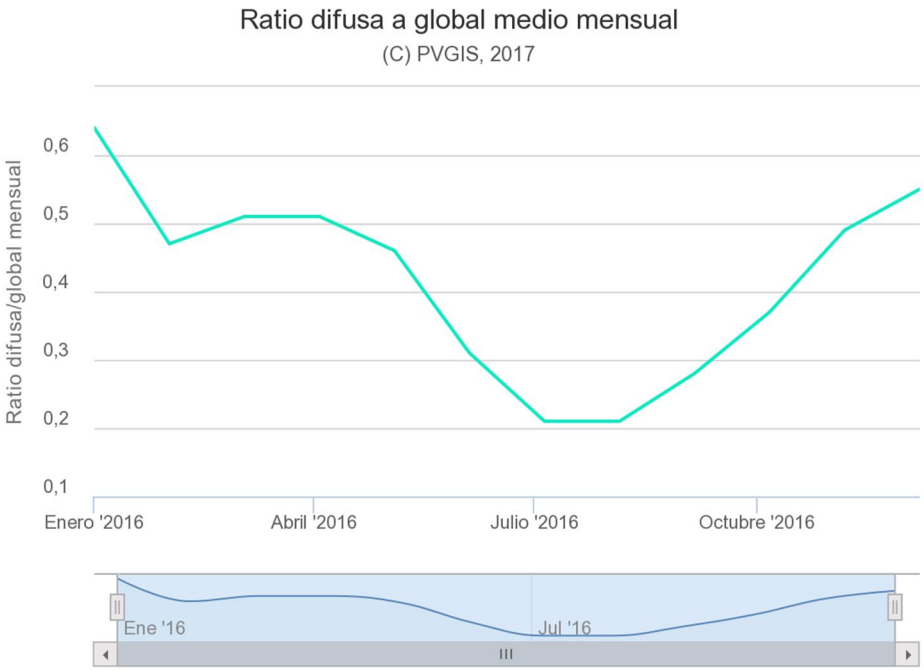


Figura 13: Variación de la radiación media difusa mensual en todo el año 2016. Recordando que la radiación difusa es aquella parte de la radiación que se pierde en la atmósfera, por lo tanto, es una parte de la energía que no es aprovechable.

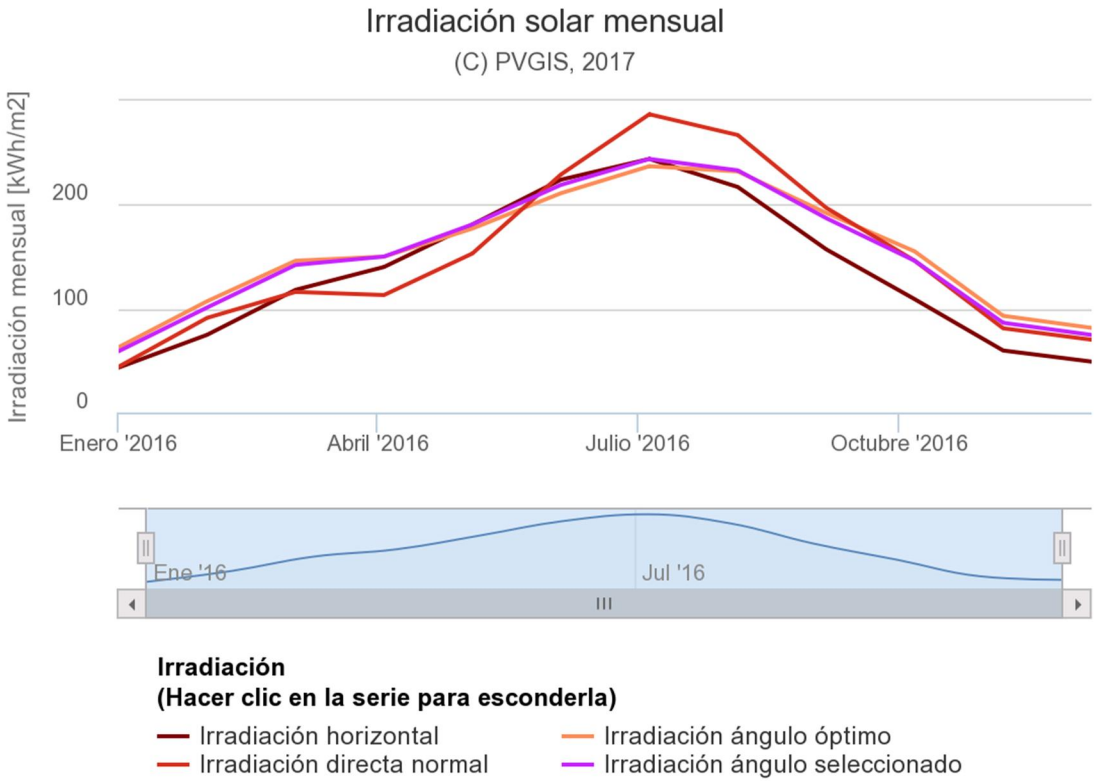


Figura 14: Variación de las formas de irradiación principales a lo largo del año.

De la anterior figura nos quedamos con los dos datos más interesantes a comparar, la irradiación en el ángulo seleccionado 24º de inclinación con respecto a la horizontal y la irradiación con el ángulo óptimo para la zona de proyecto según PVGIS 33º, tal y como se muestra en la figura siguiente:

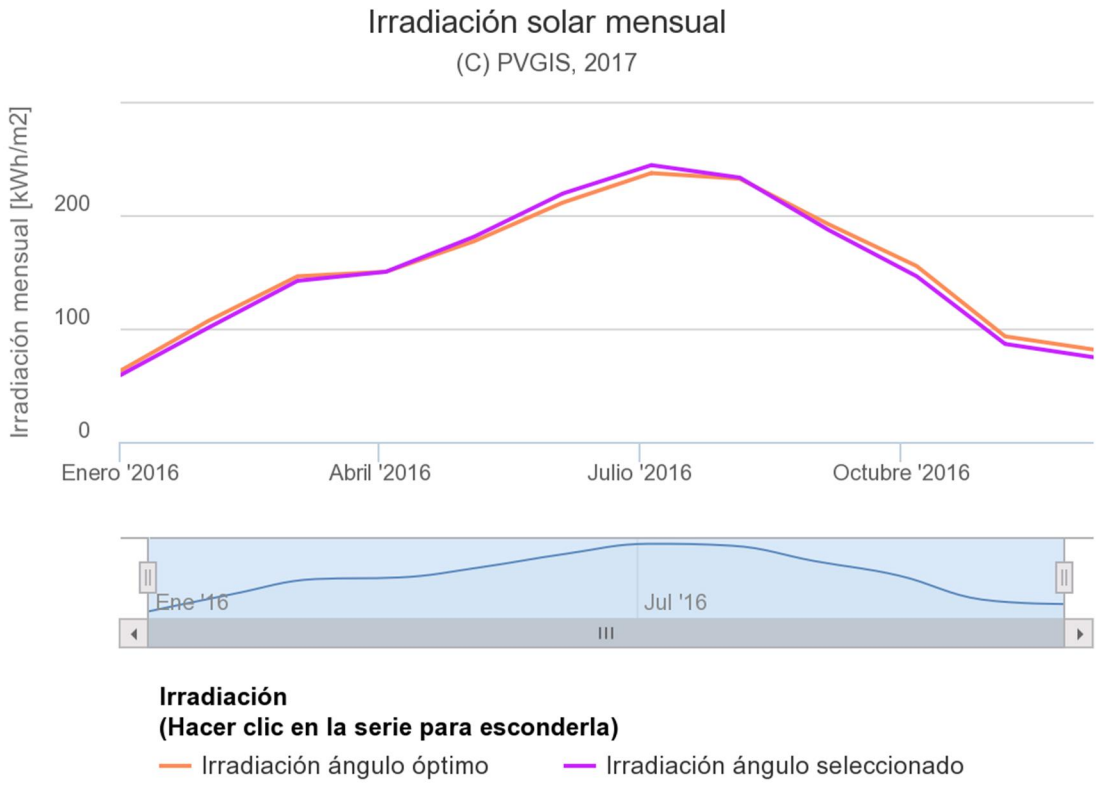


Figura 15: Comparación entre la irradiación con el ángulo de inclinación de la cubierta en diente de sierra del Aulario 24º (mismo ángulo que el del panel, puesto que este se instalará con una estructura soporte coplanaria con la cubierta) y el ángulo de inclinación óptimo según PVGIS (33º).

Como se puede apreciar, aunque los paneles no estén colocados con la inclinación idónea las pérdidas son limitadas, debido a que el aprovechamiento solar con ambas inclinaciones sufre variaciones escasas y apenas apreciables.

Por último, obtenemos la temperatura media mensual, este dato es importante ya que la producción de los paneles se ve afectada por la temperatura de la zona, es decir, a temperaturas muy altas los módulos tienden a caer en la producción, al originarse en ellos puntos de sobrecalentamiento denominados "**puntos calientes**".

Esta es una de las razones por la cuál en el desierto (aunque haya una irradiancia solar excelente), no es el lugar idóneo para este tipo de centrales generadoras de energía, además que, otra razón importante sería el sombreo tanto parcial como total ocasionado por las tormentas de arena que ocurren en estos lugares, aumentando de forma sustancial los costes de limpieza y mantenimiento de los módulos fotovoltaicos.

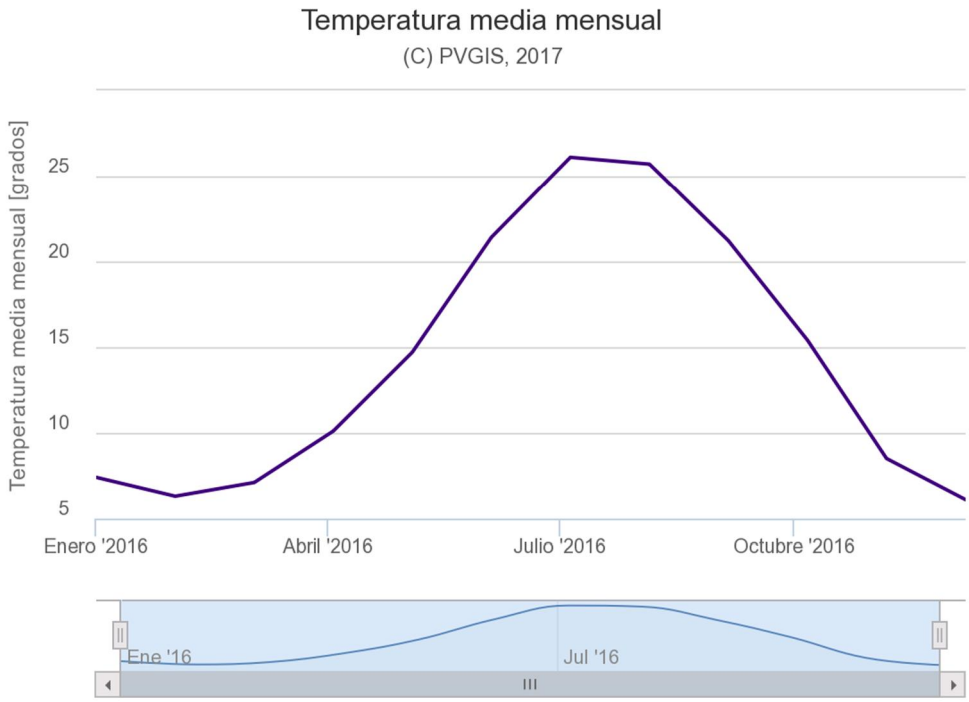


Figura 16: Variación de la temperatura media mensual a lo largo del año de estudio (2016). La Tªmáx de la media mensual se alcanza en el mes de Julio y tiene un valor de 26ºC.

Por todo lo anteriormente expuesto, será la base de datos que usaremos como referencia en este proyecto puesto que ha quedado demostrado ser la más completa, gratuita y además podemos localizar con precisión nuestro lugar de proyecto.

1.2.4 Parámetros de cálculo de la radiación del lugar

Ángulo horario (ω): El ángulo horario, ω, indica el desplazamiento angular aparente del sol, de este a oeste, a una velocidad de 360 grados/24 horas = 15grados/hora (0.2618 rad/h). Este se define sobre el plano del ecuador, como el ángulo entre los meridianos del Sol y del observador.

Por norma, el ángulo horario es nulo a mediodía solar, negativo en la mañana y positivo en la tarde. Se puede calcular con la siguiente expresión en función del **Tiempo Solar Verdadero (TSV)**.

$$\omega = 15 * (12 - TSV)$$

Por esta sencilla razón la Tierra se divide en 24 franjas horarias. Cada una de las mismas se denomina huso horario, tienen una amplitud de 15º de latitud. Siendo el meridiano Greenwich el meridiano que se toma como referencia.

En el trascurso del día, el ángulo horario varía entre dos valores extremos (-ωs, + ωs), que se corresponden con el amanecer (sunrise) y atardecer (sunset) respectivamente, este ángulo nos define el **tiempo solar (t_s)**.

$$t_s = 12 * (1 + \omega /15)$$

Cuyas unidades son:

ts [horas]

ω [grados]

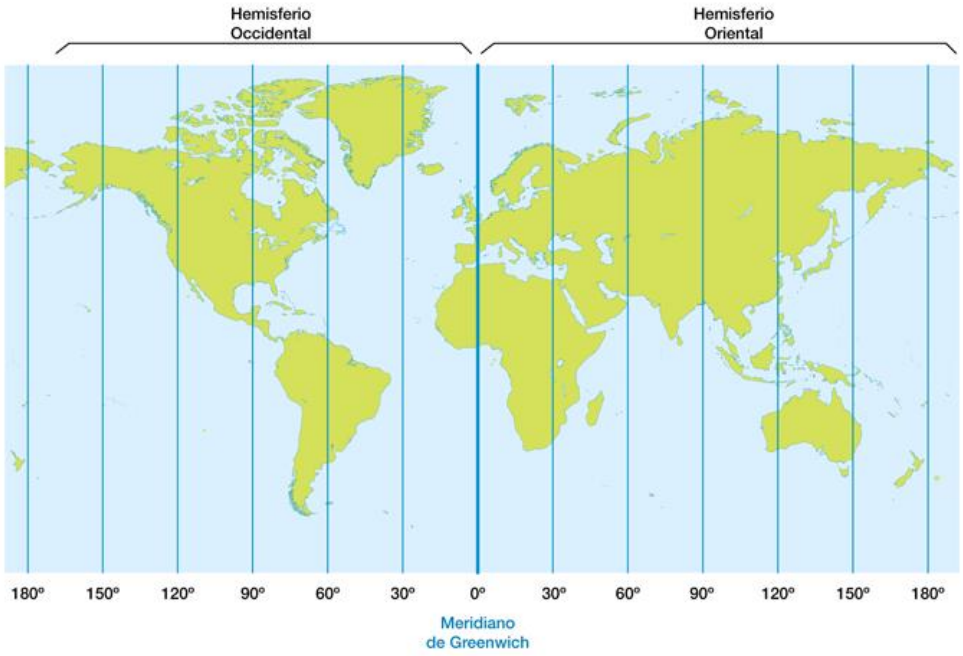


Figura 17: Planisferio con todos los meridianos, teniendo como referencia el de Greenwich, (Cabe destacar que cada meridiano toma valores múltiplos de 15º).

Tiempo Solar Verdadero: Es la hora que indicaría un reloj hipotético que repartiera la duración del día solar en 24 horas.

Los datos de irradiación solar son generalmente registrados en base al tiempo solar verdadero (TSV). La **hora civil**, o **TSM**, es por definición, la misma para toda longitud dentro de un mismo huso horario, de tal forma que cuando la longitud del punto de observación es mayor o menor por 15º a la longitud de referencia horaria, es necesario cambiar la hora civil (hora local) en una hora. Esta transición discontinua implica que, basta con que un punto de observación se encuentre alejado apenas 3º respecto de la

longitud de referencia horaria, ya el tiempo solar estaría errado en un 20%. Por esto, es deseable convertir el tiempo solar medio a tiempo solar verdadero. Para realizar esta conversión es necesario conocer el meridiano central del huso horario de la zona en consideración.

En España, el territorio peninsular se encuentra en el huso horario del meridiano de Greenwich (0º) y Canarias en el siguiente (15º W). La **Hora Oficial (HO)** en España tiene un adelanto (ε) respecto al TSM de 1 hora en invierno y 2 horas en verano; por tanto:

$$HO = TSM + \varepsilon$$

El TSM en este caso correspondería a GMT +1 (Invierno) y GMT +2 (Verano), debido a que el tiempo solar medio se toma teniendo como referencia el meridiano de Greenwich.

Con todo ello el TSV será:

$$TSV = (HO - \varepsilon) + \frac{Et}{60} + \frac{ls - le}{15°}$$

Donde:

TSV: Tiempo solar verdadero en horas

HO: Hora oficial del país (la hora del día que queramos hallar)

ε: Adelanto horario (+1 en Invierno y +2 en Verano)

ls: Es la longitud estándar (meridiano estándar o central del huso horario) en el caso de España sería 0, toma valores de la figura 17.

le: Es la longitud local.

Et: Es la ecuación del tiempo en horas (Et/60). [Pudiendo ser este valor positivo o negativo].

Tabla 3: Valores de latitud y longitud dependiendo en que hemisferio (norte o sur) nos encontremos y en qué situación estemos con respecto al meridiano Greenwich (este u oeste).

	Latitud	**Longitud**
Positiva	Norte	Este
Negativa	Sur	Oeste
Greenwich	-	0°
Ecuador	0°	-

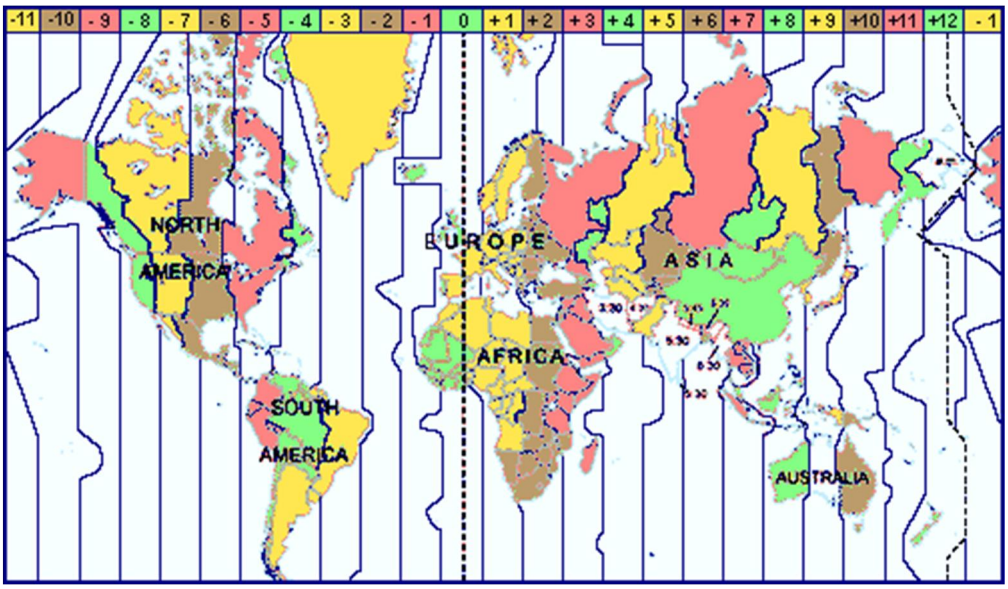


Figura 18: Distribución de los husos horarios a nivel mundial, siendo la referencia el meridiano 0 o de Greenwich.

Ecuación del tiempo: Es una ecuación empírica que corrige la excentricidad de la órbita de la Tierra y la inclinación de su eje, viene determinada por la siguiente expresión:

$$Et = 229{,}18 * [0{,}00075 + 0{,}001868cos\theta - 0{,}032077\sin\theta - 0{,}014615\cos 2\theta - 0{,}04089\sin 2\theta]$$

Determinado por: $\theta = \mathrm{n} * (\frac{2\pi}{365})$

Donde:

Et: Ecuación del tiempo en minutos.

***θ*:** Angulo de corrección de la excentricidad (en radianes)

n: Es el número del día que tenga el mes donde queremos hallar la ecuación del tiempo, por ejemplo, para el día 20 del mes "X" (Enero, febrero, marzo, etc.), n = 20.

Todo lo anteriormente expuesto resume en términos teóricos, los parámetros iniciales para determinar la radiación del lugar, aunque en la práctica se van a considerar los siguientes parámetros a estudiar como los principales, (junto con los aportes de las bases de datos de radiación anteriormente estudiadas) a la hora de hallar sombreo y distancia de paneles, puesto que es primordial conocerlo para un buen predimensionado de la instalación fotovoltaica.

Declinación solar: Es el ángulo que forma el plano del ecuador de la Tierra con la línea situada en el plano de la eclíptica, que une los centros del Sol y de la Tierra. (Ver figura 6).

Figura 19: Variación del ángulo de declinación solar a lo largo del año.

Este ángulo varía a lo largo de la órbita de la Tierra alrededor del Sol, alcanzando valores máximos en los solsticios de verano (declinación máxima positiva, δ = 23,45º) e invierno (declinación máxima negativa, δ= –23,45º) y valores nulos en los equinoccios.

La declinación "**δ**" tiene una variación diaria menor al 0, 5º. Su valor medio diario se puede calcular mediante la expresión de Cooper (1969):

$$\boldsymbol{\delta = 23,45° * sen\ [\left(\frac{360}{365}\right) * (n + 284)]}$$

Donde:

n: Es la numeración ordinal de los días desde el comienzo del año, es decir, n = 1 (1 de Enero), n = 33 (1 de Marzo), así sucesivamente hasta llegar al 31 de Diciembre (n = 365).
En este caso el día interesante es el 21 de Diciembre (n = 355).

La declinación resultante es δ = -23,45º.

Altura solar: Este término va referido a la altura a la que se encuentra el sol a lo largo del año, ya que la altura del sol está ligada con la sombra que proyecta, es decir, a más altura del sol menor es su sombra, (rayos del sol perpendiculares a la superficie,

formando un ángulo cercano al cenit solar entorno a los 90º) esto ocurre en el verano y por tanto, a menor altura del sol mayor sombra proyectada sobre la superficie incidente, (rayos del sol oblicuos a la superficie) es lo que ocurre en el invierno. Mientras que en otoño y primavera la altura del sol adquiere una posición intermedia, como se puede apreciar en la figura siguiente:

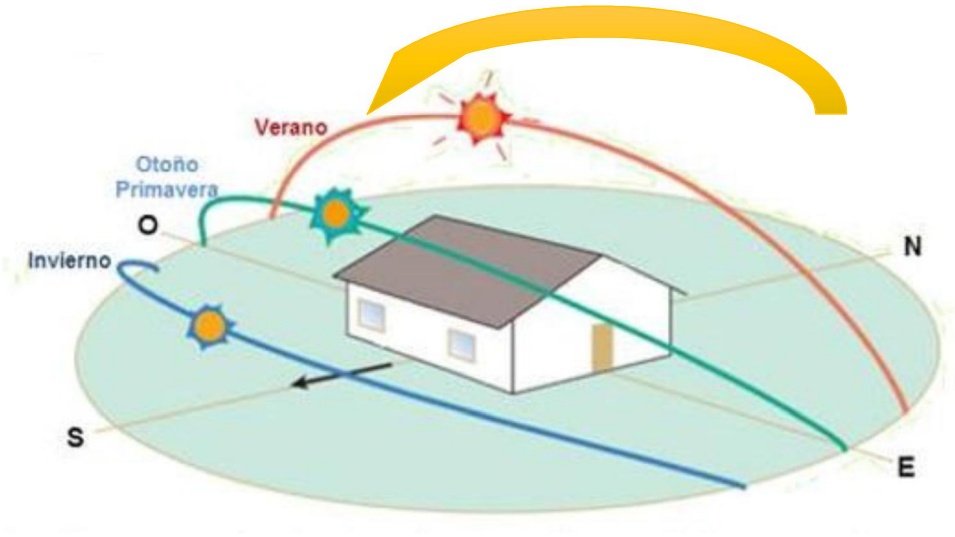


Figura 20: Variación de la altura solar (**α**) dependiendo de la estación del año. La flecha amarilla nos indica que el Sol sale por el Este y se pone por el Oeste.

Saber la altura solar es imprescindible para determinar el sombreo proyectado y así calcular la distancia mínima que tengo que poner entre paneles solares para evitar el sombreo de los mismos. Por todo ello la atura solar "α" es interesante determinarla para la peor situación posible o lo que es lo mismo, el 21 de Diciembre fecha puesto que es el momento del año donde la sombra proyectada será más larga, ya que la instalación a proyectar tendrá un uso y/o aprovechamiento de carácter anual. Este parámetro se determina con la siguiente ecuación:

$$\alpha = 90 - L + \delta$$

Donde:

α: Es la altura solar

L: Es la latitud del lugar donde se sitúa el proyecto (41,986º)

δ: Es la declinación solar el 21 de Diciembre (Solsticio de Invierno) [-23,45º]

Por tanto: α = 90 – 41,986 + (-23,45) = 24,59º

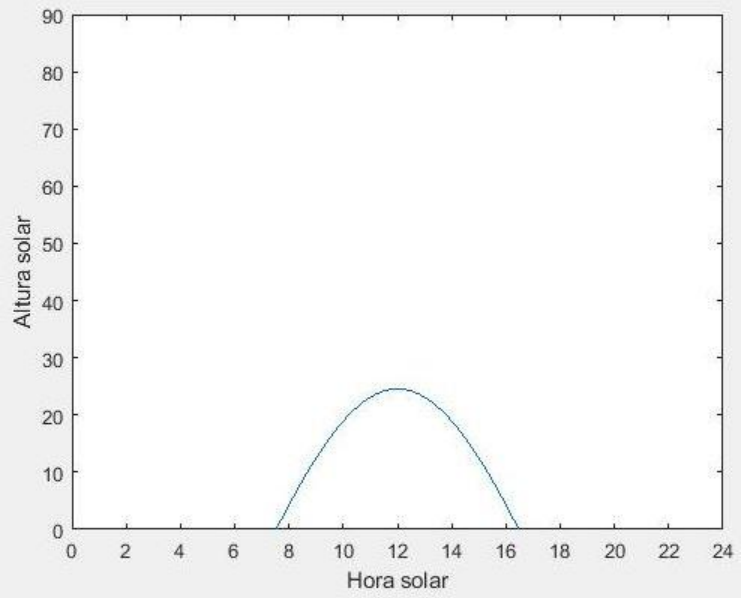


Figura 21: Variación de la altura solar resultante a lo largo del día 21 de Diciembre para la latitud dada en grados minutos y segundos (41º 59' 10").
Fuente: Laboratorios virtuales de la Universidad Politécnica de Valencia (UPV) y elaboración propia.

Este resultado de altura solar será utilizado como punto de partida en el Anejo IV "Predimensionado del sistema fotovoltaico" para el cálculo de la distancia mínima de paneles.

1.2.5 Carta solar de la zona de proyecto

Carta solar: Se trata de un diagrama en el que se representa la posición del Sol sobre un lugar determinado para fechas diferentes y a diferentes horas, en función de la altura del Sol y el acimut del punto (orientación con respecto al Sur). En el eje vertical se sitúa la altura solar en grados sexagesimales y en el eje horizontal el acimut medido desde el Sur (la orientación al Sur es la que mayor producción de energía nos produce en los captadores solares, esto es lo que ocurre en el hemisferio norte, sin embargo, en el hemisferio sur del planeta la producción máxima se consigue orientando los módulos en dirección al Norte, en definitiva hay que buscar siempre la orientación al Ecuador de la Tierra).

Para ello nos apoyamos en la herramienta "Sunearthtools", es un software online gratuito que realiza la carta solar, así como la posición del sol en el cielo para cada lugar y en cualquier momento que estimemos interesante.

Para ello vamos a determinar la posición del sol y la carta solar de nuestro lugar de proyecto, es decir Aulario del Campus La Yutera (Latitud: 41,98º y Longitud: -4,51º).

Interfaz de la aplicación:

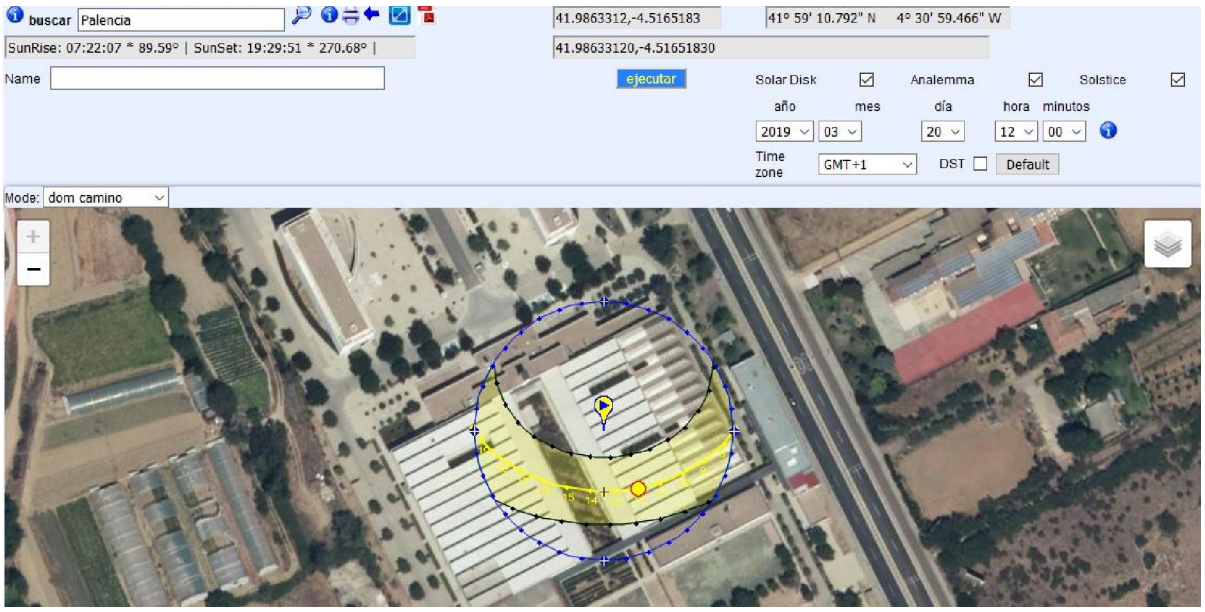


Figura 22: Interfaz de la herramienta Sunearthools, apoyándonos en la aplicación Google Earth.

Situando la zona en el mapa por medio de Google Earth, y tomando como día interesante para el cálculo el 20 de Marzo (próximo al equinoccio de primavera y la hora a las 12:00 del mediodía) como ejemplo, los resultados de salida obtenidos son los siguientes:

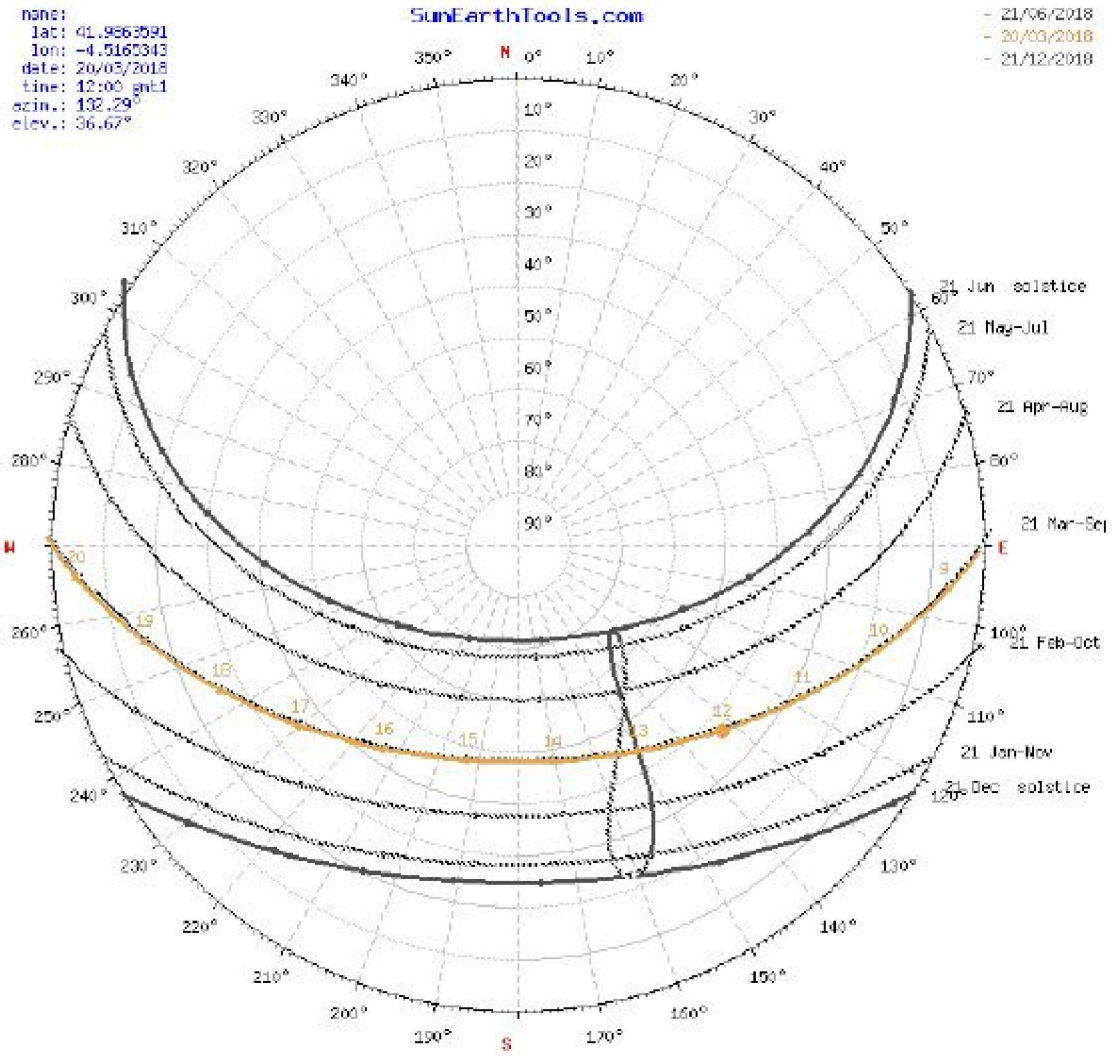


Figura 23: Gráfico Polar de la trayectoria del sol entre los solsticios de Invierno (21 de Diciembre) correspondiente con la parte baja del gráfico y el solsticio de verano (21 de Junio) correspondiente a la línea más alta del gráfico. El día seleccionado 20 de Marzo se encuentra resaltado en color marrón destacando como hora las 12 del mediodía.

En la figura siguiente está representada la carta solar del lugar de proyecto, donde se observa claramente que el mediodía solar (punto en el que la trayectoria solar alcanza su punto álgido) no coincide con el mediodía horario, puesto que se da a las 14:26 horas, aproximadamente.

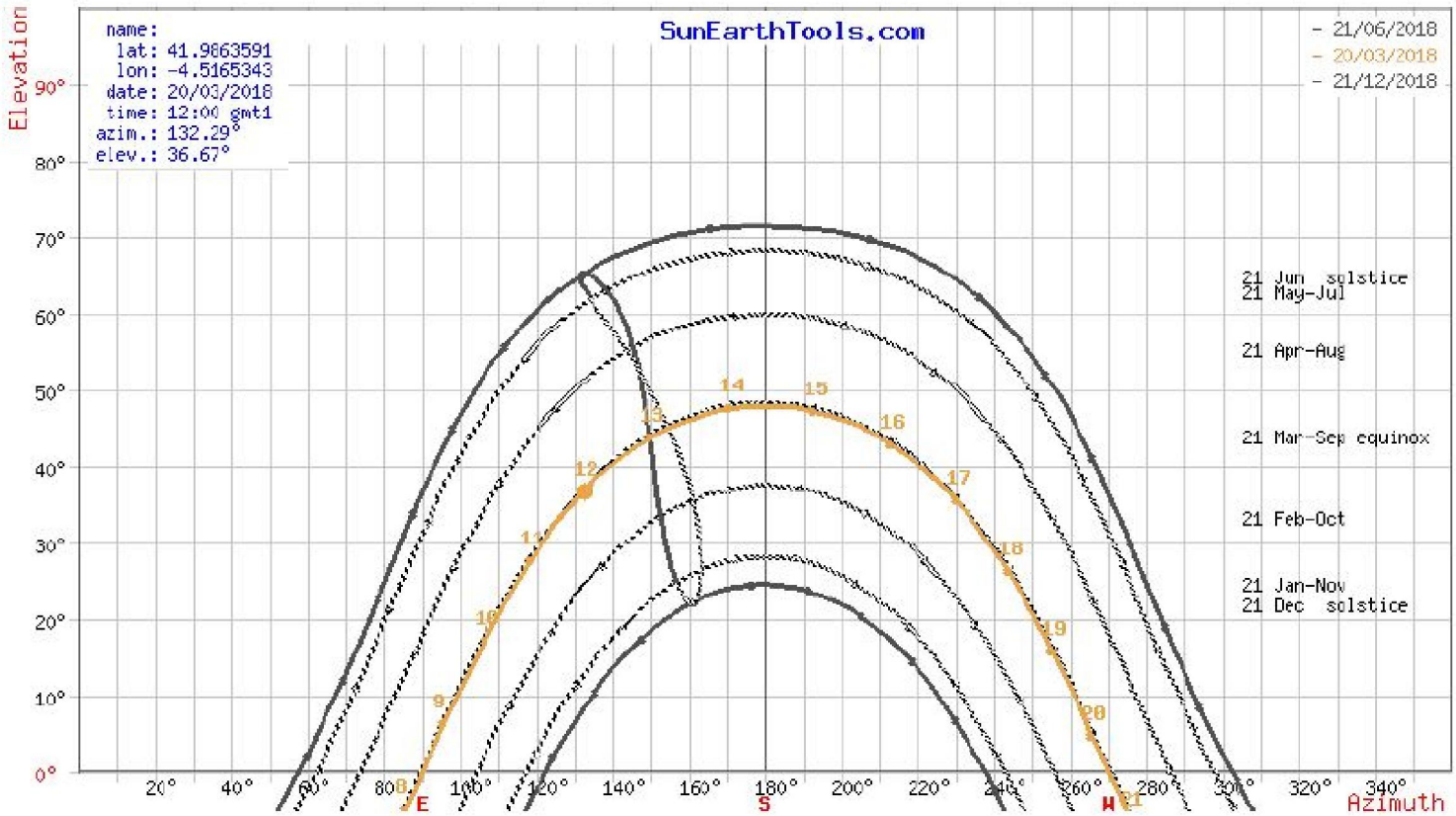


Figura 24: Carta solar cartesiana para el día 20 de Marzo resaltado en color marrón muy próximo a la mitad de la carta que corresponde con los equinoccios de primavera y otoño. Para saber interpretar la carta hay que observar el elipsoide irregular, resaltando en línea negrita el 21 de Enero y acaba el 21 de Julio para luego seguir los 5 meses restantes correspondientes, se sigue por la línea discontinua del elipsoide hasta llegar a su punto más bajo en el solsticio de invierno (21 de Diciembre) para luego volver al punto de partida 21 de Enero.

Tabla 4: Datos correspondientes a los parámetros básicos del estudio de la posición del sol, para el día 20 de Marzo.

sol" posición	Elevación	Azimut	latitudes	longitudes
20/03/2018 12:00 | GMT1	36.67°	132.29°	41.9863591° N	4.5165343° W
crepúsculo	**Sunrise**	**Puesta de sol**	**Azimut Sunrise**	**Azimut Puesta de sol**
crepúsculo -0.833°	08:21:42	20:30:07	89.46°	270.8°
crepúsculo civil -6°	07:53:53	20:57:58	84.79°	275.49°
Náutica" crepúsculo -12°	07:21:18	21:30:38	79.21°	281.1°
El crepúsculo astronómico -18°	06:48:05	22:03:58	73.26°	287.1°
la luz del día	**hh:mm:ss**	**diff. dd+1**	**diff. dd-1**	**Mediodía**
20/03/2018	12:08:25	00:02:51	-00:02:50	14:25:54

Tabla 5: Variabilidad de la elevación solar y el azimut registrados cada hora.

Fecha:	20/03/2018 | GMT1	
coordinar:	41.9863591, -4.5165343	
ubicación:	41.98635910,-4.51653430	
hora	Elevación	Azimut
08:21:42	-0.833°	89.46°
9:00:00	6.28°	95.88°
10:00:00	17.22°	106.39°
11:00:00	27.54°	118.19°
12:00:00	36.67°	132.29°
13:00:00	43.72°	149.69°
14:00:00	47.55°	170.51°
15:00:00	47.25°	192.74°
16:00:00	42.9°	213.15°
17:00:00	35.49°	230.04°
18:00:00	26.16°	243.76°
19:00:00	15.73°	255.34°
20:00:00	4.76°	265.75°
20:30:07	-0.833°	270.8°

Hora exacta de la salida del sol. (Amanecer).

Hora exacta de la puesta de sol. (Atardecer).

Todos estos datos nos ayudan a entender cuantas horas comprende la irradiación solar diaria, a que hora exacta ocurren los fenómenos de ocaso y alba dependiendo del día escogido. La carta solar también la obtendremos en el Anejo V "Simulación mediante el software PVSyst", ya que en el informe final de la simulación la carta solar (aunque menor detallada que en la figura anterior), es uno de los resultados de salida que arroja dicho informe.

1.2.6 Cálculo de la hora solar pico (HSP) y la HSP corregida

Hora solar pico (HSP): Es definida como el número de horas al día con una hipotética irradiancia solar constante de 1.000 W/m². Por consecuente es equivalente una hora solar pico "HSP" A 1 kWh/m^2 o lo que es lo mismo 3,6 Mj/m^2.

En todas las fichas técnicas proporcionadas por los fabricantes de paneles fotovoltaicos o térmicos, debe (o debería) aparecer las características eléctricas del panel (Pmax, Uoc, Umpp, Isc y Impp), o su curva de rendimiento representada, todas estas características son cuantificadas en condiciones estándar de medida (STC en inglés) dichas condiciones se cumplen a 1.000 W/m^2, puesto que, es en estas condiciones donde se cumplen las características eléctricas de cualquier módulo fotovoltaico.

Si se dispone de los datos de irradiación solar de un día determinado se divide entre 1.000 y se obtendría de este modo la HSP. PVGIS ya nos proporciona este dato directamente.

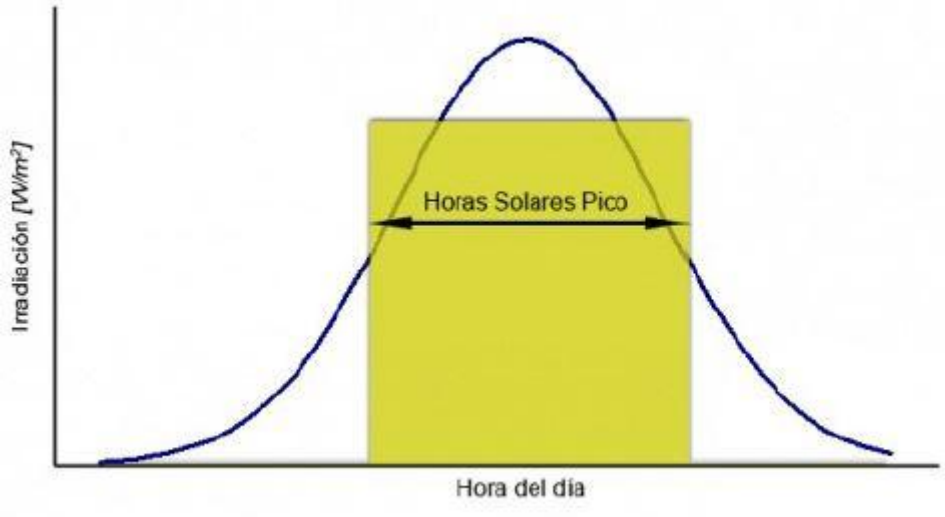


Figura 25: Representación de la irradiancia expresada en hora solar pico (HSP).

El cálculo de la HSP se realizará tomando en cuenta el dato de Hd del mes con peor radiación en todo el año, este mes es **Enero** con una Hd de 2,21 kWh/m^2.

Dicho de otra manera: $\frac{2.210\ Wh}{1.000\ W} = \mathbf{2,21\ HSP}$

De manera intuitiva, la Hora Solar Pico podría expresarse como el número de horas que necesitaría un panel funcionando a su máxima potencia de diseño para generar toda la energía que realmente genera a lo largo de todo el día. Por lo tanto, las HSP van a ser siempre un número menor que el de horas reales de luz.

Corrección de la hora solar pico ($HSP_{corregida}$): El valor de la HSP obtenida mediante las tablas de PVGIS no debe utilizarse directamente en los cálculos de instalaciones fotovoltaicas puesto que, hay que tener en cuenta una serie de factores específicos de cada instalación que afectan a este valor y gracias a ellos obtendremos las HSP corregidas.

Estos factores son:

- Factor de corrección para la inclinación del panel (k)
- Factor de corrección por efectos atmosféricos (k')
- Factor de corrección debido a la orientación (k'')

Factor k para el ángulo de inclinación:

La inclinación de los módulos solares es un factor de vital de importancia intentando que los rayos del sol incidan lo más perpendicularmente posible sobre ellos, esto se consigue con un ángulo óptimo de panel, si bien es cierto que la trayectoria que recorre el sol no es la misma en todo el año, todo ello repercutirá en la toma de decisiones ya que debemos establecer si la instalación a proyectar tiene un carácter estival, invernal o anual. Como no hay establecido un criterio de consenso para su cálculo nos apoyaremos en las tablas del **IDAE** *(**I**nstituto para la **D**iversificación y **A**horro de la **E**nergía*), que proponen los siguientes valores según el uso de la instalación:

Tabla 6: Tabla de determinación del factor de corrección debido a la inclinación y uso dado por el panel.

Periodo de diseño (Uso)	Ángulo de inclinación óptimo (β_{opt})	Factor de corrección (k)
Diciembre (Invierno)	Φ* + 10º	1,7
Julio (Verano)	Φ – 20º	1
Anual	**Φ – 10º**	**1,15**

***Siendo Φ la latitud del lugar de proyecto.

Puesto que la latitud en la zona de proyecto es 42º aproximadamente (41,98º), el ángulo óptimo será de 32º, porque el periodo de diseño de la instalación es anual.
k = 1,15.

Algunos autores además de restar 10º a la latitud en el caso de instalaciones anuales, suelen multiplicar este valor por 0,85 si esa instalación también es de conexión a la red, por lo que siguiendo este procedimiento, el ángulo de inclinación óptimo resultante sería de: 32 · 0,85 = 27,2º.

En el supuesto del presente proyecto esta condición no se cumple (ángulo óptimo), por tanto, debemos hacer una corrección debido a que los paneles están en el mismo grado de inclinación que la cubierta donde se asientan (24º) debemos recurrir a las tablas CENSOLAR y escoger la que más se asemeje a nuestro caso concreto.

Escogiendo el peor mes del año en cuanto a irradiación solar se refiere (Enero).

Tabla 7: Factores de corrección (k) según el criterio de las tablas CENSOLAR para una latitud de 42º y una inclinación de panel de 25º

Inclinación (β)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	LATITUD
25º	**1,32**	1,25	1,17	1,09	1,04	1,01	1,04	1,1	1,21	1,33	1,4	1,38	**LAT=42º**

Fuente: Tablas CENSOLAR.

Este factor de inclinación "k" tiene en cuenta las posibles pérdidas por acumulación de suciedad sobre los paneles con la inclinación dada. **El factor de corrección debido al ángulo de inclinación resultante es de k = 1,32.**

Factor k' para efectos atmosféricos:

Al no existir tablas para este valor, se suele determinar dependiendo del sitio donde se vaya a realizar la instalación, según varios autores el valor suele oscilar entre 0,75 y 1,20. Pero los valores de consenso según la situación del lugar son los siguientes:

- k' = 1,05 (Si el lugar es una zona de atmósfera limpia, como sucede en lugares de montaña)

- k' = 0,95 (Si en la zona de atmósfera contaminada con abundantes partículas, como son las zonas de calima, contaminación, etc.)

- k' = 1 (Cuando no cumple ninguna de las dos situaciones anteriores, es el factor que se toma de forma habitual y en caso de duda).

Por consiguiente, se tomará el valor de **k' = 1** para el presente proyecto.

Factor k'' para la orientación de paneles:

Cuando se quiere realizar una instalación solar en medio de una población o directamente sobre un edificio, muchas veces hay que adaptarse a la disposición de todos los elementos naturales y arquitectónicos presentes. Hay que tener en cuenta las sombras que pueden provocar las edificaciones sobre los paneles y muchas veces hay que adaptarse a la orientación de los tejados sobre los que se colocan los paneles. Esto provoca normalmente una disminución en la irradiación recibida y por eso se introduce este factor de corrección.

Este factor k'' o factor de irradiancia debida a la orientación se determina con las siguientes expresiones, que vienen determinadas según el ángulo β de inclinación que tengan los módulos:

1) Para valores de β comprendidos entre 15º < β < 90º, la expresión resultante es:

$$k'' = 1 - [1{,}2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 + 3{,}5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2]$$

Sabiendo que:

β: Inclinación real de los paneles (24º)

β_{opt}: Inclinación óptima de los paneles (32º)

α: Azimut de los paneles solares (-26º)

2) Para valores de β ≤ 15º, la expresión es:

$$k'' = 1 - [1{,}2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2]$$

Como β = 24º escogeremos la primera expresión dando como resultado:

k'' = 0,968 ≈ **0,97**

Este factor está condicionado por el sombreado (factor de sombra) del campo solar, esto puede ser debido a obstáculos interpuestos a la radiación solar, en este caso supondremos un valor **1**, es decir no existen sombras.

Por todo ello la fórmula resultante para la corrección de la irradiancia HSP es:

$$\mathbf{HSP_{corregida} = HSP \cdot k \cdot k' \cdot k'' \cdot (FS)}$$

Donde:

HSP: Es la irradiación del lugar obtenida con PVGIS **(2,21 HSP)**

k: Factor de corrección para la inclinación del panel **(1,32)**

k': Factor de corrección por efectos atmosféricos **(1)**

k'': Factor de corrección por orientación del panel **(0,97)**

FS: Factor de sombreado, en este caso no hay sombras importantes que afecten a la producción fotovoltaica **(1)**.

Como resultado calcularemos las HSP corregidas de todos los meses, haciendo hincapié en el mes de Enero dado que es el mes con peor radiación de todos.

Tabla 8: Valores de HSP corregida en cada mes del año.

MES	Irradiación global (Hd ≈ HSP)	HSP CORREGIDA
Enero	**2,21**	**2,83**
Febrero	3,53	4,52
Marzo	4,82	6,17
Abril	5,43	6,95
Mayo	6,50	8,32
Junio	7,11	9,10
Julio	7,81	9,99
Agosto	7,23	9,26
Septiembre	6,02	7,71
Octubre	4,32	5,53
Noviembre	2,80	3,58
Diciembre	2,31	2,96
ANUAL	**5,02**	**6,43**

Según la tabla anterior la HSP corregida para el mes de Enero es de **2,83 kWh/m^2 o HSP.**

1.3 Conclusiones sobre el estudio de la radiación solar

- Los datos principales de la instalación; latitud, inclinación del panel y azimut de este respectivamente (Φ = 42º, β = 24º, γ = 26º SE) serán determinantes para los Anejos IV "Predimensionado del sistema fotovoltaico" y V "Simulación mediante el software PVSyst".

- Los datos de altura solar (α = 24,59º) e inclinación del panel (β = 24º) nos ayudarán a determinar el espaciado de los módulos solares y distanciamiento entre strings, con el fin de evitar sombreos parciales en los módulos con el previsible resultado de pérdidas innecesarias de producción energética además de fallos por sobrecalentamiento en las celdas solares sombreadas.

- Hay parámetros como la carta solar o las pérdidas reales por sombreo que se determinarán con el informe de simulación que arrojará el software PVSyst (Anejo V).

- El dato de HSP corregida para el mes de Enero (2,83 HSP), será el punto de partida para poder realizar el predimensionado de la instalación FV que se llevará a cabo en el Anejo IV.

MEMORIA

Anejo II: Situación actual

Alumno: Alberto del Bosque Gallego
UNIVERSIDAD DE VALLADOLID (CAMPUS DE PALENCIA) – E.T.S. DE INGENIERÍAS AGRARIAS
Titulación de: Máster Universitario en Ingeniería Agronómica

ÍNDICE DEL ANEJO II. SITUACIÓN ACTUAL

1. DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL 3

1.1 Situación actual y descripción del proyecto 3

1.2 Localización y entorno geográfico del proyecto 5

1.3 Datos del titular/promotor 5

1.4 Instalación previa existente 6

1.4.1 Datos de la actuación preexistente 6

1.4.2 Descripción de la instalación 7

1.4.3 Ampliación que se incluye en el presente proyecto 12

1.5 Zona de actuación del proyecto a ejecutar 14

2. OBJETIVOS FUTUROS QUE SE PRETENDEN LLEVAR A CABO 15

1. DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL

1.1 Situación actual y descripción del proyecto

La ejecución de este proyecto tiene como objetivo final hacer del Campus Universitario de Palencia "La Yutera" y más concretamente en el edifico Aulario, un edificio sostenible desde el punto de vista energético sobre todo en esta actuación se abordará el ámbito eléctrico y también ambiental puesto que esta nueva fuente de energía que se propone es renovable, por ello genera cero emisiones de GEI (Gases de Efecto Invernadero) a la atmósfera.

El edifico Aulario alberga; las aulas de las distintas titulaciones que se imparten de modo presencial en el Campus, algunos despachos y dependencias de ingenierías, dependencias de Magisterio, oficinas de secretaria y despacho de la actual vicerrectora del Campus, biblioteca, centros tecnológicos de investigación como el CETECE (Centro Tecnológico de Cereales) y el Itagra, así como todos los servicios generales del campus ya sea reprografía, oficina bancaria, salas de informática y servicio de informática, mantenimiento, sala de estudio y conserjería, dando con todo ello una superficie total de 13.812, 40 m^2 (en esta superficie se incluye el edificio de Enología con sus respectivas instalaciones puesto que comparten dichas instalaciones y servicios principales con el edificio Aulario). Tal y como se puede observar en la tabla que aparece a continuación:

Tabla 1: Edificios que componen el Campus La Yutera con sus superficies construidas correspondientes.

Edificación (Denominación oficial)	Superficie construida (m^2)	(%) de construcción con respecto al total del Campus
A. Aulario y enología	**13.812,40**	**55,40**
B. Estación de ensayo (EECAS)	2.014,37	8,08
C. Vicerrectorado y UGI	327,10	1,31
D. Departamental de Educación y CC. del Trabajo	4.392,60	17,62
E. Departamental de ETSIIAA	4.386,10	17,59
TOTAL de los Edificios (m^2 y %)	**24.932,57**	**100**

Fuente: Proyecto de construcción del Campus La Yutera. Años (1.999 – 2002).

Tabla 2: Desglose de los edificios del Campus según su superficie útil y el número de plantas que componen.

Campus de La Yutera. Superficie útil de los edificios en m2		
Edificio	Plantas	Superficie útil
A. Aulario y enología	**Planta baja**	**6.090,50**
	Planta primera	**1.291,30**
	Sótano	**1.273,90**
B. Estación de ensayo (EECAS)	Planta baja	1.715,55
	Entreplanta	195,20
C. Vicerrectorado y UGI	Planta primera	80,10
	Planta baja	124,80
	Sótano	16,30
D. Departamental de Educación y CC. del Trabajo	Planta tercera	411,30
	Planta segunda	608,60
	Planta primera	620,10
	Planta baja	552,70
	Planta semisótano	681,20
E. Departamental de ETSIIAA	Planta ático	503,14
	Planta segunda	822,27
	Planta primera	828,17
	Planta baja	816,71
	Planta semisótano	816,80
Todos los edificios	**Total superficie útil**	**17.432,34**

Fuente: Proyecto de construcción del Campus La Yutera. Años (1.999 – 2002).

Cabe destacar que el edifico A (Aulario y enología) es la superficie construida mayoritaria y por tanto la que tiene más peso e importancia dentro del Campus de Palencia. No se incluye el edificio correspondiente a la cafetería puesto que se trata de una construcción de carácter privado e independiente de este proyecto.

Figura 1: Distribución y localización de las distintas edificaciones que componen el Campus Universitario "La Yutera" de Palencia. *Fuente: Unidad Técnica de Arquitectura de la Universidad de Valladolid (UVa)*.

1.2 Localización y entorno geográfico del proyecto

El proyecto se localiza en la ciudad de Palencia, capital de la provincia homónima perteneciente a la Comunidad Autónoma de Castilla y León cuyo país o entidad estatal es España, tiene una latitud de 42º 01´00" N y 4º 32´ 00" W y una altitud sobre el nivel del mar de 749 m. El relieve de la zona por lo general es llano, pero cabe destacar en su orografía la existencia de un cerro (el cerro del otero de 850 metros de elevación) en la parte nororiental, lugar donde se alza la famosa estatua del Cristo del Otero de 21 metros de altura obra del escultor Palentino Victorio Macho y la existencia de dos montes que coronan el relieve de la ciudad como son "El Chivo y el "Monte viejo" de 871 y 860 metros de altitud respectivamente lugar de recreo y ocio de todos los palentinos. En cuanto a hidrografía la ciudad se sitúa en el valle del río Carrión cerca de su desembocadura en el Pisuerga, dicho río divide la ciudad, si bien es cierto que la ciudad tiene construcciones escasas en la margen derecha del río, sin embargo se nutre por ello de numeroso parques y jardines que hacen de Palencia la ciudad con mayor ratio de zonas verdes por habitante.

Figura 2: Localización de la ciudad de Palencia resaltada dentro de la CA de Castilla y León a nivel nacional.

1.3 Datos del titular/promotor

Tabla 3: Datos del promotor del presente proyecto.

Nombre o razón social:	**Universidad de Valladolid (UVa)**
Dirección y Código Postal:	**Universidad de Valladolid, Plaza de Santa Cruz Nº6, 47002, Valladolid**
Otros datos de interés:	**Email: unidad.tecnica@uva.es** **Teléfono: 983 423 718 Ext: 3718** **Fax: 983 423 935**

1.4 Instalación previa existente

Con el fin de intentar ser más energéticamente autosuficiente, hay presente en el Edificio Aulario una pequeña instalación ejecutada de vidrio solar fotovoltaico integrado arquitectónicamente en la cubierta sustituyendo a la antigua cubierta ya deteriorada de policarbonato. Esta instalación se sitúa en los lucernarios de la cubierta plana transitable correspondiente a las dependencias de Industrias Alimentarias, dependencias de Producción animal, Laboratorio de ensayo de maderas, dependencias de Electrotecnia y electrificación rural así como también la sede del Instituto Tecnológico Agrario y Agroalimentario (Itagra).

1.4.1 Datos de la actuación preexistente

Fabricante de vidrio FV: Onyx Solar Energy S.L.

Instalador: Grupo Orya – Tecnoam

Tipo de módulo: Vidrio solar FV de integración arquitectónica

Tecnología del módulo: Silicio monocristalino

Dimensiones: 1.000 x 2.000 mm x (10 mm de laminado templado) Doble laminado 44/25% de transparencia

Inclinación del vidrio (β): 30º

Orientación de los vidrios, azimut (α): 45º SE

Superficie aproximada de la instalación: 112 m^2

Potencia del vidrio: 221 W/ud

Configuración de la instalación: Array compuesto de 4 strings de 14 paneles FV

Potencia pico instalada: 12,4 kWp

Número de vidrios FV: 56 vidrios/módulos

Tipo de inversor escogido: Fronius Symo 3.M Conexión a red/autoconsumo de 20 kW (Incluye con conexión a internet a través de cable de datos ethernet).

String box (caja de strings): 10 strings máximo (actualmente solo hay 4 conectados)

Contador inteligente: Bidireccional Fronius Smart-meter 50 kA – 3

Tensión CA de suministro: 230 V (50 Hz)

Generación de energía estimada: 15.000 kWh/año

1.4.2 Descripción de la instalación

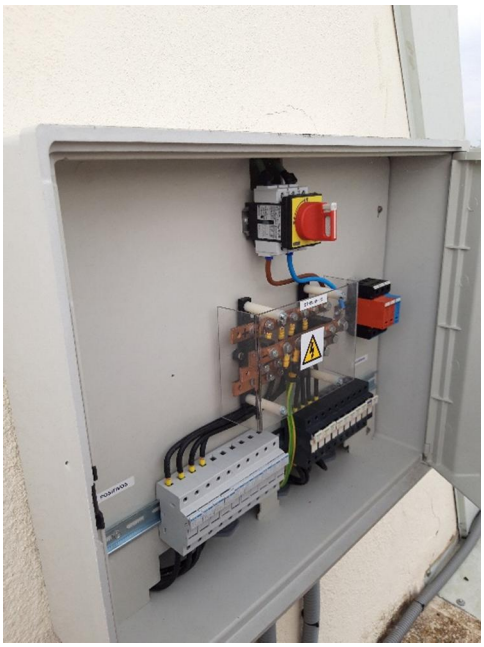
Desde el cuadro eléctrico de series se realiza la conexión hasta el inversor fotovoltaico CC/CA que es instalado en el cuarto eléctrico del cuadro general del edificio en planta baja. El cableado desde el cuadro de series hasta el inversor se realiza mediante conducto de acero por la azotea transitable del edificio y por el falso techo del servicio de mujeres en la planta baja. Finalmente, se conecta la salida del inversor al cuadro general del edificio en uno de los interruptores ya disponibles en el cuadro eléctrico general.

La instalación descrita anteriormente se percibe de manera visual con el siguiente reportaje fotográfico sobre la misma.

Foto 1: Antigua cubierta de policarbonato en la zona de lucernarios, al fondo la cubierta en diente de sierra, lugar idóneo donde se va a proyectar e instalar el campo Fotovoltaico.

Foto 2: Vista desde la cubierta transitable, de la instalación de captación solar existente en los lucernarios del edifico Aulario. Nótese la sustitución de la antigua cubierta de policarbonato por el nuevo material compatible con la integración arquitectónica del vidrio solar.

Foto 3: Vista del trayecto de los cables de corriente continua y su disposición por el zuncho perimetral hasta su desembocadura en la string box.



Fotos 4 y 5: A la izquierda, trayecto final de los cables de CC hasta la caja de strings, el operario está abriendo la misma con una llave de seguridad. A la derecha, interior de la caja de strings se puede observar sus componentes principales (interruptor de corte, de sobretensiones y caja de fusibles). Obsérvese en la parte inferior que hay conectado los 4 cables de los strings existentes conectados a los prensaestopas correspondientes, pero la capacidad total de la caja es de 10 strings.

Fotos 6 y 7: A la izquierda, salida de cables en CC (Cable de polaridad positiva y negativa y cable de tierra) desde la caja de strings, entubados en una conducción de polietileno corrugado para instalaciones eléctricas, como protección frente a las inclemencias meteorológicas y contactos externos. A la derecha, trayecto del tubo hacia su desembocadura en el lucernario del pasillo central dentro del Edificio Aulario.

Fotos 8 y 9: Trayecto final por la cubierta transitable por la planta primera del Edificio Aulario.

Foto 10: Desembocadura final de los cables en CC en el lucernario del pasillo central, frente a los servicios W.C. del pasillo de La Yutera, el trayecto final discurre por el falso techo hasta el baño femenino para atravesar la pared de este conectando así con el inversor, localizado en el espacio reservado dentro del Aulario para el cuadro general de mando y protección. además de las instalaciones FV del Edificio A (Aulario y enología).

Foto 11: Inversor FV Fronius donde desembocan los cables en CC para transformarse en corriente alterna (CA), el cuadro eléctrico de la izquierda del inversor corresponde con el cuadro de protecciones de CA de la instalación antes de finalizar el recorrido de esta en el cuadro general eléctrico del Edifico A.

Foto 12: Cuadro eléctrico de protecciones de AC. Arriba se localizan los cuatro interruptores de sobretensiones de clase I+II, un interruptor general automático (magnetotérmicos) y un disyuntor diferencial de la casa Schneider Electric. Abajo se localizan los fusibles de alterna como protección inmediatamente anterior al contador Smart-meter localizado en la parte baja central del cuadro eléctrico.

El sistema fotovoltaico dispone además de un dispositivo de adquisición de datos y contador inteligente (Smart meter) que ha sido configurado con "inyección cero". Es decir, según la normativa vigente, el dispositivo asegura que siempre se realice autoconsumo de la energía generada y si por algún motivo, el edificio no demanda

energía, la instalación fotovoltaica no pueda verter energía a la red de la compañía eléctrica.

El sistema de monitorización ha sido conectado a la Intranet de la Universidad a través de un cable de red para la monitorización de la instalación mediante un sistema de monitorización propio de la Universidad.

Se optó por esta solución fotovoltaica en lugar de los clásicos paneles solares, por tres motivos:

- Fácil integración arquitectónica (Sustituyendo la cubierta deteriorada anterior).
- Disponibilidad de uso de esta la energía para su utilización como autoconsumo energético.
- El doble juego que realizan los vidrios fotovoltaicos con respecto a su transparencia y producción energética (a más transparencia mayor paso de luz menor producción energética. Menor transparencia del vidrio mayor oscuridad u opacidad y por tanto sombreo en el interior, pero mayor producción energética del mismo).

Con todo ello hace que la solución de vidrio FV fuese la más versátil en este caso.

Debido a la falta de presupuesto que subyace con motivo de la actual coyuntura económica la instalación está sobredimensionada para poder hacer frente a futuras ampliaciones.

En el presente proyecto se tomará en cuenta la instalación previa ya realizada y se ampliará al máximo de su capacidad ya proyectada con el fin de darle el máximo rendimiento y provecho a la instalación final.

1.4.3 Ampliación que se incluye en el presente proyecto

Las posibilidades de ampliación son grandes, dado que la instalación eléctrica cuenta con un inversor sobredimensionado que puede recibir hasta 30 kWp de potencia en corriente continua del campo fotovoltaico para posible futura ampliación de la instalación. Del mismo modo, el cuadro de suma de series (string box) puede alojar hasta 10 series, ocupando esta instalación solo 4 series de 14 vidrios fotovoltaicos en serie.

Actuaciones que contempla la ampliación futura:

Ampliar la capacidad de la caja de strings que hay actualmente, pasando de 4 a 8 strings y por tanto se pasará de los 56 vidrios FV a 112 vidrios [56 + (14 · 4)] no se decide completar los 10 strings debido a que la potencia por panel/vidrio es de 221 Wp por tanto 112 · 221 = 24.752 Wp (24,75 kWp)

Si a los 24,75 kW le multiplicamos por un coeficiente de 1,2 como factor de rendimiento global del inversor tenemos en total:

Rendimiento global del inversor: 24,75 (kW) · 1,2 = 29,7 (kW)

Por tanto, aceptando esta premisa no podemos conectar con la potencia pico actual por panel, 10 strings ya que estaríamos saturando peligrosamente el inversor, dado que se superaría de manera clara los 30 kW de potencia máxima del inversor (potencia que sólo aguantaría en un plazo corto de tiempo puesto que está diseñado para potencias menores de 30 kW).

Comprobación del inversor existente con la ampliación:

$$\frac{Pot(Inversor)}{PotGFV(Por\ inversor)} = \frac{20\ kW}{24{,}75\ kW} = 0{,}81$$

La relación tiene que estar como norma general dentro del siguiente margen:

Cumple: 0,7 ≤ 0,81 ≤ 1,2

Si se quisiera mayor potencia habría que optar o bien por un inversor mayor o por un inversor de tipo maestro-esclavo, con esta configuración dejaríamos el inversor actual como maestro, y se añadiría uno de menor potencia que entraría a funcionar en picos de potencia que no pudiera soportar el inversor ya establecido colaborando ambos y al estar conectados en serie puede absorber la potencia demandada sin preocuparnos del posible acortamiento de la vida útil del inversor actual por desgaste.

De la configuración del inversor elegida se hablará en el Anejo III "Estudio de alternativas".

El inversor preexistente tiene una potencia de 20 kW pudiendo absorber 1,5 veces su potencia si fuera necesario, es decir, hasta llegar a los 30 kW si la potencia de entrada fuese mayor el inversor trabajaría sobrecargado y estaríamos reduciendo demasiado su vida útil sobre todo en días soleados a plena carga.

1.5 Zona de actuación del proyecto a ejecutar

El Edificio Aulario tiene la particularidad de haber sido hasta mediados del siglo XX una fábrica de sacos de yute cuyo destino tenía el acopio de fertilizantes en estos sacos, esta edificación protegida como patrimonio arquitectónico industrial tiene la particularidad, como todas las construcciones fabriles de la época de tener la cubierta en diente de sierra, esta característica será clave para diseñar y contener una instalación solar fotovoltaica.

El proyecto se llevará a cabo en dicha cubierta con forma de diente de sierra, es decir,(una serie de cubiertas a un agua colocadas de manera consecutiva), la idoneidad de este emplazamiento radica en que la cubierta tiene la forma del diente en posición sur (más concretamente sureste 26º), lo que la hace perfecta para albergar este tipo de instalaciones energéticas, la ubicación dentro del plano de situación Edifico A (Aulario) de la Yutera es la siguiente:

Figura 3: Ubicación de la instalación existente y la instalación futura a proyectar.

Esta zona se cubrirá de paneles o módulos solares hasta llegar a un máximo aproximado de 100 kW de potencia, según dicta la nueva normativa RD 244/2019 para regular el autoconsumo y el balance neto en instalaciones fotovoltaicas.

Como la potencia global de la instalación no debe sobrepasar los 100 kW, y ya en el lucernario sumando lo ya existente con la futura ampliación a proyectar nos arroja un total de 24,75 kW, ajustándonos a esta premisa, la instalación futura de proyecto tendrá una limitación de potencia que no deberá sobrepasar la potencia que se determinará con la expresión siguiente:

Potencia (Paneles en diente de sierra) = 100 (kW) – 24,75 (kW) = **75,25 kW**

Esta cifra es el máximo de potencia que podemos suministrar con la nueva instalación, obviamente y dependiendo del número de strings y el panel escogido, o dicho de otra manera **dependiendo de la configuración y diseño de la instalación planteados por el proyectista la potencia no sobrepasará esta cifra y tendrá una capacidad cercana a los 75 kW.**

Por lo tanto, el 75% o ¾ partes de la energía generada se llevarán a cabo en el generador fotovoltaico que se proyectará en el diente de sierra, y el 25% restante o la ¼ parte de esta, será generada por medio de vidrio fotovoltaico de integración arquitectónica.

2. OBJETIVOS FUTUROS QUE SE PRETENDEN LLEVAR A CABO

Finalmente los objetivos marcados que se quieren procurar llevar a cabo son los siguientes:

- Reducir la facturación eléctrica del Campus por medio de las oportunidades y ventajas que brinda el nuevo régimen de autoconsumo consolidado en el nuevo RD244/2019, aportando y facilitando con ello la integración arquitectónica o el menor impacto visual sobre el uso y disposición de la energía solar sobre el Edificio A de dicho Campus.

- Hacer del Campus Universitario “La Yutera” un espacio de referencia sostenible tanto ambiental como energético para la totalidad de la Universidad de Valladolid y para la ciudad de Palencia, lugar donde se localiza dicho Campus.

- Abrir una nueva política de mejora de la calificación de la eficiencia energética que sirva de guía tanto para el Aulario como para otros edificios ya existentes del propio Campus Universitario, esto incluye tanto bajada de consumo de energía en kWh/m^2 como la bajada de emisiones de CO_2 en kg de CO_2/m^2. Ya sea por mejora de la eficiencia en la producción de ACS (Agua Caliente Sanitaria) y calefacción como por la incorporación de energías renovables al sistema eléctrico, este último aspecto ha sido la motivación para la redacción de este proyecto.

- Concienciar a los usuarios finales (tanto trabajadores como alumnos del propio Campus) sobre la utilización racional de la energía eléctrica y sugerencias de mejora sobre la misma.

- Motivar y explorar nuevas vías educativas sobre el potencial de las Energías renovables y su implantación en las titulaciones de Ingeniería que se imparten dentro del Campus (Ingenierías verdes), orientando un currículo de asignaturas optativas hacia el ámbito de la agroenergía o el impacto y gestión de las energías renovables en el ámbito agroforestal, aumentando la competencia de los futuros egresados en esta temática.

MEMORIA

Anejo III: Estudio de alternativas

Alumno: Alberto del Bosque Gallego
UNIVERSIDAD DE VALLADOLID (CAMPUS DE PALENCIA) – E.T.S. DE INGENIERÍAS AGRARIAS
Titulación de: Máster Universitario en Ingeniería Agronómica

ÍNDICE DEL ANEJO III. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS

1. FINALIDAD DEL ESTUDIO 4
2. CONDICIONANTES ESTABLECIDOS POR EL PROMOTOR 4
3. ALTERNATIVAS EN CUANTO A LA FUENTE DE ENERGÍA RENOVABLE PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA 5
3.1 Energía solar fotovoltaica 5
3.1.1 Solar fotovoltaica aislada de red 5
3.1.2 Solar fotovoltaica conectada a red 6
3.2 Energía eólica 11
3.2.1 Minieólica 14
3.2.2 Eólica de media potencia 16
3.3 Mix renovable: Eólico-fotovoltaico 17
3.4 Criterios para la elección de la alternativa 19
3.5 Análisis multicriterio 19
3.6 Panel de expertos 20
4. ALTERNATIVAS EN CUANTO A LA DISPOSICIÓN Y COLOCACIÓN DE LOS MÓDULOS 21
4.1 Estructura fija apoyada en suelo 21
4.2 Apoyo con seguidor solar 22
4.2.1 Seguidor solar de un eje 23
4.2.2 Seguidor solar de dos ejes 24
4.3 Superposición arquitectónica (Soporte coplanar) 26
4.4 Integración arquitectónica 27
4.5 Criterios para la elección de la alternativa 29
4.6 Análisis multicriterio 30
4.7 Panel de expertos 30
5. ALTERNATIVAS EN CUANTO AL TIPO DE MATERIAL FOTOVOLTAICO A UTILIZAR Y/O INSTALAR 31
5.1 Vidrio fotovoltaico 31
5.2 Panel o módulo fotovoltaico clásico 32
5.2.1 Panel silicio monocristalino 33
5.2.2 Panel silicio policristalino 33
5.2.3 Panel silicio amorfo 34
5.3 Criterios para la elección de la alternativa 36
5.4 Análisis multicriterio 36
5.5 Panel de expertos 37

6. ALTERNATIVAS EN CUANTO A TIPO DE CONFIGURACIÓN DEL INVERSOR O INVERSORES EN EL SISTEMA FV 38
6.1 Configuración con inversor centralizado 38
6.2 Configuración maestro – esclavo 39
6.3 Configuración de un inversor por ramal o string 41
6.4 Configuración por medio de microinversores en cada módulo o panel solar 42
6.5 Criterios para la elección de la alternativa 43
6.6 Análisis multicriterio 44
6.7 Panel de expertos 44

1. FINALIDAD DEL ESTUDIO

El estudio de alternativas tiene como objeto obtener la mejor solución posible a los problemas y que mejor se ajusten a los deseos manifestados por el promotor (Universidad de Valladolid), teniendo en cuenta los condicionantes que limitarán las opciones, hasta alcanzar la opción que constituirá el posterior desarrollo del proyecto. Se expondrán alternativas posibles para varios aspectos que afectan a la realización del presente proyecto, que posteriormente serán valorados teniendo en cuenta una serie de criterios. Estos criterios pueden ir ponderados en función de lo que determine el proyectista o las alternativas donde el promotor tenga un especial interés o que se ajusta más a sus expectativas.

2. CONDICIONANTES ESTABLECIDOS POR EL PROMOTOR

Antes de empezar a analizar las posibles opciones debemos tener en cuenta una serie de condicionantes o negativas que nos impone el promotor (la propia Universidad de Valladolid) y que a su vez es la propietaria del edificio, dentro del Campus Universitario de Palencia, sus principales condicionantes son:

- **1ª)** Hacer que una parte importante (lo ideal sería el 100%), del consumo eléctrico del edificio Aulario tenga como origen la futura instalación energética renovable a proyectar, pero alternando la conexión a la red eléctrica ya establecida. Es decir, que la instalación renovable no sea de tipo aislada sino conectada a la red ya existente.

- **2ª)** No introducir el uso de baterías, ya que estas encarecerían de manera significativa tanto el proyecto como el posterior uso y mantenimiento de la instalación sobre todo si su manejo/conexionado no es el correcto y por consecuencia, se reduce la vida útil de las mismas.

- **3ª)** Para aquellos picos puntuales de consumo, es decir en los momentos donde la producción de energía renovable no cubra el consumo del edificio, bien sea por días nublados, bien porque se tenga consumos nocturnos o bien por aquellos aparatos en “Stand by” (los llamados consumos fantasma), se recurrirá a la energía procedente de la red eléctrica al desechar la introducción de baterías en el presente proyecto.

- **4ª)** Con el fin de evitar sanciones económicas en el autoconsumo por parte de la empresa distribuidora de la energía eléctrica referidos al RD 900/2015, se tiene que limitar la potencia instalada a 100 kW o menos, en este caso la potencia contratada con la compañía eléctrica es superior a 100 kW y por tanto este hecho no será un impedimento a la hora de limitar nuestra potencia como pasa en otras instalaciones con potencias menores contratadas. Con el nuevo RD 244/2019 este punto se esclarece y no supondrá ningún tipo de problema o sanción a la hora de acogernos al régimen de autoconsumo que mejor nos convenga.

3. ALTERNATIVAS EN CUANTO A LA FUENTE DE ENERGÍA RENOVABLE PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

3.1 Energía solar fotovoltaica

Dentro de esta alternativa existen dos modalidades dependiendo si tenemos una red eléctrica existente o cercana a la zona de proyecto, estas variantes son las siguientes:

3.1.1 Solar fotovoltaica aislada de red

Una instalación solar fotovoltaica aislada de red es un sistema de generación de energía eléctrica sin una conexión by-pass con la red eléctrica (Off-grid), proporcionando al propietario la energía exclusivamente de la luz solar. Normalmente se requiere el almacenamiento, de la energía fotovoltaica en acumuladores solares o baterías, (principalmente para consumos nocturnos), permitiendo utilizar la energía las 24 horas del día.

Estas instalaciones fotovoltaicas aisladas son ideales en regiones donde la conexión a la red eléctrica no es posible o no está prevista debido a los altos costes de desarrollo de la construcción de los sistemas eléctricos de línea, éste es el caso de las zonas rurales remotas, instalaciones de telecomunicación, alumbrado público o explotaciones ganaderas con pocas cabezas de ganado, es decir, de tamaño pequeño.(Ver Figura 1)

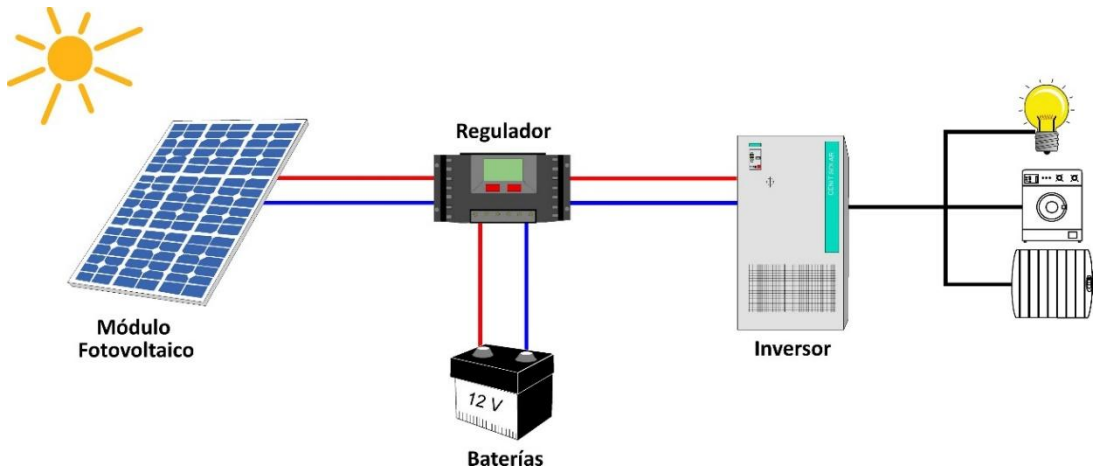


Figura 1: Esquema típico de una instalación fotovoltaica aislada empleando regulador de red y baterías para el consumo nocturno, así como inversor CC/CA para los consumos en corriente alterna.

Estas instalaciones son ideales para combinarlas con otra fuente de energía renovable como es la energía eólica, haciendo más estable el sistema en días nubosos de escasa radiación solar o difusa, creándose a su vez un nuevo concepto de generación de energía distribuida (acercamiento de la generación de energía y el consumo de la misma) en vez del modelo de concepción de la energía tradicional y que se viene

haciendo habitualmente como es, la generación centralizada (la generación de energía y los puntos de consumo están a una distancia lejana unos de otros). Siempre y cuando el recurso eólico de la zona de proyecto garantice una producción viable, pero este concepto de mix energético será tratado en profundidad posteriormente.

En el presente proyecto no vamos a tener en cuenta esta alternativa dado que se cuenta con una conexión a la red y por tanto nos centraremos en su variante “On-grid”, es decir conectada a la red.

3.1.2 Solar fotovoltaica conectada a red

En este caso como el edificio donde se va a proyectar la instalación de energía renovable cuenta con una red eléctrica y un transformador ya existentes, esta alternativa será una de las más estudiadas e incluso una firme candidata a ser la instalación energética finalmente elegida en detrimento de la variante anterior “aislada de red”.

La generación de energía es igual a la variante anterior, donde difiere este sistema es en el uso, es decir, en la variante anterior sólo se puede utilizar la energía fotovoltaica para su uso exclusivo. En esta variante se puede utilizar la energía fotovoltaica bien para uso, bien para verter a la red o bien usar la energía procedente de la red eléctrica cuando la energía fotovoltaica generada no satisface completamente el consumo. El autoconsumo eléctrico conectado a red es legal a día de hoy según el RD 900/2015 pudiendo reducir el término energético de la factura de la luz, lo que, si está penalizado y continúa paralizado este aspecto, es en el uso de la energía fotovoltaica sobrante para verter a la red eléctrica.

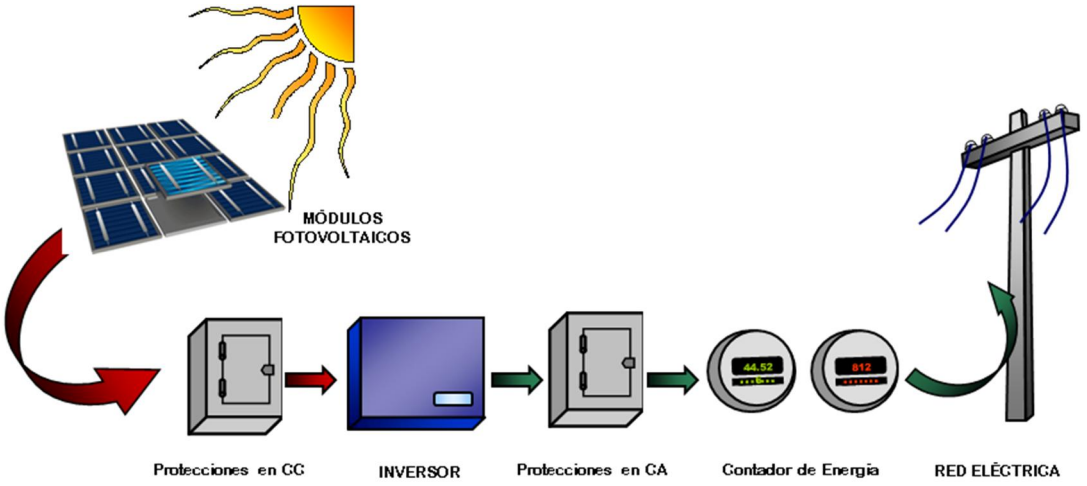


Figura 2: Esquema de una instalación fotovoltaica a red típica.
Fuente: Ingenova Proyectos S.L.

El Real Decreto es muy extenso y se reduce prácticamente a dos casos prácticos dentro del autoconsumo industrial y cuatro variantes distintas según la configuración del autoconsumo fotovoltaico conectado a red:

- **Autoconsumo industrial: (Existen dos casos prácticos).**

- ***Autoconsumo eléctrico de 45 kWp:***

  Es aquel que está dimensionado a partir de unas hipótesis comunes para una industria con suministro contratado mediante tarifa 3.1A y potencia contratada en sus periodos de 70 kW sin y con venta de excedentes de la energía solar generada (modalidades Tipo 1 y 2, según el **RD 900/2015**).

- ***Autoconsumo fotovoltaico de 200 kWp:***

  Es aquel que está diseñado para en una industria con suministro contratado mediante tarifa 3.1A y potencia contratada en sus periodos de: 317kW en P1 y 329kW en P2 y P3. Con venta de excedentes (modalidad Tipo 2, según el **RD 900/2015**).

- **Variantes según la configuración del autoconsumo a red.**

- ***Autoconsumo instantáneo:***

  Este sistema funciona a través de la instalación de microinversores (son inversores de pequeño tamaño para conectar a cada módulo fotovoltaico), es recomendado para ahorrar en la factura de la luz. El principal objetivo de este tipo de instalación solar es satisfacer los consumos mínimos de una vivienda de forma progresiva, como, por ejemplo, los standby de los productos electrónicos.

- ***Activación de consumos:***

  Recomendable en el caso de que la energía solar fotovoltaica consumida sea menor a la producida, se pueden instalar elementos automáticos para que activen consumos "libres de horario" como, por ejemplo, el lavavajillas, los calefactores o el aire acondicionado.

- ***Limitación de potencia activa:***

  Consiste en optar por un sistema de reducción de potencia, aunque con esto no se favorecería un consumo eficiente.
  Este sistema permite la monitorización de la producción fotovoltaica, así como de la electricidad generada y autoconsumida.

- ***Instalaciones con un inversor senoidal (conectadas a red):***
  En esta variante se podría diseñar un sistema fotovoltaico similar a una instalación fotovoltaica aislada, pero con conexión a la red eléctrica.
  En este caso, todo el flujo de energía solar pasaría a través de un inversor de onda senoidal, dando prioridad al uso de la electricidad procedente de la

instalación fotovoltaica. En el caso de que esta corriente no fuera suficiente, el convertidor haría de "bypass" entre la red y los consumos.

Sin embargo, con la entrada en vigor el año pasado del RD ley 15/2018, que regula el autoconsumo fotovoltaico en España, se modifican las condiciones y usos anteriores y sólo se contemplan las siguientes modalidades de autoconsumo, estas condiciones se mantienen con el nuevo **RD ley 244/2019**:

- **A) Modalidades de suministro con autoconsumo sin inyección a red**. Cuando los dispositivos físicos instalados impidan la inyección alguna de energía excedentaria a la red de transporte o distribución. En este caso existirá un único tipo de sujeto de los previstos en el artículo 6, que será el sujeto consumidor. Este es el caso más habitual de **autoconsumo doméstico/residencial o de edificios públicos de diversa índole (docentes, religiosos, sanitarios, etc.)**, su tramitación administrativa es mínima. ***[Autoconsumo sin excedentes]***

- **B) Modalidades de suministro con autoconsumo con venta de energía solar excedente**. Cuando las instalaciones de generación puedan, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. En estos casos existirán dos tipos de sujetos de los previstos en el artículo 6, el sujeto consumidor y el productor.» Este es el caso más habitual de **instalaciones de energía solar fotovoltaica para uso industrial**. ***[Autoconsumo con excedentes]***

  - **<u>B.1) Modalidad con excedentes acogidos a compensación:</u>**

    Con esta modalidad la comercializadora eléctrica compensará en nuestra factura eléctrica la energía vertida a la red. Es esta modalidad la más relevante del RD ya que pueden acogerse tanto viviendas como industrias con potencias instaladas no superiores a 100 kW de producción, es decir, asociadas a modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes estarán **exentas de la obligación de inscripción en el registro administrativo** de instalaciones de producción de energía eléctrica.

    (No obstante, las Comunidades Autónomas y las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla podrán dar de alta, de oficio, dichas instalaciones en sus respectivos registros administrativos de autoconsumo).

  - **<u>B.2) Modalidad con excedentes no acogida a compensación simplificada:</u>**

    Estas instalaciones son aquellas, en principio mayores de 100 kW, cuyos excedentes van a ser volcados a la red pero en régimen de venta, no de compensación. El precio de la energía vertida será el dispuesto por la legislación de instalaciones generadoras de electricidad.

En definitiva en nuestro proyecto no acogeremos a la modalidad B.1).

Todas aquellas instalaciones en modalidad de suministro con autoconsumo **sin excedentes de hasta 100 kW** se someterán exclusivamente a los reglamentos técnicos correspondientes. En particular, las instalaciones de suministro con autoconsumo conectadas en baja tensión se ejecutarán de acuerdo a lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Es decir, cualquier instalación de hasta 100 kW de potencia que no vierta excedentes simplifica al máximo su tramitación hasta el punto de que únicamente hará falta una licencia de obras y el boletín del instalador autorizado que deberá ser llevado a industria para legalizar la instalación. Se eliminan, por tanto, la solicitud del punto de conexión, el contrato de acceso y la comunicación a la distribuidora.

De todos modos, la legislación está sujeta a cambios constantes que pueden hacer variar todo lo anteriormente descrito contemplándose también la regulación del "balance neto" como se puede ver en la figura 3, así como la tarifación y el precio de la energía sobrante vendida a la red. Teniendo la necesidad de instalar un contador bidireccional (por parte de la empresa distribuidora), para el cálculo de la energía fotovoltaica generada y restarla al consumo del servicio de luz.

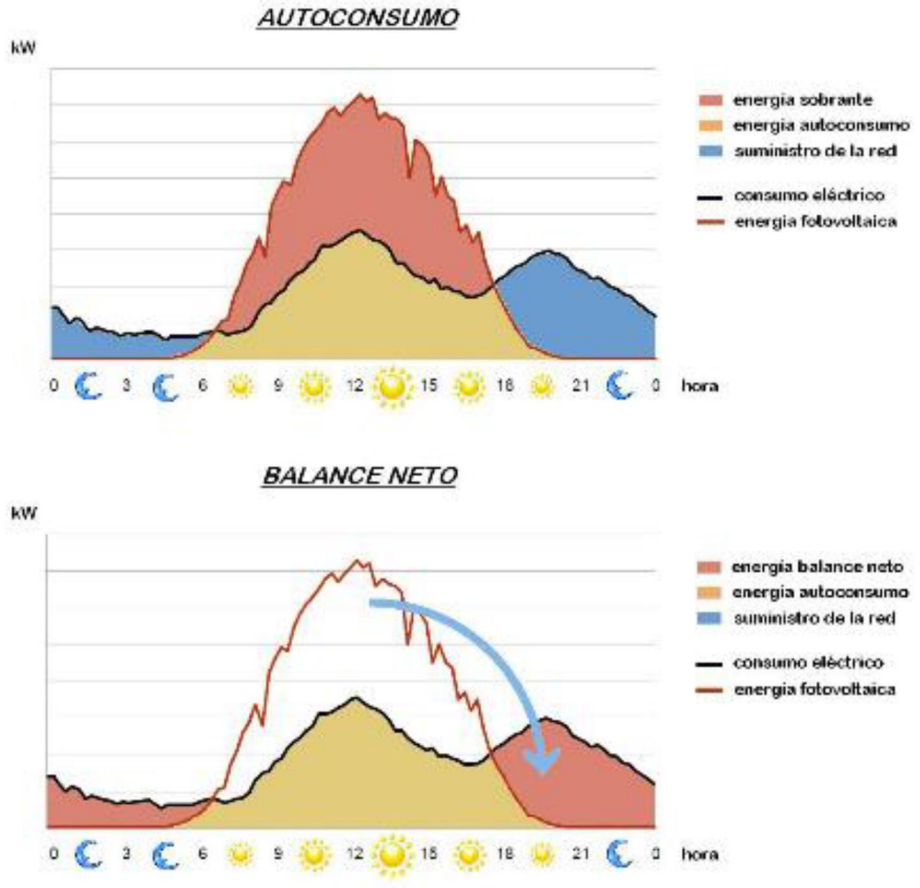


Figura 3: Funcionamiento del balance neto dentro de una instalación fotovoltaica en régimen de autoconsumo.

En este caso al ser una instalación que pasa de los 15 kW la norma nos pide, realizar los trámites de acceso y conexión a la red eléctrica para poder realizar el vertido, por lo que en casos en los que los excedentes sean muy escasos puede ser

recomendable acogerse a la modalidad de *autoconsumo sin excedentes* y de esta manera no entrar en trámites con la comercializadora eléctrica.

Al no existir mercado eléctrico regulado en **instalaciones solares** superiores a 10 kW, el precio de la energía compensada será negociado entre la comercializadora eléctrica y el productor fotovoltaico (en este caso la Universidad de Valladolid). Como decíamos en el punto anterior, la normativa está sujeta a cambios y es de esperar que surjan comercializadoras con ofertas concretas de compensación, en caso de que hubiera disponible energía excedentaria.

A continuación, se expondrán las ventajas e inconvenientes de esta alternativa de generación de energía eléctrica.

Ventajas:

- Procede de una fuente de energía cuyo recurso es ilimitado y renovable, en el caso español este recurso es excelente en comparación con otras latitudes más septentrionales.
- Posibilidad de ser autosuficientes desde el punto de vista energético o de al menos, ahorrar de manera significativa en la factura de la luz, reduciendo la alta dependencia actual a las fuentes de energía fósiles.
- Costos de operación y mantenimiento bajos en comparación con otras fuentes de energía.
- No genera emisiones de CO_2 (Energía limpia y respetuosa con el medio ambiente).
- Posibilidad de integración arquitectónica tanto para las nuevas construcciones como para las ya existentes.
- Posibilidad de aumentar la eficiencia y automatización de la instalación con las novedades técnicas del mercado.
- Posibilidad de interconexión con otras fuentes de energía, (principalmente renovable), sin modificar la totalidad de la instalación original.
- El empleo de contadores bidireccionales (inteligentes), en lugar de los unidireccionales para telegestionar y contabilizar el consumo y la generación eléctrica

Inconvenientes:

- Necesidad de invertir en inversores senoidales o bien conmutadores que hagan la interconexión entre la red eléctrica y la producción fotovoltaica sin hacer vertidos a red, encareciendo sensiblemente la instalación.
- Se necesita grandes áreas disponibles para instalar los módulos fotovoltaicos debido al bajo rendimiento de estos en comparación con otras fuentes de energía.
- Coste adicional por penalización, en caso de verter la energía sobrante a red eléctrica.

- Inversión inicial fuerte, aunque depende de las características de cada proyecto a estudiar (picos de consumo, radiación (n.º de horas de luz) del lugar donde se va a instalar, etc.).
- Sin ningún tipo de ayuda o subvención, podría peligrar seriamente la viabilidad económica de la instalación en los primeros años.

3.2 Energía eólica

La energía eólica y los sistemas de turbinas de viento se han usado durante siglos en todo el mundo, proporcionando energía para molinos y bombas de agua, sin embargo y sólo ha sido en los últimos años, se han sido diseñado y popularizado para su uso en la generación de electricidad.

En esta alternativa trataremos sólo la eólica destinada a autoconsumo conectada a la red, dejando a un lado la eólica de gran potencia destinada a producción en grandes parques eólicos en zonas de colinas, cuando la instalación está localizada en tierra y últimamente también en alta mar (la denominada energía eólica Off-shore).

Por supuesto, tampoco se va a considerar la energía eólica aislada de red por el mismo motivo que tampoco se consideró en el apartado anterior la energía fotovoltaica aislada.

Principales componentes de un aerogenerador:

- **Torre:** Soporta la góndola y el rotor. Hoy en día suelen ser tubulares de acero. En terrenos rugosos, las torres más altas captarán vientos de mayor velocidad.

- **Rotor:** Conjunto formado por las palas y el buje que las une. Sirve para transformar la energía cinética del viento en energía mecánica. Cuanto mayor sea el área barrida del rotor mayor será la producción. También pueden ser de velocidad variable (cuando la velocidad de giro del rotor es variable) o constante.

- **Palas:** Son los elementos del aerogenerador encargados de captar la energía cinética del viento. Es uno de los componentes más críticos de la máquina, ya que, en palas de gran longitud, que permiten un mejor aprovechamiento de la energía, para ello se lleva al límite la resistencia de los materiales con que están fabricados (normalmente, fibra de vidrio y poliéster).

- **Góndola:** En su interior contiene los diferentes dispositivos que van a transformar la energía mecánica del rotor en energía eléctrica. Además, cuenta en su exterior con el sistema de orientación que se compone de una veleta y un anemómetro colocados de manera perpendicular al viento.

- **Multiplicador:** Multiplica la velocidad de giro que llega del rotor para adaptarla a las necesidades del generador. El movimiento de giro de los aerogeneradores suele ser bastante lento. El rotor de una turbina de 1.500 kW de potencia, por ejemplo, suele girar a una velocidad de entre 10 y 20 revoluciones por minuto (r.p.m.). El multiplicador aumentará esta velocidad hasta las 1.500 r.p.m.

- **Generador:** Transforma la energía mecánica en energía eléctrica, tal y como hace la dinamo de una bicicleta, aunque generando normalmente corriente alterna. El alternador puede ser síncrono o asíncrono. El primero suministra una energía de mayor calidad, pero es más caro y complejo.

- **Controlador electrónico:** Un ordenador controla continuamente las condiciones de funcionamiento del aerogenerador mediante el análisis de las señales captadas por múltiples sensores que miden temperaturas, presiones, velocidad y dirección del viento, etc.

- **Sistemas hidráulicos:** Elementos auxiliares que permiten el accionamiento del giro de las palas sobre su eje (tanto los ejes de alta como de baja velocidad) como el buje, así como el frenado del rotor o el giro y frenado de la góndola.

- **Cono o nariz:** Es la cubierta metálica con forma cónica que se encara al viento, y lo desvía hacia el tren motor. Debe tener la forma aerodinámica adecuada para impedir la formación de turbulencias.

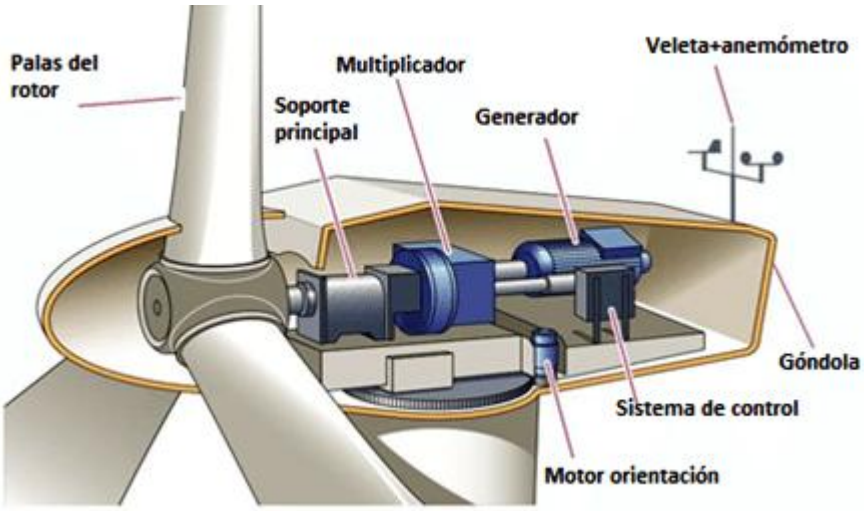


Figura 4: Componentes de un aerogenerador tanto para minieólica como para media potencia. *Fuente: IDAE*

Lo único que cambia en ambos sistemas (aparte de la potencia), es el tamaño de los componentes, así como su electrónica y sistemas de seguridad, la fiabilidad de los materiales expuestos a las condiciones atmosféricas más extremas y los estándares de calidad impuestos por las entidades de normalización y especializadas en el sector eólico en España como es el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) localizado en Sarriguren (Navarra).

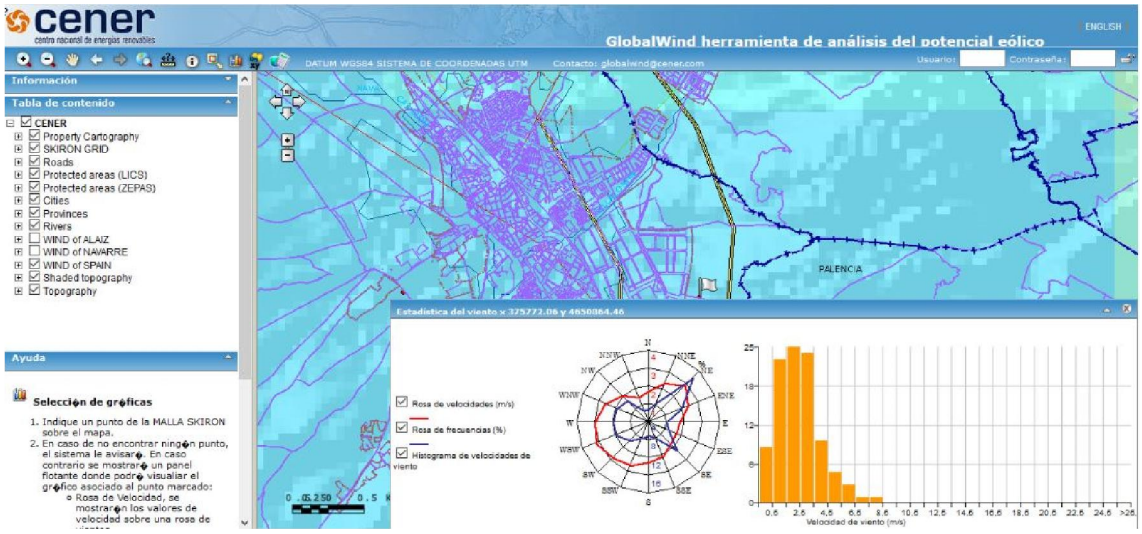


Figura 5: Análisis del recurso eólico de Palencia con la herramienta GlobalWind desarrollada por el CENER.

Según esta herramienta, la dirección predominante del viento es NE para Palencia capital, aunque la rosa de velocidades nos indica que también hay vientos de componente SW y W con una velocidad media de 2,5 m/s. Aunque las velocidades dependen de la altura a la que este situado el rotor del aerogenerador.

Tipos de aerogeneradores más comunes:

Aerogenerador Darrieus: Si bien el rotor de los aerogeneradores más comunes gira sobre un eje horizontal, otros modelos lo hacen sobre un eje vertical, perpendicularmente al suelo. El aerogenerador está compuesto por un eje vertical, en el que giran varias palas con forma de C. Su ventaja principal es que no necesita ningún sistema de orientación que lo dirija hacia el viento.

Figura 6: Rotor tipo Darrieus

Aerogenerador monopala, bipala, tripala o multipala: Una, dos, tres o muchas palas. Los primeros aerogeneradores tenían un gran número de palas, pero con los años se han reducido a tres. Este es el número menor de palas que proporciona mayor estabilidad, los multipalas se han usado tradicionalmente para bombeo de agua en zonas rurales.

Figura 7: Aerogeneradores de pala más comunes, de izquierda a derecha: monopala, bipala, tripala y multipala.

Aerogenerador con rotor a sotavento: Normalmente, las turbinas tienen el rotor a barlovento, es decir, delante de la góndola, para que no haya ningún elemento del aerogenerador que pueda frenar el viento o crear turbulencias. En máquinas pequeñas, este sistema puede ser interesante para que la carcasa de la góndola haga de veleta y oriente el aerogenerador en dirección al viento sin necesidad de otros dispositivos.

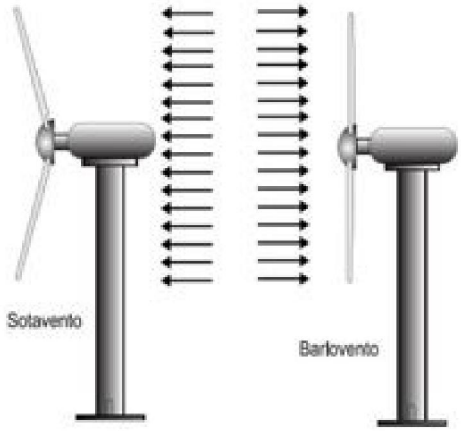


Figura 8: Colocación del aerogenerador a sotavento y barlovento (el más común) respectivamente.

3.2.1 Minieólica

Son aerogeneradores de baja potencia, los límites de potencia no están del todo establecidos, pero la mayoría de los fabricantes los definen llegando desde potencias muy bajas para uso en sistemas aislados, (viviendas rurales y bombeos de agua principalmente) hasta 60 kW o 100 kW en algunos casos, para su uso tanto doméstico como industrial.

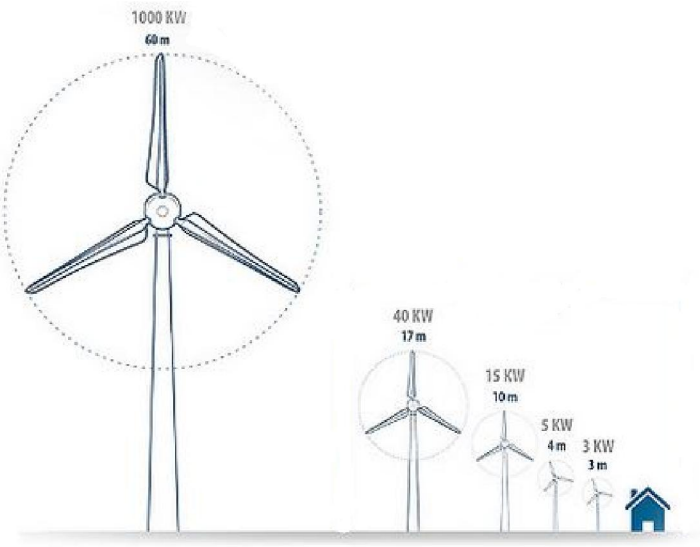


Figura 9: Comparación de la potencia de los aerogeneradores minieólicos (3-40 kW) para autoconsumo y aislada con los grandes aerogeneradores dedicados íntegramente a producción. *Fuente: Enair Energy*.

A continuación, se muestra el análisis del potencial eólico de un aerogenerador minieólico de 10 metros de altura, situado en la zona de proyecto.

Figura 10: Estimación del potencial eólico de un aerogenerador de 10 metros situado en la Yutera. *Fuente: Enair Energy*.

Ventajas:

- Excelente integración arquitectónica en armonía con el edificio
- Fácil combinación e instalación con otras fuentes de energía, sobre todo de origen renovable como puede ser solar fotovoltaica

Inconvenientes:

- La zona de proyecto no es la más idónea para este tipo de generación de energía
- Costes de mantenimiento mayor que en energía solar
- Impacto paisajístico y ambiental principalmente para la avifauna.

3.2.2 Eólica de media potencia

Aerogeneradores cuya potencia aún no está del todo definida o normalizada y por tanto la definición está sujeta al criterio de los fabricantes o el propio IDAE, van desde potencias de 60 o 100 kW hasta 500 kW, llegando incluso a 1.000 kW, (1MW) para algunos fabricantes, aunque la mayoría coinciden en un intervalo de entre 60-500 kW. Potencias más altas se considera ya eólica de producción, es decir los grandes aerogeneradores de los parques eólicos.
Al estar relacionada la altura del aerogenerador con la potencia (a más altura de este mayor potencial eólico), hace que los aerogeneradores de media potencia tengan como mínimo 20 metros de altura en comparación con los anteriores de potencia minieólica (3-10 metros en la mayoría de los casos).

Figura 11: Análisis del recurso eólico para un aerogenerador de media potencia de 20 metros de altura. *Fuente: Enair Energy.*

Como se puede observar con un simple análisis visual comparando la figura anterior con la figura 10, la velocidad, así como el recurso energético expresado en kWh está íntimamente ligado a la altura del rotor, por tanto, aerogeneradores más grandes tienen potencial eólico mayores y si, además están en una zona de colina o monte el potencial eólico puede multiplicarse por dos o incluso tres haciendo que esas zonas sean las idóneas para el aprovechamiento energético en la modalidad eólica. Reservándose estas zonas para los grandes parques eólicos de producción como ya se comentó anteriormente.

Ventajas:

- Producción mayor que en minieólica
- Combinación con otras fuentes de energía
- Al ser de mayor altura y tamaño, mejor captación del recurso eólico y mayor producción eléctrica.

Inconvenientes:

- Aerogenerador de mayor tamaño, implica mayores costes en comparación con minieólica.
- Mantenimiento caro, aunque últimamente este problema se va resolviendo.
- Impacto sobre la avifauna mayor que en minieólica, en zonas ZEPA (*Zona Especial de Protección de Aves*), se requiere de un exhaustivo estudio de impacto ambiental y paisajístico.

3.3 Mix renovable: Eólico-fotovoltaico

Es la hibridación de los dos sistemas anteriores, se trata del sistema perfecto para una generación distribuida de energía, es decir, puntos de generación y consumo de energía con trayectos cortos o en el mismo lugar.

Los componentes de la instalación son los ya descritos para una instalación eólica conectad a la red, con el añadido de los módulos fotovoltaicos para el aprovechamiento de la energía solar. Generalmente se usan aerogeneradores minieólicos aunque también existen algunos ejemplos como en los EE. UU. donde se combina la energía solar con aerogeneradores de media potencia para grandes demandas de consumo eléctrico, en zonas remotas del país.

La peculiaridad con respecto a las instalaciones aisladas supone que en vez de decidir si utilizar en la configuración del sistema, un único regulador híbrido para toda la instalación o uno para cada sistema de generación, en este caso esa decisión se ha de tomar sobre el inversor, ya que se podrá instalar igualmente un inversor híbrido o uno para cada sistema. Ambos casos se exponen de manera visual en las figuras siguientes:

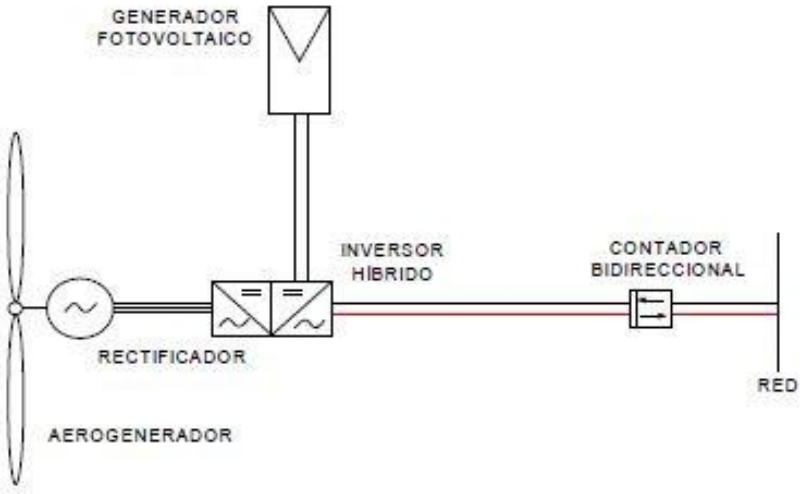


Figura 12: Esquema de configuración de una instalación eólico-fotovoltaica con un inversor híbrido (válido para la conversión CC/CA tanto de la energía procedente de los módulos solares como de los aerogeneradores minieólicos).

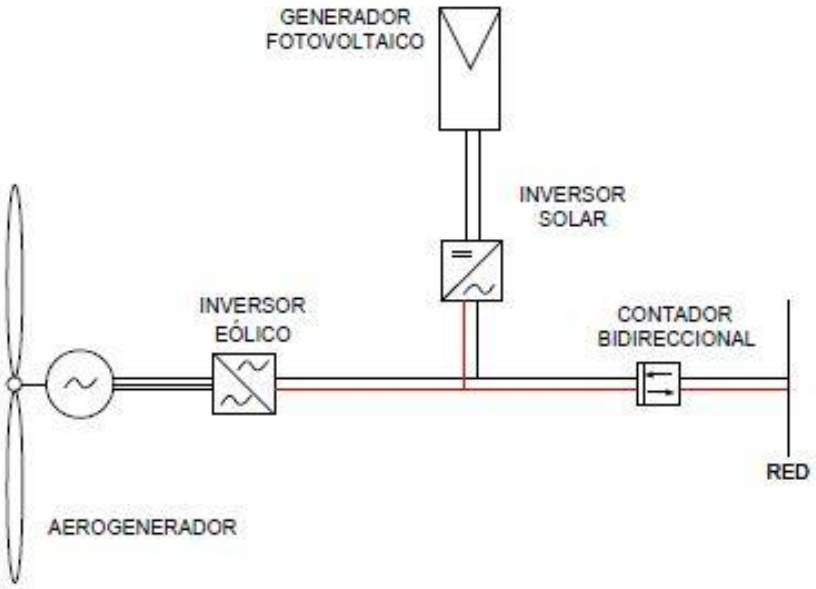


Figura 13: Esquema de configuración de una instalación eólico-fotovoltaica conectada a red con inversores/convertidores independientes, cada uno específico para cada sistema energético.

- Las ventajas de estos sistemas pueden llegar a ser múltiples si tenemos las condiciones idóneas en el lugar de proyecto tanto para irradiación solar como para potencial eólico estimado, la principal ventaja de todas ellas sería que al tener dos inputs de energía renovable tendríamos una producción de la misma más estable y por tanto dependeríamos menos del consumo de red, vertiendo incluso los excedentes energéticos a la red con un contador bidireccional, suministrándonos de esta misma los consumos nocturnos en caso de que hubiera.

- La principal desventaja que hace que desestimemos esta opción energética radica en el alto costo de inversión y sobre todo de manejo y/o mantenimiento debido a que, al ser dos tipos de producción de energía diferentes, necesitan de mantenimiento diferente y por tanto de dos empresas o personal distinto que encarecería enormemente los costos anuales de mantenimiento a lo largo de la vida útil de la instalación. Actualmente este problema se esta solventando ofreciendo las empresa encargadas de suministrar o mantener la energía solar servicios de energía minieólica y viceversa, para ser el mismo personal capaz de reparar o mantener ambas instalaciones y ofrecer al cliente un coste conjunto más asequible para este tipo de instalaciones energéticas mixtas.

3.4 Criterios para la elección de la alternativa

Se estudiarán una serie de criterios a seguir, teniendo en cuenta las preferencias del promotor y que serán determinantes a la hora de escoger el tipo de fuente para la generación de energía renovable a establecer como alternativa. Se escogerá la mejor, puesto que el tipo de energía elegida será la más idónea para el régimen de autoconsumo que se pretende establecer en el edificio Aulario del Campus, a continuación, se expone la escala de valores de la siguiente manera:

1→Malo
2→Regular
3→Óptimo
4→Bueno
5→Excelente

Se manejan seis criterios, siendo dos de ellos de mayor importancia para el promotor y por tanto tendrán una ponderación mayor con respecto al resto, para las cuatro alternativas estudiadas, los criterios son los siguientes:

- Rentabilidad de la inversión, cuya ponderación es 3.
- Integración paisajística y arquitectónica, tendrá un factor de ponderación de 4.
- Eficiencia energética, con una ponderación de 3.
- Manejo/mantenimiento de la instalación, tendrá un factor de ponderación de 4.
- Grado de automatización de los componentes, con una ponderación de 2.
- Mano de obra necesaria, cuya ponderación es 2.

3.5 Análisis multicriterio

Tabla 1: Análisis multicriterio de las alternativas energéticas estudiadas teniendo en cuenta los criterios anteriormente expuestos.

Alternativas/ Criterios	Rentabilidad de la inversión	Integración paisajística	Eficiencia Energética	Manejo/ mantenimiento de instalación	Grado de automatización	Mano de obra	TOTAL
Factor de ponderación	*3*	*4*	*3*	*4*	*2*	*2*	
Solar fotovoltaica conectada a red	5	5	4	4	3	3	**75**
Minieólica	4	4	4	3	3	3	64
Eólica de media potencia	2	2	4	3	4	2	50
Mix renovable: Eólico-fotovoltaico	3	3	5	2	4	4	60

La alternativa elegida, desde el punto de vista energético y renovable, para este proyecto es, la utilización de **energía solar fotovoltaica conectada a la red**.

3.6 Panel de expertos

Para hacer más objetiva la toma de decisiones a la hora de elegir la propuesta final que mejor se adapte a este proyecto, por ello se convoca un panel de expertos compuesto por las siguientes personalidades:

- Don Luis Manuel Navas Gracia. *Catedrático de Electrificación rural de la UVa y tutor de este proyecto.* **Experto A**
- Don Sergio Lorenzo González González. *Técnico de la Oficina de Calidad Ambiental y Sostenibilidad de la UVa y cotutor de este proyecto.* **Experto B**
- Don Alberto del Bosque Gallego. *Alumno del Máster en Ingeniería Agronómica de la UVa y autor del presente proyecto.* **Experto C**

La escala de valores sigue siendo la misma que en el análisis multicriterio. Finalmente las valoraciones otorgadas por los tres expertos vienen recogidas en la tabla siguiente:

Tabla 2: Valoraciones y puntuación final de las alternativas por el panel de expertos.

Alternativas/Expertos	Experto A	Experto B	Experto C	PUNTUACIÓN TOTAL
Solar fotovoltaica conectada a red	**5**	**5**	**5**	**15**
Minieólica	4	3	3	10
Eólica de media potencia	2	2	3	7
Mix renovable: Eólico-fotovoltaico	3	5	4	12

La alternativa elegida, permanece sin cambios y es reforzada por la posición unánime los expertos, dicha alternativa es el uso de la **energía solar fotovoltaica conectada a la red**.

Esta valoración convocando un panel de expertos se hará efectiva para todas las alternativas estudiadas en el presente anejo.

4. ALTERNATIVAS EN CUANTO A LA DISPOSICIÓN Y COLOCACIÓN DE LOS MÓDULOS

En esta alternativa elegiremos el tipo de estructura soporte o apoyo para la colocación y disposición de los paneles, a continuación se estudiarán varias alternativas existentes en el mercado.

4.1 Estructura fija apoyada en suelo

Es una estructura soporte con un ángulo fijo apoyada en una superficie horizontal, pueden ser también de ángulo variable, (un ángulo de inclinación óptimo para el invierno y otro para el verano) dependiendo del mantenimiento que queramos contratar.

Estas estructuras han venido usando desde el principio de la utilización de esta energía, siendo de las soluciones más baratas y con mayor versatilidad puesto que su uso ha sido de amplia difusión en las huertas, centrales solares o zonas rurales no aprovechadas para otros usos o terrenos baldíos para la práctica de la agricultura. Aunque también pueden ser de tipo marquesina para aparcamientos, cubierta de

zonas industriales o comerciales, áreas deportivas, en definitiva es la solución más aceptada para las grandes zonas urbanas.

Las estructuras comerciales tienen ángulos fijos que deben adaptarse lo mejor posible al ángulo óptimo de nuestra instalación (20º,30º,40º,etc) o series intermedias (25º,35º,45º,etc), pueden ser de ángulo variable, o también se ha dado el caso de estructuras artesanales de fabricación propia con las necesidades del propio usuario.

Figura 14: Estructura fija para paneles solares, pueden acoplarse estas estructuras en línea recta albergando todos los paneles solares que deseen.

Estas estructuras cuando están apoyadas bien en suelo o bien en una azotea plana transitable, suelen estar cimentadas en sus apoyos con hormigón en masa mediante pequeñas zapatas cuadradas, para evitar el vuelco, ya que están sometidas a cargas de tipo longitudinal como son las cargas de viento.

En caso contrario cuando están en cubiertas ya sean tipo teja, chapa sándwich, metálica, hormigón o policarbonato se suele optar por el atornillamiento de los perfiles de aluminio al suelo para ofrecer una resistencia mayor a la succión del viento.

4.2 Apoyo con seguidor solar

La utilización de sistemas de seguimiento solar, vienen motivada por las grandes huertas o centrales fotovoltaicas para su venta directa a la red, cuyo objetivo es maximizar la energía solar recibida a lo largo de un tiempo y con ello disminuir el coste de la energía producida, para ello se busca la trayectoria que recorre el sol en un día con los paneles, los módulos se mueven para aprovechar al máximo el sol desde que amanece hasta que atardece. Estos sistemas se componen de elementos mecánico y electrónicos que son los que forman parte de la estructura de seguimiento (componentes como, las rótulas mecánicas o los sensores de proximidad).

Un ejemplo de ello es, el caso de los sistemas de concentración solar (centrales termosolares con heliostatos) siempre es necesario el seguimiento solar, puesto que deben concentrar de manera coordinada entre todos la radiación solar incidente y enfocarla a la torre principal que será la que use toda la energía concentrada para generar vapor de agua (la torre tiene tuberías de agua en su interior) y con ello mover una turbina y generar electricidad.

básicamente existen cinco tipos o sistemas de seguimiento, que se reducen en la práctica a dos tipos:

Dos ejes

Un eje:
- Eje Norte – Sur horizontal
- Eje Norte – Sur inclinado a la latitud del lugar (Denominado eje polar)
- Eje Este – Oeste horizontal (Aprovecha toda la trayectoria del sol)
- Eje azimutal

4.2.1 Seguidor solar de un eje

Este sistema se compone de una serie de vigas torsión orientadas en dirección Norte–Sur sobre las que se apoyan los módulos fotovoltaicos. Ambos giran mediante un único sistema de accionamiento de bajo consumo controlado por un autómata, siguiendo la trayectoria ya sea esta, Este – Oeste, Norte – Sur o azimutal.

El sistema de control de seguimiento está programado con un algoritmo de cálculo astronómico de la trayectoria solar. Deben de guardar una distancia para evitar el sombreo de una fila de paneles con la siguiente.

Se está empezando a popularizar su uso en sectores como la agricultura para el bombeo de agua de riego con energía solar debido a que ocupan menos superficie en el terreno que los de estructura fija y son más eficiente.

Figura 15: Huertas solares con seguidor Este – Oeste horizontal a la izquierda o con movimiento Norte – Sur horizontal a la derecha. *Fuente: SolarWeb.net*

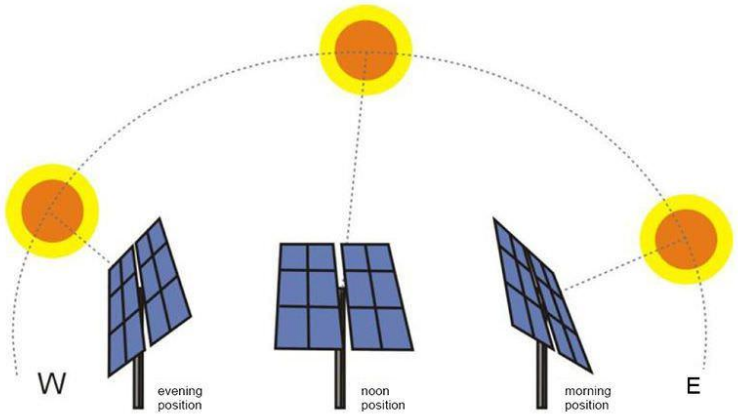


Figura 16: Seguidor Solar con eje de movimiento Este – Oeste. (Las posiciones son; Este al amanecer, posición central correspondiente al mediodía y finalmente posición al Oeste correspondiente al atardecer.

4.2.2 Seguidor solar de dos ejes

Esta variante permite la libertad de movimiento, por lo que la superficie receptora puede mantenerse perpendicularmente a los rayos del sol, lo que asegura su máxima captación de energía, haciendo que el ángulo de incidencia sea mínimo (0º), de esta manera la inclinación de la superficie es igual al ángulo cenital del Sol y el azimut u orientación de los paneles han de ser igual al azimut solar.

$$\mathbf{Cos\ \vartheta = 1}$$
$$\mathbf{\beta = \theta_z}$$
$$\mathbf{\alpha = \Psi_s}$$

Donde:

ϑ: Es el ángulo de incidencia solar
β: Angulo de elevación de los paneles
θ_z: Angulo cenital del sol
α: Azimut o inclinación del módulo solar
Ψ: Azimut del sol

Actualmente existen dos tipos según el apoyo de los módulos:

- **Monoposte:** Los paneles tienen un único apoyo central
- **Carrousel:** Varios apoyos distribuidos a lo largo de una superficie de tipo circular.

Los dos ejes en los que se mueven son; uno alineado norte-sur y otro este-oeste.
Este tipo de sistemas están diseñados para maximizar la producción de energía durante todo el año. Pueden variar la orientación según la estación, además de seguir al sol durante el día.

Por lo tanto, cuentan con un seguimiento solar más preciso que los de un eje, con mayores rendimientos, eso sí también su coste es mucho más elevado que los seguidores de un eje.

Figura 17: Seguidor solar a dos ejes de tipo carrousel en una huerta solar de gran producción (20 MW).

Ventajas de usar seguidores solares:

- Seguimiento de todo el ciclo solar diario, manteniendo la producción eléctrica , todo el tiempo. (Buscan el sol).

- A través de un PLC (controlador lógico programable) y varios sensores podemos conseguir grandes optimizaciones y aumento de la eficiencia energética

- Al aumentar la eficiencia energética, puesto que aprovechan al máximo el día solar, se puede requerir de menos espacio para una producción igual a la que se consigue con paneles de inclinación fija.

Inconvenientes de su uso:

- Encarecimiento enorme de la instalación, sólo hace posible su uso en grandes huertas solares destinadas a verter la producción a la red eléctrica.
- Imposibilidad de integración arquitectónica, no se pueden aprovechar cubiertas existentes o espacios infrautilizados disponibles. (Salvo en azoteas planas sin obstáculos que hagan sombra alguna). Exceso de peso en la cubierta con los soportes de estas estructuras.

- La cantidad de componentes complejos, y el mantenimiento de estos (sensores, computadores lógicos programables, software específico, mantenimiento de la propia estructura soporte, motores eléctricos o

hidráulicos). Requiere de una mantenimiento cualificado y una reparación costosa.

4.3 Superposición arquitectónica (Soporte coplanar)

Son sistemas modulares de fácil integración, se llaman coplanares porque los módulos que se instalan con estas estructuras tienen la misma inclinación que la cubierta que los contienen, dicho de otra manera, aprovechan la superficie del tejado existente para sobreponer los módulos fotovoltaicos, el peso de los paneles sobre la cubierta no supone una sobrecarga en exceso para la mayoría de los tejados existentes.

En este proyecto sería ideal la adaptación y colocación del módulo a la cubierta en diente de sierra con estructura soporte de tipo coplanar.

Ventajas:

- Fácil montaje e instalación de los módulos tanto vertical como horizontal
- Adaptación a todo tipo de material de cubierta (Sandwich, metálica, hormigón, policarbonato, teja árabe).
- No requiere un mantenimiento en exceso, sobre todo los primeros años de instalación.
- Estructura soporte de aluminio, material ligero como peso extra en la cubierta.
- Este tipo de estructuras suele tener un coste menor comparado con las estructuras de ángulo fijo.

Inconvenientes:

- No se puede cambiar el ángulo de inclinación, sólo es válido para inclinaciones existentes en la cubierta donde se vaya a instalar.
- Trabajar en cubierta inclinadas tiene riesgos laborales para los trabajadores a la hora de realizar las labores de instalación. (Se soluciona con un estudio básico de seguridad y salud además de un seguimiento en la puesta en marcha).

Figura 18: Estructura coplanar en un edifico industrial con cubierta en forma de diente de sierra, nótese que el cálculo para evitar el sombreo y por tanto la separación entre strings, vienen condicionado por el efecto de la sombra de la elevación del propio diente de sierra.

Estas estructuras permiten instalar los paneles tanto de forma vertical como horizontal, teniendo en cuenta a la hora del cálculo de fuerzas, que cuando se opta por la solución horizontal el peso sobre la cubierta aumenta con respecto a la solución vertical.

4.4 Integración arquitectónica

Sustitución del material de cubierta por el material del módulo o vidrio fotovoltaico formando parte de la estructura integral del edificio (revestimiento y cerramiento), es decir, sin estructura soporte y en armonía arquitectónica con el edificio donde se instala.

Los paneles o vidrios (que es el tipo de solución que se adopta para este sistema de posición),quedan tanto estructural como estéticamente integrados en la cubierta del edificio, actualmente también se pueden integrar en las paredes a modo de muro cortina.

Un ejemplo de ello son los cristales fotovoltaicos en los rascacielos más importante de Dubái, Kuwait y Arabia Saudí, el objetivo en estos países no es tanto la producción energética sino el sombreado y oscurecimiento del edificio que contienen para no incrementar la temperatura interior del mismo en exceso, consiguiendo con ello un elevado ahorro energético y confort en el interior de los edificios, sobre todo en las horas centrales del día.

Figura 19: Cubierta formada por vidrio fotovoltaico de alta transparencia, ejemplo de integración arquitectónica. *Fuente: Onyx Solar.*

Figura 20: Lucernario fotovoltaico semitransparente situado en el edificio bioclimático LUCÍA perteneciente a la Universidad de Valladolid (UVa).

Ventajas:

- Integración y armonía arquitectónica al 100%
- Es versátil nos permite dar la opción de sombrear el espacio interior aumentado la eficiencia energética del vidrio (Mayor opacidad), o por el contrario mayor transparencia menor eficiencia del vidrio.

- Impacto paisajístico bajo debido a que se integra en la estructura que contiene
- Tipo de soporte/material en auge y con grandes perspectivas de mejora en el futuro.
- Embellece la envolvente del edificio dotándole de un aspecto más moderno e innovador.

Inconvenientes:

- Se trata de una solución con un coste alto en comparación con las otras alternativas estudiadas, pero gracias al abaratamiento que está surgiendo en el sector fotovoltaico, la inversión se puede rentabilizar en un espacio razonable de tiempo.
- Estas soluciones requieren de personal instalador de mayor cualificación, en comparación con el montaje de las estructuras soporte estudiadas anteriormente.
- El vidrio fotovoltaico (material por excelencia para este tipo de soluciones), aún tiene un rendimiento bajo en comparación con los módulos solares tradicionales.

4.5 Criterios para la elección de la alternativa

Se van a estudiar las posibles opciones planteadas en cuanto a tipo de estructura soporte a utilizar, a través de un análisis multicriterio. Con el fin de elegir la alternativa que mayor se adapte a los deseos del promotor.

Sometiendo a la rentabilidad a varios criterios un determinado factor de ponderación (siguiendo los anhelos del promotor), que se multiplicará al valor dado en ambas alternativas.

Evaluando del 1 al 5 con el siguiente criterio de valores:
1→ Malo
2→ Regular
3→ Óptimo
4→ Bueno
5→ Excelente

Se manejan cuatro criterios, siendo dos de ellos de mayor importancia para el promotor y por tanto tendrán una ponderación extra respecto al resto, los criterios son:

- Los costes y/o rentabilidad de la Inversión, tendrá un factor de ponderación de 4.
- Facilidad y tiempo de montaje, con una ponderación de 2.
- Mantenimiento de la instalación, tendrá un factor de ponderación de 3.
- Impacto sobre el paisaje tendrá una ponderación de 2.
- Mano de obra empleada, con una ponderación de 2.

4.6 Análisis multicriterio

Tabla 3: Análisis multicriterio de las alternativas estudiadas teniendo en cuenta los criterios anteriormente expuestos.

Alternativas/Criterios	Inversión/coste de la estructura	Facilidad de montaje	Mantenimiento de la instalación	Impacto paisajístico	Mano de obra	TOTAL
Factor de ponderación	*4*	*2*	*3*	*2*	*2*	
Estructura fija apoyada en suelo o azotea transitable	3	5	4	3	4	48
Seguidor solar de un eje	2	3	3	2	3	33
Seguidor solar de dos ejes	1	2	2	1	2	20
Superposición arquitectónica	**4**	**5**	**5**	**4**	**5**	**59**
Integración arquitectónica	**3**	**3**	**5**	**5**	**4**	**51**

La alternativa elegida es la **superposición arquitectónica para los paneles colocados en la cubierta en diente de sierra y la integración arquitectónica** (aunque en segundo lugar) **para continuar con la ampliación de la instalación ya existente de vidrio fotovoltaico en los lucernarios.**

4.7 Panel de expertos

Tabla 4: Valoraciones y puntuación final de las alternativas por el panel de expertos.

Alternativas/Expertos	Experto A	Experto B	Experto C	PUNTUACIÓN TOTAL
Estructura fija apoyada en suelo o azotea transitable	2	2	2	6
Seguidor solar de un eje	3	2	3	8
Seguidor solar de dos ejes	1	2	1	4
Superposición arquitectónica	**3**	**4**	**4**	**11**
Integración arquitectónica	**4**	**5**	**3**	**12**

Las alternativas elegida, permanece sin cambios y son reforzadas mediante la evaluación por parte de los expertos. Dichas alternativas son la **superposición arquitectónica para los paneles colocados en la cubierta en diente de sierra y la integración arquitectónica** (como alternativa favorita y en primer lugar) **para continuar con la ampliación de la instalación ya existente de vidrio fotovoltaico en los lucernarios.**

5. ALTERNATIVAS EN CUANTO AL TIPO DE MATERIAL FOTOVOLTAICO A UTILIZAR Y/O INSTALAR

5.1 Vidrio fotovoltaico

Es el vidrio fotovoltaico integrado de manera arquitectónica en el edifico (como una de las alternativas vistas en el apartado anterior).

Los vidrios fotovoltaicos no son más que paneles solares de silicio (amorfo o cristalino) que en función de su capacidad de captación ofrecen un mayor o menor paso a la luz. Se encuentran encastrado dentro de los vidrios de un edificio. Este módulo, como es lógico pensar, cuenta con un menor rendimiento (dado que dejan pasar parte de la luz visible). Si a esto le sumas que suelen estar en disposiciones verticales u horizontales, nos encontramos con sistemas de muy bajo rendimiento. Esto no es un inconveniente dentro de una integración arquitectónica ya que para los tiempos de retornos tienes en cuenta que ya había que colocar unos vidrios.

Ventajas:

- Este material se puede emplear en marquesinas, pérgolas, fachadas (muro cortinas), barandillas, lucernarios y como pavimento técnico fotovoltaico. Como se puede observar tiene múltiples soluciones en comparación a los clásicos.
- Versatilidad en cuanto a la relación transparencia/opacidad explicada en el apartado de integración fotovoltaica.
- Puede llegar a cubrir toda la demanda energética del edificio (aunque depende del consumo de este).
- Al tener múltiples soluciones puede estar todo el día produciendo energía desde el amanecer hasta la puesta de sol y en días nublados, aunque variando su intensidad.
- Los últimos modelos de vidrio fotovoltaico pueden llegar a colorearse y se están demandado en los nuevos rascacielos por su estética y ahorro energético.

Inconvenientes:

- El coste del vidrio en comparación con los módulos solares tradicionales es aún alto de asumir para una pequeña y mediana empresa. Sin embargo esto

se compensa con la retribución de la energía generada (rentabilizándose la instalaciones en pocos años).
- Esta soluciones requieren de un montaje más especializado y llevado a cabo por técnicos de mayor cualificación
- Su eficiencia energética es menor que en los paneles más habituales.

5.2 Panel o módulo fotovoltaico clásico

A continuación, se van a clasificar dos grandes grupos empleados mayoritariamente como paneles en energía fotovoltaica, según el tipo de silicio cristalino empleado.

Su esquema de fabricación es el siguiente, a partir de la materia prima común, la cuarcita o arena de sílice (SiO_2):

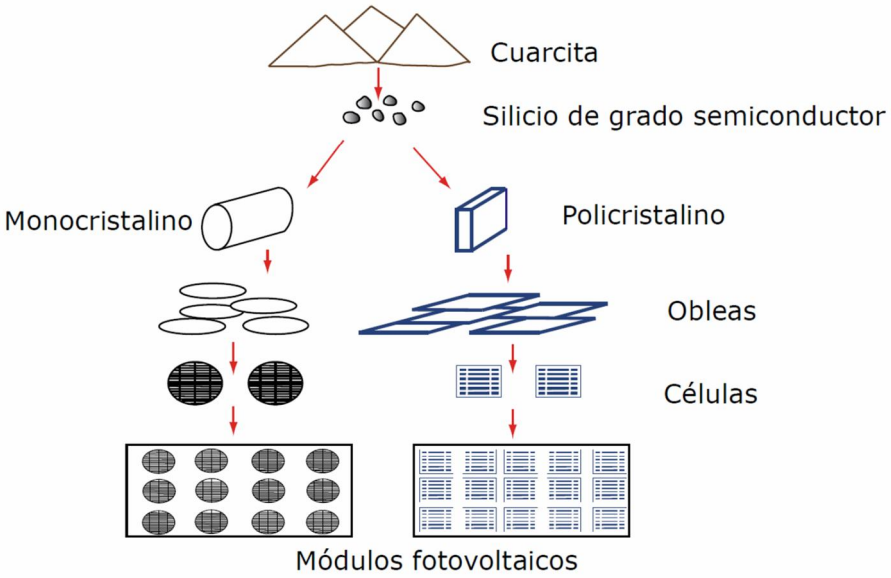


Figura 21: Esquema de fabricación de células solares cristalinas. Se puede ver claramente la diferencia en el proceso entre silicio policristalino y monocristalino.

Los módulos solares, sean de cualquier fabricante, tienen todos la misma estructura y componentes, tal y como se puede observar en la figura siguiente:

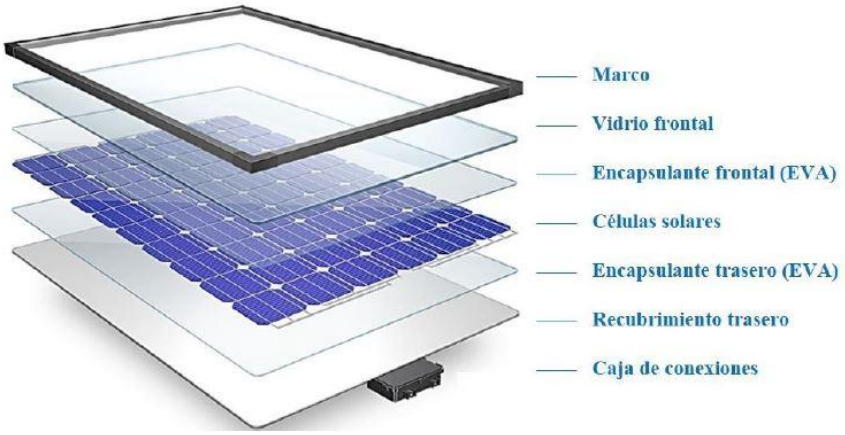


Figura 22: Estructura típica de un módulo fotovoltaico cualquiera.

La clasificación según el tipo de silicio (cristalino o amorfo), con el que se fabrican es la siguiente:

5.2.1 Panel silicio monocristalino

Esta es la tecnología que inició la revolución fotovoltaica. Originado en los años 50, los paneles solares monocristalinos son el sistema más antiguo y más desarrollado hasta la fecha. Como su nombre indica, están hechas de un solo cristal de silicio puro. Los fabricantes utilizan el método de Czochralski para tirar lentamente de una sola semilla de cristal de silicio de silicio monocristalino fundido y formar un lingote. Una semilla de cristal es una pequeña pieza de silicona que se utiliza como base para las moléculas fundidas. Al proporcionar la infraestructura adecuada, las moléculas fundidas pueden conectarse para formar un lingote. Mientras se está preparando la semilla, la temperatura se baja gradualmente para ayudar a formar una forma cilíndrica.

Los módulos monocristalinos se pueden reconocer por sus células de color negro y aspecto uniforme, que indican la alta pureza del silicio. Rendimiento: 24% (Laboratorio) y del 15 – 20% en módulos comerciales.

Ventajas:

- Los paneles solares monocristalinos tienen la mayor tasa de eficiencia (debido a su alta pureza en silicio).

- Su desempeño es mejor que otros tipos de módulos solares en condiciones de poca luz.

Inconvenientes:

- Los módulos monocristalinos son los más caros del mercado.

- Al ser células más oscuras, les afecta más fenómenos como la nieve o el polvo.

5.2.2 Panel silicio policristalino

Los paneles solares policristalinos están formados por múltiples cristales. En lugar de pasar por un proceso lento y muy costoso de crear un solo cristal, los fabricantes simplemente ponen una semilla de cristal en un molde de silicio fundido y permiten que se enfríe. Debido a este método de colada, el cristal que rodea la semilla no es uniforme y crece en múltiples cristales pequeños. Rendimiento: 19 – 20% (Laboratorio) y del 12 – 14% en módulos comerciales.

Ventajas:

- El proceso utilizado para fabricar paneles solares poli es más sencillo y, por lo tanto, menos costoso.

- Es de uso común en instalaciones de autoconsumo debido a la relación-calidad precio, que ofrece este tipo de panel. Sus usuarios principales, suelen ser las industrias y la edificación terciaria (Oficinas, hoteles, comercio, edificios educativos. etc.)

Inconvenientes:

- Debido a que la pureza del silicio es menor que en los módulos monocristalinos, los paneles policristalinos son por tanto menos eficientes que sus homólogos monocristalinos. Su eficiencia suele estar clasificada en torno al 13 – 16%.

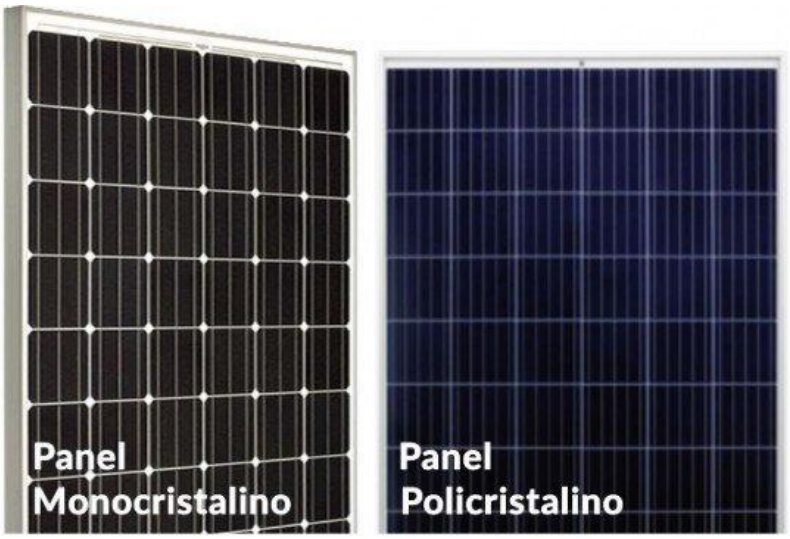


Figura 23: Comparación estructural entre un panel monocristalino (formado por células monocristalinas) a la izquierda y un panel policristalino (formado por células policristalinas) a la derecha.

5.2.3 Panel silicio amorfo

Esta hecho de silicio como los dos anteriores pero no sigue una estructura cristalina, también es llamado módulo de pared delgada. Tienen un color homogéneo (marrón), no existe conexión visible entre las células.

Su rendimiento máximo alcanzado en laboratorio ha sido del 13 – 16% siendo el de los módulos comerciales del 8 – 10%.

Los paneles de pared delgada son de varios tipos:

- **Silicio amorfo (TFS):** Es el grupo mayoritario por eso a veces es un sinónimo hablar de paneles de pared delgada o de silicio amorfo. Paneles de este tipo son habitualmente empleados en pequeños dispositivos electrónicos (calculadoras, relojes…) y en pequeños paneles portátiles.

- **Teluro de cadmio:** Rendimiento en laboratorio 16% y en módulos comerciales 8%.

- **Arseniuro de Galio:** Uno de los materiales más eficientes. Presenta unos rendimientos en laboratorio del 25,7% siendo los comerciales del 20%.

- **Diseleniuro de cobre e indio:** con rendimientos en laboratorio próximos al 17% y en módulos comerciales del 9%.

Ventajas:

- Tiene la ventaja principal de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como puede ser el vidrio o plástico, lo que puede resultar en una amplia variedad de aplicaciones.

- Este tipo de celdas solares son más económicas que las cristalinas.

- Son flexibles y pueden doblarse sin romperse (paneles solares flexibles).

Inconvenientes:

- Menor eficiencia respecto a los mono y policristalinos

- Al ser menos eficientes requieren el doble de espacio para alcanza la misma cantidad de energía que los cristalinos.

- Algunos utilizan teluro de cadmio, una sustancia tóxica, que genera problemas de contaminación al final de su ciclo de vida, cuando se necesitan ser desechados.

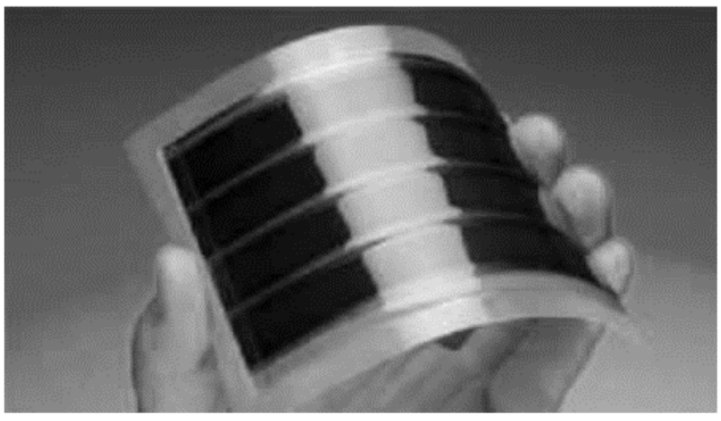


Figura 24: Panel solar flexible, perteneciente a la nueva generación tecnológica de láminas delgadas.

Conclusión:

Los paneles monocristalinos son más eficientes y productivos, pero a la vez son bastante más caros, por tanto, su destino suele ser principalmente las grandes instalaciones generadoras de energía (cientos de kW o MW de potencia) que vierten su energía a la red eléctrica, es decir energía solar con conexión a red.

Los paneles policristalinos son menos eficaces y productivos, pero las empresas están trabajando para subir la eficiencia de este tipo de módulo y podemos llegar a encontrarnos módulos policristalinos con eficiencias mayores del 16%. En todo caso sigue siendo un tipo de panel barato y rentable para pequeñas y medianas instalaciones de potencia, es decir, instalaciones de tipo aislada o autoconsumo a red como es el caso del presente proyecto.

5.3 Criterios para la elección de la alternativa

Se van a estudiar las posibles opciones planteadas en cuanto al tipo de módulo o vidrio solar a utilizar, a través de un análisis multicriterio. Con el fin de elegir la alternativa que mayor se adapte a los deseos del promotor

Sometiendo a la rentabilidad y a el manejo y/o mantenimiento de la instalación a un determinado factor de ponderación (siguiendo los deseos del promotor), que se multiplicará al valor dado en ambas alternativas.

Evaluando del 1 al 5 con el siguiente criterio de valores:

1→ Malo
2→ Regular
3→ Óptimo
4→ Bueno
5→ Excelente

Se manejan cuatro criterios, siendo dos de ellos de mayor importancia para el promotor y por tanto tendrán una ponderación extra respecto al resto, los criterios son:

- Rentabilidad de la Inversión, tendrá un factor de ponderación de 3.
- Eficiencia energética, con una ponderación de 4.
- Manejo y/o mantenimiento de la instalación, tendrá un factor de ponderación de 3.
- Estética y armonía arquitectónica con una ponderación de 2.
- Mano de obra empleada, con un factor de ponderación de 3.

5.4 Análisis multicriterio

Tabla 5: Análisis multicriterio de las alternativas estudiadas teniendo en cuenta los criterios anteriormente expuestos.

Alternativas/Criterios	Rentabilidad de la inversión	Eficiencia energética	Mantenimiento de la instalación	Estética y armonía arquitectónica	Mano de obra	TOTAL
Factor de ponderación	*3*	*4*	*3*	*2*	*3*	
Vidrio fotovoltaico	**3**	**2**	**4**	**5**	**4**	**51**
Panel de silicio monocristalino	3	5	2	3	2	47
Panel de silicio policristalino	**5**	**4**	**5**	**4**	**3**	**63**
Panel de silicio amorfo	2	3	3	4	3	44

La alternativa elegida en cuanto a tipo de material fotovoltaico a utilizar será la de **panel de silicio policristalino para los paneles instalados en la cubierta en diente de sierra y de vidrio fotovoltaico** (en segundo lugar), para acometer la ampliación de la zona de vidrio existente, (sin cambiar de material y así no perturbar la instalación existente) **para la zona de lucernarios**.

5.5 Panel de expertos

Tabla 6: Valoraciones y puntuación final de las alternativas por el panel de expertos.

Alternativas/Expertos	Experto A	Experto B	Experto C	PUNTUACIÓN TOTAL
Vidrio fotovoltaico	**5**	**5**	**4**	**14**
Panel de silicio monocristalino	3	4	3	10
Panel de silicio policristalino	**4**	**4**	**5**	**13**
Panel de silicio amorfo	4	3	2	9

Las alternativas elegida, permanece sin cambios y son reforzadas mediante la evaluación por parte de los expertos. Dichas alternativas son el uso de módulos de silicio policristalino **en la cubierta en diente de sierra y la utilización de vidrio fotovoltaico** (como alternativa favorita y en primer lugar), **para acometer la ampliación de vidrio fotovoltaico existente en los lucernarios.**

6. ALTERNATIVAS EN CUANTO A TIPO DE CONFIGURACIÓN DEL INVERSOR O INVERSORES EN EL SISTEMA FV

En este apartado analizaremos y clasificaremos el tipo de configuración del inversor con el resto de la instalación.

Para ello, influyen varios factores en la toma de decisiones como por ejemplo; el número de inversores, la potencia de este y del campo FV, tensiones máximas admitidas y corriente en máxima potencia, según el tipo de módulo solar elegido, así como las necesidades energéticas que se tengan en el presente proyecto.

En este apartado no se va a tratar los tipos de inversores que existen actualmente en el mercado, ya sean de autoconsumo directo, con seguidores u optimizadores de máxima potencia (MPPT), de bucle de enganche de fase, de funcionamiento en isla o de inyección cero a la red, también los hay específicos para instalaciones aisladas de la red eléctrica o con función híbrida para cargar las baterías. La elección del inversor se hará efectiva en los Anejos IV “Predimensionado del sistema FV” y en lo referente al cálculo de la instalación del cableado en el Anejo VI “Cálculos eléctricos”.

La elección de uno o varios inversores, así como la configuración de estos, quedará a disposición de lo que el proyectista estime oportuno en cada caso concreto.

6.1 Configuración con inversor centralizado

También se pueden emplear varios inversores conectados en serie que en conjunto actúen como un inversor centralizado.

En estas instalaciones todas las cadenas de paneles en serie paralelas a otras (strings) convergen en un único inversor, que se encarga de gestionar toda la energía producida en el campo FV para transformarla en corriente alterna, a veces si la cantidad de strings es elevada, se puede dividir el campo FV, en subcampos, cada uno con su inversor central y estos pueden estar conectados en paralelo para aumentar así la potencia de la instalación.

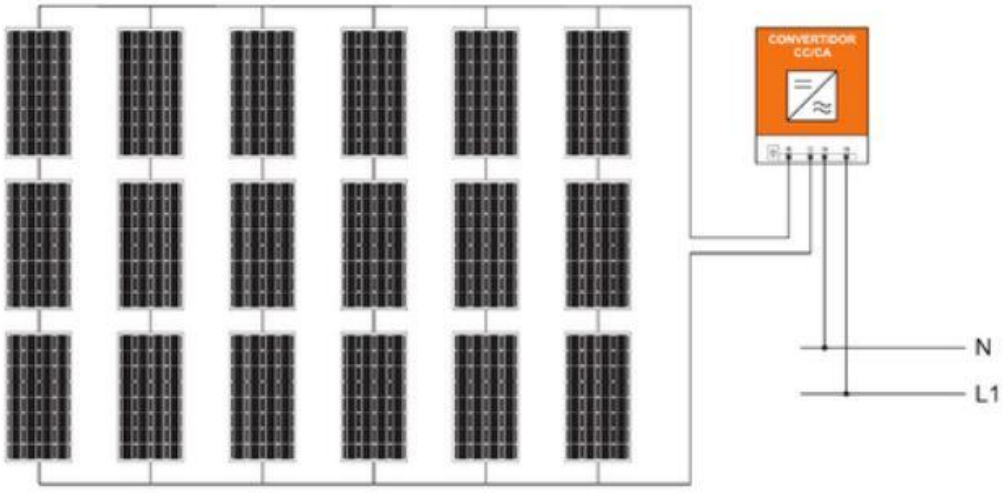


Figura 25: Inversor centralizado con 24 paneles en total, conectados en 8 strings de 3 paneles en serie.

Ventajas:

- En la instalación sólo habría que poner generalmente un inversor, teniendo en cuenta que es de los elementos más costosos de la instalación el empleo de utilizar uno, ya es una ventaja.

- La gestión de posibles sombras puntuales en los paneles es más llevadera si no existen muchos módulos conectados en serie.

- Es perfecto para instalaciones fotovoltaicas con pocos números de paneles solares al tener mayor seguridad eléctrica (tensiones totales ≤ 120 V).

- Existen en el mercado inversores de gran potencia (> 50kW), para grandes huertas solares.

- Cabe la posibilidad de conectar varios en paralelo y gestionar mejor la potencia global del campo FV.

Inconvenientes:

- Si el número de paneles en serie es largo por string, en caso de haber sombreados parciales (una hoja, rama, pájaros, etc). Al estar conectados en serie el sombreado afectaría a toda la instalación y por tanto la eficiencia energética de la misma se reduciría considerablemente.

- Si por el contrario el numero de ramales es corto, la corriente que circula por ella es mayor y por tanto los cables deben de ser de sección relativamente mayor.

- Al ser un único inversor en la mayoría de los casos, si este falla, toda la producción energética se detiene hasta que se repare, perdiendo tiempo de producción y autoconsumo.

Es la alternativa que mejor se adaptaría a la situación de este proyecto, dando la posibilidad de conectar el inversor ya existente en paralelo al nuevo inversor o inversores correspondientes a la nueva instalación de la cubierta en diente de sierra.

6.2 Configuración maestro – esclavo

Podría enclavarse como dentro de una subcategoría de inversor centralizado, sólo que utiliza otros inversores como esclavos. En estas instalaciones la potencia total necesaria a inyectar se divide entre la potencia unitaria de cada inversor, teniendo en

cuenta que un inversor hace de maestro, trabajando cuando existen bajos niveles de irradiancia solar.

Conforme va aumentando la irradiancia, llegará un momento en el que sobrepase la potencia límite del inversor maestro (inversor principal de la instalación), por tanto este es el momento en el que comienzan a arrancar automáticamente los inversores o el inversor esclavo, hasta llegar a los niveles de potencia requeridos cuando la irradiancia es máxima.

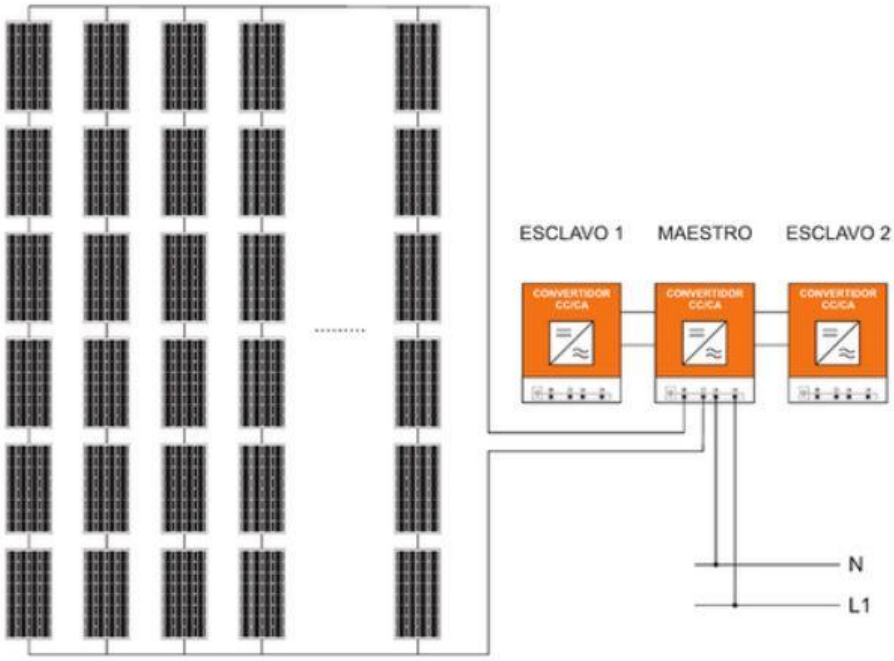


Figura 26: Configuración de un campo FV con unidad central de inversores que funcionan con la técnica maestro – esclavo(s).

Ventajas:

- La instalación comienza a producir con bajos niveles de irradiancia trabajando únicamente el inversor maestro, por tanto el rango de potencias es mayor que con el inversor centralizado.

- Esta configuración permite regular y achatar la curva de producción energética, es decir absorbiendo los picos de máxima radiación y repartiendo la misma de una forma aproximadamente estable durante todo el día.

Inconvenientes:

- Al contar la instalación como mínimo con dos inversores (maestro-esclavo), los costes de inversión de la instalación son más elevados que una única unidad inversora central.

- En caso de fallo en el inversor maestro la producción se detiene, debido a que los esclavos no pueden arrancar automáticamente si no funciona el maestro. Existe un tipo de inversor de la marca Fronius, llamado Fronius-Mix, que

resuelve este tipo de problemas puesto que si el inversor maestro deja de funcionar, cualquiera de los esclavos puede tomar el relevo de ser un inversor maestro, consiguiendo con ello, no detener por completo la producción energética de la instalación y tener un desgaste equilibrado entre todos los inversores.

- Al estar funcionando todo el día el inversor maestro (dado que los esclavos sólo funcionan como apoyo en momentos puntuales del día), se reduce drásticamente su vida útil en comparación con los inversores esclavos, dependiendo toda la instalación de un único componente (el maestro).

Si se optará por esta alternativa en este proyecto, el inversor maestro (sería el inversor existente en la instalación de vidrio fotovoltaico de los lucernarios, puesto que captarían más irradiancia diaria debido a la integración arquitectónica) y los inversores esclavos (serían los correspondientes a la nueva instalación situada en el diente de sierra).

6.3 Configuración de un inversor por ramal o string

Esta configuración se realiza cuando existe la necesidad de instalar el campo fotovoltaico con orientaciones y/o inclinaciones diferentes, como sucede si hay presente seguidores solares, o también su uso es interesante si hay partes del campo fotovoltaico que encuentren sombras durante momentos puntuales del día. En estos casos se puede disminuir las perdidas instalando un inversor específico para cada una de estas partes del generador FV, consiguiendo un mismo nivel de irradiancia en todo momento y en todos los módulos conectados al inversor. Generalmente suele ser un inversor de tipo MPPT (con optimizadores de potencia).

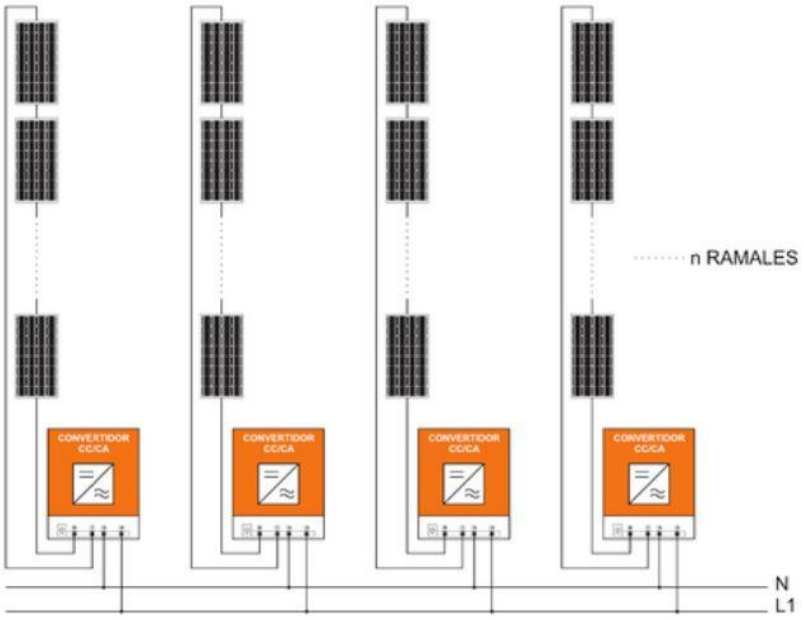


Figura 27: Esquema de una configuración de inversor por ramal o string.

Ventajas:

- Con esta configuración, se pueden suprimir en la instalación las cajas de conexión o cajas de strings del generador FV. ahorrando con ello cableado de módulos y ajustando diferentes tensiones del punto de máxima potencia de cada string.

- Reducción de las posibles pérdidas por sombreo, equilibrando la irradiancia recibida entre todas las partes del generador FV.

- Cada uno de los módulos que componen un string trabajan en el punto de máxima potencia (PMP), regulando el voltaje (permite trabajar con voltajes más altos de los habituales), aumentando con ello la potencia y eficiencia de la instalación en su conjunto.

Inconvenientes:

- Al haber varios inversores, la instalación se encarece demasiado, hasta el punto de desechar esta opción en casos de no sombreo durante el día.

- El inversor o inversores para utilizar en este tipo de instalaciones (tipo seguidores del punto de máxima potencia, MPPT) suele ser más caro que un inversor de autoconsumo habitual.

6.4 Configuración por medio de microinversores en cada módulo o panel solar

Es una idea pormenorizada del concepto anterior, en esta opción no se hable de un inversor por string sino de un inversor de autoconsumo para un único panel solar**.**

Este “inversor” denominado microinversor se encarga de maximizar la producción solar individual del panel solar mediante un seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) y de transformar la corriente continua (DC) del panel solar en corriente alterna (AC) de 230V para ser inyectada en la red eléctrica. Se pueden conectar tantos conjuntos de microinversor más panel solar como se deseen.

- La ventaja de esta tecnología es que cada panel tiene su propio punto de máxima potencia (PMP) y es independiente de los demás paneles, así si un panel solar está sombreado o tiene una inclinación diferente a los demás, las pérdidas de producción de ese panel no afectarán a los demás paneles.

- Su principal desventaja es el encarecimiento de la instalación empleando el uso de esta tecnología, relativamente nueva y de poca difusión por el momento.

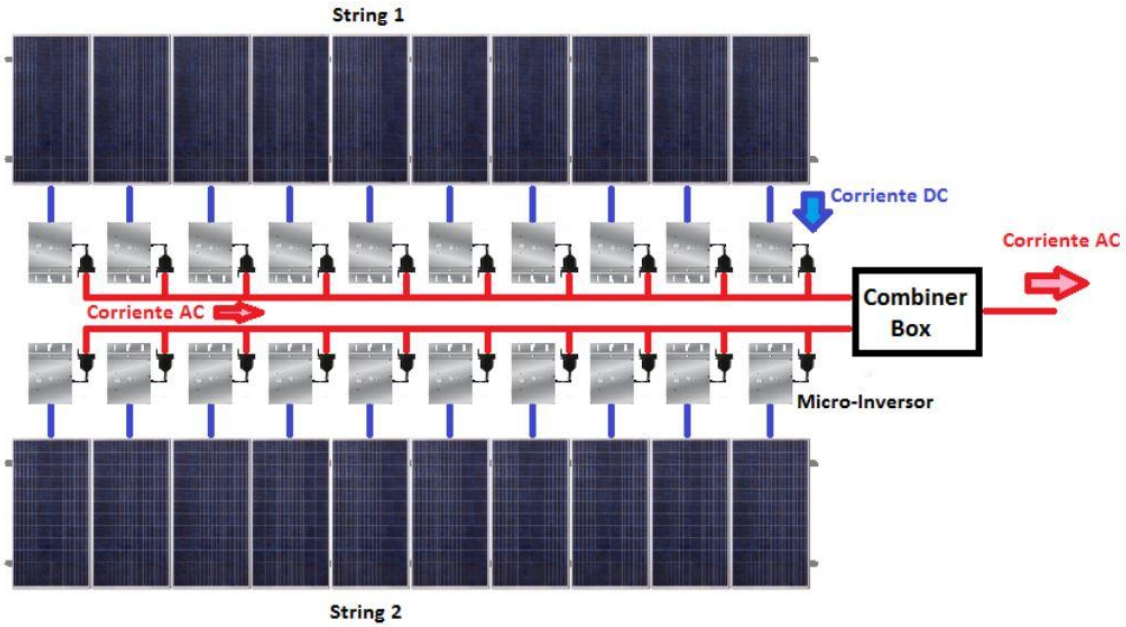


Figura 28: Esquema de instalación empleando microinversores o inversores por panel, hasta llegar a una caja de conexiones de alterna y de ésta al usuario/consumo.

6.5 Criterios para la elección de la alternativa

Se van a estudiar las posibles opciones planteadas en cuanto a la fuente de energía a utilizar para el bombeo de agua de riego, a través de un análisis multicriterio. Con el fin de elegir la alternativa que mayor se adapte a los deseos del promotor
Sometiendo a la rentabilidad y a el manejo y/o mantenimiento de la instalación a un determinado factor de ponderación (siguiendo los deseos del promotor), que se multiplicará al valor dado en ambas alternativas.

Evaluando del 1 al 5 con el siguiente criterio de valores:

1→ Malo
2→ Regular
3→ Óptimo
4→ Bueno
5→ Excelente

Se manejan cuatro criterios, siendo dos de ellos de mayor importancia para el promotor y por tanto tendrán una ponderación extra, respecto al resto los criterios son:

- Rentabilidad de la Inversión, tendrá un factor de ponderación de 4.
- Eficiencia energética y producción, con una ponderación de 2.
- Manejo y/o mantenimiento de la instalación en caso de reparación, tendrá un factor de ponderación de 2.
- Vida útil de la instalación con esa configuración, con una ponderación de 2.
- Mano de obra cualificada, ponderación de 4.

6.6 Análisis multicriterio

Tabla 7: Análisis multicriterio de las alternativas de configuración estudiadas, teniendo en cuenta los criterios anteriormente expuestos.

Alternativas de configuración/Criterios	Rentabilidad de la inversión	Eficiencia energética	Mantenimiento de la instalación	Vida útil de la instalación	Mano de obra	TOTAL
Factor de ponderación	*4*	*2*	*3*	*3*	*4*	
Inversor centralizado	**5**	**3**	**4**	**3**	**5**	**67**
Inversor maestro – esclavo	4	4	3	2	4	55
Inversor por ramal o string	3	4	4	3	3	53
Microinversores por panel	2	5	3	4	2	47

La alternativa finalmente elegida será la correspondiente a un **inversor o inversores centrales** (teniendo en cuenta el inversor existente en la instalación de vidrio fotovoltaico de los lucernarios), **el número de inversores correspondientes a la instalación del diente de sierra se determinará en el Anejo IV "Predimensionado del sistema FV"**.

6.7 Panel de expertos

Tabla 8: Valoraciones y puntuación final de las alternativas por el panel de expertos.

Alternativas/Expertos	Experto A	Experto B	Experto C	PUNTUACIÓN TOTAL
Inversor centralizado	**4**	**5**	**4**	**13**
Inversor maestro – esclavo	3	3	4	10
Inversor por ramal o string	3	2	2	7
Microinversores por panel	2	2	1	5

La alternativa elegida, permanece sin cambios y es reforzada por la posición que han mantenido los expertos, dicha alternativa es la configuración mediante un **inversor o grupo de inversores centrales**.

MEMORIA

Anejo IV: Predimensionado del sistema fotovoltaico

Alumno: Alberto del Bosque Gallego
UNIVERSIDAD DE VALLADOLID (CAMPUS DE PALENCIA) – E.T.S. DE INGENIERÍAS AGRARIAS
Titulación de: Máster Universitario en Ingeniería Agronómica

ÍNDICE DEL ANEJO IV. PREDIMENSIONADO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

1. PRINCIPIO FOTOELÉCTRICO 3
2. COMPONENTES DEL SISTEMA Y ESQUEMA GENERAL DE LA INSTALACIÓN 4
2.1 Componentes del sistema 4
2.1.1 Módulos fotovoltaicos 4
2.1.2 Caja de agrupamiento de strings 9
2.1.3 Inversor de corriente (CC-CA) 11
2.1.4 Estructura soporte de paneles fotovoltaicos 12
2.2 Parámetros típicos 16
2.3 Esquema general de la instalación 17
3. ORIENTACIÓN, DISTANCIA Y ESPACIO ENTRE MÓDULOS 18
3.1 Orientación de los módulos solares 18
3.4 Distancia mínima de espaciamiento entre strings 23
4. CÁLCULO Y DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN 25
4.1 Consumo energético (Curvas de consumo) 25
4.2 Número de paneles y potencia generada por el generador solar 28
4.3 Cálculo del inversor 31
5. DATOS TÉCNICOS DE LOS COMPONENTES SELECCIONADOS 33
5.1 Generador fotovoltaico elegido 33
5.1.1 Módulo fotovoltaico seleccionado 33
5.1.2 Vidrio fotovoltaico seleccionado 33
5.2 Inversor de autoconsumo seleccionado 34

1. PRINCIPIO FOTOELÉCTRICO

Es la base sobre la cual se fundamenta los actuales sistemas fotovoltaicos comerciales es el denominado principio fotoeléctrico, mediante el cual las radiaciones de la luz solar se pueden transformar en energía eléctrica.

Este efecto tiene lugar en las llamadas células fotoeléctricas, unidad básica que componen los módulos o paneles fotovoltaicos.

Figura 1: Célula fotoeléctrica típica, encargada de la captación solar, varias células componen un módulo o panel solar.

Dichos módulos o paneles fotovoltaicos estarán formados por la interconexión de estas células solares, que quedarán dispuestas en serie y/o en paralelo de manera que la tensión y corriente que finalmente proporcione el panel se ajuste al valor que se requiera.

Por otro lado, y para entender el fundamento de las células solares, decir que toda radiación de luz solar está compuesta por partículas elementales, llamadas fotones.

Estas partículas llevan asociada un valor de energía (*E*), que depende de la longitud de onda (λ) de la radiación, y cuyo valor cuantitativo viene expresado de la forma siguiente:

$$E = \frac{h \cdot c}{\lambda}$$

Donde (*h*) es la constante de Planck y (*c*) es la velocidad de la luz.

Cuando un módulo fotovoltaico recibe radiación solar, los fotones que componen dicha radiación inciden sobre las células fotovoltaicas del panel. Éstos pueden ser reflejados, absorbidos o pasar a través del panel, y sólo los fotones que quedan absorbidos por la célula fotovoltaica son los que, finalmente, van a generar electricidad.

En efecto, cuando el fotón es absorbido por la célula, la energía que porta el fotón es transferida a los átomos que componen el material de la célula fotovoltaica.

Con esta nueva energía transferida, los electrones que están situados en las capas más alejadas son capaces de saltar y desprenderse de su posición normal asociada al átomo y entrar a formar parte de un circuito eléctrico que se genera.

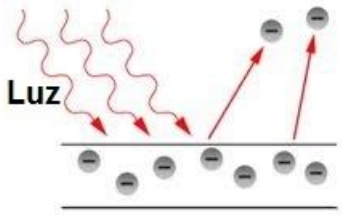


Figura 2: Emisión de los electrones de una placa metálica, requiriendo de la energía que es absorbida por un fotón.

Por lo tanto, un factor crucial para que pueda generarse el efecto fotovoltaico es que las células de los paneles solares estén compuestas por un tipo determinado de material, tales que sus átomos sean capaces de liberar electrones para crear una corriente eléctrica al recibir energía.

2. COMPONENTES DEL SISTEMA Y ESQUEMA GENERAL DE LA INSTALACIÓN

2.1 Componentes del sistema

2.1.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos o paneles fotovoltaicos están formados por la interconexión de células solares dispuestas en serie y/o en paralelo de manera que la tensión y corriente que finalmente proporcione el panel se ajusta al valor requerido.

La conexión entre las células que conforman el panel puede ser en serie y/o paralelo, con el fin de adaptar el panel solar a los niveles de tensión e intensidad de corriente requeridos.

Cada célula de las que compone un panel fotovoltaico es capaz de ofrecer una tensión y potencia definidas dependiendo de la superficie que mida la célula.

De esta manera la potencia que pueda ofrecer el panel depende del conjunto de células que lo conforman, estando diseñado para el suministro eléctrico en corriente continua (CC), también llamada directa (DC), a un determinado voltaje.

La tensión e intensidad de corriente que es capaz de ofrecer un panel fotovoltaico dependerá, por tanto, del número de células que disponga y tipo de conexión entre las mismas.

Como norma general, los paneles solares se fabrican disponiendo primero las células necesarias conectadas en serie hasta que se alcance la tensión (V) que se desee a la salida del panel y a continuación, estos ramales de células se asocian en paralelo hasta alcanzar el nivel de corriente (A) deseado.

Por su parte, al sistema completo formado por el conjunto de módulos o paneles fotovoltaicos dispuestos o conexionados en serie y/o paralelo se le suele denominar en su totalidad generador fotovoltaico.

Para formar un panel o módulo fotovoltaico, las células conectadas unas con otras se dispondrán encapsuladas y montadas sobre una estructura soporte o marco, conformando el llamado módulo fotovoltaico.

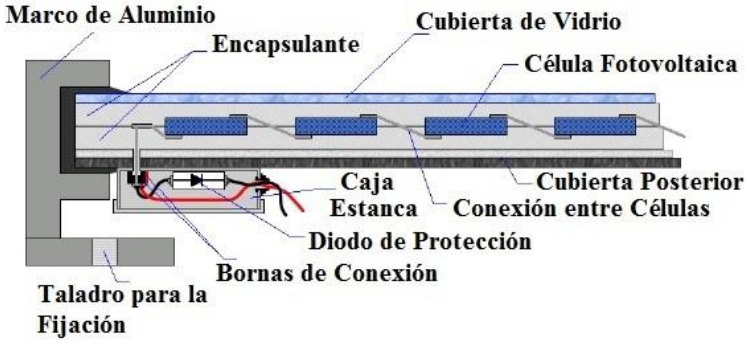


Figura 3: Principales componentes de un panel o módulo fotovoltaico.

Los elementos que componen un módulo fotovoltaico son los siguientes:

- Una cubierta exterior transparente realizado en vidrio templado de unos 3 o 4 mm de espesor, con su cara exterior texturada de modo que mejore el rendimiento cuando la radiación solar ocurre a bajo ángulo de incidencia, así como para absorber mejor la radiación solar difusa del ambiente.

- Un material de relleno interior, que funciona de encapsulante, hecho a base de vinilo de acetato etileno (EVA), que sirve para recubrir las células fotovoltaicas dentro del módulo, protegiéndolas de la entrada de aire o humedad, evitando así que se produzca la oxidación del silicio que conforma las células, dado que de producirse dejarían de funcionar.

- Una cubierta posterior realizada normalmente a base de fluoruro de polivinilo (PVF), que además de sus propiedades como aislante dieléctrico, ofrece gran resistencia a la radiación ultravioleta, contribuyendo a servir de barrera de entrada frente a la humedad además de ofrecer una gran adhesión al material del que está hecho el encapsulante interior.

- Las propias células fotoeléctricas, así como los elementos de conexión eléctrica entre células, para establecer el circuito eléctrico ya han sido descrito anteriormente.

- Una caja estanca de conexiones en la parte posterior del módulo, dotada de bornes de conexión normalizados y es de donde parte el cableado exterior del módulo para su conexión con otros módulos que conforman el sistema completo de generación fotovoltaica.

- Los diodos de protección o diodos de paso,(diodos by – pass), ubicados dentro de la caja estanca, tienen la misión de reducir la posibilidad de pérdida de energía debido a un mal funcionamiento por sombreados parciales en los paneles, además de evitar la rotura del circuito eléctrico por este defecto. Al producirse una sombra parcial sobre un panel, éste deja de generar corriente y se convierte en absorbedor de energía, lo que produciría un recalentamiento excesivo del mismo que podría dañarlo de manera irreversible.

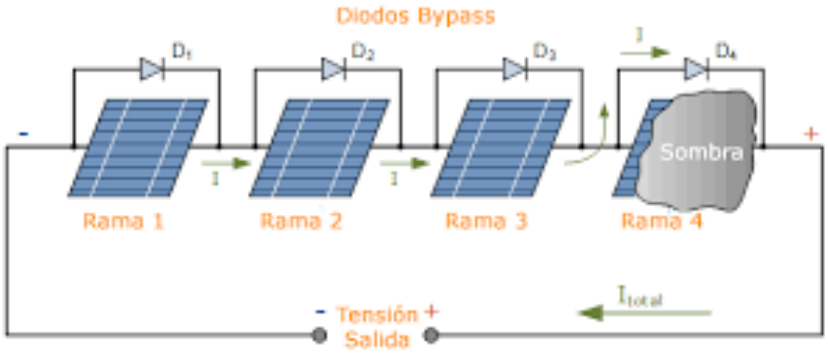


Figura 4: Ejemplo de funcionamiento de los diodos by – pass cuando hay problemas de sombreo en un panel.

- El marco estructural realizado en aluminio anodizado ofrece resistencia mecánica y soporte a todo el conjunto solar. Según las especificaciones del fabricante del módulo se debe de asegurar la resistencia mecánica frente las

inclemencias meteorológicas (viento, nieve y granizo), de manera que el conjunto se adecue a las condiciones ambientales del lugar donde se instalen.

Por último, las prestaciones que aparecen en la información técnica de los módulos que proporciona el fabricante, están sometidas a Condiciones Estándar de Medida (CEM o STC) de irradiancia y temperatura. Vienen definidas por la norma IEC 60904 son obligatorias para cualquier módulo que se fabrique o comercialice, deben ser siempre las mismas además son utilizadas universalmente, estas condiciones son las siguientes:

- Irradiancia solar: 1.000 W/m^2
- Temperatura de la célula: 25º C con una tolerancia de ± 2º C
- Masa de aire (AM): 1,5

2.1.1.1 Cálculo de las pérdidas por temperatura en el panel

Las condiciones anteriores rara vez se producen de manera cotidiana.

Por ello se recurre a irradiaciones de 800 W/m^2 y temperaturas exteriores superiores a las estándar de medida (es lo más habitual en los meses de verano).

Por tanto, para calcular en estas condiciones de operación mas realistas la de un panel solar debemos consultar la ficha de características técnicas del fabricantes, sobre todo los parámetros siguientes:

- **TONC (Temperatura de operación nominal de la célula). NOCT en inglés:** Es la temperatura que alcanzan las células solares, dependiendo de la temperatura exterior y la irradiación solar. Este valor oscila entre 43 – 45ºC, cuanto menor sea la temperatura, mejor para el panel. Las condiciones estándar para determinar esta temperatura son: radiación de 800 W/m^2, 20ºC de temperatura ambiente y velocidad media del viento de 1 m/s.

- **Coeficiente de temperatura de potencia:** Es la pérdida porcentual por cada grado centígrado por encima de los 25ºC. Normalmente oscila entre: -0,43 y -0,47%/ºC. Cuanto menor, mejor.

- **Coeficiente de temperatura de Voc:** Es la pérdida porcentual de tensión en circuito abierto de la placa solar por cada grado centígrado de diferencia entre la temperatura ambiente de referencia (25ºC) y la temperatura de operación de las células. (Su valor oscila entre -0,33 – 0,34%/ºC. Cuanto menor, mejor.

- **Coeficiente de temperatura Vmp:** Es la pérdida porcentual de tensión de máxima potencia por cada grado centígrado de diferencia entre la temperatura

ambiente de referencia (25ºC) y la temperatura de operación de las células. (El valor oscila entre -0,36 – 0,39%/ºC. Cuanto menor, mejor.

El caso más extremo sería un día de verano al mediodía, con los siguientes datos:

Irradiancia: 800 W/m^2

Temperatura exterior: 40ºC

Teniendo en cuenta que la temperatura de trabajo de la célula solar se desarrolla mediante la siguiente expresión:

$$\boldsymbol{Tc = Ta + G \cdot \frac{TONC - 20}{800}}$$

Siendo:

Tc: Temperatura de trabajo de la célula (ºC)

Ta: Temperatura ambiente (ºC)

TONC: Temperatura de operación nominal de la célula (ºC)

G: Irradiancia (W/m^2)

Por tanto la temperatura de trabajo de las células solares estará en:

$$\boldsymbol{Tc = 40 + 800 \cdot \frac{(45 - 20)}{800} = 65°C}$$

Por tanto, tenemos una variación de temperatura de operación de la célula de:

65ºC – 25ºC = 40ºC (Por encima de las condiciones estándar de medida)

Si el panel solar seleccionado tiene un coeficiente de temperatura (Voc) de -0,33%/ºC y una Voc = 37,3 V

La caída de tensión por voltio de Voc es:

-0.33%/ºC · 40ºC = 13,2% --> -0,132 V

Caída total de Voc --> -0,132V · 37,3V = -4,92 V

En conclusión, con una temperatura exterior de 40ºC el Voc del panel solar será de: **32,3 V**.

En cuanto a la pérdida de producción de potencia, debido al calor recurriremos a la expresión por la cual se determina el incremento de temperatura de una célula fotovoltaica con respecto a la temperatura ambiente:

$\Delta T^a = 0{,}034 \cdot G - 4$ (Siendo G la irradiancia en W/m^2)

Teniendo en cuenta los datos anteriores el resultado es de 23,2ºC.

Sumando esta temperatura a la temperatura en condiciones estándar de medida:

23,2 +25 = **48,2ºC**

Si el fabricante en la ficha técnica nos dice que la potencia del panel cae un -0,44%/ºC, una vez superados los 25ºC, obtendremos:

-0,44 · (48,2 – 25) = -10,21 %

Luego si el panel escogido es de 275 Wp, tendría una potencia en esa condiciones de:

275/1.021 = 269 Wp.

Esta sería la potencia real del panel, para este momento dado.

2.1.2 Caja de agrupamiento de strings

La caja de agrupamiento en paralelo de cadenas de paneles en serie o strings, cuya función principal es la de agrupar cada una de las cadenas del generador fotovoltaico. Las corrientes y tensiones que se generan exigen que lo componentes tengan unas características especiales. Sus componentes de alta calidad garantizan una gran durabilidad y la mayor disponibilidad. Para las operaciones de mantenimiento y control, es posible desconectar y medir cada uno de los ramales gracias al interruptor-seccionador. Sirve también como protección de la parte den corriente continua de la instalación con la adicción de protección con fusibles, que se pueden recambiar sin tensión, y según la localización del proyecto se puede añadir protecciones contra sobretensiones atmosféricas puntuales como pueden ser las descargas atmosféricas (rayos).

Las conexiones de los strings a la caja de agrupamiento se realizan de la siguiente manera como se puede ver a continuación:

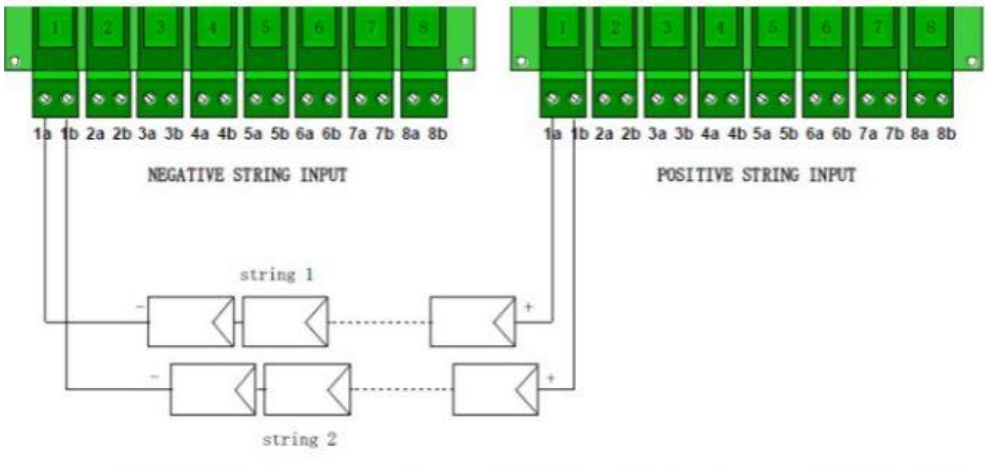


Figura 5: Ejemplo de conexión de dos strings (con sus cables positivo y negativo) a los bornes de conexión de la caja de string. En el ejemplo de la imagen se podrían conectar hasta 16 strings, siendo el ejemplo típico para cajas de agrupamiento para huertas solares de gran tamaño.

Cuando la instalación o huerta solar consta de numerosas y largas cadenas de paneles, gestionar toda esta infraestructura eléctrica sólo con strings box, resultaría complicado y costoso debido a la elevación de niveles tanto de tensión como de intensidad que tendrían que soportar dichas cajas, por ello con el objetivo de reducir y gestionar mejor los metros lineales de cableado, se recurre a las array box (se podría decir que, son las cajas de agrupamiento de cajas de strings).

El funcionamiento es exactamente el mismo que el de una string box, solo que en vez de agrupar las cadenas de paneles, agrupa cadenas de cajas de strings, por tanto al elevarse el voltaje e intensidad las protecciones que llevan equipadas estas cajas son más elevadas y por tanto más costosas que las que aparecen en las cajas de strings o cajas de nivel 1.

Se puede entender mejor su funcionamiento con el extracto de un esquema de una instalación FV, como la que aparece en la figura siguiente:

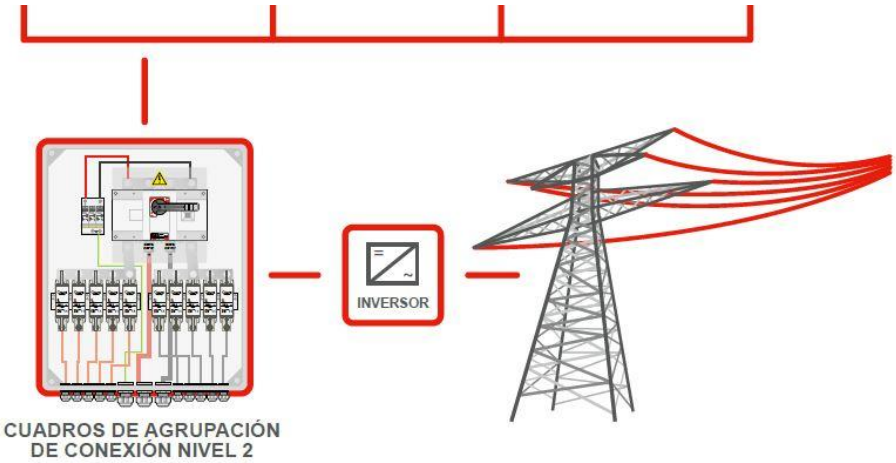


Figura 6: Cuadro de agrupamiento de conexión de nivel 2, sería la correspondiente a una array box que agruparía todas las cajas de conexión (es decir es una caja de agrupamiento de cajas de string, se llama de nivel 2 porque se asocia a subcampos dentro de las grandes campos/huertas FV).
Fuente: Gave Electric.

2.1.3 Inversor de corriente (CC-CA)

Básicamente un inversor es un dispositivo eléctrico que transforma la corriente que recibe en su entrada por otra con diferentes características físico-eléctricas.

Dejando a un lado los convertidores de continua – continua (CC – CC), son aquellos que transforman la corriente de su entrada a un determinado voltaje, en otra de iguales características de continuidad pero a diferente voltaje e intensidad.

Nos vamos a centrar en los convertidores continua – alterna (CC – CA) comúnmente llamados inversores, que transforman la corriente continua de entrada a un determinado voltaje en corriente alterna, pudiendo en este caso tener diferentes tipos de onda, en función de la calidad exigida por la instalación.

Según la forma de la onda característica de la corriente que el inversor produce, se habla de convertidores de onda cuadrada, de onda cuadrada modificada, de onda senoidal modificada o cuasi – senoidal y de onda senoidal pura.

Deben de tener una eficiencia razonable, adaptada a las condiciones de uso, sin cometer el error de realizar un gran sobredimensionado, debido a que un inversor diseñado para trabajar a una determinada potencia, si se hace funcionar solamente con una fracción de dicha potencia, el rendimiento del inversor baja considerablemente.

Tabla 1: Rendimiento de un inversor para diferentes potencias.

TIPO DE INVERSOR		**Rendimiento al 20% de la potencia nominal**	**Rendimiento a potencia nominal**
SENOIDAL	$P_{NOM} \leq 500$ VA	> 85 %	> 75 %
	$P_{NOM} > 500$ VA	> 90%	> 85 %
NO SENOIDAL		> 90%	> 85 %

Un problema muy común es la irrupción de cargas no lineales, es decir los armónicos de corriente. Estas corrientes, están formadas por un componente fundamental de frecuencia bien sea esta 50 0 60 Hz, más una serie de corrientes superpuestas de frecuencias, múltiplos de la fundamental, que se denominan armónicos electrónicos que en general causan importantes costes técnicos y económicos.

El resultado es una deformación de la corriente, y en consecuencia de la tensión, esto conlleva a una serie de efectos secundarios asociados.

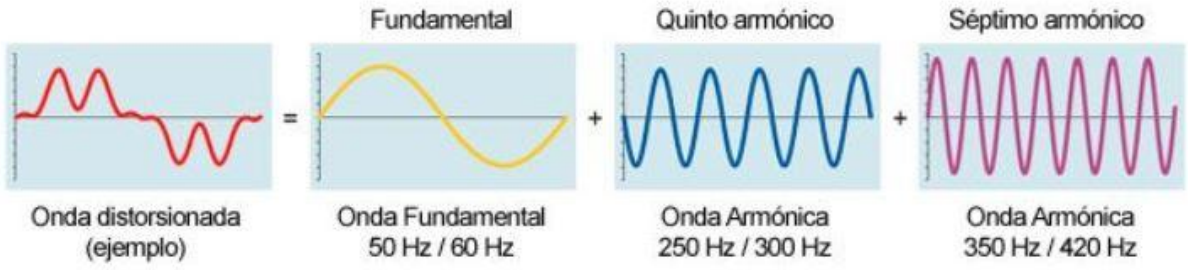


Figura 7: Ejemplo de onda distorsionada y su descomposición en la onda fundamental (pura) y los armónicos (corrientes parásitas) responsables de daños eléctricos en el equipo inversor. *Fuente: Circutor Electric*.

Por ello para eliminar esta corriente parásita, los inversores deben incorporar filtros electrónicos, aunque por ello se pueda perder en el proceso algo de potencia útil. La variación de la frecuencia de salida será inferior al 3% de la nominal.

Los inversores deben de ser capaces de conectarse en modo automáticos cuando detecten demanda energética por en cima de un umbral fijado. Esto evitará el que estén permanentemente activos aunque no se necesite energía y mejorar la eficiencia energética de la instalación.

Por último, deben de estar dotados de protecciones eléctricas, ya sea contra cortocircuitos, sobrecarga e inversión de la polaridad, así como un mecanismo de desconexión por falta de carga, muchas de estas protecciones necesitan homologación por parte de las compañías distribuidoras de energía eléctrica.

2.1.4 Estructura soporte de paneles fotovoltaicos

Este elemento asegura un buen anclaje del generador solar, proporciona no sólo la orientación necesaria según el lugar donde se quieran proyectar los paneles, sino también el ángulo de inclinación idóneo para el mejor aprovechamiento de la radiación incidente.

Las estructuras de soporte estarán instaladas sobre la cubierta en diente de sierra del edificio Aulario, hay diferentes tipos de estructuras según el material del que esté compuesto el tejado se optara por una solución estructural u otra. Para el caso del presente proyecto se va a optar por una estructura para cubiertas de tipo coplanar así los paneles tendrán la misma inclinación que la cubierta. Se ha optado por esta solución, debido a que estas estructuras se anclan muy bien a cubiertas de chapa galvanizada o de tipo policarbonato como es el caso de este proyecto.

Los materiales de los que se compone la estructura soporte son perfiles modulares de aluminio, con diversos tratamientos contra las inclemencias meteorológicas con el fin de no requerir en el futuro labores de mantenimiento o pintado, estos perfiles soportan los paneles por medio de carriles y roscas de atornillado para fijar a los mismos con la estructura soporte, pinzas y escuadras. Estas estructuras se pueden alargar apilando en serie todos los paneles necesarios que se consideren por string. Como se puede observar en la imagen siguiente:

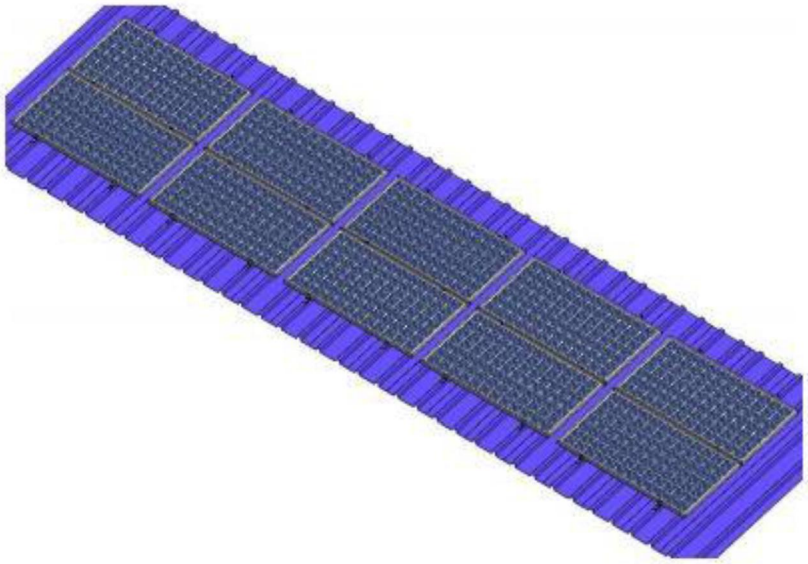


Figura 8: Ejemplo de estructura soporte tipo coplanar, como la que se va a instalar en el proyecto para anclar los paneles solares, la estructura es idónea para módulos instalados de forma superpuesta en la cubierta del edificio, con la misma pendiente que la cubierta donde se instalan, (24º).

Este tipo de estructura posee la gran ventaja de adaptarse a cualquier tipo de material de cubierta existente, garantizando con ello un montaje rápido y sencillo para el operador, además de un buen anclaje de las estructura a la cubierta. También permite instalar los módulos en serie tanto en vertical como en posición horizontal.

2.1.4.1 Cálculo del peso de la estructura soporte y resistencia de la cubierta

En este apartado se llevará a cabo el cálculo del peso de la estructura soporte así como los elementos de fijación y otros necesarios para la puesta en activo de la instalación. así como, su incidencia en la cubierta y si esta tiene la suficiente resistencia estructural como para poder soportar el peso extra.

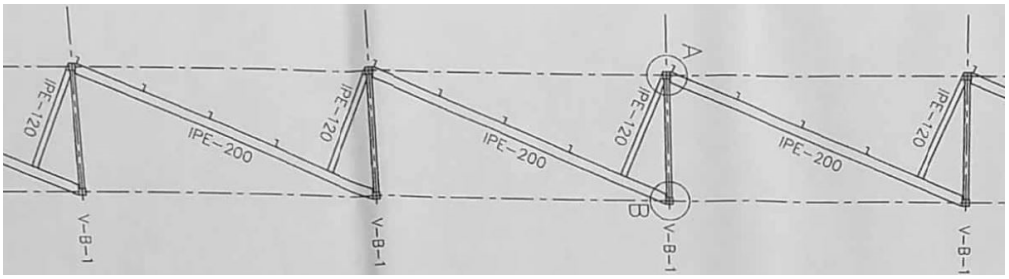
Para ello nos apoyaremos en el Código Técnico de la Edificación (CTE), sobre todo en el documento básico de seguridad estructural acciones en la edificación (DB-SE AE), haciendo hincapié en lo recogido en la tabla 3.1 "Valores características de sobrecarga de uso", de dicho documento.

Tabla 2: Recorte de la tabla 3.1 del DB-SE AE, para valores característicos de las sobrecargas de uso.

Categoría de uso		**Subcategoría de uso**		**Carga uniforme (kN/m^2)**	**Carga concentrada (kN)**
F	Cubiertas transitables accesibles sólo privadamente(1)			1	2
G	Cubiertas accesibles únicamente para conservación(2)	**G1**(2)	Cubiertas con inclinación inferior a 20º	1(3)(4)	2
			Cubiertas ligeras sobre correas (sin forjado)	**0,4**(3)	**1**
		G2	Cubiertas con inclinación superior a 40º	0	2

(1) En cubiertas transitables de uso público, el valor es el correspondiente al uso de la zona desde la cual se accede.
(2) Esta sobrecarga de uso no se considera concomitante con el resto de las acciones variables.
(3) El valor indicado se refiere a la proyección horizontal de la superficie de la cubierta.
(4) Se puede adoptar un área tributaria inferior a la total de la cubierta, no menor que 10 m^2 y situada en la parte más desfavorable de la misma, siempre que la solución adoptada figure en el plan de mantenimiento del edificio.

En este caso la cubierta de proyecto se asemeja a la categoría "G" subcategoría "G1" cubiertas ligeras sobre correas.



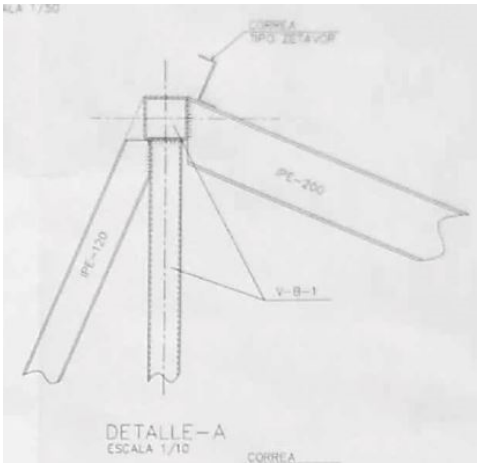


Figura 9: Arriba; detalle de la estructura cubierta según proyecto. Abajo: Detalle de uniones y correas de perfil conformado tipo Z de la cubierta. *Fuente: Unidad Técnica de Arquitectura de la Universidad de Valladolid (UVa)*.

Tal y como se puede observar la cubierta tiene cuatro correas tipo Z y dos dinteles IPE-200 e IPE-120 respectivamente, el perfil IPE-200 así como, las dos primeras correas desde el vértice superior del diente serán la base donde se asienten tanto la futura estructura soporte coplanar como los paneles fotovoltaicos que en ella se instalen.

Tabla 3: Materiales y pesos de los elementos que se van a instalar en la cubierta.

Componente/Material	Peso unitario	Cantidad	Subtotal peso
Módulo FV: PS-275P	19,50 kg	270 Unidades	5.265 kg
Perfil aluminio	0,625 kg/m lineal	386 metros de aluminio	242 kg
Tornillería de fijación y amarres	0,013 kg	572 metros de aluminio	8 kg
Cableado y demás equipos eléctricos	0,190 kg	1.579 metros de cable y parte proporcionales	301 kg
TOTAL			**5.816 kg**
Superficie sobre la que se distribuyen los pesos (m^2)			809,20(1)
Peso por unidad de superficie (kg/m^2)			7,19

(1) Se ha tomado como superficie los dientes de sierra típicos más largos del edificio Aulario (47,09 y 25,55 m respectivamente), teniendo en cuenta que en el diente caben 28 uds en el más largo y 15 unidades en el segundo, sabiendo que el módulo elegido tiene 1,64 metros de anchura por estar dispuesto en posición horizontal. La longitud se reduce a 45,92 y 24,60 m respectivamente.

Como se puede observar el peso por unidad de área es de **7,19 kg/m²**, está muy por debajo de los 40 kg/m2 de sobrecarga de uso que establece el CTE para cubiertas ligeras sobre correas (DB-SE AE, Tabla 3.1). Con lo que queda justificado que la estructura de la nave no se verá alterada por la instalación.

Usando la equivalencia 1 kN/m^2 = 100 kg/m^2

La carga fotovoltaica global es de 0,0719 ≈ **0,072 kN/m²**.

2.2 Parámetros típicos

Los parámetros típicos que definen una célula solar fotovoltaica son:

- Potencia nominal o máxima ($P_{máx}$ o P_{PMP}):

Es también conocida como potencia pico del panel. Es el valor máximo de potencia que se puede obtener del panel, se obtiene del producto entre la tensión y la corriente de salida del panel. Se produce en condiciones estándares de medición y viene definida por la siguiente fórmula:

$$P_{PMP} = U_{PMP} \cdot I_{PMP}$$

Siendo:

U_{PMP}: La tensión que me proporciona el panel con una irradiancia de 1.000 W/m^2

I_{PMP}: Intensidad del panel en el punto de máxima potencia.

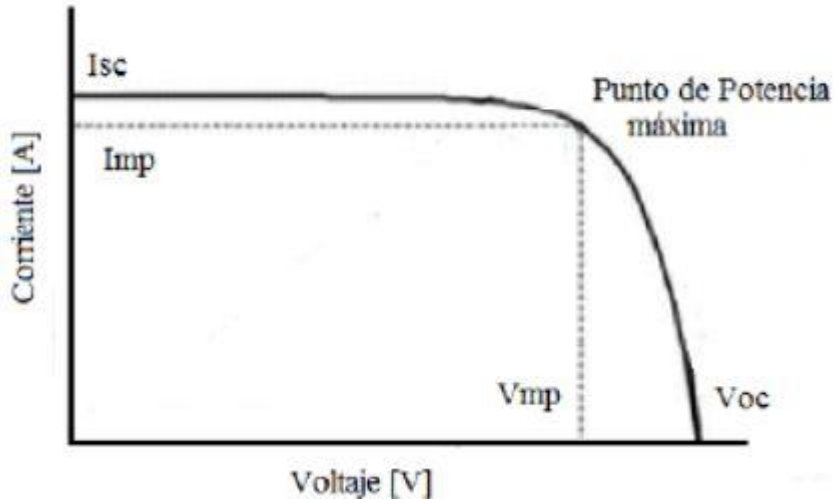


Figura 10: Curva V – I de un módulo fotovoltaico medido en condiciones estándares (25ºC, 1.000 W/m^2).

- Intensidad de cortocircuito, (I_{CC} o I_{SC}):

Es aquella intensidad que se produce a tensión cero, pudiendo ser medida directamente con un multímetro o un amperímetro conectado a la salida de la célula solar. Su valor varía en función de la superficie y de la radiación luminosa a la que la célula es expuesta.

- Tensión en circuito abierto (V_{OC}):

Es el valor máximo de voltaje que se mediría en el panel o módulo si no hubiese paso de corriente entre los bornes del mismo (intensidad de 0 amperios). Su medida se realiza simplemente conectando un multímetro o un voltímetro entre sus bornes.

- Intensidad de corriente máxima (I_M o $I_{MÁX}$):

Es el valor de la corriente en el punto de máxima potencia o potencia pico. También suele representarse como I_{mp}.

- Tensión en el punto de máxima potencia (V_M o $V_{MÁX}$):

Es el valor de la tensión en el punto de máxima potencia o potencia pico, que suele ser el 80% de la de vacío. También se suele representar como V_{mp}.

- Factor de forma (FF):

Se define mediante la siguiente expresión:

$$\mathbf{FF} = \frac{\mathbf{I_p} \cdot \mathbf{V_p}}{\mathbf{I_{CC}} \cdot \mathbf{V_{OC}}}$$

El factor de forma siempre será un valor más pequeño que la unidad, la célula solar será tanto mejor cuanto más se aproxime el valor de factor de forma a dicha cifra.

- Eficiencia de conversión o rendimiento, (%):

Otro parámetro que define la calidad de una célula fotovoltaica es el rendimiento o eficiencia de conversión:

$$\mathbf{Rendimiento} = \frac{\mathbf{W_p}}{\mathbf{W_r}}$$

Donde:

Wp: potencia pico de la célula solar.

Wr: potencia de la radiación incidente sobre la superficie.

2.3 Esquema general de la instalación

A continuación, se expone un esquema que detalla de forma general la instalación a proyectar, así como los componentes que se van a utilizar en el sistema diseñado para el presente proyecto.

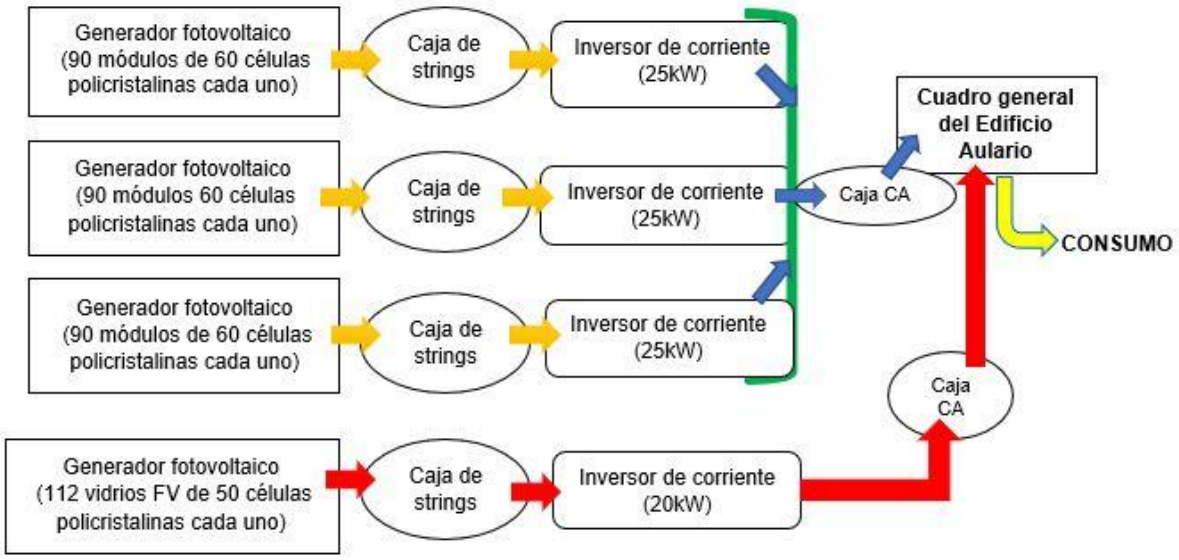


Figura 11: Esquema general de la instalación sin detallar los elementos de protección eléctrica necesarios.

Desde el generador hasta el inversor pasando por las cajas de strings, la corriente es continua (CC). Desde los inversores hasta la caja CA, el cuadro general y después el consumo es corriente alterna (CA). Los inversores están conectados en paralelo.

El esquema de la parte inferior (indicada con color rojo) corresponde a la instalación de vidrio FV, separada y de funcionamiento independiente con respecto a la instalación nueva.

En la instalación con panel solar, se debe instalar dentro de la caja CA, el contador bidireccional Smart Meter conectado a su vez por medio de cable de comunicación con el cuadro eléctrico del Edificio Aulario. (En la instalación de vidrio FV ya se dispone de dicho elemento).

3. ORIENTACIÓN, DISTANCIA Y ESPACIO ENTRE MÓDULOS

3.1 Orientación de los módulos solares

Se trata de comprobar mediante manera gráfica las pérdidas por orientación e inclinación calculadas en el Anejo I "Estudio de la radiación solar".

La orientación del generador fotovoltaico y las posibles sombras que puedan existir sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla siguiente:

Tabla 4: Pérdidas del generador expresadas en porcentaje, debidas a la orientación y sombras según el tipo de instalación dispuesto para el generador.

	Orientación e inclinación (OI)	**Sombras (S)**	**TOTAL (OI + S)**
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Fuente: Compendio de Energía solar fotovoltaica (Adaptado al CTE y al RITE).

Se consideran tres casos; general, superposición de módulos e integración arquitectónica. En todos los casos se han de cumplir tres condiciones:

- Las pérdidas de orientación e inclinación inferior a los límites estipulados
- Las pérdidas por sombreo inferiores a los límites marcados
- Las pérdidas totales deben ser inferiores a los límites predispuestos.

Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de los siguientes datos:

- Ángulo de inclinación (β). (24º)
- Ángulo azimut (α o γ). (-26º)
- Latitud de la zona de proyecto (Φ). (42º)

Teniendo los datos anteriores, se procederá a calcular los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima señaladas en la tabla anterior.

Para ello se recurre a la figura siguiente, teniendo en cuenta que dicha figura es la referencia pero sólo es válida para una latitud (Φ) de 41º, por tanto, habrá que hacer correcciones con respecto a la latitud siempre que no este en una latitud de 41º.

Las ecuaciones para la corrección por latitud son las siguientes:

- Inclinación máxima = Inclinación máxima (figura) – (41º - Latitud)

- Inclinación mínima = Inclinación mínima (figura) – (41º - Latitud) (Siendo 0º el valor mínimo, si el resultado fuese un número negativo estaría fuera de rango y se tomaría 0 como valor mínimo).

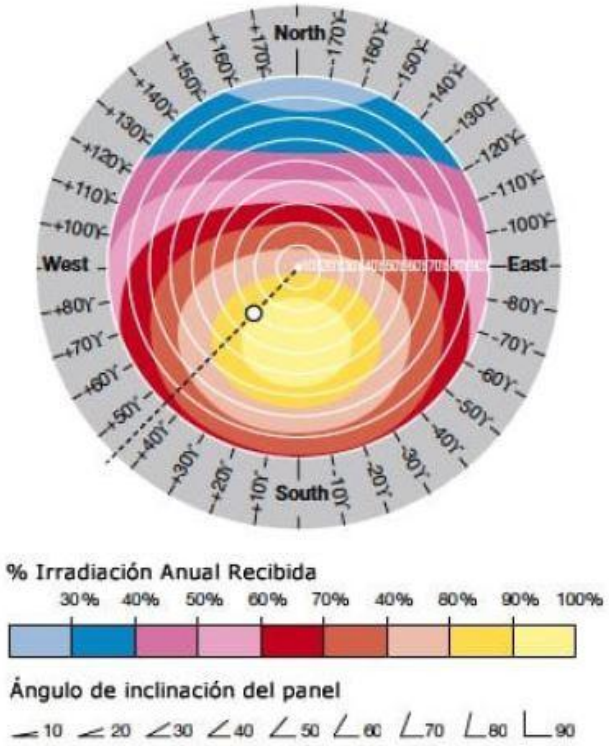


Figura 12: Pérdidas por orientación e inclinación para una latitud de 41º.

En la figura anterior, los anillos concéntricos se refieren a los ángulos de inclinación del panel, si disponemos de ángulos intermedios (24º) en este caso, tomaríamos un punto intermedio aproximadamente entre los anillos de inclinación 20º y 30º.

El azimut (γ) viene representado, en la parte exterior del círculo sabiendo que la posición sur es 0º, oeste +90º y este -90º.

La línea discontinua representada en la figura es un ejemplo de como tenemos que tomar el ángulo de inclinación de manera correcta según el azimut de la zona de proyecto que tengamos.

En el caso del presente proyecto si la cubierta va a ser orientada 26º al este (-26º) y con una inclinación de 24º con respecto a la horizontal, sabiendo que la ciudad de Palencia tiene una latitud de 42º.

Procedemos a llevar a cabo el cálculo apoyándonos en la figura anterior.

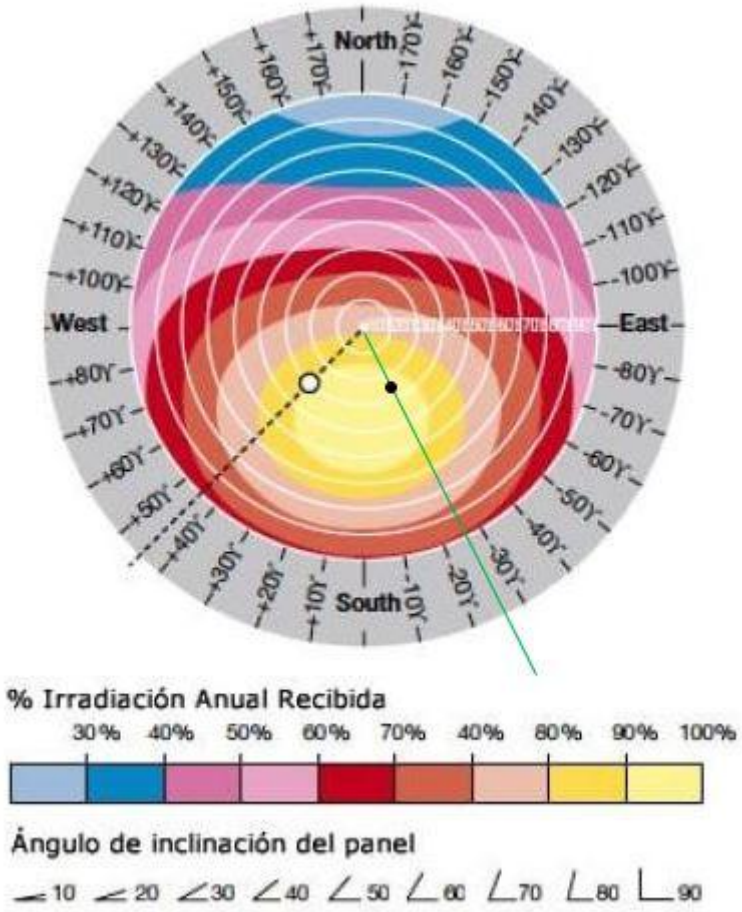


Figura 13: Pérdidas de orientación e inclinación según la condiciones del presente proyecto.

Como se puede observar en la figura anterior, la línea verde representada corresponde con el azimut del proyecto (-26º), el punto negro corresponde con la inclinación del panel (24º) esta situado entre los anillos concéntricos 20º y 30º representados en color blanco.

Todo ello hace que las pérdidas sean alrededor del 10% siendo prudentes (ya que está situado dentro de la zona de irradiancia recibida 90-100%).

Teniendo presente que, según la tabla anterior las pérdidas por orientación e inclinación para módulos con superposición arquitectónica deben de ser del 20% como máximo.

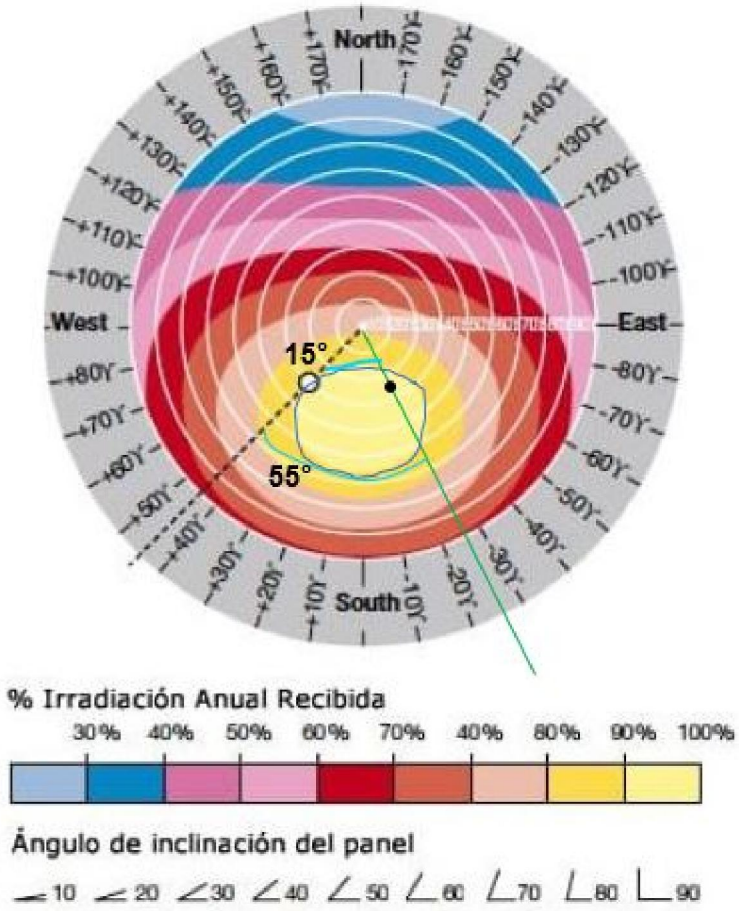


Figura 14: Limites máximo y mínimo de inclinación que debe tener el proyecto según las perdidas por orientación e inclinación.

Si dibujamos el borde exterior (color azul claro, apoyándonos en la línea discontinua de ejemplo), de la zona de influencia de la irradiancia anual (90-100%) marcada en color amarillo-crema, nos proporciona un rango de inclinaciones de:

Inclinación máxima: 55º

Inclinación mínima: 15º

Estos datos hay que corregirlos puesto que la latitud del proyecto es de 42º, haciendo la corrección por latitud nos sale un resultado de:

- **Inclinación máxima** = Inclinación máxima (55º) – (41º - 42º) = **56º**

- **Inclinación mínima** = Inclinación mínima (15º) – (41º - 42º) = **16º**

Por tanto, como la inclinación de los paneles en el proyecto es de 24º estamos dentro del rango calculado (16 – 56º).

Con respecto a la tabla de orientación e inclinación nuestras pérdidas van a ser alrededor de 10% de la irradiación recibida, sabiendo que las pérdidas de orientación e inclinación por superposición arquitectónica son del 20%, cumplimos con creces la condición impuesta, ya que el rango de inclinaciones sería entre 0º y 60º (escogiendo los valores de irradiancia 80 – 90%).

No se realiza en este proyecto perfil de sombreado en el horizonte, ya que, las pérdidas por sombras no se tienen en cuenta debido a que el Aulario se encuentra en un espacio abierto y no dentro de una zona encajonada por edificios más altos que él, por todo ello las pérdidas por sombreado en el horizonte son del 0%.

3.4 Distancia mínima de espaciamiento entre strings

Se tiene que guardar una distancia mínima entre strings, con el fin de evitar el sombreo provocado por los propios paneles.

En este caso dado que la instalación se va a proyectar sobre una cubierta en diente de sierra, la distancia horizontal que debe guardar un string del siguiente no se efectuará entre paneles propiamente dicho sino entre los propios dientes de sierra, que son los que básicamente nos determinarán el espacio libre de sombras que quede en la cubierta indicado para colocar nuestras filas de paneles.

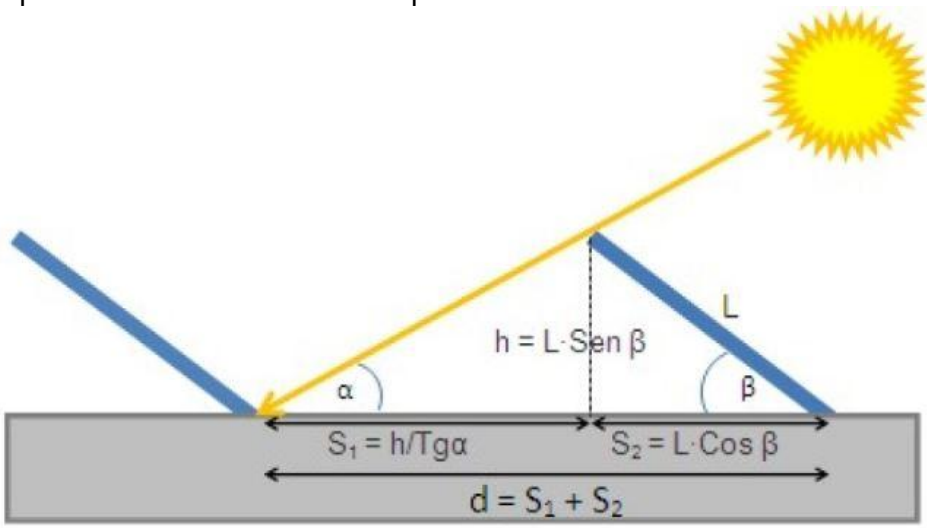


Figura 15: Distancia mínima entre una fila de paneles y la siguiente para evitar el sombreo de los mismos. *Fuente: SOLARPE*.

Los parámetros que determinan la distancia son: **(L)** es la longitud de la arista del panel pero en este caso, corresponderá con la longitud del diente de sierra, **(β)** será la inclinación de la cubierta del diente de sierra que será la misma que la de los paneles y finalmente **(α)** es la correspondiente altura solar calculada en el Anejo I "Estudio de la radiación solar".

Cabe señalar que la altura solar máxima se calculó para el caso más desfavorable, es decir, en el solsticio de invierno (21 de Diciembre) dado que, es el momento del año en el que el sol está más bajo y las sombras proyectadas son más largas.

En cuanto al resto de parámetros:

S2: Corresponde con la sombra por debajo del diente de sierra. ($S2 = L \cdot \cos \beta$)

h: La altura de la arista superior del diente. ($h = L \cdot \text{sen } \beta$)

S1: Es la sombra proyectada por el diente hasta el siguiente diente de sierra. ($S1 = h/Tg\ \alpha$)

Por último se suman las dos partes de la sombra. **(d = S1 + S2)**.

En nuestro caso:

- **L** = 4,44 metros
- **β** = 24º
- **α** = 24,60º

Por tanto:

S2 = 4,06 m ; h = 1,80 m ; S1 = 3,93 m ; **d = 8 metros**

La distancia entre paneles (entre dientes de sierra) para que no haya problemas de sombreo debe de ser de 8 metros, tal y como se ve reflejado en la figura siguiente:

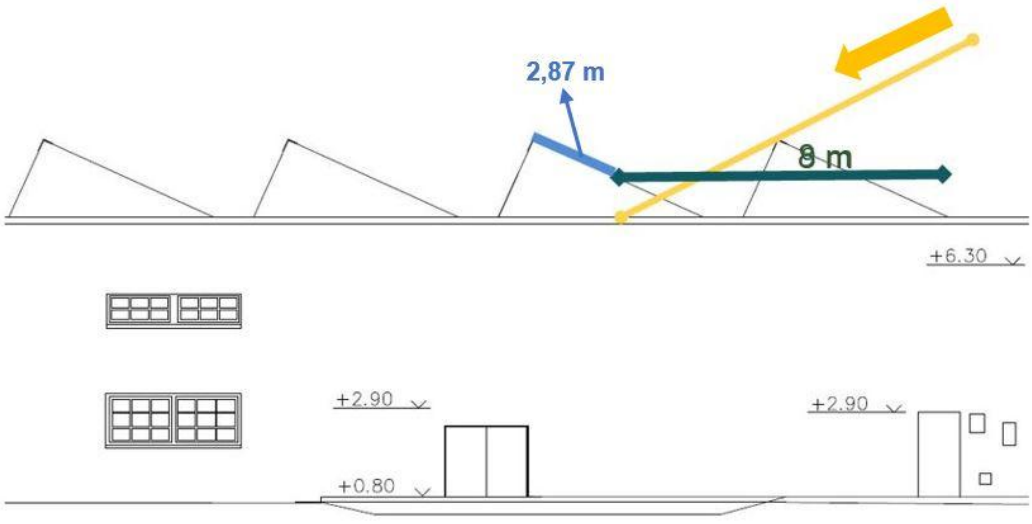


Figura 16: Espacio disponible sin sombras (2,87 m), para poder instalar los paneles FV, se puede apreciar en color amarillo la radiación solar incidente y los 8 metros de separación entre el inicio de un diente de sierra y el final con el diente contiguo.

Sabiendo que tenemos un espacio limitado de 2,87m aproximadamente para poder instalar los módulos fotovoltaicos, tomaremos la decisión de instalar en horizontal en vez de la posición típica vertical con el fin de meter incluso dos filas de paneles por cada diente de sierra, optimizando el espacio disponible en la cubierta.

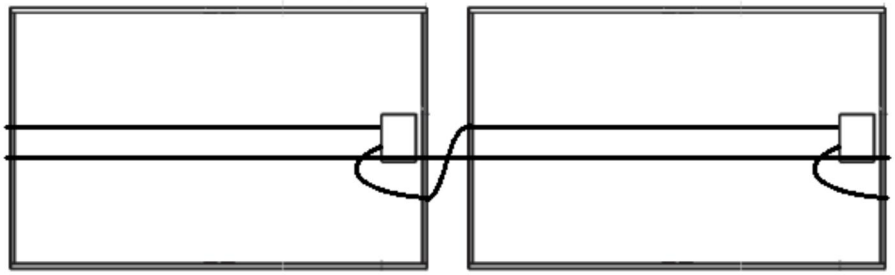


Figura 17: Instalación de paneles fotovoltaicos en serie de modo horizontal, tal y como se propone hacer en este proyecto, en la cubierta.

4. CÁLCULO Y DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN

4.1 Consumo energético (Curvas de consumo)

Para el estudio de las curvas de consumo, nos basamos en las facturas de los años que tenemos datos, por tanto en la evolución del consumo energético de los años que tenemos datos disponibles (2007-2018)

Para la curva del consumo anual, se ha tenido en cuenta los consumo por meses de los últimos años (2014-2018), con ello hemos establecido una media mensual y por ello un consumo medio anual desglosado por meses.

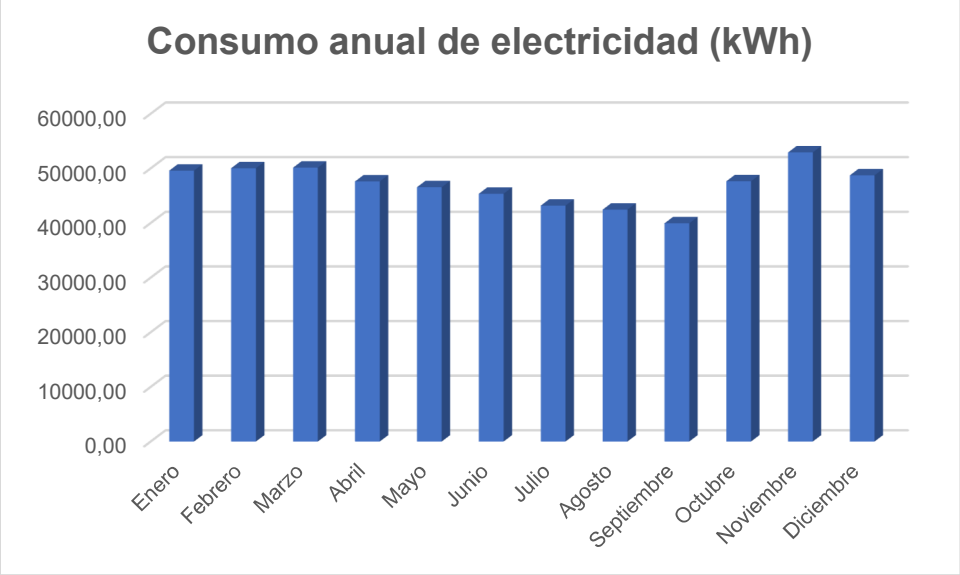


Figura 18: Gráfico del consumo medio anual. Años 2014-2018*

Fuente: Oficina de Calidad Ambiental y Sostenibilidad UVa y elaboración propia.

Teniendo en cuenta el consumo medio anual se puede obtener el consumo medio diario de cada mes tal y como se observa en la siguiente figura:

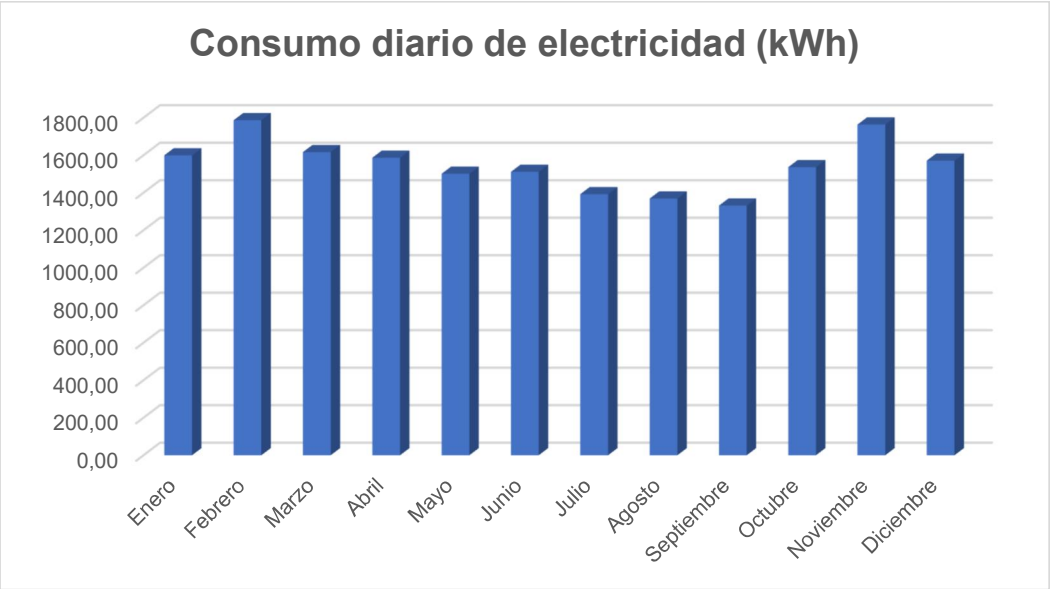


Figura 19: Gráfico del consumo medio diario de electricidad. Años 2014-2018*

Fuente: Oficina de Calidad Ambiental y Sostenibilidad UVa y elaboración propia.

*Para el año 2018 sólo se ha hecho la media desde el mes de Enero hasta el mes de Julio ya que no hay más datos disponibles por el momento.

Teniendo en cuenta que el edificio Aulario consta de una superficie de 12.430,8 m^2, se puede calcular el consumo anual por metro cuadrado.

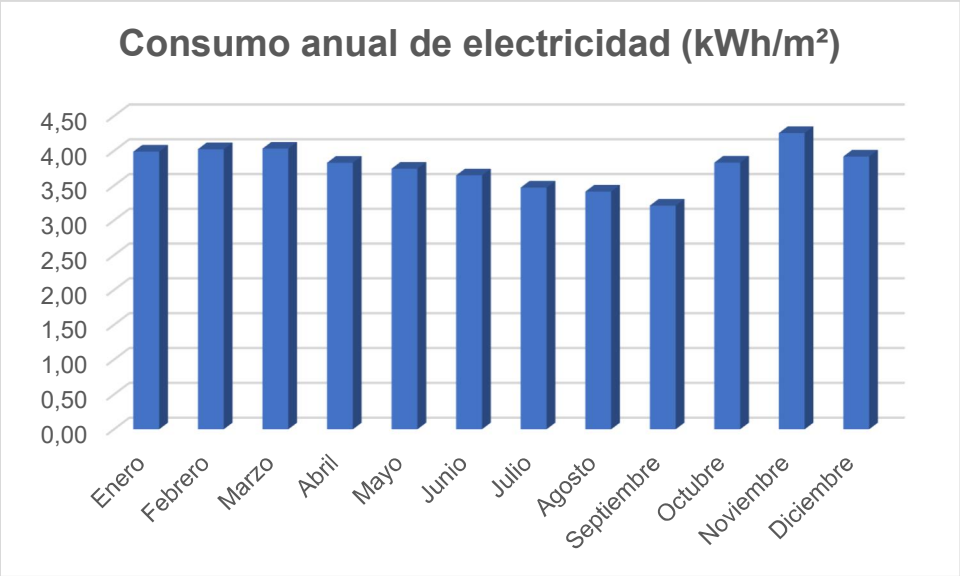


Figura 20: Gráfico del consumo medio anual de electricidad por metro cuadrado. Años 2014-2018.
Fuente: Oficina de Calidad Ambiental y Sostenibilidad UVa y elaboración propia.

Aprovechando que se tienen datos de consumo eléctrico desde el año 2007, se estima oportuno elaborar un gráfico de la evolución de todos estos años. Tal y como se muestra a continuación:

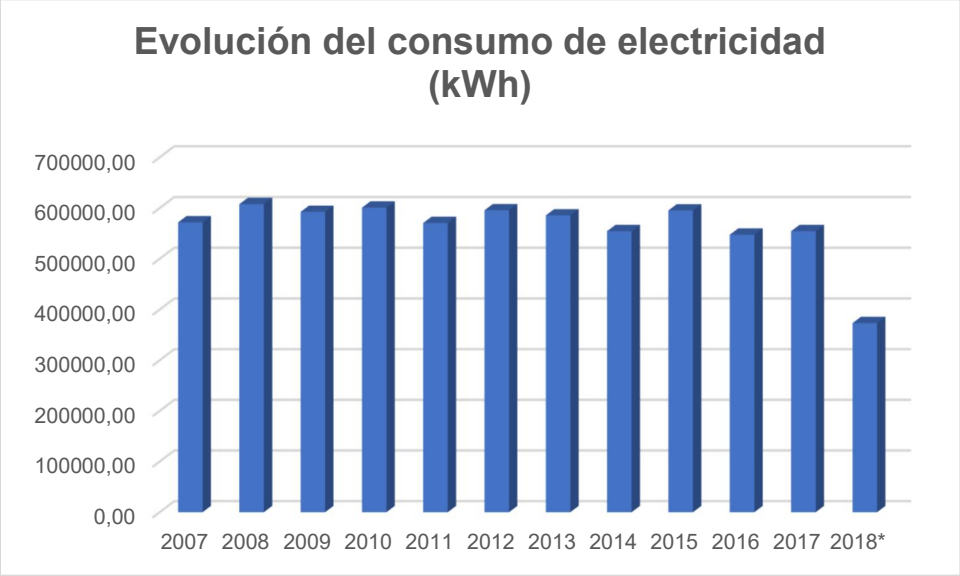


Figura 21: Gráfico sobre la evolución del consumo eléctrico en el Edificio Aulario. Años 2007-2018.
Fuente: Oficina de Calidad Ambiental y Sostenibilidad UVa y elaboración propia.

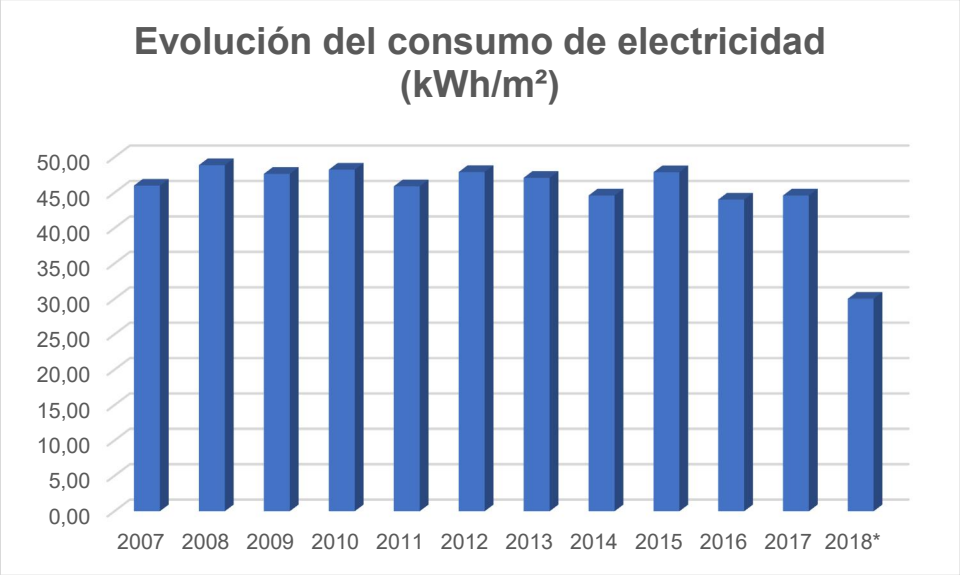


Figura 22: Gráfico de la evolución del consumo eléctrico en el Edificio Aulario. Años 2007-2018.
Fuente: Oficina de Calidad Ambiental y Sostenibilidad UVa y elaboración propia.

***** Para el año 2018 sólo se ha hecho la media desde el mes de Enero hasta el mes de Julio ya que no hay más datos disponibles por el momento. Obsérvese que el consumo en ese año sólo refleja el de los siete primeros meses.

Se puede decir que la media del consumo entre los años 2007-2017 es de 579.709 kWh o si se quiere expresar por superficie la cifra sería 46,63 kWh/m^2.

Para el cálculo de la media no se han tenido en cuenta los datos del año 2018, al considerarlos insuficientes.

4.2 Número de paneles y potencia generada por el generador solar

Para el cálculo del generador fotovoltaico (módulos solares + células solares), se ha de tener en cuenta el número de módulos en serie de cada rama, debiendo cumplir el rango de tensiones de entrada del inversor con el objeto de no dañarlo y así evitar paradas del mismo.

Sabiendo en el Anejo II "Situación actual", que la instalación existente de vidrio y su ampliación de 4 a 8 strings hacen un total del 24,75 kW.

La potencia máxima que podemos instalar para no sobrepasar los 100 kW de autoconsumo que dicta la normativa RD 244/2019, es de 75,25 kW.

Si el panel seleccionado es de 275 Wp, tenemos que la potencia máxima con cadenas de strings equilibradas es de 275 · 270 = 74.250 W = 74,25 kW

Por tanto, el número total de paneles será:

$$\mathbf{Ntotal} = \frac{\mathbf{Potencia\ máx\ generador}}{\mathbf{Potencia\ pico\ panel}} = \frac{\mathbf{74.250\ W}}{\mathbf{275\ W}} = \mathbf{270\ Paneles}$$

Sabiendo el número total de paneles, se va a proceder a calcular la cantidad máxima de módulos por ramal, teniendo en cuenta que, a bajas temperaturas, el valor de la tensión en circuito abierto (Voc), del generador fotovoltaico aumenta. Esta situación puede llegar a ser muy peligrosa en días muy fríos en el invierno, llegándose a producir un fallo de red que provoca una desconexión del inversor, pues a la entrada de este se podría originar una tensión muy elevada que podría sobrepasar el valor máximo que el equipo es capaz de soportar, pudiendo llegar a dañarlo.

Por ello la cantidad máxima se determina usando un criterio conservador que considera que la temperatura de la célula FV pudiese llegar a descender hasta los – 5ºC. En este caso el número máximo de módulos en serie que admite el inversor viene dado por:

$$\mathbf{Nmáx(ms)} = \frac{\mathbf{Voc\ (Inversor)}}{\mathbf{Vmod,oc\ (T^a\ mín)}}$$

(Número máximo de módulos en serie posible)

Para el cálculo del Voc del panel solar a – 5ºC, hay que tomar el dato que nos ofrece el fabricante de pérdida de voltaje en circuito abierto relacionada con la temperatura, este dato es de β= – 0,33%/ºC, se pierde un 33% por cada grado de subida o bajada que este fuera de las condiciones estándar (En STC = 25ºC),con todo ello se recurre a la siguiente fórmula:

$V_{módulo,oc}(Tc = -5ºC) = V_{mod,oc,STC} \cdot (1 - \beta V_{mod,oc}) \cdot (-5ºC - T^a_{STC}) = 37{,}3 \cdot (1 + (-0{,}0033) \cdot (-5 - 25) = 40{,}99\ V \approx$ **41 V.**

Por tanto:

$$\mathbf{Nmáx(ms)} = \frac{\mathbf{1.000\ V}}{\mathbf{41\ V}} = \mathbf{24\ Paneles}$$

Por otro lado, cabe señalar que con las altas temperaturas, los valores tanto de la tensión en circuito abierto (Voc) como de la tensión en el punto de máxima potencia (Vmpp) del generador fotovoltaico disminuyen.

Si la Vmpp cae por debajo del límite inferior del margen de tensión para el cual el inversor busca el punto de máxima potencia (Vinv,pmp), este se considera incapaz de extraer toda la potencia posible del generador e incluso puede llegar a detenerse.

El criterio más difundido a la hora de abordar el cálculo es considerar que la célula pudiese llegar a una temperatura de hasta 70ºC, en cuyo caso y para evitar que se

produzca la situación descrita anteriormente, se ha de garantizar un número mínimo de paneles en serie, calculado mediante la siguiente expresión:

$$\mathbf{Nmín(ms)} = \frac{\mathbf{Vinv,pmp\ (Inversor)}}{\mathbf{Vmod,pmp\ (T^a\ máx)}}$$

(Número mínimo de módulos en serie posible)

Para el cálculo del Voc del panel solar a 70ºC, hay que volver a tomar el dato que nos ofrece el fabricante de pérdida de voltaje en circuito abierto relacionada con la temperatura, este dato es de β= – 0,33%/ºC y compararla con la temperatura en condiciones normales de medida (En STC = 25ºC),con todo ello se recurre a la siguiente fórmula:

Vmódulo,pmp(Tc = 70ºC) = $Vmod,mpp_{STC}$ · (1 – βVmod,oc) · (70ºC – T^a_{STC}) = 31,3 · (1 +(- 0,0033) · (70 – 25) = **26,65 V.**

Por tanto:

$$\mathbf{Nmín(ms)} = \frac{\mathbf{300\ V}}{\mathbf{26,65\ V}} = \mathbf{11\ Paneles}$$

Se debe escoger un número de paneles en serie que este dentro del rango:

24 ≤ Nms ≤ 11

Escogemos como número intermedio más idóneo 18 paneles en serie.
(Nms = 18 módulos).

Para calcular el número de ramas en paralelo o strings (Nmp), utilizamos la siguiente ecuación:

$$\mathbf{Nmp} = \frac{\mathbf{Ntotal}}{\mathbf{Nms}} = \frac{\mathbf{270}}{\mathbf{18}} = \mathbf{15\ strings}$$

Luego el resultado final es de **Nmp = 15 ramas de módulos en paralelo.**

Ntotal = Nms · Nmp = 18 · 15 = **270 módulos**.

Por tanto la potencia total resultante del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida es de:

Pot(GFV) = Ntotal · Pmáx(módulo en Wp) = 270 · 275 = 74.250 W = **74,25 kW**.

Debido a las características técnicas del inversor seleccionado, los 15 strings se repartirán en 5 string por cada inversor solar.

Sabiendo que la instalación existente en los lucernarios más su ampliación en este proyecto, va a estar compuesta por 112 vidrios fotovoltaicos de 221 Wp cada uno (visto en el Anejo II "Situación actual"), que hacen una potencia total de 24,75 kW.

La potencia total fotovoltaica de todo el edificio Aulario es de:

Ptotal(GFV) Aulario = Pot(GFV) Dientes de sierra + Pot(GFV) Lucernarios

= 74,25 + 24,75 = **99 kW ≤ 100 kW (Normativa).**

Por tanto el número global de módulos fotovoltaicos de la instalación del Aulario es:

Ntotal (Aulario) = Npaneles (Dientes de sierra) + Nvidrios FV (Lucernarios)

Ntotal (Aulario) = 270 + 112 = **382 módulos**.

4.3 Cálculo del inversor

Para el cálculo de los inversores, nos basamos en las pérdidas por orientación e inclinación, la potencia del generador debe ser entre 1,1 y 1,2 veces mínimo la potencia de salida del inversor (recomendación fabricante en el caso de sobrepasar la potencia del inversor con el generador FV).

Para ello, se van a utilizar 3 unidades inversoras (25 kW cada una) conectadas en paralelo, en cada una de ella desembocarán 5 strings (15 strings en total).

Pot(GFV) = Nms · Nmp · Pmáx (Potencia pico del panel) = 18 · 5 · 275Wp = 24,75 kW Por cada inversor.

Como norma general se recurre a la siguiente expresión:

$$\frac{Pot(Inversor)}{PotGFV(Por\ inversor)} = \frac{25\ kW}{24{,}75\ kW} = 1{,}01$$

La relación tiene que estar como norma general dentro del siguiente margen:

0,7 y 1,2

Esta relación entra dentro de los márgenes que se aceptan, cuando los inversores deben soportar temperaturas muy altas, debido a que la mayor parte de los caso se instalan en exteriores, es por tanto que se selecciona un inversor con una potencia nominal mayor que la potencia pico del generador fotovoltaico.

Cumple: 0,7 ≤ 1,01 ≤ 1,2

Con el modelo de inversor seleccionado hay que saber si aguantará los niveles de tensión e intensidad máximos admisibles :

Niveles de tensión máximos:

La tensión máxima admisible de paneles es equivalente a la tensión de cortocircuito (V_{oc}) y que la tensión máxima soportable por el equipo inversor según la ficha técnica del fabricantes es de 1.000 V.

Por tanto:

Vmáx = V_{oc} (panel) · N (paneles serie) → 37,3 · 18 = **671,4 V < 1.000 V Cumple**

Además, esta tensión es mayor que la tensión mínima para que el inversor arranque:

671,4 V > 650 V

Niveles de corriente máximos admisibles, en cada inversor:

Imáx = Isc (panel) · N (paneles paralelo o strings) → 9,20 · 5 = **46 A < 71,6 A Cumple**

Así evitamos quemar la unidad inversora e incluso tenemos margen suficiente para ampliar la instalación si se deseara en un futuro.

A continuación, se mostrarán las curvas tanto de rendimiento como de temperatura proporcionadas por el fabricante del inversor seleccionado:

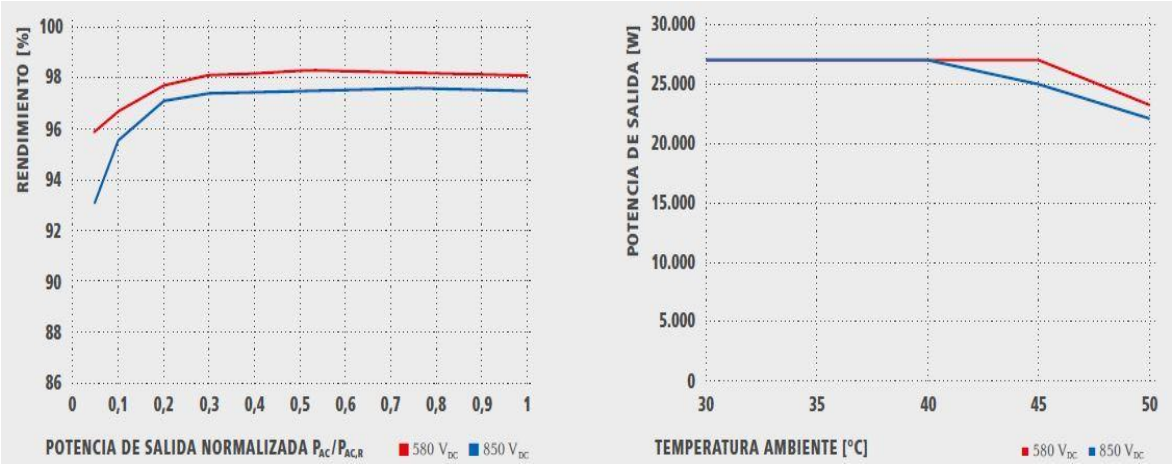


Figura 23: Curvas de rendimiento (a la izquierda) y de temperatura (derecha) del inversor FV modelo Fronius 25.0-3-S.

5. DATOS TÉCNICOS DE LOS COMPONENTES SELECCIONADOS

5.1 Generador fotovoltaico elegido

5.1.1 Módulo fotovoltaico seleccionado

A continuación, se reflejan las características técnicas del panel en la siguiente tabla:

Tabla 5: Características técnicas dadas por el fabricante del panel solar seleccionado.

Módulo solar: PS-275P de 60 células policristalinas	
Dimensiones del módulo solar	1.640 x 990 x 35 mm
Potencia máxima (Pmáx)	275 W
Eficiencia del módulo	16,94%
Voltaje en el punto de máxima potencia (Vmp)	31,3 V
Intensidad de corriente en el punto de máxima potencia (Imp)	8,78 A
Voltaje en circuito abierto (Voc)	37,3 V
Intensidad de corriente en cortocircuito (Isc)	9,20 A
Peso del módulo	19,6 kg/módulo
Cables en la parte posterior, sección estándar y longitud	TUV, 4mm^2, 900 mm
Tipo de célula fotovoltaica	Policristalina 156 x 156 mm
Caja de conexión en la parte posterior	IP67, TUV
Voltaje máximo del sistema	Vdc 1.000 V
Garantía máxima de producto según potencia	25 años al 80% de potencia

5.1.2 Vidrio fotovoltaico seleccionado

Para la selección del vidrio fotovoltaico se ha tenido en cuenta el proyecto anterior con el fin de ampliar y homogeneizar toda la instalación referente al vidrio.

Tabla 6: Características técnicas dada por el fabricante del vidrio solar fotovoltaico

Vidrio fotovoltaico de 50 células (5x10) monocristalinas	
Dimensiones del vidrio solar	2.000 x 1.000 x 10 mm
Potencia máxima (Pmáx)	221 W
Potencia pico por metro cuadrado de vidrio	110,3 Wp/m^2
Eficiencia del vidrio solar	11,05 %
Voltaje en el punto de máxima potencia (Vmp)	26 V
Intensidad de corriente en el punto de máxima potencia (Imp)	8,39 A
Voltaje en circuito abierto (Voc)	32 V
Intensidad de corriente en cortocircuito (Isc)	8,93 A
Peso específico	40 kg/módulo
Área del vidrio	2 m^2
Configuración	Doble laminado templado (4 + 4 mm)
Encapsulante	1,80 mm (Láminas de EVA)
Cables en la parte posterior, sección estándar y longitud	TUV, 4mm^2, 900 mm
Tipo de célula fotovoltaica y tamaño	Monocristalina 156 x 156 mm
Transmisión luminosa (Transparencia/Opacidad)	22 %
Caja de conexión en la parte posterior	IP65, TUV
Voltaje máximo del sistema	Vdc 1.000 V
Garantía máxima de producto según potencia	25 años al 80% de potencia

Fuente: Proyecto eléctrico de instalación de Energía solar FV para autoconsumo de 12 kWp en el "Campus La Yutera".

5.2 Inversor de autoconsumo seleccionado

Tabla 7a): Características técnicas del inversor fotovoltaico seleccionado. (Datos de entrada).

FRONIUS ECO 25.0-3-S		
DATOS DE ENTRADA (CC)	Máxima corriente de entrada (Imp máx)	44,2 A
	Máxima corriente de corotcircuito por serie FV	71,6 A
	Máxima tensión de entrada	580 V
	Tensión CC mínima de arranque	650 V
	Tensión de entrada nominal	580 V
	Máxima tensión de entrada (Vdc máx)	1.000 V
	Rango de tensión MPP (Vmpp mín – Vmpp máx)	580 – 850 V
	Número de seguidores MPP	1
	Número de entradas CC	6
	Máxima sálida del generador FV (Pdc máx)	37,8 kWp

Tabla 7b): Características técnicas del inversor fotovoltaico seleccionado. (Datos de salida).

FRONIUS ECO 25.0-3-S		
DATOS DE SALIDA (CA)	Potencia nominal CA (Pac,r)	25.000 W
	Máxima potencia de salida	25.000 VA
	Máxima corriente de salida (Iac máx)	36,1 A
	Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3~NPE 380 V / 220 V o 3~NPE 400 V / 230 V (+20 % / - 30 %)
	Frecuencia	50 Hz/60Hz (45-65 Hz)
	Coeficiente de distorsión no lineal	< 2%
	Factor de potencia (cosφ ac,r)	0 – 1 ind./cap.

Tabla 7c): Características técnicas del inversor fotovoltaico seleccionado. (Datos generales).

FRONIUS ECO 25.0-3-S		
DATOS GENERALES	Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	725 x 510 x 225 mm
	Peso	35,7 kg
	Tipo de protección	IP 66
	Clase de protección	1
	Categoría de sobretensión (CC/CA)(1)	1 + 2/3
	Consumo nocturno	< 1 W
	Concepto de inversor	Sin transformador
	Refrigeración	Refrigeración de aire regulada
	Instalación	Interior y exterior
	Margen de temperatura ambiente	Desde -25ºC hasta 60ºC
	Humedad de aire admisible	0 a 100 %
	Máxima altitud	2.000 m
	Máximo rendimiento	98,2 %
	Tecnología de conexión CC	Conexión de 6x CC+ y 6x CC- bornes roscados 2,5 mm² - 16 mm²
	Tecnología de conexión principal	Conexión de 5 polos CA bornes roscados 2.5 - 16 mm²
	Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G59/3, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21

(1)De acuerdo con IEC 62109-1. Disponible rail DIN opcional para tipo 1 + 2 y tipo 2 de protección de sobretensión.

Nota: Se ha decidido por orden del proyectista que ambas instalaciones (vidrio y paneles solares) sean independientes una de la otra, debido a las diferencias técnicas entre las dos, que hacían inviable conectar ambas en paralelo para converger en el cuadro del Edificio Aulario del Campus "La Yutera".

MEMORIA

Anejo V: Simulación con el software PVSyst

Alumno: Alberto del Bosque Gallego
UNIVERSIDAD DE VALLADOLID (CAMPUS DE PALENCIA) – E.T.S. DE INGENIERÍAS AGRARIAS
Titulación de: Máster Universitario en Ingeniería Agronómica

ÍNDICE DEL ANEJO V. SIMULACIÓN CON EL SOFTWARE PVSYST

1. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA 3

2. INFORME DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN CON PVSYST DE LA INSTALACIÓN UBICADA EN EL DIENTE DE SIERRA 4

2.1 Vista 3D del edificio Aulario 10

3. INFORME DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN CON PVSYST DE LA INSTALACIÓN UBICADA EN LOS LUCERNARIOS 12

4. CONSIDERACIONES FINALES 17

1. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA

Para calcular la producción anual media de la instalación, es necesario primero determinar cuál será la radiación solar incidente sobre las placas fotovoltaicas y calcular la cantidad de energía que la superficie expuesta a los rayos solares puede absorber, esto dependerá del ángulo formado por los rayos solares y la superficie.

También se ha de calcular las pérdidas globales de la instalación "PR" (Performance Ratio) que vienen generadas por los cableados CC y AC, desconexiones fortuitas, rendimiento de los módulos, rendimiento de los inversores, etc. (Todos estas pérdidas se pueden mejorar, bien sea escogiendo módulos de mayor calidad, longitudes de cableado lo más pequeñas posibles, inversor MPPT de mayor rendimiento etc.).

Otros parámetros como la temperatura ambiente, no los podemos controlar y tendremos que tenerlos en cuenta a la hora de analizar los resultados puesto que en PVSyst el calentamiento de los paneles generan las mayores pérdidas de energía.

Una vez calculados estos datos se puede finalmente calcular la producción anual esperada utilizando la ecuación propuesta por el I.D.A.E. en su Pliego de Condiciones Técnicas.

$$Ep = \frac{Gdm(\alpha,\beta) \times Pmp \times PR}{Gcem}(Kwh/día)$$

Donde:

Ep: energía inyectada a la red (kWh/día)
Gdm (α,β) : Valor medio anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador (KWh/m^2. Día)
Pmp: Potencia del generador fotovoltaico (kW).
PR: Performance Ratio
Gcem: Constante de irradiación que tiene valor 1 (kW/m^2).

Para ello primero se ha de conocer el valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre la superficie horizontal de nuestra instalación, Gdm en kWh/m^2·día.

Una vez conocidos estos datos se han de restar las perdidas debido a la inclinación y la orientación de los módulos respecto del Sur. (Debido a que nos encontramos en el hemisferio norte).

La instalación fotovoltaica proyectada tiene un Azimut, desviación respecto al Sur, de

26º SE y una inclinación de paneles respecto al plano horizontal de 24º, en el caso del Vidrio FV la inclinación de los mismos es de 30º respecto a la horizontal.

Se procederá a hacer el cálculo y simulación de la instalación FV utilizando la herramienta líder en el mercado FV; el software PVSyst, con el podemos analizar en el informe de resultados de salida el performance ratio, ya que es el parámetro por el cual una instalación puede producir más o menos según las condiciones en las que esté. (Se podría decir que el PR es el rendimiento global de toda la instalación FV si no fuera porque en su cálculo no se incluya el factor temperatura).

Parámetros de importancia que determinan el performance ratio (PR):

Yr: G(Irrandiancia)(alfa,beta) (azimut/inclin)[kwh/m2] /G* [kw/m2] = [h] Reference yield radiación solar

Yf: kwh/kwp [h] Producción solar electricidad Final yield (Es el mejor parámetro)

Tc: Ta + TONC-20 /800 · g (Tª del panel distinta de 25ºC con una irradiancia de 800 W/m^2).

Por tanto, el performance ratio es:

PR= Yf/Yr Rendimiento (No analiza las perdidas por temperaturas)

2. INFORME DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN CON PVSYST DE LA INSTALACIÓN UBICADA EN EL DIENTE DE SIERRA

A continuación, se mostrará el informe de salida generador con PVSyst versión V.6.6.2 de la instalación fotovoltaica referente a los paneles solares.

Datos: Número de módulos: 270 paneles, Ptotal: 74,25 kWp. Inclinación= 24º, Ángulo azimut con respecto al sur 26º Sureste (-26º). Tecnología: Si – Policristalino.

PVSYST V6.62		19/09/19	Página 1/4

AULARIO PANELES FV

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : Aulario Campus La Yutera

Lugar geográfico	Palencia		País	España
Ubicación	Latitud	41.98° N	Longitud	-4.50° W
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	735 m
	Albedo	0.20		
Datos climatológicos:	Palencia	PVGIS CM SAF, satélite 1998-2011 - Synthetic		

Variante de simulación : versulon 1 fijo sin sombras

Fecha de simulación 19/09/19 14h38

Parámetros de la simulación

Orientación Plano Receptor	Inclinación	24°	Acimut	26°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas	Sin sombreado			

Características generadores FV (3 Tipo de generador definido)

Módulo FV	Si-poly	Modelo	PS276P-24/T	
Original PVsyst database		Fabricante	Phono Solar	
Sub-generador "Sub-generador #1"				
Número de módulos FV		En serie	18 módulos	En paralelo 5 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	90	Pnom unitaria 276 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	**24.76 kWp**	En cond. funciona. 22.23 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	574 V	I mpp 39 A
Sub-generador "Sub-generador #2"				
Número de módulos FV		En serie	18 módulos	En paralelo 5 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	90	Pnom unitaria 276 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	**24.76 kWp**	En cond. funciona. 22.23 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	574 V	I mpp 39 A
Sub-generador "Sub-generador #3"				
Número de módulos FV		En serie	18 módulos	En paralelo 5 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	90	Pnom unitaria 276 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	**24.76 kWp**	En cond. funciona. 22.23 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	574 V	I mpp 39 A
Total	Potencia global generadores	Nominal (STC)	**74 kWp**	Total 270 módulos
		Superficie módulos	**624 m²**	Superf. célula 473 m²

Inversor		Modelo	ECO 25.0-3-S	
Original PVsyst database		Fabricante	Fronius International	
Características		Tensión Funciona.	580-850 V	Pnom unitaria 25.0 kWac
Sub-generador "Sub-generador #1"	N° de inversores	1 unidades	Potencia total	25 kWac
Sub-generador "Sub-generador #2"	N° de inversores	1 unidades	Potencia total	25 kWac
Sub-generador "Sub-generador #3"	N° de inversores	1 unidades	Potencia total	25 kWac
Total	N° de inversores	3	Potencia total	75 kWac

Factores de pérdida Generador FV

Pérdidas por polvo y suciedad del generador			Fracción de Pérdidas	1.0 %
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s

PVsyst Licensed to Universidad de Valladolid - Dpto. Ing. Mecánica (Spain) Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

PVSYST V6.62		19/09/19	Pagina 2/4

AULARIO PANELES FV

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación (continuación)

Pérdida Óhmica en el Cableado	Generador#1	249 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
	Generador#2	249 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
	Generador#3	249 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
	Global		Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
LID - "Light Induced Degradation"			Fracción de Pérdidas	1.3 %
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	1.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05

Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)

PVsyst

PVSYST V6.62		19/09/19	Página 3/4

AULARIO PANELES FV

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

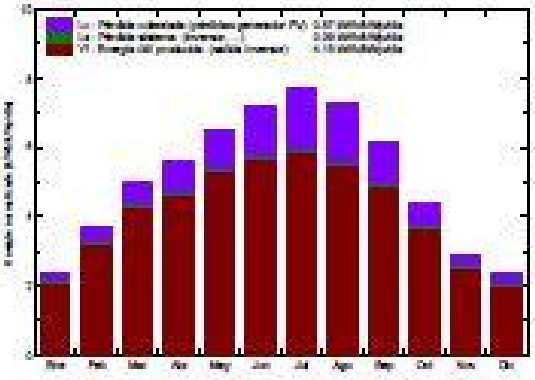
Proyecto : **Aulario Campus La Yutera**

Variante de simulación : **versuion 1 fijo sin sombras**

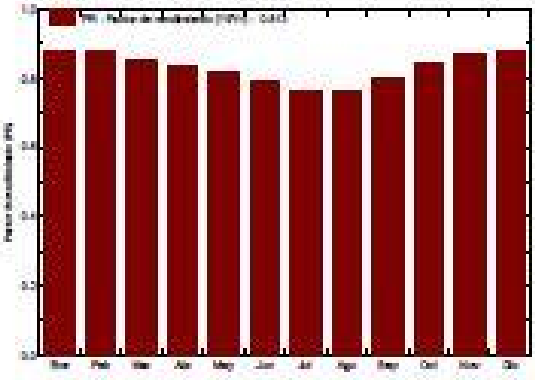
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	**Conectado a la red**		
Orientación Campos FV	Inclinación	24°	acimut	26°
Módulos FV	Modelo	PS275P-24/T	Pnom	275 Wp
Generador FV	N° de módulos	270	Pnom total	**74.3 kWp**
Inversor	Modelo	ECO 25.0-3-S	Pnom	25.00 kW ac
Banco de Inversores	N° de unidades	3.0	Pnom total	**76.0 kW ac**
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Resultados principales de la simulación				
Producción del Sistema	**Energía producida**	**112589 kWh/año**	Produc. específico	1516 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	81.35 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 74.3 kWp



Factor de rendimiento (PR)



versuion 1 fijo sin sombras

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR
Enero	52.1	28.60	4.20	73.8	70.4	4936	4821	0.880
Febrero	78.4	35.30	4.30	103.5	99.4	6880	6733	0.876
Marzo	132.7	57.10	7.60	156.2	150.1	10036	9831	0.848
Abril	154.8	65.00	10.90	168.1	161.5	10592	10376	0.831
Mayo	197.2	74.90	14.10	202.4	194.6	12501	12252	0.815
Junio	221.1	68.50	18.50	215.4	207.1	12889	12636	0.790
Julio	240.3	55.30	21.90	240.0	231.5	13819	13553	0.781
Agosto	209.3	52.30	22.00	225.4	217.3	12960	12712	0.780
Septiembre	154.5	48.40	18.50	183.3	176.8	11083	10869	0.796
Octubre	104.5	42.80	13.40	136.0	130.5	8649	8474	0.839
Noviembre	61.8	30.30	8.00	87.7	84.0	5772	5647	0.867
Diciembre	49.3	25.80	4.40	72.1	68.8	4794	4684	0.874
Año	1858.0	582.10	12.36	1864.0	1791.8	114910	112589	0.813

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Factor de rendimiento

PVsyst Classroom License, Universidad de Valladolid - Dpto. Ing. Eléctrica (Spain) Traducción sin garantía, sólo el texto inglés está garantizado.

PVSYST V6.62		19/09/19 16h42

Aulario Paneles fotovoltaicos 74,25 kWp

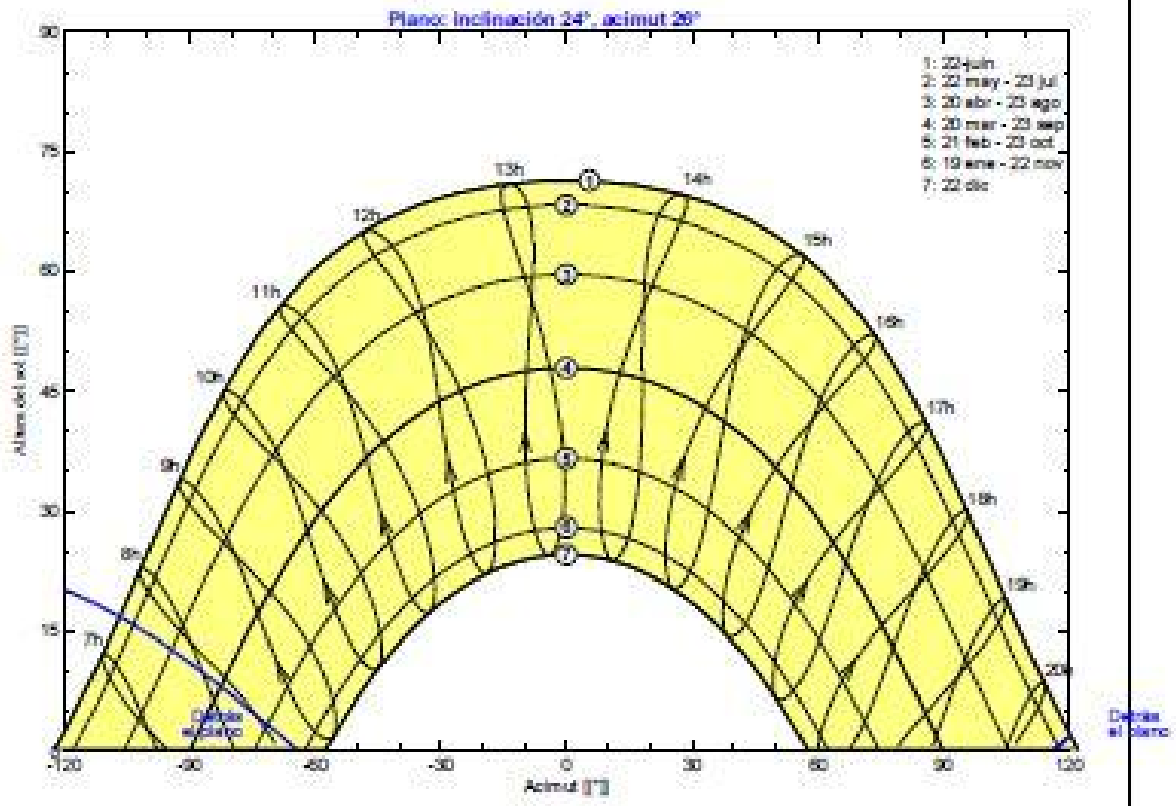
:

Línea del perfil de obstáculos en Palencia

Lugar geográfico	Palencia		País	España
Ubicación	Latitud	41.98° N	Longitud	-4.50° W
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	735 m
Perfil obstáculos	Elevación Media	0.0°	Factor Difuso	1.00
	Factor Albedo	100 %	Fracción Albedo	1.00

Altura [°]	0.0	0.0	0.0	0.0
Acimut [°]	-120	-40	40	120

Línea del perfil de obstáculos en Palencia



PVSYST V6.62		19/09/19	Página 4/4

AULARIO PANELES FV

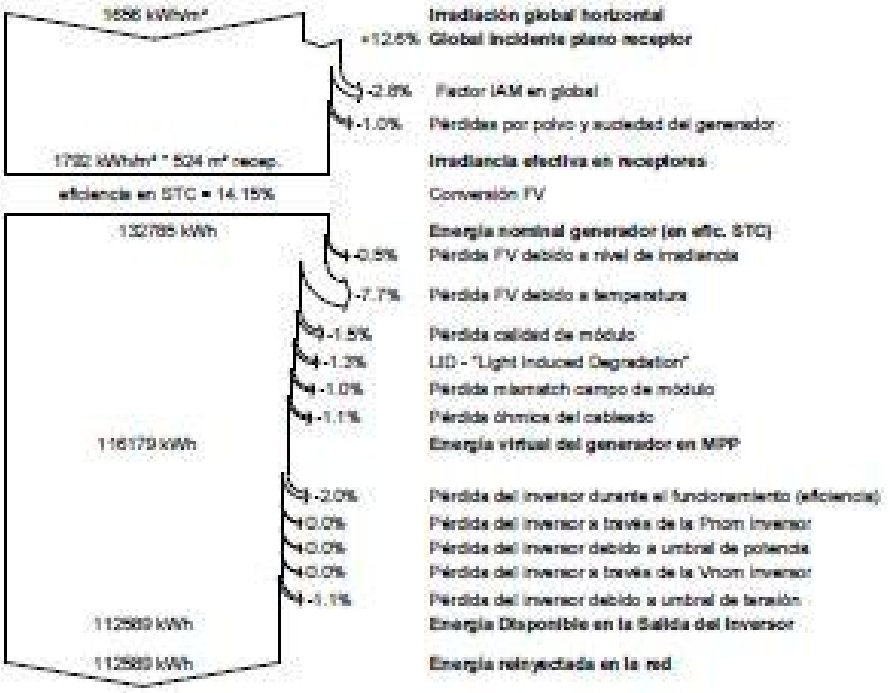
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : **Aulario Campus La Yutera**

Variante de simulación : **versulon 1 fijo sin sombras**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	**Conectado a la red**		
Orientación Campos FV	Inclinación	24°	acimut	26°
Módulos FV	Modelo	PS275P-24/T	Pnom	275 Wp
Generador FV	N° de módulos	270	Pnom total	**74.3 kWp**
Inversor	Modelo	ECO 25.0-3-S	Pnom	25.00 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	3.0	Pnom total	**76.0 kW ac**
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



PVsyst Classroom License, Universidad de Valladolid - Dpto. Ing. Electrica (Spain) Traducción sin garantía, Sólo el texto inglés está garantizado.

El total de producción energética anual (kWh/año), de la instalación referente a los paneles FV, una vez descontadas las pérdidas del sistema es de:

Eanual: 112.589 kWh/año

2.1 Vista 3D del edificio Aulario

En este caso debido a la distancia entre paneles, (ya explicada y calculada en el Anejo IV "Predimensionado del sistema FV"), no va a ver ninguna posible sombra o alteración por tanto, la simulación de la producción se llevará a cabo sin sombras.

Vistas 3D del edificio Aulario para la simulación de los paneles y sombras:

Para poder dibujar el edificio Aulario se puede hacer, o bien directamente con PVSyst (no recomendable debido a la complejidad del edificio), o con un software de dibujo más sencillo e intuitivo como SketchUp y después importar desde PVSyst el formato de dibujo DAE generado en SketchUp para poder leer de forma correcta el archivo.

Gracias a las dimensiones y planos proporcionados por la Unidad Técnica de Arquitectura de la Universidad de Valladolid así como sus directrices para poder realizar la vista 3D del edificio se pudo llevar a cabo la simulación del mismo en PVSyst.

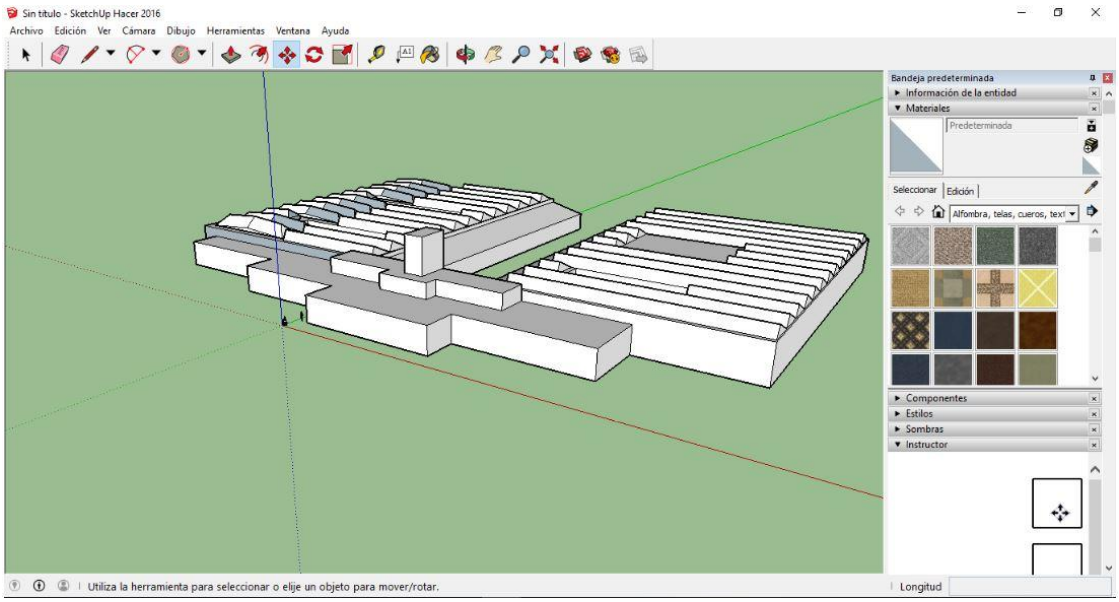


Figura 1: Vista delantera del Edificio Aulario realizada con el software SketchUp.

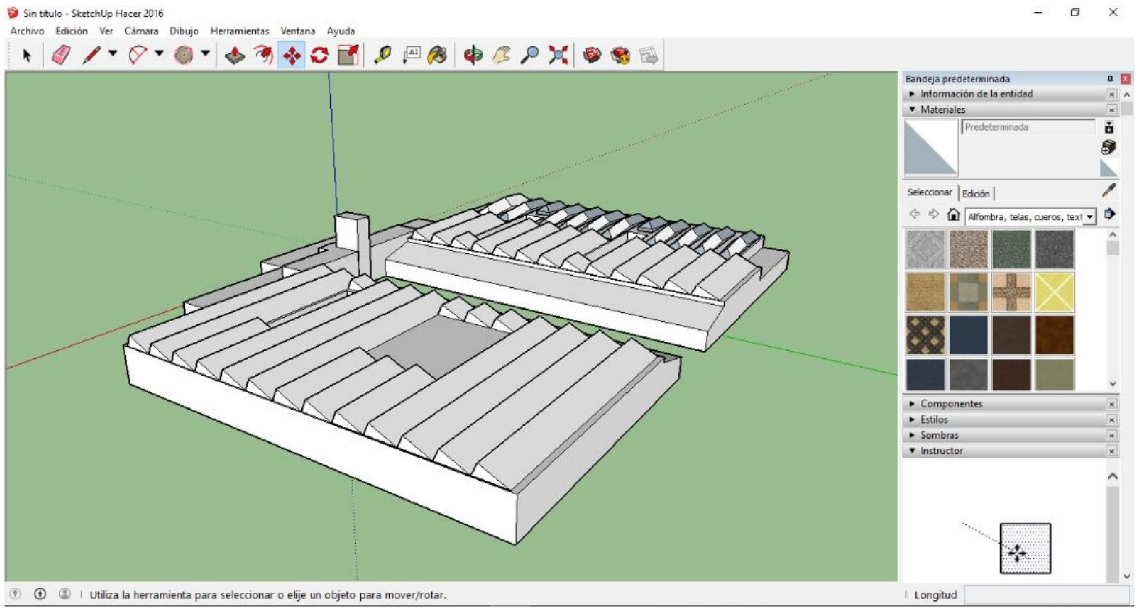


Figura 2: Vista posterior del edificio Aulario generada con SktechUp.

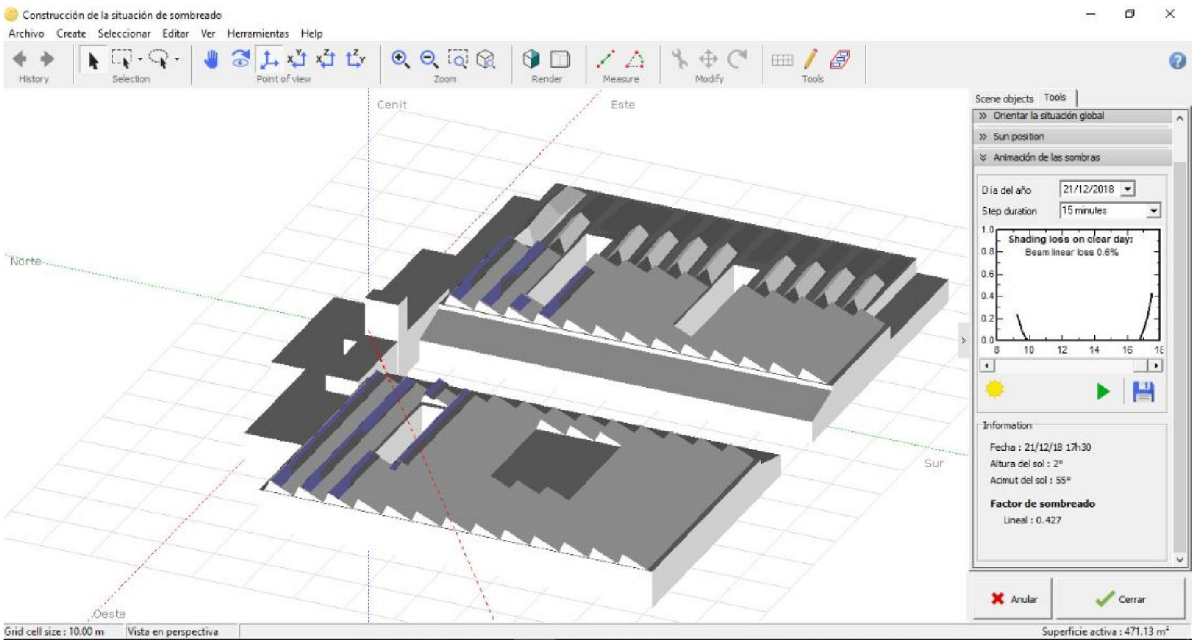


Figura 3: Vista de la simulación de radiación diaria con PVSyst con los paneles instalados en el diente de sierra del edifico Aulario.

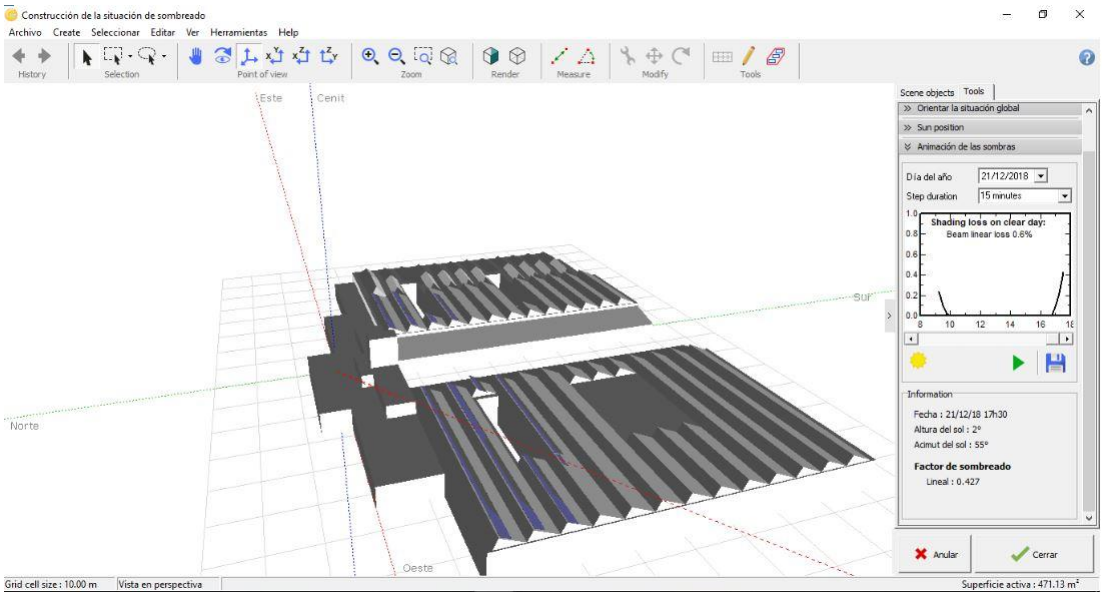


Figura 4: Vista desde otra perspectiva de la misma simulación descrita en la figura anterior.

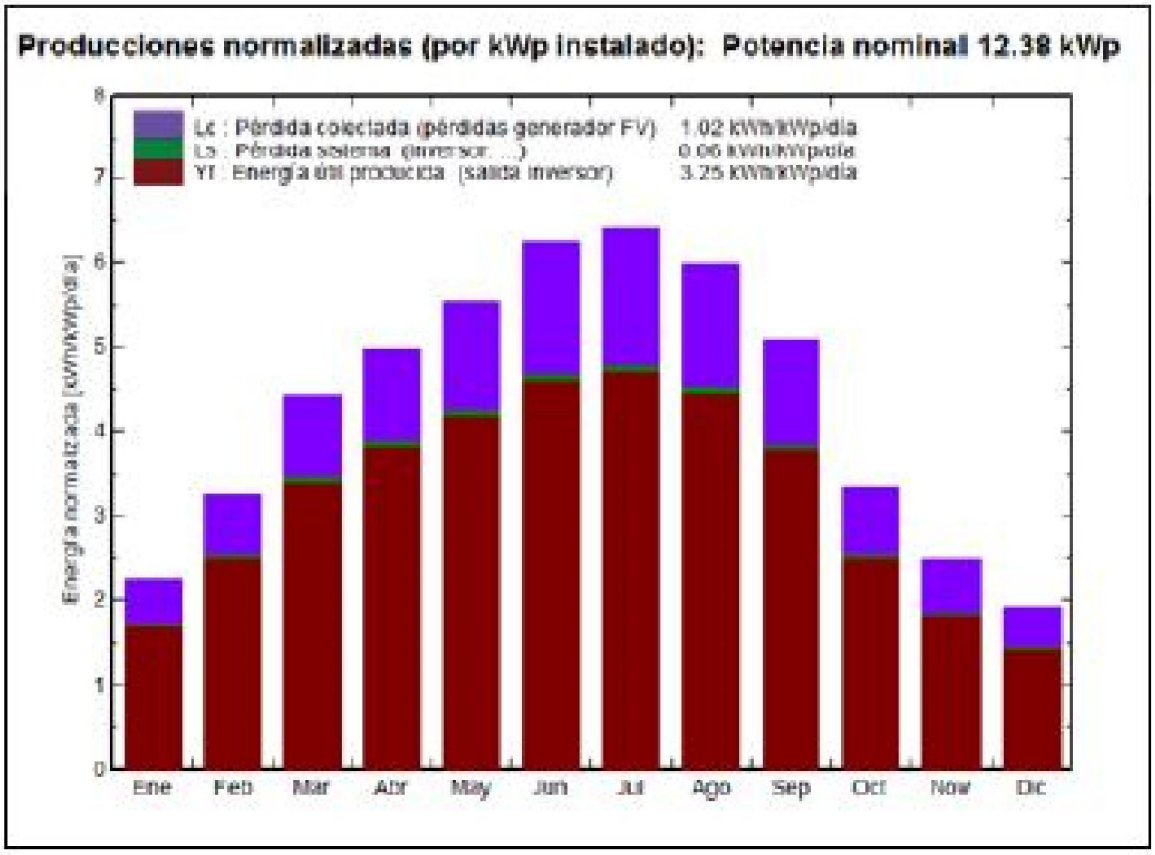
3. INFORME DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN CON PVSYST DE LA INSTALACIÓN UBICADA EN LOS LUCERNARIOS

El informe de resultados generado para la simulación de los vidrios FV en los lucernarios, viene dado por cortesía del anterior proyecto de instalación ya realizado y por tanto la versión del software PVSyst con el que se hicieron o llevaron a cabo los cálculos es la V.5.5.4.

Datos: Número de módulos: 56 vidrios, Ptotal: 12,38 kWp. Inclinación= 30º, Ángulo azimut con respecto al sur 26º Sureste (-26º). Tecnología: Si – Monocristalino.

Cálculo de la producción de energía:

Los cálculos de producción de energía se llevan a cabo con el programa PVSyst. A continuación se presentan las tablas principales de producción de energía así como el informe final generado de toda la instalación.



Simulacion 1

Balances y resultados principales

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
Enero	52.1	3.20	69.7	64.3	0.668	0.651	8.56	8.34
Febrero	73.9	4.40	91.5	84.9	0.882	0.865	8.61	8.44
Marzo	120.0	7.60	137.1	129.2	1.332	1.309	8.67	8.52
Abril	144.0	9.60	149.2	141.0	1.446	1.420	8.66	8.50
Mayo	176.1	13.80	171.7	162.5	1.634	1.605	8.50	8.34
Junio	199.8	18.10	187.2	177.0	1.741	1.710	8.31	8.16
Julio	209.6	20.40	198.5	188.7	1.840	1.809	8.28	8.14
Agosto	184.4	20.80	185.7	176.5	1.737	1.709	8.35	8.22
Septiembre	137.4	17.50	152.3	144.9	1.434	1.410	8.40	8.27
Octubre	87.1	12.90	103.5	96.5	0.977	0.956	8.43	8.25
Noviembre	56.4	7.50	74.2	68.0	0.693	0.676	8.34	8.13
Diciembre	44.3	4.40	59.6	54.7	0.563	0.547	8.44	8.20
Año	1485.1	11.69	1589.1	1487.4	14.949	14.667	8.45	8.29

Leyendas				
	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente en plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

PVSYST V5.54		15/01/19	Página 1/3

Lucernario FV en Edificio A - Campus "La Yutera"
Simulación de energía generada - Onyx Solar Energy S.L.

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : **Lucernario FV "La Yutera"**

Lugar geográfico	**Palencia**			**País**	**España**
Ubicación		Latitud	42.0°N	Longitud	4.5°W
Hora definido como		Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	749 m
		Albedo	0.20		

Datos climatológicos : Palencia. Síntesis datos por hora

Variante de simulación : **Simulacion 1**

Fecha de simulación 15/01/19 12h09

Parámetros de la simulación

Orientación Plano Receptor		Inclinación	30°	Acimut	45°
7Ramas		Espacio	3.00 m	Ancho receptor	1.20 m
Banda inactiva		Arriba	0.00 m	Abajo	0.20 m
Ángulo límite de sombreado		Gamma	17.01 °	Factor de ocupación	40.0 %

Perfil obstáculos Sin perfil de obstáculos

Sombras cercanas Sin sombreado

Características generador FV

Módulo FV	Si-mono	Modelo	**La Yutera GL.01**		
		Fabricante	Onyx Solar Energy S.L.		
Número de módulos FV		En serie	14 módulos	En paralelo	4 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	56	Pnom unitaria	221 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	**12.38 kWp**	En cond. funciona.	11.17 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	334 V	I mpp	33 A
Superficie total		Superficie módulos	**112 m²**	Superficie célula	0.1 m²
Inversor		Modelo	**Sunny Tripower 20000 TLHE**		
		Fabricante	SMA		
Características		Tensión Funciona.	200-800 V	Pnom unitaria	20.0 kW AC

Factores de pérdida Generador FV

Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
=> Temp. Opera. Nom. Cél. (G=800 W/m², Tamb=20° C, Viento=1m/s)			TONC	56 °C
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	166 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	5.0 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	2.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)		Parámetro bo	0.05

Necesidades de los usuarios Carga ilimitada (red)

PVSYST V5.54		15/01/19	Página 2/3

Lucernario FV en Edificio A - Campus "La Yutera"
Simulación de energia generada - Onyx Solar Energy S.L.

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : **Lucernario FV "La Yutera"**

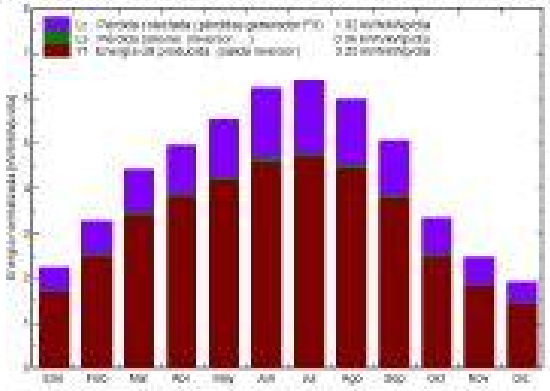
Variante de simulación : Simulacion 1

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	**Conectado a la red**			
Orientación Campos FV	Disposición en ramas, inclinación	30°	acimut	45°	
Módulos FV	Modelo	La Yutera GL.01	Pnom	221 Wp	
Generador FV	N° de módulos	56	Pnom total	**12.38 kWp**	
Inversor	Modelo	Sunny Tripower 20000 TL-30	Pnom	20.00 kW ac	
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)				

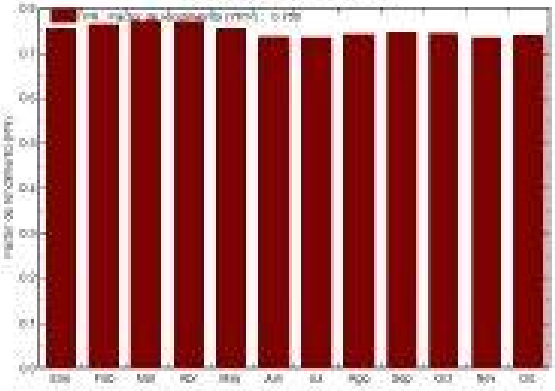
Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	**Energía producida**	**14.67 MWh/año**	Produc. especifico	1185 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	75.0 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 12.38 kWp



Factor de rendimiento (PR)



Simulacion 1

Balances y resultados principales

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArr	EffSys
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
Enero	62.1	3.29	89.7	84.3	0.948	0.921	8.48	8.24
Febrero	71.6	4.40	91.5	84.6	0.952	0.925	8.51	8.27
Marzo	120.0	7.58	157.1	149.3	1.662	1.609	8.47	8.20
Abril	143.0	9.69	169.2	161.6	1.785	1.730	8.46	8.20
Mayo	176.1	13.88	171.7	162.6	1.784	1.728	8.39	8.14
Junio	199.8	18.19	187.2	177.4	1.941	1.880	8.31	8.05
Julio	209.6	20.40	199.3	189.1	2.060	1.995	8.28	8.02
Agosto	164.4	20.60	169.7	161.4	1.757	1.702	8.26	8.00
Septiembre	107.4	17.68	122.5	116.8	1.274	1.233	8.46	8.19
Octubre	67.1	12.99	101.5	96.5	1.047	1.013	8.43	8.16
Noviembre	56.4	7.09	74.0	69.8	0.759	0.734	8.34	8.07
Diciembre	54.5	4.08	80.4	74.9	0.815	0.787	8.44	8.16
Año	1,486.1	11.68	1,666.1	1,567.4	16.806	16.267	8.40	8.13

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal — EArray Energía efectiva en la salida del generador
T Amb Temperatura Ambiente — E_Grid Energía inyectada en la red
GlobInc Global incidente en plano receptor — EffArr Eficiencia Eout campo/superficie bruta
GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados — EffSys Eficiencia Eout sistema/superficie bruta

PVSYST V5.54		15/01/19	Página 3/3

Lucernario FV en Edificio A - Campus "La Yutera"
Simulación de energía generada - Onyx Solar Energy S.L.

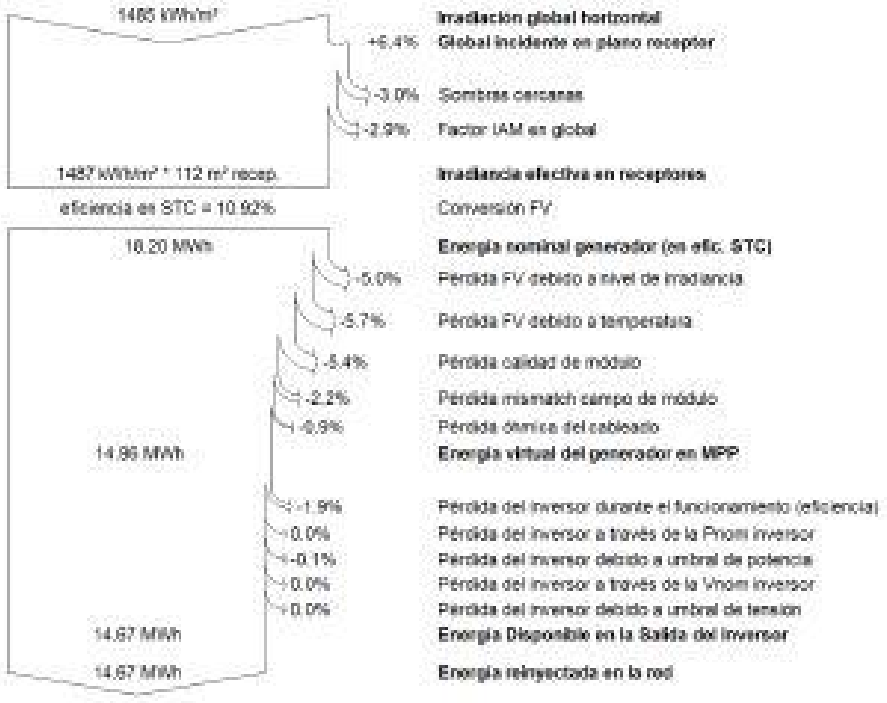
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : **Lucernario FV "La Yutera"**

Variante de simulación : Simulacion 1

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	**Conectado a la red**			
Orientación Campos FV	Disposición en ramas, inclinación	30°		acimut	45°
Módulos FV	Modelo	La Yutera GL.01		Pnom	221 Wp
Generador FV	N° de módulos	56		Pnom total	**12.38 kWp**
Inversor	Modelo	Sunny Tripower 20000 TL-HE		Pnom	20.00 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)				

Diagrama de pérdida durante todo el año



Energía generada anualmente con la instalación de vidrio FV: 14.670 kWh/año.

Los cálculos realizados con PVSyst tienen en cuenta los parámetros del proyecto, incluido los datos del vidrio fotovoltaico GL.01 de Onyx y un inversor similar al modelo del proyecto. Los parámetros del programa permiten incorporar la colocación en hileras de vidrio FV en la misma disposición que el proyecto. Por lo tanto el cálculo presentado tiene en cuenta las pérdidas por efecto de sombreados entre unas hileras de vidrio FV y otras. El diseño de configuración de series coincide también con el diseño eléctrico del proyecto.

Los datos de estimación de energía generada muestran un total de energía generada "conectada a red" de 14.667 kWh/año, lo que supone un factor de rendimiento de la instalación de 0,75.

Teniendo en cuenta que en el presente proyecto se va a acometer la ampliación de la instalación ya existente pero sin cambiar parámetros o sin modificar dicha instalación, multiplicaremos este número por dos, debido a que el conjunto tendrá el doble de strings así como el doble vidrios FV, haciendo que después de este proyecto, el lucernario FV del Aulario del Campus de Palencia pase a tener una configuración final de 112 Vidrios FV repartidos en 8 strings, que hacen una potencia pico de 74,25 kWp.

Por tanto la energía total anual con esta premisa será de:

Eanual: 14.670 kWh/año · 2 = **29.340 kWh/año** (energía total anual que nos genera la parte vidrio FV con la ampliación proyectada).

4. CONSIDERACIONES FINALES

Como bien se ha comentado en innumerables ocasiones este proyecto consta de dos partes que si bien en conjunto forma la instalación FV del edifico Aulario y por ende del Campus Universitario de Palencia, se trata de dos instalaciones diferentes debido a sus características distintivas, pero a la hora de tener en cuenta la energía solar generada, debemos tratar este número en conjunto puesto que ambas instalaciones verterán su energía al cuadro general de edificio Aulario (CGA), por ello se disfrutara del flujo más o menos constante dependiendo de la radiación solar que contemos en el día para poder abastecer una parte de los consumos ingentes del propio edificio A (Aulario y enología). Por todo ello la energía final generada por el conjunto es de:

<u>Eanual total:</u> Eanual (Paneles PV) + Eanual (Vidrios FV) [kWh/año]

<u>Eanual total:</u> 112.589 kWh/año + 29.340 kWh/año = **141.929 kWh/año**

MEMORIA

Anejo VI: Cálculos eléctricos

Alumno: Alberto del Bosque Gallego
UNIVERSIDAD DE VALLADOLID (CAMPUS DE PALENCIA) – E.T.S. DE INGENIERÍAS AGRARIAS
Titulación de: Máster Universitario en Ingeniería Agronómica

ÍNDICE DEL ANEJO VI. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

1. CÁLCULO DEL CABLEADO Y CONEXIONADO DE LOS PANELES 4
1.1 Cálculo de cables de la línea de corriente continua (CC) 4
1.1.1 Tramo 1: desde el generador fotovoltaico hasta la caja de agrupamiento de strings 6
1.1.2 Canalización del cableado del tramo 1 10
1.1.3 Tramo 2: desde la caja de agrupamiento de strings hasta el inversor de corriente 11
1.1.4 Canalización del cableado del tramo 2 13
1.2 Cálculo de cables de la línea de corriente alterna (CA) 13
1.2.1 Cálculo de la línea desde el Inversor hasta la Caja CA 13
1.2.2 Canalización del cableado desde los inversores hasta la Caja CA 19
1.2.3 Cálculo de la línea desde la Caja CA hasta el Cuadro General Aulario 20
1.2.4 Canalización de la línea desde la Caja CA hasta el Cuadro General Aulario 25
1.3 Intensidad de cortocircuito admisibles en los conductores 26
1.4 Tabla – resumen con el cálculo de todos los conductores que componen la instalación 27
2. CÁLCULO Y DISPOSICIÓN DE LAS PROTECCIONES NECESARIAS 29
2.1 Cálculo y disposición de las protecciones necesarias en corriente continua (CC) 29
2.1.1 Fusibles y portafusibles 29
2.1.2 Protección contra sobretensiones (Varistores) 32
2.1.3 Interruptor – seccionador de potencia 33
2.2 Cálculo y disposición de las protecciones necesarias en CA 35
2.2.1 Protecciones incluidas en el Inversor de corriente 35
2.2.2 Protecciones incluidas en la caja de corriente alterna (CA) 35
2.2.3 Contador bidireccional (Smart-meter) 40
2.3 Cálculo de la toma de tierra 41
2.3.1 Picas de toma de tierra 41
2.3.2 Conductores de protección 45
3. DATOS TÉCNICOS DE LOS COMPONENTES SELECCIONADOS 46
3.1 Caja de agrupamiento strings (caja de protección CC) 46

3.2 Caja de protección de corriente alterna seleccionada (CA) 48
4. CORRECIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA DEL TRANSFORMADOR.... 49
4.1 Características técnicas del transformador 49
4.2 Cálculo de la potencia reactiva a instalar 51
4.3 Cálculo de la sección del conductor que une la batería 52
4.4 Cálculo de la protección de la batería de condensadores 52
5. CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN DE PARARRAYOS 53
5.1 Necesidad de la disposición de un pararrayos 54
5.2 Características de la instalación según sus sistema de protección 57
5.3 Introducción a la protección contra sobretensiones transitorias 62
6. MANTENIMIENTO Y GARANTÍA 63
6.1 Mantenimiento 63
6.2 Garantía 65

1. CÁLCULO DEL CABLEADO Y CONEXIONADO DE LOS PANELES

Se calcularán por un lado los cables pertenecientes a la línea de corriente continua (CC), la cual se dividirá en dos tramos y después los cables que salen del inversor(es) de corriente hasta la caja de protecciones de corriente alterna, se calcularán en el apartado de corriente alterna ya que el tipo de corriente de esta línea es de tipo alterna trifásica.

1.1 Cálculo de cables de la línea de corriente continua (CC)

En la parte correspondiente a corriente continua, se compone de dos tramos:

Tramo 1: Desde cada string o fila de módulos colocados en serie hasta la caja de agrupamiento de strings

Tramo 2: Desde la caja de strings hasta el inversor de corriente

En ambos casos, la corriente será continua o directa (DC) y se compondrá de dos conductores activos, uno positivo y otro negativo que salen de cada string, más el cable de protección, como se ve en el ejemplo de la figura siguiente:

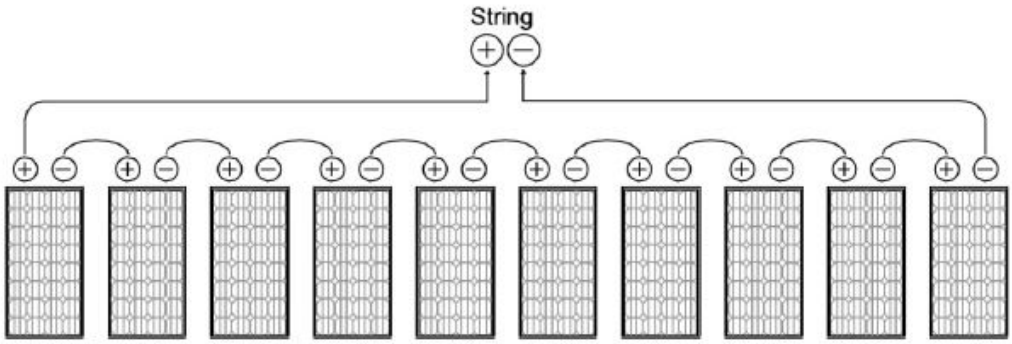


Figura 1: Ejemplo de conexión de un string, (cadena de paneles en serie) compuesto de 10 paneles en serie, de cuya conexión salen dos cables, uno de polo positivo y otro de polo negativo.

Ambos cables, tanto negativo como positivo, son de igual sección y de longitud aproximadamente igual.

En instalaciones generadores de energía fotovoltaica según la guía BT-40 "Instalaciones generadoras de baja tensión" del REBT la caída de tensión máxima permitida en la instalación es de 1,5%, el reglamento está orientado a instalaciones conectadas o interconectadas con la red eléctrica, dividiendo la caída de tensión, siendo ésta del 1% hasta la caja de strings y del 0,5% de la caja de strings hasta el inversor.

Existen dos criterios a seguir:

- Calculo teniendo en cuenta la máxima intensidad admisible del cable:

  Se tiene en cuenta lo indicado en la norma IEC 60.634-7-712 (International Electrotechnical Comission), nos indica que la temperatura de trabajo del cable (en cada string) debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito del módulo en condiciones STC. En la instrucción ITC-BT 40 en su punto 5, nos indica que los cables deben estar dimensionados para una intensidad no inferior a 1,25% de la máxima intensidad del generador FV.

- Cálculo según la máxima caída de tensión permitida en el tramo de cable

  Teniendo en cuenta lo establecido en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red del IDEA, se debe asegurar que la caída de tensión en la parte continua no exceda de 1,5%

Las caídas de tensiones de cada tramo en este apartado vienen recogidas en la siguiente tabla:

Tabla 1: Caídas de tensiones máximas y recomendadas para cada tramo, en la parte con corriente continua de la instalación.

	1er Tramo	**2º Tramo**	Recomendada por la ITC-BT-40
Recomendada	0,5%	1%	1,5%
Máxima	3%		

Para el cálculo de la sección de cable (S) en los distintos tramos donde se circula corriente continua, se empleará la siguiente formula.

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta V \cdot K}$$

Siendo:

S: la sección del conductor del cable en corriente continua, en mm^2

L: la longitud de cable del tramo que se esté considerando, en m

I: la intensidad de corriente que circula por el tramo, en amperios (A)

ΔV: la caída de tensión máxima permitida en el tramo, en voltios (V)

K: la conductividad del material del que está hecho el conductor del cable, en este caso es 56 $m/\Omega \cdot mm^2$, debido a que el material es Cobre (Cu). Seleccionado según la tabla que aparece a continuación:

Tabla 2: Conductividad eléctrica según la temperatura del conductor y dependiendo del material (Cobre o Aluminio).

Conductividad (m/Ω·mm²)			
Material / Temperatura	**20ºC**	**70ºC**	**90ºC**
Cobre (Cu)	**56**	47,6	44
Aluminio (Al)	35	29	27,3

Fuente: "Prescripciones generales, instalaciones interiores o receptoras" ITC-BT-19, del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

1.1.1 Tramo 1: desde el generador fotovoltaico hasta la caja de agrupamiento de strings

En este tramo y el siguiente, con el fin de mantener segura la instalación, además de protegerla frente a contactos indirectos, todos los cables conductores desde los módulos hasta las cajas de strings y de estas hacia los inversores, quedarán instalados bajo tubo y estos fijados por medio de abrazaderas y bridas de fijación, a la intemperie.

Cálculo de la sección de cable del string con mayor longitud de cable (desfavorable):

Calcularemos la peor situación, es decir se calcula de forma detallada la línea donde la caja de strings este más alejada de los propios strings, para después repetir el cálculo y dar el resultado directamente con los otras dos líneas correspondientes.

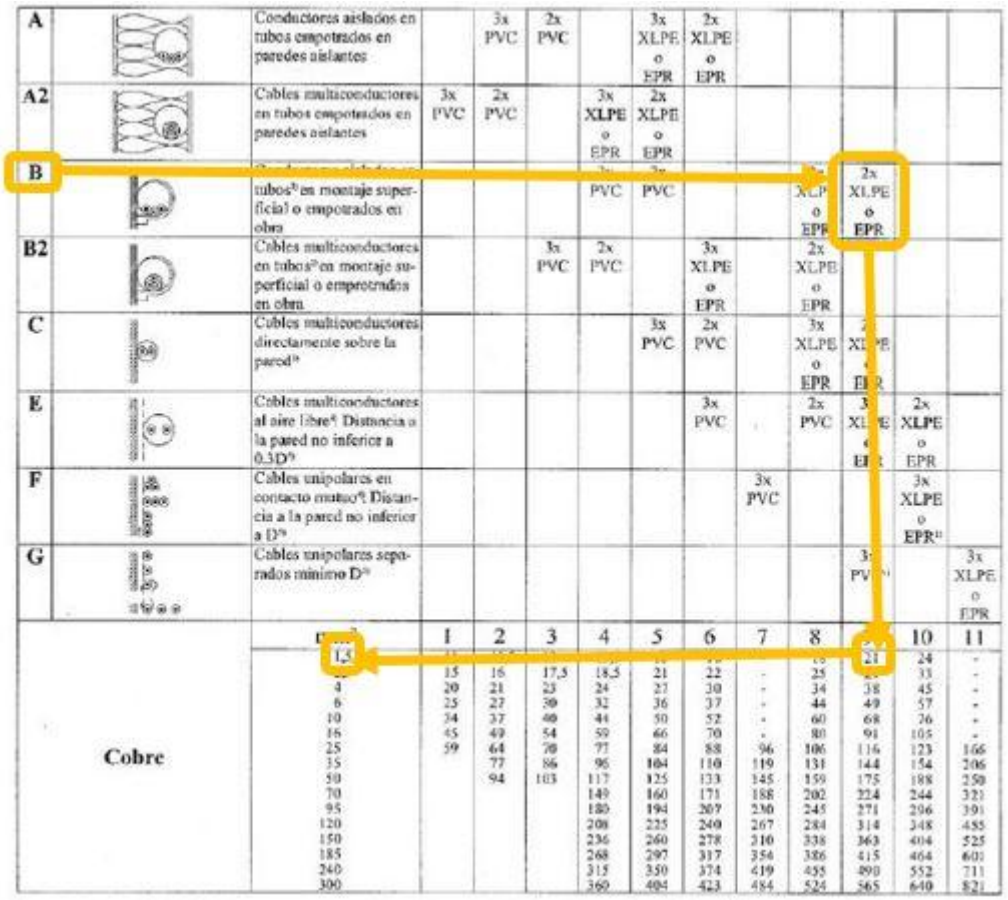
Criterio de intensidad máxima admisible:

Teniendo en cuenta lo establecido en la norma IEC 60.364-7-712, el conductor tiene que ser capaz de soportar:

$$1{,}25 \cdot I_{MOD,SC} = 1{,}25 \cdot 9{,}20\ A = 11{,}5\ A$$

Teniendo en cuenta, la tabla 1 de la ITC-BT-19 para seleccionar el tipo de sección más adecuado según la intensidad máxima admisible y el tipo de instalación a realizar, eligiendo el tipo de instalación de referencia B.

Tabla 3: Tabla 1, del ITC-BT-19, para determinar intensidades admisibles al aire 40ºC. Nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento.



		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cobre	1,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	28	24	-
	2,5	20	21	23	24	27	30	-	34	38	33	-
	4	25	27	30	32	36	37	-	44	49	45	-
	6	34	37	40	44	50	52	-	60	68	57	-
	10	45	49	54	59	66	70	-	80	91	76	-
	16	59	64	70	77	84	88	96	106	116	105	-
	25		77	86	96	104	110	119	131	144	123	166
	35		94	103	117	125	133	145	159	175	154	206
	50				140	160	171	188	202	224	188	250
	70				160	194	207	230	245	271	244	321
	95				180	225	240	267	284	314	296	391
	120				208	260	278	310	338	363	348	455
	150				236	297	317	354	386	415	404	525
	185				268	350	374	419	455	490	464	601
	240				315	405	423	484	524	565	552	711
	300				369						640	821

1) A partir de 25 mm^2 de sección.
2) Incluyendo canales para instalaciones (canaletas) y conductos de sección no circular.
3) O en bandeja no perforada.
4) O en bandeja perforada.
5) D es el diámetro del cable.

Por tanto la sección mínima a utilizar es 1,5 mm^2 ya que con ella se cumple la siguiente condición:

$$I_{máx\ admisible} > I_{protección} > I_{cálculo}$$

$$25\ A > 11,5\ A$$

Criterio de máxima caída de tensión admisible:

Sabiendo que el voltaje a máxima potencia del panel seleccionado es de 31,3 V, como cada cadena de paneles en serie consta de 18 paneles en serie, la tensión resultante será:

$V_{mp} = 31,3 \cdot 18 = 563,4\ V$ (string)

Límite recomendado de caída de tensión: 0,5 %

$\Delta V = 0{,}005 \cdot 563{,}4 = 2{,}82$ V

Con todos estos datos se procede a calcular la sección de los conductores, tanto positivo como negativo, del primer string.

$$S = \frac{2 \cdot 65{,}80 \cdot 9{,}20}{56 \cdot 2{,}82} = 7{,}66 \text{ mm}^2$$

Siendo:

S: la sección del conductor del cable en corriente continua, en mm^2

L: la longitud de cable del tramo que se esté considerando (65,80 m)

I: la intensidad máxima de corriente que circula por el tramo (9,20 A)

ΔV: la caída de tensión máxima permitida en el tramo, en voltios (2,82 V)

K: la conductividad del material del que está hecho el conductor del cable, en este caso es 56 $m/\Omega \cdot mm^2$, debido a que el material es Cobre (Cu).

Sección = 7,66 mm^2 → Sección comercial = **10 mm^2**

Como la temperatura ambiente del entorno puede llegar hasta 40ºC máximo, debemos volver a calcular la sección de cable FV, con la conductividad del material empleado según lo dispuesto en la siguiente tabla adjuntada de conductividad del cobre con temperaturas mayores de 20ºC.

Tabla 4: Valores orientativos de conductividad del cobre a distintas temperaturas.

Conductividad del cobre (m/Ω·mm2) en función de la temperatura T (ºC)							
20ºC	30ºC	**40ºC**	50ºC	60ºC	70ºC	80ºC	90ºC
56	54	**52**	50	48	47	45	44

$S = \frac{2 \cdot 65{,}80 \cdot 9{,}20}{52 \cdot 2{,}82}$ = 8,27mm^2, la sección nominal no varía y sigue siendo de **10 mm^2**

Según el criterio del proyectista, hay veces que para estar del lado de la seguridad y sabiendo que se puede provocar un exceso de calor en el conductor debido al **efecto Joule**, se recomienda mayorar a la sección inmediatamente superior, en este caso el conductor del string tendría una sección final de 16 mm^2 y así sucesivamente con los demás strings. **Este criterio no se llevará a cabo en el presente proyecto dado que las longitudes de cable a salvar son relativamente pequeñas en comparación con las grandes huertas FV.**

Por último la caída de tensión real que como máximo tendremos en cada string es de:

$$\Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot I}{K \cdot S} = \frac{2 \cdot 65,30 \cdot 9,20}{52 \cdot 10} = 2,33\ V$$

$$\text{En \% --> } \frac{2,33}{1\ 83,13} \cdot 100 = \mathbf{0,41}\ \ \mathbf{\% \leq 0,5\%}$$

Por tanto, tendremos una caída de tensión real en este tramo del **0,41 %.**

A la hora de seleccionar el cable más adecuado nos basaremos en tablas de fabricantes que son específicas para elegir cables de tipo fotovoltaico (PV ZZ) como aparece en la tabla siguiente:

Tabla 5: Secciones de cable más empleadas en instalaciones fotovoltaicas de una casa comercial, con indicación de la intensidad máxima del cable y su caída de tensión en CC.

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE. TAMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1.5	1,8	4,5	31	13,3	24	30	30,48
1 x 2,5	2,4	5	43	7,98	34	41	18,31
1 x 4	3	5,6	59	4,95	46	55	11,45
1 x 6	3,9	6,2	79	3,30	59	70	7,75
1 x 10	5,1	7,2	122	1,91	82	98	4,60
1 x 16	6,3	8,6	182	1,21	110	132	2,89
1 x 25	7,8	10,1	274	0,780	146	176	1,83
1 x 35	9,2	11,3	374	0,554	182	218	1,32
1 x 50	11	12,8	508	0,386	220	276	0,98
1 x 70	13,1	15,6	709	0,272	282	347	0,68
1 x 95	15,1	16,4	900	0,206	343	416	0,48
1 x 120	17	18,6	1153	0,161	397	488	0,39
1 x 150	19	20,4	1452	0,129	458	566	0,31
1 x 185	21	22,4	1713	0,106	523	644	0,25
1 x 240	24	24,0	2245	0,0801	617	775	0,20

(1) Valores aproximados.
(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 ºC). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.
(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos). Temperatura ambiente 60 ºC (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 ºC. Valor que puede soportar el cable, 20.000 h a lo largo de su vida útil (30 años).

Como se ha podido observar en la tabla anterior la sección utilizada tanto para el cable de polo positivo como el de polo negativo, será de 10 mm^2.

Para el resto de "strings", debido a que las fórmulas utilizada para el cálculo de la sección así como la caída de tensión son las mismas y solo cambia en cada una de las cadenas la longitud de los cables desde los módulos solares hasta la caja de "strings", dado que el resto de los valores no difieren del cálculo anterior, se expondrán

los resultados de todas las cadenas en la tabla-resumen que aparecerá al final de este apartado.

Denominación final de los cables fotovoltaicos para cada string: **PV ZZ 2 x 10 mm²**

Donde:

PV ZZ → Es la denominación de cables especiales para uso fotovoltaico.

El nº 2 → Representa la cantidad de cables (uno positivo y otro negativo).

Características del cable conductor elegido:

- Temperatura mínima de servicio móvil: -40ºC
- Temperatura máxima del conductor: 120ºC
- Conductor electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según EN 60228
- Cubierta de goma ignífuga tipo EM8, no propagador de incendios
- Libre de halógenos y con baja emisión de humos y gases corrosivos en caso de incendio
- Intensidad máxima admisible del conductor al aire: 82 A
- Resistente al agua: AD7 inmersión
- Resistente a los rayos ultravioletas
- Apto para instalaciones interiores y exteriores
- Vida útil: 30 años.

Total, metros necesarios de cable **1er tramo**:

Módulos-Caja de strings 1: [(2·65,80) + (2·45,60) + (2·25,20) + (2·14,74) + (2·6,72)] = **316,12 metros**

Módulos-Caja de strings 2: [(2·45,80) + (2·15,45) + (2·20,02) + (2·34,78) + (2·29,82)] = **291,74 metros**

Módulos-Caja de strings 3: [(2·35,80) + (2·15,60) + (2·7,43) + (2·25,20) + (2·8,35)] = **184,76 metros**

Total metros de cable: 316,12 + 291,74 + 184,76 **= 792,62 metros.**

Por tanto, se necesitará un rollo de cable comercial FV de 800 metros.

1.1.2 Canalización del cableado del tramo 1

Como la canalización escogida en este tramo va a ser de tipo aérea o exterior con los tubos al aire, habrá que seguir los dictámenes impuesto en el apartado 1.2.3

"Canalizaciones aéreas" que vienen recogida en la ITC-BT 21, así como seguir la tabla nº 7 para la elecciones de diámetros exteriores de los tubos de dicha norma.

Este tipo de canalización sólo es recomendable si los conductores que contiene son de sección inferior a 16 mm^2.

La tabla para la elección de la canalización de tipo aérea según los conductores que tenemos es la siguiente:

Tabla 6: Tabla 7 de la instrucción ITC BT 21 para canalizaciones aéreas.

Sección nominal de los conductores (mm^2)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de los conductores				
	1	**2**	3	4	5
1,5	12	12	16	16	20
2,5	12	16	20	20	20
4	12	16	20	20	25
6	12	16	25	25	25
10	16	**25**	25	32	32
16	20	25	32	32	40

Fuente: ITC-BT 21.

Como la sección de los conductores es de 10 mm^2 y son dos conductores unipolares (positivo y negativo) por cada string, **el diámetro exterior final del tubo de canalización debe de ser de 25 mm.**

Para más de 5 conductores por tubo o para conductores o cables de secciones diferentes a instalar en el mismo tubo, su sección interior será como mínimo, igual a 4 veces la sección ocupada por los conductores.

1.1.3 Tramo 2: desde la caja de agrupamiento de strings hasta el inversor de corriente

En este tramo, (que sigue siendo de corriente continua) solo van a ver dos cables uno positivo y otro negativo, esto es debido a la racionalizado del cable debida a la instalación de la caja de strings que además incorpora una serie de protecciones que se resumirán en apartados siguientes.

Escogeremos el peor tramo de los 3 que componen esta línea eligiendo por longitud más alejada el tramo Caja de string 3 – Inversor 3

La longitud aproximada entre la caja de string hasta el inversor de corriente es de 58,97 m. Por tanto, se utilizará la misma expresión que en el tramo uno para el cálculo de la sección del cable a utilizar. Sabiendo que la caída de tensión recomendada en este tramo es del 1%.

Se tomará a la hora de realizar el cálculo la caja de string más alejada de su inversor correspondiente, siendo válido este método para la sección de los conductores de las otras dos cajas.

Imáx = Ioc · $N_{Strings}$ = 9,20 · 5 = 46 A

Vmp = Voc (módulo) · Nms = 31,3 V · 18 = 563,4 V

Caída de tensión del 1%, ΔV = 5,63 V

Longitud del segundo tramo = 58,97 m (Aplicando un coeficiente de 1,2 por curvatura)

K_{Cu}= 47 m/Ω·mm^2 a 70ºC, debido al agrupamiento de los cables de strings, la temperatura de la instalación puede llegar a los 70ºC en momentos puntuales, pudiéndose agravar esta situación con un funcionamiento continuo de 10 horas, (como es el caso del presente proyecto), pudiendo calentarse demasiado debido al efecto Joule como ya se comentó antes, a pesar de que el cable suele no presentar problemas debido a que son cables específicos para aplicaciones fotovoltaicas. (Sección comercial de cable ver tabla fabricante de cables PV ZZ, expuesta en el tramo anterior).

$S = \frac{2589,746}{56,347} =$ 20,50 mm^2 → **25 mm²**, tanto para el cable de salida positivo como el cable de salida negativo. (Para las 3 líneas del tramo, con una intensidad admisible al aire de 146 A).

Denominación de los cables fotovoltaicos: **PV ZZ 2 x 25 mm²**

Total de metros de cable fotovoltaico **2º tramo**:

Caja St 1 – Inversor 1(m) + Caja St 2 – Inversor 2 (m) + Caja St 3 – Inversor 3 (m)

(2·57,53) + (2·47,53) + (2·58,97) = **328,06 metros.**

Por tanto, se necesitará un rollo de cable comercial FV de 330 metros.

Por último la caída de tensión real en este tramo, escogiendo el tramo de mayor longitud y por tanto más desfavorable, (Caja de strings 3 – Inversor 3) es de:

$$\Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot I}{K \cdot S} = \frac{2 \cdot 58,97 \cdot 46}{47 \cdot 25} = 4,62\ V$$

En % --> $\frac{4,62}{1\ 831,3} \cdot 100 =$ **0,82% > 1% Cumple**

Por tanto, tendremos una caída de tensión real en el tramo de corriente continua de:

0,41 + 0,82 = 1,23% < 1,5% Cumple.

1.1.4 Canalización del cableado del tramo 2

La canalización de los tubos en este tramo será en su mayor parte aérea y después interior en la desembocadura de esta hacía los inversores. Como la sección de los conductores sobrepasa los 16 mm^2 no se recomienda utilizar la tabla 7 del ITC-BT 21 como en el tramo anterior, por tanto recurriremos a tubos en canalizaciones fijas como se detallará en el tramo de corriente alterna.

Debido a ello, seguiremos lo determinado en la tabla 2 de la ITC-BT 21 (ver apartado 1.2.2 de este Anejo) donde estará expuesta. Sabiendo que son dos los conductores y su sección es de 25 mm^2, **el diámetro exterior para la canalización de los tubos es de 32 mm.** La instalación de toda la canalización se hará por medio de bridas de sujeción en la cornisa perimetral de los dientes de sierra.

1.2 Cálculo de cables de la línea de corriente alterna (CA)

Para la parte alterna se seguirá lo indicado en la ITC-BT-40 en su punto 5, la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o la instalación interior no deberá ser superior al 1,5% de la intensidad nominal.

En este apartado se calcularán las características del cable que va desde el grupo de inversores hasta desembocar en el Cuadro General del Aulario pasando por la caja de protecciones de CA , teniendo en cuenta las normas del Reglamento Electrónico para Baja Tensión (Aprobado por el RD 842/2002, de 2 de Agosto.) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias, al ser un cable para instalaciones interiores se tomará la ITC-BT 19 y la ITC-BT 21 para las canalizaciones, a la hora de hacer los cálculos.

Para la elección del tipo de conductor (unipolares o multiconductores), elegiremos en principio multiconductor debido a que, existe la posibilidad de confundir conductores de un circuito con los de otro. Por ello se recomienda el uso de cables multiconductores, así, cada cable contendrá todos los conductores de un solo circuito. En caso de que la sección supere los 35 mm^2 como se trata de tendidos interiores con las lógicas limitaciones de espacios y radios de curvaturas, se suele pensar en cables unipolares aunque el valor de dicha sección es meramente orientativo.

1.2.1 Cálculo de la línea desde el Inversor hasta la Caja CA

Esta línea en realidad se compone de tres líneas; Inversor 1 – Caja CA, Inversor 2 – Caja CA, Inversor 3 – Caja CA.

Para el cálculo y siendo todas las líneas de longitud similar y de la misma potencia, calcularemos la de mayor longitud de ellas y la sección dada nos servirá para el cálculo del resto, así como la sección de la canalización escogida.

Se escoge el tramo Inversor 3 – Caja CA por ser el tramo de mayor longitud.

1.2.1.1 Cálculo a calentamiento

Se calcula mediante la siguiente expresión, teniendo en cuenta que se trabaja en corriente alterna trifásica:

$$I_{real} = P / (\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \varphi)$$

Siendo:

I_{real}: Intensidad real (A)
P: Potencia demandada (25.000 W) (Potencia máxima de salida del Inversor)
V: Tensión nominal (400 V)
cos φ: Factor de potencia de la instalación (1)

$I_{real} = 25.000 / (\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1) =$ **36,09 A**

A esta intensidad hay que aplicarle una serie de correcciones dependiendo de las características de la instalación, a la nueva intensidad resultante se la denomina intensidad de diseño ($I_{diseño}$), que se calcula de la siguiente manera:
$I_{diseño} = I_{real}$ / Coeficientes de corrección

Los coeficientes de corrección a considerar son:

- Factor de corrección para temperaturas ambiente distintas a 40ºC, se aplicarán los factores de corrección indicados en función del tipo de aislamiento, según la ITC-BT-19 "Instalaciones interiores o receptoras".

Tabla 7: Factor de corrección (F), para temperatura ambiente distinta de 40ºC.

Tipo de aislamiento	Temperatura ambiente en ºC														
	10	15	20	25	**30**	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80
70ºC (PVC)	1,40	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1	0,91	0,82	0,70	0,57	-	-	-	-
90ºC (XLPE Y EPR)	1,26	1,23	1,19	1,14	**1,10**	1,05	1	0,96	0,90	0,83	0,78	0,71	0,64	0,55	0,45

- Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares:

Hay que considerar que la instalación va a ser en principio, un cable trifásico tetrapolar (tres fases, neutro) y el conductor de protección a tierra en las bornas de tierra

correspondientes, es decir están en contacto unos cables con otros. Por tanto y ayudándonos de la siguiente tabla recogida en la ITC-BT-19, elegimos el factor de corrección a considerar:

Tabla 8: Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares.

DISPOSICIÓN CABLES CONTIGUOS	NÚMERO DE CIRCUITOS O CABLES MULTICONDUCTORES											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
AGRUPADOS EN UNA SUPERFICIE EMPOTRADOS O EMBUTIDOS	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,55	0,55	0,50	0,50	0,45	0,40	0,40
CAPA ÚNICA SOBRE PARED, SUELO O SUPERFICIE SIN PERFORAR	1,00	0,85	0,80	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	0,70	SIN REDUCCIÓN ADICIONAL PARA MÁS DE 9 CIRCUITOS O CABLES MULTICONDUCTORES		
CAPA ÚNICA EN EL TECHO	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,65	0,65	0,60	0,60			
CAPA ÚNICA EN UNA SUPERFICIE PERFORADA VERTICAL U HORIZONTAL	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,75	0,75	0,70	0,70			
CAPA ÚNICA CON APOYO DE BANDEJA ESCALERA O ABRAZADERAS (COLLARINES),ETC.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80			

Con todo ello se dispone a calcular la intensidad de diseño de la línea desde el grupo de inversores hasta la caja de protección de corriente alterna (caja AC):

Sabiendo que I_{real} = 36,09 A

$$I_{diseño} = 36{,}09\ A / 1{,}10 \cdot 0{,}75 = \mathbf{43{,}75\ A}$$

Con esta intensidad de diseño se va a proceder a seleccionar la sección más adecuada para la línea a través de la siguiente tabla (tabla 1 de la norma UNE 20.460-5-523), para cables de cobre en instalaciones interiores o receptoras, recogida en la ITC-BT-19:

Tabla 9: Tabla 1, del ITC-BT-19, para determinar intensidades admisibles al aire 40ºC. Nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento. (Instalaciones interiores y receptoras).

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos[2] en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos[2] en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR			
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared[1]					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre[4]. Distancia a la pared no inferior a 0,3D[5]						3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
F		Cables unipolares en contacto mutuo[4]. Distancia a la pared no inferior a D[5]							3x PVC			3x XLPE o EPR[3]	
G		Cables unipolares separados mínimo D[5]									3x PVC[3]		3x XLPE o EPR

mm²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
6	25	27	30	32	36	[illegible]	-	44	49	57	-
10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
16	45	49	54	59	66	[illegible]	-	80	91	105	-
25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
70				149	160	171	188	202	224	244	321
95				180	194	207	230	245	271	296	391
120				208	225	240	267	284	314	348	455
150				236	260	278	310	338	363	404	525
185				268	297	317	354	386	415	464	601
240				315	350	374	419	455	490	552	711
300				360	404	423	484	524	565	640	821

Cobre

1) A partir de 25 mm² de sección.
2) Incluyendo canales para instalaciones (canaletas) y conductos de sección no circular.
3) O en bandeja no perforada.
4) O en bandeja perforada.
5) D es el diámetro del cable.

Tipos de aislamientos:

XLPE-Polietileno reticulado - Temperatura máxima en el conductor 90º C (servicio permanente)

EPR-Etileno propileno – Temperatura máxima en el conductor 90º C (servicio permanente)

PVC-Policloruro de vinilo – Temperatura máxima en el conductor 70º C (servicio permanente)

La sección escogida es de **10 mm²**.

El tipo de aislamiento seleccionado es XLPE y su intensidad de diseño es de **43,75 A** < 52 A, por tanto la sección escogida es correcta y puede aguantar una **intensidad máxima admisible de hasta 52 A**. El tipo de conductor elegido será un **conductor multipolar**.

Sabiendo la sección del conductor hay que seleccionar la sección del cable neutro, que tendrá la siguiente sección recogida en la tabla de la ITC-07:

Tabla 10: Sección mínima del conductor neutro en función de la sección de los conductores de fase.

Conductores fase (mm^2)	Sección neutro (mm^2)
6 (Cu)	**6**
10 (Cu)	**10**
16 (Cu)	**10**
16 (Al)	**16**
25	**16**
35	**16**
50	**25**
70	**35**
95	**50**
120	**70**
150	**70**
185	**95**
240	**120**
300	**150**
400	**185**

Fuente ITC-BT-07

Dentro del apartado 3.2 "conductores de protección", se va a detallar más el cálculo de la sección de los cables de tierra en proporción a los cables conductores de fase, por tanto, seleccionamos el conductor de protección a tierra más adecuado, según lo expuesto en la tabla siguiente:

Tabla 11: Relación entre los conductores de protección y activos, en este caso concreto.

Sección de los conductores activos de la instalación, S (mm^2)	Sección mínima de los conductores de protección, S_p (mm^2)
S ≤ 16	**S_p = S**

Por tanto, el conductor de protección a tierra tendrá una sección de 10 mm^2, que se conectará a la caja CA para evitar posibles daños a los operarios de mantenimiento por contacto directo con la misma.

El cable multipolar tendrá la siguiente denominación:

RV-K 0,6/1kV 5 G 16 mm^2, es decir, tiene las siguientes características:

- Conductor: Cobre electrolítico flexible (Clase V) según UNE-EN 60228, EN 60228 e IEC 60228

- Aislamiento: Polietileno reticulado (XLPE), temperatura máxima 90ºC, tipo DIX 3 según UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502-1. El uso de polietileno reticulado (XLPE) admite una mayor densidad de corriente, a igualdad de sección,

respecto al aislamiento con PVC, no propagación de la llama según UNE-EN 60332-1-2, EN 60332-1-2 e IEC 60332-1-2

- Cubierta: PVC tipo DMV-18 según UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502
- Tensión nominal: 0,6/1 kV
- G: Con cable de protección a tierra.

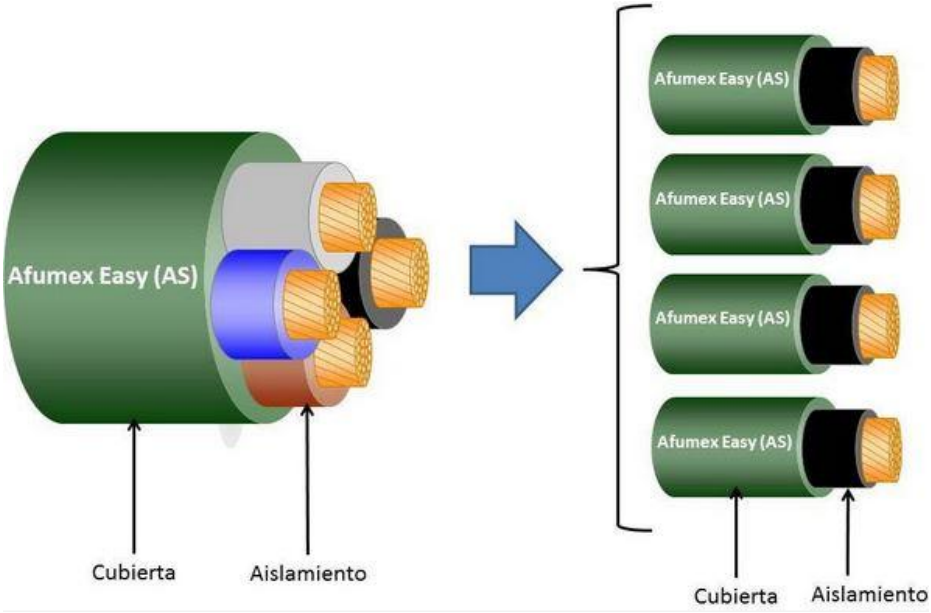


Figura 2: Comparación de cable tetrapolar y cables unipolares, donde se puede observar los cables con su cubierta de PVC, aislamiento de XLPE y los cables de cobre (Cu), así como la identificación de cada cable: cable azul (neutro) y el resto (las fases) de diferentes colores. *Fuente: Prysmian Spain Group.*

1.2.1.2 Comprobación de la caída de tensión

La caída de tensión en el tramo de CA:

Para la parte alterna se seguirá lo indicado en la ITC-BT-40 en su punto 5, la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o la instalación interior no deberá ser superior al 1,50% de la intensidad nominal.

Se va a comprobar que, con el cable elegido, la caída de tensión es inferior al 0,50% máximo ya que el segundo tramo (CPA-CGA) tendrá una caída del 1% restante.

$$e = (L \cdot P) / (\gamma \cdot S \cdot V)$$

Siendo:

e: Caída de tensión (V)

L: Longitud del tramo, desde el inversor hasta la caja CA (25 m)

P: Potencia (25.000 W)

γ o K: Conductividad (m/Ω · mm^2), el material es cobre a 20ºC es de 56 m/Ω · mm^2

S: Sección de los conductores (10 mm^2).

Por tanto:

$$e = (25 \cdot 25.000) / (56 \cdot 10 \cdot 400) = \mathbf{2,79\ V}$$

$$\% e = (2,79 / 400) \cdot 100 = \mathbf{0,70\% < 0,50\%\ No\ Cumple}$$

Por tanto hay que mayorar la sección del conductor al inmediato superior es decir, 16 mm^2. (Intensidad máxima admisible 70 A).

$$e = (25 \cdot 25.000) / (56 \cdot 16 \cdot 400) = 1,75\ V$$

$$\% e = (1,75 / 400) \cdot 100 = \mathbf{0,44\% > 0,50\%\ Cumple}$$

1.2.2 Canalización del cableado desde los inversores hasta la Caja CA

La canalización de los conductores en este tramo es de tipo interior y por tanto, seguirá lo establecido en la tabla nº2 de la ITC-BT 21, recogida a su vez en el apartado 1.2.1 "Canalizaciones en tuberías fijas en superficie", de la misma instrucción.

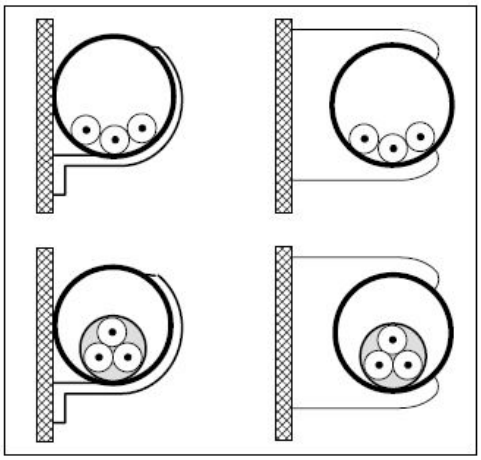


Figura 3: Tubos en canalizaciones fijas en superficie, arriba: canalizaciones con conductores unipolares (tramo CPA-CGA), abajo: con multiconductores (Tramo Inversores-CPA).

Fuente: ITC-BT-21 "Tubos y canaletas protectoras para instalaciones interiores".

La canalización se hará por medio de canalización en superficie de tipo bandejas de rejilla o "rejiband". Se cumplirá lo dispuesto en la ITC-BT 20 para instalaciones interiores y receptoras.

Tabla12: Tabla 2 de la ITC-BT 21 para tubos dispuestos en canalizaciones en superficie.

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

Fuente: ITC-BT 21.

Para la selección se ha tenido en cuenta, que existen tres conductores multipolares en el tramo de alterna trifásica, cada uno de ellos contiene 5 cables (3 fases + neutro + tierra), con un **diámetro exterior del tubo de 32 mm**. (Instalados a 2 metros sobre el nivel del suelo).

1.2.3 Cálculo de la línea desde la Caja CA hasta el Cuadro General Aulario

En este tramo cambian un par de parámetros, uno de ellos es la longitud del mismo y por otro la potencia, puesto que es la potencia global de los 3 Inversores. Desde la propia caja de protecciones en alterna confluyen los 3 tramos anteriores y a partir de dicha caja aparece un tramo único hasta el interruptor automático (4x150 A, 10 kA) situado en el embarrado de conexión, en una de las entradas del Cuadro general del edificio Aulario.

1.2.3.1 Cálculo a calentamiento

Se calcula mediante la misma expresión empleada en el tramo anterior:

$$I_{real} = P / (\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \varphi)$$

Siendo:

I_{real}: Intensidad real (A)
P: Potencia demandada (75.000 W) (25 kW · 3 Inversores)
V: Tensión nominal (400 V)
cos φ: Factor de potencia de la instalación (1)

I_{real} = 75.000 / (√3 · 400 · 1) = **108,25 A**

A esta intensidad hay que aplicarle una serie de correcciones dependiendo de las características de la instalación, a la nueva intensidad resultante se la denomina intensidad de diseño ($I_{diseño}$), que se calcula de la siguiente manera:

$I_{diseño}$ = I_{real} / Coeficientes de corrección

Los coeficientes de corrección a considerar son los mismos que se consideraron en el tramo anterior. Ya que ambos son tramo de instalación interiores con las mismas características de cable (Cu) y aislamiento (XLPE).

Con todo ello se dispone a calcular la intensidad de diseño desde la caja de protección de corriente alterna (CPA) hasta el cuadro general Aulario (CGA):

Sabiendo que I_{real} = 108,25 A

$$I_{diseño} = 108{,}25 \text{ A} / 1{,}10 \cdot 0{,}75 = \mathbf{131{,}24\ A}$$

Con esta intensidad de diseño se va a proceder a seleccionar la sección más adecuada para la línea a través de la siguiente tabla (tabla 1 de la norma UNE 20.460-5-523), para cables de cobre en instalaciones interiores o receptoras, recogida en la ITC-BT-19:

Tabla 13: Tabla 1, del ITC-BT-19, para determinar intensidades admisibles al aire 40ºC. Nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento. (Instalaciones interiores y receptoras).

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos[5] en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos[5] en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR			
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared[6]					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre[6]. Distancia a la pared no inferior a 0,3D[9]						3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
F		Cables unipolares en contacto mutuo[6]. Distancia a la pared no inferior a D[9]							3x PVC			3x XLPE o EPR[8]	
G		Cables unipolares separados mínimo D[9]									3x PVC[7]		3x XLPE o EPR

Cobre	mm²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
	4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
	6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
	10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
	16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
	25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
	35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
	50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
	70				149	160	171	188	202	224	244	321
	95				180	194	207	230	245	271	296	391
	120				208	225	240	267	284	314	348	455
	150				236	260	278	310	338	363	404	525
	185				268	297	317	354	386	415	464	601
	240				315	350	374	419	455	490	552	711
	300				360	404	423	484	524	565	640	821

6) A partir de 25 mm² de sección.
7) Incluyendo canales para instalaciones (canaletas) y conductos de sección no circular.
8) O en bandeja no perforada.
9) O en bandeja perforada.
10) D es el diámetro del cable.

Tipos de aislamientos:

XLPE-Polietileno reticulado - Temperatura máxima en el conductor 90º C (servicio permanente)

EPR-Etileno propileno – Temperatura máxima en el conductor 90º C (servicio permanente)

PVC-Policloruro de vinilo – Temperatura máxima en el conductor 70º C (servicio permanente)

La sección escogida es de **50 mm²**, dado que es una sección mayor que 35 mm² elegiremos **cables unipolares en lugar de multiconductores**. El tipo de aislamiento seleccionado es XLPE y su intensidad de diseño es de **131,24 A** < 159 A, por tanto la sección escogida es correcta y puede aguantar una intensidad máxima admisible de 159 A, siendo idónea para una futura ampliación de potencia.

Sabiendo la sección del conductor hay que seleccionar la sección del cable neutro, que tendrá la siguiente sección recogida en la tabla de la ITC-07:

Tabla 14: Sección mínima del conductor neutro en función de la sección de los conductores de fase.

Conductores fase (mm^2)	Sección neutro (mm^2)
6 (Cu)	**6**
10 (Cu)	**10**
16 (Cu)	**10**
16 (Al)	**16**
25	**16**
35	**16**
50	**25**
70	**35**
95	**50**
120	**70**
150	**70**
185	**95**
240	**120**
300	**150**
400	**185**

Fuente ITC-BT-07

la relación entre los conductores activos y el de protección (tierra) es la siguiente:

Tabla 15: Relación entre los conductores de protección y activos, en este caso concreto.

Sección de los conductores activos de la instalación, S (mm^2)	Sección mínima de los conductores de protección, S_p (mm^2)
S > 35	**S_p = S/2**

Por tanto, el conductor de protección a tierra tendrá una sección de 25 mm^2, que se conectará desde la caja CA hasta la barra de tierra del CGA para evitar posibles daños a los operarios de mantenimiento por contacto directo con la misma.

Los cables unipolares tendrán la siguiente denominación:

RV-K 0,6/1kV 3x 50/25 mm^2 Cu (3 Cables de cobre unipolares de 50 mm^2 y neutro de 25 mm^2)

RV-K (Retenax Valio): ideal para redes de distribución e interiores.

Observaciones:

- En sistemas trifásicos de 3 conductores más neutro las corrientes de cargas fase a neutro fluyen por cada fase del conductor y retornan por el neutro común. Si las cargas trifásicas son lineales y están balanceadas (las tres cargas son iguales), la corriente en el neutro es igual a cero. Asimismo, cuando las cargas no están balanceadas por el neutro circula una corriente equivalente al desbalance de las fases.

- Habitualmente, se ha tomado ventaja de esta situación utilizando conductores cuyo neutro tiene la mitad de sección que las fases. No obstante, aunque las corrientes fundamentales se cancelen en el neutro las corrientes Armónicas no lo hacen (las de secuencia cero como la tercera y la novena se suman en el neutro).

- La corriente de neutro puede llegar fácilmente a ser el doble de las de fase aunque frecuentemente la sección del conductor suele ser la mitad por norma.

- Debido al efecto mencionado los conductores de neutro debieran tener el doble de sección que las fases, lo que se puede obtener más fácilmente utilizando cables de cinco conductores; uno para cada fase y dos para repartir el neutro, todos de igual sección.

- Si no fuera posible utilizar cables de cinco conductores, se puede recurrir a cables unipolares, empleando para el neutro el doble de sección que para las fases; aunque ello tiene otras desventajas como una mayor caída de tensión.

- Los cables unipolares de tensión asignada 0,6/1 kV con aislamiento y cubierta no tienen aplicadas diferentes coloraciones, para evitar confusiones, en este caso el instalador debe identificar los conductores mediante medios apropiados, por ejemplo mediante un señalizador o argolla, una etiqueta, u otro elemento que le ayuda a la identificación de cada cable, deberá situarlo en cada extremo del cable.

1.2.3.2 Comprobación de la caída de tensión

Si fuera un tramo menor de tres metros no sería necesario el cálculo de la caída de tensión. La caída de tensión impuesta en este tramo es del 1%. (Entre el tramo anterior y el actual no debe pasar del 1,50%).

Se va a comprobar que, con el cable elegido, la caída de tensión en este tramo (CPA-CGA), sea inferior al 1%.

$$e = (L \cdot P) / (\gamma \cdot S \cdot V)$$

Siendo:

e: Caída de tensión (V)

L: Longitud del tramo, desde el inversor hasta la caja CA (4,5 m)

P: Potencia (75.000 W)

γ o K: Conductividad (m/Ω · mm^2), el material es cobre a 20ºC es de 56 m/Ω · mm^2

S: Sección de los conductores (50 mm^2).

Por tanto:

$$e = (4{,}5 \cdot 75.000) / (56 \cdot 50 \cdot 400) = \mathbf{0{,}31\ V}$$

$$\%\ e = (0{,}31 / 400) \cdot 100 = \mathbf{0{,}08\% <<< 1\%\ Cumple}$$

Por tanto, la caída de tensión total de los dos tramos es de:

$$\%\ \text{caída total tramo alterna: } 0{,}43 + 0{,}08 = \mathbf{0{,}51\ \% < 1{,}50\ \%\ Cumple}$$

1.2.4 Canalización de la línea desde la Caja CA hasta el Cuadro General Aulario

La canalización se seguirá haciendo como en el tramo anterior, por medio de canalizaciones en superficie de tipo bandejas de rejilla o "rejiband". El dimensionar tubos para canalizar los conductores es indispensable en este caso ya que los conductores van a ser unipolares por tanto necesitan de un tubo exterior para mayor protección mecánica de los mismos en el apoyo en la bandeja de rejilla.

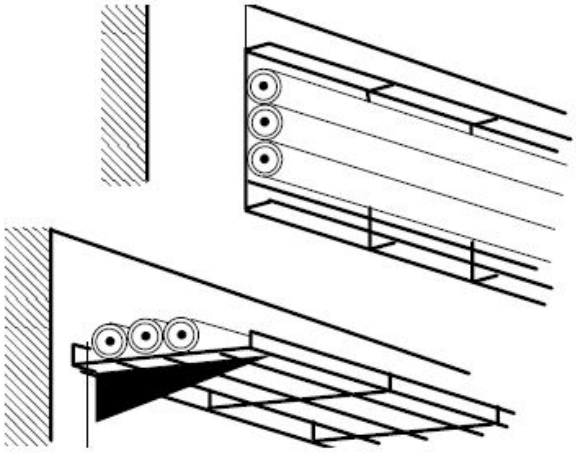


Figura 4: Instalación de cables unipolares sobre bandejas de rejilla (pueden utilizarse también bandejas ciegas, perforadas o bandejas de escalera).
Fuente: ITC-BT 21 (Canalizaciones).

Las bandejas metálicas deben conectarse a la red de tierra quedando su continuidad eléctrica convenientemente asegurada.

Tabla 16: Tabla 2 de la ITC-BT 21 para canalizaciones en superficie.

Sección nominal de los conductores (mm^2)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de los conductores				
	1	2	3	**4**	5
1,5	12	12	16	16	16
2,5	12	12	16	16	20
4	12	16	20	20	20
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40
35	25	32	40	40	50
50	25	40	50	**50**	50

Fuente: ITC-BT 21.

Sabiendo que es una línea trifásica (3 fases + neutro), conocida la sección de los conductores unipolares que es de 50 mm^2, **tendremos un diámetro exterior de los tubos de 50 mm**.

El tramo discurrirá principalmente por el techo en bandejas de rejilla.

La línea de tierra se ha dejado fuera de los tubos de protección, para dar libertad al electricista/instalador a la hora de querer poner la tierra en el mismo trazado que en los demás conductores o instalar directamente por otro trazado la línea de tierra a las barras de tierra tanto de la caja CA como del Cuadro General del edificio Aulario.

Si se quisiera añadir la línea de protección a tierra (5 conductores) el cálculo del tubo canalizador quedaría inalterable siendo el mismo diámetro exterior de tubo que cuando existen cuatro cables conductores.

1.3 Intensidad de cortocircuito admisibles en los conductores

En las tablas que aparecen a continuación, se indican las densidades de corriente de cortocircuito den A/mm^2, admisibles para conductores de cobre (material elegido), de los cables aislados con materiales termoestables (XLPE y EPR), en función de los tiempos de duración del cortocircuito así como, algunas intensidad de cortocircuito en amperios, para las secciones de cable más usuales.

Densidad de corriente de cortocircuito (A/mm^2) para conductores de cobre (Cu).

Tabla 17: Densidad de corriente en cortocircuito (A/mm^2) para conductores de Cu con aislamientos termoestables.

Tipo de aislamiento	Tºcc (ºC)	Duración del cortocircuito (s)								
		0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
XLPE y EPR	250	449	318	259	201	142	116	100	90	82

A continuación, se mostrarán las intensidad máximas de cortocircuito admisibles en kA, en función de los diferentes tiempos de duración del cortocircuito para las secciones típicas.

Tabla 18: Duración del cortocircuito en conductores de cobre, intensidades en kA.

Sección del conductor (mm^2)	Duración del cortocircuito (s)								
	0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
16	7,2	5,0	4,1	3,2	2,2	1,8	1,6	1,4	1,3
25	11,2	7,9	6,4	5,0	3,5	2,9	2,5	2,2	2,0
50	**22,4**	**15,9**	**12,9**	**10,0**	**7,1**	**5,8**	**5,0**	**4,5**	**4,1**
95	42,6	30,2	24,6	19,0	13,4	11,0	9,5	8,5	7,8
150	67,3	47,7	38,8	30,1	21,3	17,4	15,0	13,5	12,3
240	108	76,3	62,1	48,2	34,0	27,8	24,0	21,6	19,6

Para otros tipos de aislamiento o sistemas de instalación, se deberá consultar las normas o reglamentos vigentes según la zona donde se vaya a ejecutar la instalación.

1.4 Tabla – resumen con el cálculo de todos los conductores que componen la instalación

Cabe señalar que sólo se han calculado las canalizaciones y el cableado de la parte nueva de la instalación (dientes de sierra), dejando la ampliación de la zona de lucernarios con los mismos criterios y cálculos que en el anterior proyecto, así como las protecciones y cuadros eléctricos, puesto que ya estaban sobredimensionados para soportar la ampliación de la zona de vidrio FV que se contempla en este proyecto.

Módulo:	**SP-275** [Icc = 9,20 A ; Vmpp = 31,3 V]
Nº de módulos por string:	**18**
Strings por caja	**5**

Tabla 19: Cálculo, características y secciones de todos los conductores de la instalación.

TRAMO	Tensión (V)	Longitud (m)	Intensidad (A)	Caída de tensión de la norma (%)	Caída de tensión recomend. (V)	Ubicación	Tipo de corriente	Factor de corrección	Tªamb del cable (ºC)	(1)Tªmáx del cable (ºC)	Conductividad (K)(2)	Resistividad (ρ)	Sección teórica (mm2)	(3)Sección real (mm2)	(4)Intensidad máx. adm. (A)	Criterio	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
1 - M- Caja St	563,40	65,80	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	8,27	10	82	Ambos	2,33	0,41
2 - M- Caja St	563,40	45,60	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	5,73	10	82	Ambos	1,61	0,29
3 - M- Caja St	563,40	25,20	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	3,17	10	82	Ambos	0,89	0,16
4 - M- Caja St	563,40	14,74	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	1,85	10	82	Ambos	0,52	0,09
5 - M- Caja St	563,40	6,72	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	0,84	10	82	Ambos	0,24	0,04
1 - M- Caja St	563,40	45,80	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	5,75	10	82	Ambos	1,62	0,29
2 - M- Caja St	563,40	15,45	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	1,94	10	82	Ambos	0,55	0,10
3 - M- Caja St	563,40	20,02	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	2,51	10	82	Ambos	0,71	0,13
4 - M- Caja St	563,40	34,78	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	4,37	10	82	Ambos	1,23	0,22
5 - M- Caja St	563,40	29,82	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	3,75	10	82	Ambos	1,06	0,19
1 - M- Caja St	563,40	35,80	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	4,50	10	82	Ambos	1,27	0,22
2 - M- Caja St	563,40	15,60	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	1,96	10	82	Ambos	0,55	0,10
3 - M- Caja St	563,40	7,43	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	0,93	10	82	Ambos	0,26	0,05
4 - M- Caja St	563,40	25,20	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	3,17	10	82	Ambos	0,89	0,16
5 - M- Caja St	563,40	8,35	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	1,05	10	82	Ambos	0,30	0,05
Caja St 1 - Inv1	563,40	57,53	46,00	1,00	5,63	Exterior/interior	CC	1,00	70	120	47	0,0213	19,99	25	146	Ambos	4,50	0,80
Caja St 2 - Inv2	563,40	47,53	46,00	1,00	5,63	Exterior/interior	CC	1,00	70	120	47	0,0213	16,51	25	146	Ambos	3,72	0,66
Caja St 3 - Inv3	563,40	58,97	46,00	1,00	5,63	Exterior/interior	CC	1,00	70	120	47	0,0213	20,49	25	146	Ambos	4,62	0,82
Inv1 - CPA	400	24,50	36,09	0,50	2,00	Interior	CA/Trifásica	0,83	25	90	56	0,0179	16	16	70	Ambos	1,71	0,43
Inv2 - CPA	400	24,75	36,09	0,50	2,00	Interior	CA/Trifásica	0,83	25	90	56	0,0179	16	16	70	Ambos	1,73	0,43
Inv3 - CPA	400	25,00	36,09	0,50	2,00	Interior	CA/Trifásica	0,83	25	90	56	0,0179	16	16	70	Ambos	1,74	0,44
CPA - CGA	400	4,50	108,25	1,00	4,00	Interior	CA/Trifásica	0,83	25	90	56	0,0179	50	50	159	Ambos	0,30	0,08

(1)Depende del Material/Fabricante (3)(4)Tabla 1 del ITC-BT19 Y Tabla secciones PV ZZ

(2)La conductividad (K) a 25ºC es de 56 m/Ω·mm2, a 40ºC es 52 m/Ω·mm2 y en las cajas de strings Kcu = 47 m/Ω·mm2 (70ºC)

M	Módulos
Caja St	Caja de strings
Inv	Inversor(es)
CPA	Caja de protección alterna
CGA	Cuadro general Aulario

Criterio:
1: Caída de tensión
2: Criterio térmico
Ambos

cos (φ)	**1,00**		
Potencia máxima por inversor	**25.000**	**W**	
Pot(total) máxima inversor(es)	**75.000**	**W**	
Intensidad de diseño (A):	**43,75**	**en CPA**	
Intensidad de diseño (A):	**131,24**	**en CGA**	

Aérea/exterior	CC		
Enterrada	CA/Monofásica	230	V
Interior	CA/Trifásica	400	V

Intensidad máxima (A)	
11,5	en CC

2. CÁLCULO Y DISPOSICIÓN DE LAS PROTECCIONES NECESARIAS

Sólo se calcularán las protecciones de la instalación nueva (dientes de sierra), puesto que la de vidrio FV (lucernarios) ya dispuesta, tiene todos sus elementos de protección y control sobredimensionados para poder contemplar la ampliación que se va a llevar a cabo también en este proyecto.

2.1 Cálculo y disposición de las protecciones necesarias en corriente continua (CC)

Se tratará de calcular las protecciones necesarias tanto para garantizar la seguridad y mantenimiento de las instalaciones como del operario, que tenga contacto con las mismas con total garantía de seguridad.

2.1.1 Fusibles y portafusibles

En este apartado se tratará de calcular las protecciones contra sobreintensidades que puedan ocurrir de forma puntual para que no dañen la instalación.

Se utilizan fusibles debido a que es el mejor elemento de protección contra sobreintensidades, originadas por sobrecargas o cortocircuitos en corriente continua (CC), frente al uso de otros dispositivos de protecciones como podrían ser los interruptores de tipo magnetotérmico que son de uso común en líneas de corriente alterna (CA). Aunque existen en la actualidad interruptores automáticos para CC, si bien su uso está indicado para instalaciones de pequeña potencia.

Proceso de cálculo:

Tensión nominal soportada por el fusible:

$$V_{DC\ fusible} \geq V_{OC} \cdot M \cdot 1{,}2$$

Siendo:
$V_{DC\ fusible}$: la tensión soportada por el fusible seleccionado (1.000 V)

V_{OC}: la tensión a circuito abierto de los paneles fotovoltaicos ($V_{OC\ panel}$ = 37,3 V)

M : es el número de paneles fotovoltaicos en serie (18 paneles por string)

$$1.000 \geq 37{,}3 \cdot 18 \cdot 1{,}2 \rightarrow 1.000\ V \geq 805{,}7$$

Cumple la condición.

En cuanto al régimen de corriente del fusible:

$$If \geq 1{,}56 \cdot Isc = 14{,}35\ A$$

Teniendo en cuenta la sección del cables es de 4 mm^2 y por tanto según la tabla 1 del ITC-BT-19 nos da una intensidad máxima admisible de 38 A

$$If < Iz = 14{,}35 < 82\ A$$

Cumple la condición.

Siendo:

Isc: Intensidad de cortocircuito del módulo FV (9,20 A)

If: Intensidad de fusión del fusible en 5s. (Sacada de las gráficas I-t o tablas del fabricante). (16 A)

Iz: Corriente máxima admisible del conductor seleccionado. (82 A)

Is: Intensidad que hace fundir el cable en 5s. Se obtiene a partir de la siguiente expresión: $Is = k \cdot S / \sqrt{5}$

La colocación de los fusibles será dentro de bases portafusibles que están ubicadas dentro de la caja de strings, es decir en el primer tramo, constará de una cantidad total de 12 fusibles (seis para los conductores positivos y el mismo número para los conductores negativos).

Tabla 20: Resumen con la protección asignada al tramo 1, hasta la caja de agrupamiento de strings.

Tramo 1	Isc	If	Iz
Desde el generador fotovoltaico hasta la caja de strings	14,35 A	16 A	82 A

Características del fusible seleccionado:

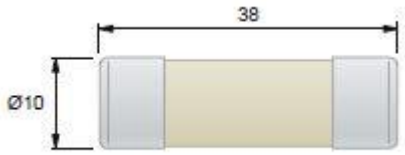


Figura 5: Fusible seleccionado con sus medidas correspondientes, en mm.

El fusible seleccionado es gPV de tipo cilíndrico de 1.000 V DC, con un poder de corte de 33 kA, talla del fusible 10x38 mm, especialmente diseñado para instalaciones fotovoltaicas, conforme a las normas internacionales IEC 60269-6 y 60269-1 y con una corriente mínima de fusión de $1{,}3 \cdot I_n$. La intensidad de actuación o ruptura del fusible actuará en un tiempo inferior a 0,1 s.

Los fusibles irán dentro de bases portafusibles estando ubicados dentro de la caja de strings. Tienen las siguientes características:

- Para tamaños de fusible de 10x38 mm y de un polo
- Plásticos resistentes a altas temperaturas
- Montaje en carril DIN 35 mm
- 1000 V DC-20B
- Elevadas características de aislamiento
- Conforme a las normas internacionales IEC 60947-1 y 60947-3

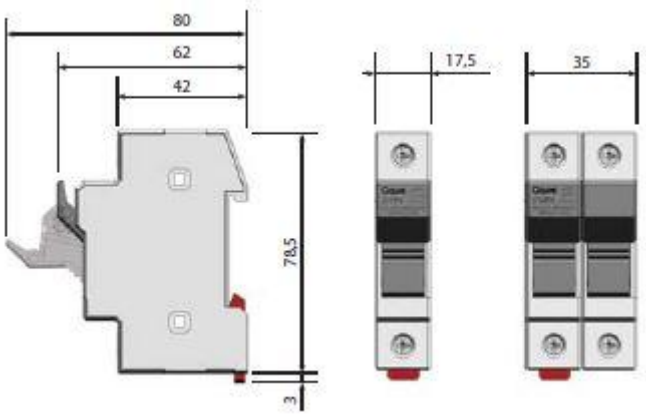


Figura 6: Bases portafusibles, indicando las medidas (en mm) para su colocación en la caja de strings, en el ejemplo viene indicado una base portafusibles de un polo y de dos.

2.1.2 Protección contra sobretensiones (Varistores)

El origen para que se produzca una sobretensión en una instalación fotovoltaica para autoconsumo tiene su origen en descargas atmosféricas (rayos) que se realizan sobre las partes altas de la estructura metálica que soporta los paneles.

Se necesita saber el voltaje máximo de la instalación, es decir:

$V_{máx} = V_{oc\ (panel)} \cdot N_{(paneles\ serie)} \rightarrow 37{,}3 \cdot 18 =$ **671,4 Vdc < 1.000 Vdc**

Éste es el voltaje máximo de la instalación que valdrá para seleccionar el modelo correspondiente de protector contra sobretensión (**varistores**), los fabricantes generalmente fabrican dos tallas de protectores:

- Los de clase I (hasta 500Vdc)
- **Los de clase II (hasta 1.000Vdc), por tanto, la protección elegida en la instalación deberá ser de clase II.**

La protección se instala en paralelo en las redes a proteger y ofrecen una protección en modo común o modo común y diferencial, el sistema se compone de cartuchos que hay que recambiar una vez ocurra la sobretensión o una descarga atmosférica cerca de la zona del generador fotovoltaico que haga saltar la protección.

El esquema eléctrico integra varistores con un sistema de desconexión y sus indicadores asociados, como se puede ver a continuación:

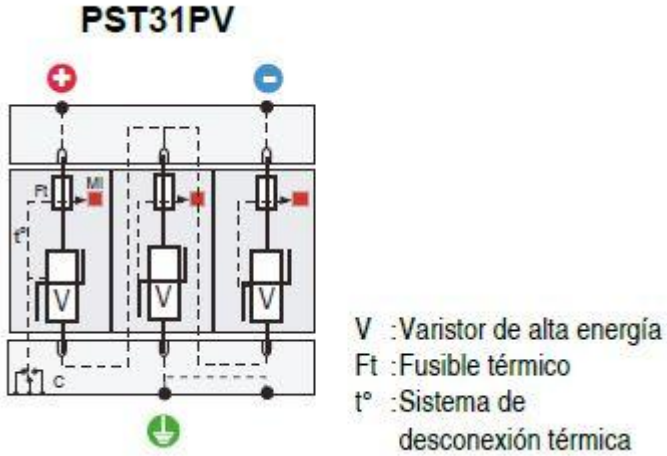


Figura 7: Modelo de clase II (PST31PV), detallando el esquema interno de conexión de los varistores (polos positivo y negativo y conexión con toma de tierra.

Este dispositivo está ubicado dentro de la caja de agrupamiento de strings y sus dimensiones (en mm) son las siguientes:

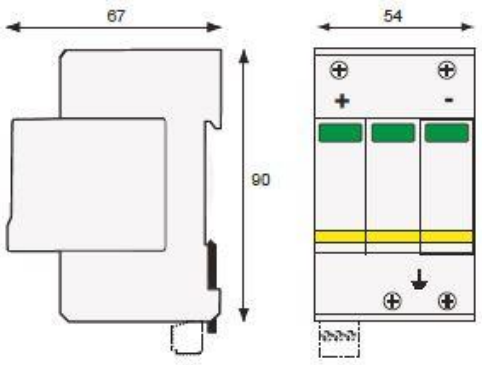


Figura 8: dimensiones del dispositivo de clase II seleccionado, ubicado dentro de la caja de strings.

Características comerciales del dispositivo, en la siguiente tabla que aparece a continuación:

Tabla 21: Características técnicas del elemento de protección seleccionado

Modelo	**PST31PV de clase II**
Tensión en régimen permanente máxima (Vdc)	1.000 Vdc
Corriente de descarga nominal (In)	20 kA
Corriente de descarga máxima (Imáx)	40 kA
Nivel de protección (Up)	3 kV

2.1.3 Interruptor – seccionador de potencia

También llamado interruptor de corte en carga. Este elemento es indispensable para facilitar las tareas de mantenimiento, puesto que tiene un mando de accionamiento directo en el exterior de la caja de string, que puede ser accionado bien de manera automática, asegurando el corte en carga y seccionamiento de seguridad de los circuitos de potencia en las instalaciones fotovoltaicas. El modelo elegido es multipolar es decir corta todos los polos incluidos en la caja de strings, tanto positivos como negativos.

Características técnicas:

Tabla 22: Características técnicas dadas por el fabricante, del interruptor seleccionado de la caja de agrupamiento de strings.

Modelo	Categoría de empleo 1.000 V (en corriente continua)	Tensión de aislamiento (UI)	T. de impulso (UImp)	Par de apriete mínimo
55PV4012	80 A*	Hasta 1.200 V	8 kV	9 Nm

***La corriente máxima que soporta el sistema es igual a la corriente en condiciones de cortocircuito de los paneles, es decir:

$I_{máx} = I_{oc\ (panel)} \cdot N_{\ (paneles\ en\ paralelo)} = 9{,}20\ A \cdot 5 = 46\ A$

Al que habrá que mayorar un 25% por razones de seguridad, es decir: 46·1,25=**57,5 A**

57,5 < 80 A Cumple

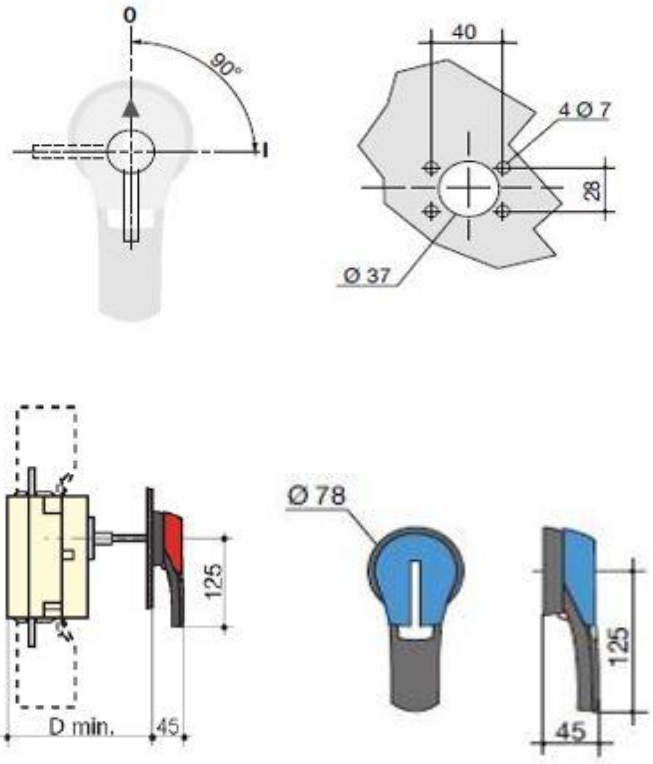


Figura 9: Dimensiones (en mm) del interruptor-seccionador elegido para la caja de strings.

2.2 Cálculo y disposición de las protecciones necesarias en CA

2.2.1 Protecciones incluidas en el Inversor de corriente

A continuación se va a exponer las protecciones incluidas dentro del inversor según la hoja del fabricante:

Este inversor va equipado con un dispositivo de vigilancia de aislamiento en el campo fotovoltaico al que está conectado (Monitorización de aislamiento: R_{iso} > 280 kΩ)

En caso de fallo de aislamiento, el inversor desconectara la conexión del generador.

Dispone de protecciones contra sobretensiones de la red según exigencias reglamentarias. En tal caso, el inversor desconectara el generador fotovoltaico de la red, hasta que las condiciones vuelvan a ser las adecuadas. El inversor ha de cumplir la norma EN 61000-4-5 sobre protección contra sobretensiones. Las protecciones del inversor por tensión desconectaran la instalación de la red según lo especificado en ITC-BT 40 apartado 7, de manera que:

- El relé de mínima tensión desconectara en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 85 % de su valor nominal.

- El relé de máxima tensión desconectara en un tiempo inferior a 0,5 segundos, a partir de que la tensión llegue al 110% de su valor nominal. Además, el inversor desconectara la instalación generadora de la red en caso de ausencia de tensión.

- El inversor dispondrá de protecciones contra sub y sobre frecuencias según las exigencias reglamentarias. En tal caso, el inversor desconectara el generador fotovoltaico de la red, hasta que las condiciones vuelvan a ser las adecuadas.

- El relé de frecuencia actuara cuando la frecuencia sea inferior a 49 Hz o superior a 51 Hz por más de 5 ciclos.

2.2.2 Protecciones incluidas en la caja de corriente alterna (CA)

Esta caja o cofre de protección para la parte alterna trifásica de la instalación, lleva añadidos los siguientes elementos de protección:

Interruptores automáticos de entrada e Interruptor general automático (IGA).

En el tramo de corriente alterna, a la salida del inversor, se conectarán las salidas de los 3 inversores de manera equilibrada a tres interruptores automáticos a la entrada de la caja de protección de CA, a su vez, las tres líneas convergerán en un automático general colocado aguas arriba del interruptor diferencial.

Las características de los interruptores automáticos magnetotérmicos de entrada son los siguientes:

Tetrapolar: 4x50 A con un PdC de 6 kA

Intensidad nominal > Intensidad de diseño; 50 A > 43,75 A Cumple.

En cuanto al interruptor automático general (IGA), tendrá la siguiente denominación:

Tetrapolar: 4x160 A con un PdC de 10 kA

Intensidad nominal (160 A) > (134,24 A) Intensidad de diseño. Cumple.

Interruptor diferencial.

Para seleccionar el interruptor diferencial más adecuado basta con limitar la impedancia de tierra de las masas de la instalación según la sensibilidad del diferencial, según lo dictado en la ITC-BT 24 (Protección contra contactos indirectos), para limitar la impedancia basta con color un dispositivo omnipolar, que origine la desconexión en que la instalación este defectuosa, estos dispositivos son los interruptores diferenciales, los más comunes son de sensibilidad 30 mA y 300 mA siendo elegidos estos últimos, puesto que los de 30 mA se utilizan más en viviendas al ser más sensibles a los contactos indirectos originados sobre todo por los electrodomésticos.

Para diferenciales de Is = 300 mA:

Para locales o emplazamientos secos. (V = 50 V)

$$R = \frac{V}{Is} = \frac{50}{0,3} = 166\,Ohmios$$

Para locales o emplazamientos húmedos. V = 24 V

$$R = \frac{V}{Is} = \frac{24}{0,3} = 80\,Ohmios$$

En base a que en la línea tiene una intensidad máxima admisible de 159 A, el interruptor ID seleccionado será; un interruptor diferencial de corte tetrapolar de intensidad nominal (4x200 A Clase A), con una sensibilidad de 300 mA, que se situará por debajo del interruptor automático general dentro de la caja de protecciones de corriente alterna y aguas arriba del cuadro general Aulario.

Interruptor magnetotérmico tetrapolar.

Estará situado entre la salida del interruptor diferencial y la entrada del interruptor de corte en carga o automático magnetotérmico en caja moldeada situado dentro del Cuadro General Aulario.

Teniendo en cuenta que la intensidad de diseño (calculada en el apartado 4.3.2), en la parte de corriente alterna trifásica de la instalación es de 131,2 A. Se escogerá un interruptor automático magnetotérmico que se ajuste a esta intensidad.

En la elección del interruptor automático se siguen los siguientes criterios:

Protección contra sobrecargas. Eligiendo las relaciones:

- $I_B \leq In \leq Iz$
- $I_2 \leq 1{,}45 \cdot Iz$
- $I_2 \leq 1{,}45 \cdot In$

Donde:

I_B: Intensidad de empleo o utilización. (131,2 A)

In: Intensidad nominal del aparato o intensidad de ajuste en los aparatos que tengan esta posibilidad. (Intensidad máxima de corriente a la salida del inversor, 36,1 A)

Iz: Intensidad máxima admisible en el conductor. (159 A)

I_2: Intensidad convencional de funcionamiento del aparato de protección.

Eligiendo las relaciones:

- Pdc > Iccmax < Ib
- Iccmin > Ia

- $t_{cable} = \frac{K^2 S^2}{I^2} > t_{IA}$

Donde:

PdC: es el poder de corte del interruptor.

Iccmax: es la intensidad de cortocircuito al principio de la línea

Iccmin: es la intensidad de cortocircuito mínima (cortocircuito al final de la línea).

Ib: es la intensidad que corresponde a la energía disipada admisible en el conductor. (155 A)

Ia: es la intensidad de regulación del disparador electromagnético.

K: es una constante que depende del material conductor y del aislante.

S: es la sección del conductor. (50 mm^2)

tcable: tiempo en cortocircuito del cable.

t_{IA}: tiempo en cortocircuito del interruptor automático

Por todo ello el interruptor guardamotor seleccionado presente las siguientes características. recogidas en la tabla siguiente:

Tabla 23: Características técnicas del interruptor magnetotérmico automático seleccionado.

Poder de corte	35 kA I_{cu} en 400/415 V de acuerdo con la norma IEC 60947-2
Poder de corte en cortocircuito (Ics)	50% en 400/415 V de acuerdo con la norma IEC 60947-2
Denominación del magnetotérmico	Automático tetrapolar 4 x 150 A
Curva de disparo	Tipo C
Situación	En la caja CA aguas arriba del CGA y aguas abajo del ID 300 mA

Fuente: Schneider Electric.

Protección contra - sobretensiones en corriente alterna.

Este dispositivo estará situado entre la salida del interruptor ID (diferencial) y la entrada del magnetotérmico tetrapolar.

Hay que diferenciar entre dispositivos que nos ofrece el mercado; enchufables y no enchufables.

Los enchufables llevan una válvula que se gasta con las descargas por lo cual hay que reponerla cuando finaliza su vida útil. Sin embargo su poder de corte es mas exigente que los no enchufables, por tanto es decisión del proyectista según las características de la instalación y de la exposición de la zona a sobretensiones.

La empresa Schneider Electric tiene una App donde nos ayuda a seleccionar el protector SPD o limitador de sobretensiones más adecuado para nuestra instalación en base a cuatro parámetros:

- **Por aplicación:** Tipo de edificio a proteger, ubicación y riesgos de rayos en la zona.
- **Por características de producto**. (Para usuarios avanzados en esta témática).
- **Por referencia comercial**.
- **Finalmente nos detalla la solución recomendada**, donde se obtiene el limitador de sobretensiones más adecuado para tu proyecto así como recomendaciones del interruptor de desconexión asociado.

Se elige por tanto, un dispositivo enchufable como interruptor contra sobretensiones. Con las siguientes características:

Tabla 24: Características técnicas del interruptor sobretensiones seleccionado.

Denominación	IPRD40r
Avisador de vida útil	Sí
Tipo	2 (Protección de cabecera)
Situaciones con nivel de riesgo	Elevado
Nivel de protección	Contra sobretensiones transitorias de origen atmosférico y de maniobra
Número de polos	3P + N
Voltaje (CA)	230/400 V
Intensidad máxima y nominal	40 kA y 15 kA
Voltaje de corte	1,4 kV

Fuente: Schneider Electric.

Su aspecto será el siguiente:

Figura 10: Aspecto visual del dispositivo contra sobretensiones seleccionado.
Fuente: Schneider Electric.

2.2.3 Contador bidireccional (Smart-meter)

La entrada al propio contador bidireccional de autoconsumo estará protegida por medio de un fusible cilíndrico de 6 A dentro de un portafusible UTE 10x38 T0 1P 32 A. Siguiendo los mismo criterios que la instalación ya existente.

Figura 11: Foto del fusible/portafusible que se va a instalar junto con el contador.
Fuente: Schneider Electric.

En cuanto al contador bidireccional de autoconsumo:

Se dispondrá también de un dispositivo de adquisición de datos y contador inteligente (Smart meter) como el ya existente en la instalación de vidrio FV, que ha sido configurado con "inyección cero". Es decir, según la normativa vigente, el dispositivo asegura que siempre se realice autoconsumo de la energía generada y si por algún motivo, el edificio no demanda energía, la instalación fotovoltaica no pueda verter energía a la red de la compañía eléctrica.

El sistema de monitorización ha sido conectado a la Intranet de la Universidad a través de un cable de red para el seguimiento y registro de los datos aportados por la instalación mediante un sistema de monitorización propio de la Universidad.

Figura 12: Contador bidireccional Smart – Meter
Fuente: Fronius.

Características técnicas del dispositivo medidor seleccionado:

Tabla 25: Características técnicas del contador Smart – Meter.

Denominación	Fronius Smart-Meter 50 kA-3**(1)**
Tensión nominal	400 – 415 V
Máxima corriente	3 x 50.000 A
Sección cable de entrada	0,05 – 4 mm^2
Sección cable de comunicación y neutro	0,05 – 4 mm^2
Consumo de energía	2,5 W
Intensidad de inicio	40 mA
Clase de precisión	1
Precisión de energía activa	Clase B (EN50470)
Precisión de energía reactiva	Clase 2 (EN/IEC 62053-23)
Sobrecorriente de corta duración	30 x Imáx / 0,5 s
Montaje	Interior (Carril DIN)
Carcasa (ancho)	4 módulos DIN 43880
Tipo de protección	IP 51 (Marco frontal), IP 20 (Terminales)
Rango de temperatura de operación	- 25 ºC / + 55 ºC
Dimensiones (Altura x Anchura x Profundidad)	89 x 71,2 x 65,6 (mm)
Interface para el inversor(es)	Modbus RTU (RS485)
Display	8 dígitos LCD

(1) Disponible sin transformador de corriente.

Fuente: Fronius.

2.3 Cálculo de la toma de tierra

En este apartado se calculará la puesta a tierra, necesaria para proteger a los usuarios de la instalación frente a posibles contactos directos e indirectos, así como los conductores de tierra en los tramos de corriente continua, puesto que en el tramo de alterna el conductor de tierra se calculará dentro del apartado 1.2 "Cálculo de cables de la línea de corriente alterna (CA)".

2.3.1 Picas de toma de tierra

Al empezar el cálculo en este proceso se establecerá una diferencia, ya que existen partes de la instalación consideradas como local seco y otras como local húmedo.

La instalación del interior de la caseta de instalaciones será considera como local seco ya que no estará expuesta a humedades ni filtraciones de líquidos.

En lo referente a la estructura y partes metálicas de los paneles se considerarán local húmedo, al estar a la intemperie.

Fórmulas utilizadas para el cálculo:

- Resistencia máxima

$$R_{máx} = \frac{V}{I}$$

Donde:
V: es la tensión según el tipo de local, en voltios.
I: es la intensidad de defecto del diferencial, en A.

- Resistencia de la puesta a tierra

$$R = \frac{\rho}{n \cdot L}$$

Donde:
ρ: es la resistividad del terreno, en Ohm·m.
n: es el número de picas.
L: es la longitud de la pica.

- Comprobación de la instalación. (Por la Ley de Ohm).

$$V = R \cdot I$$

Donde:

R: es la resistencia de la puesta a tierra, en Ohm.

I: es la intensidad de defecto, en A.

Dimensionado de la puesta de tierra:

- Puesta a tierra de la parte alterna.

Según la ITC-BT-24, se considera el interior de la instalación (Inversor-Caja CA) como local seco, por tanto, el valor de la tensión a tener en cuenta será de 50 V.

Al contar con un interruptor ID de 300 mA en la parte alterna, ésta será la intensidad que se tendrá en cuenta a la hora de dimensionar la puesta a tierra.

El terreno al ser de arena arcillosa tendrá un valor de resistividad orientativo según la tabla nº3 de la guía BT-18 de 50-500 Ohm·m.

De modo que si queremos un poco más de precisión debemos de ir a la tabla nº4 de la misma guía que resume los "valores medios aproximados de la resistividad en función de la naturaleza del terreno", dicha tabla es la que aparece a continuación:

Tabla 26: Valores medios aproximados de la resistividad en función de la naturaleza de terreno, marcando el valor escogido según las características de la zona del proyecto.

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad (Ohm·m)
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes	**500**
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3.000

Fuente: Guía BT-18 del REBT.

Por tanto:

$$R_{máx} = \frac{V}{I} = \frac{50}{0,3} = 166,67\ \Omega$$

El número de picas recomendado para este tipo de instalaciones suele ser una pica de 2 metros de longitud, si el circuito de los paneles tuviera una longitud mayor de 30 m, serían necesarias más de una pica. La resistencia de la pica será:

$$R = \frac{\rho}{n \cdot L} = \frac{50}{1 \cdot 2} = 25\ \Omega < R_{máx}$$

Se cumple la condición

Se debe comprobar que el voltaje no excede del máximo del local seco.

$$V = R \cdot I = 25 \cdot 0,3 = 7,5\ V < 50\ V$$

Se cumple la condición.

- Puesta de tierra de la estructura soporte de los paneles (Parte CC).

Se considera la estructura soporte como local húmedo, por tanto, el valor que se tiene que tener en cuenta según la ITC-BT-24 "Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra los contactos directos e indirectos" el valor de tensión es de 24 V.

Para el cálculo de la resistencia máxima se ha considerado el mismo valor de intensidad de defecto que para el caso anterior. La resistividad sigue siendo la misma que en el anterior caso.
Por tanto:

$$R_{máx} = \frac{V}{I} = \frac{24}{0,3} = 80\,\Omega$$

La resistencia de la pica de 2 metros será:

$$R = \frac{\rho}{n \cdot L} = \frac{50}{1 \cdot 2} = 25\,\Omega < R_{máx}$$

Se cumple la condición

Se debe comprobar que el voltaje no excede del máximo del local húmedo.

V = R · I = 25 · 0,3 = 7,5 V < 24 V

Se cumple la condición.

Todos los electrodos y cables de protección (tierra) irán conectados entre sí por medio de barras de tierra situadas en el inversor, en la caja CA y en el propio Cuadro general del Aulario. En cuanto a la parte de corriente continua toda la estructura metálica coplanar de la cubierta estará interconectada a tierra, así como a la caja de strings, ya que en ella ira un cable de protección que enlazará la propia caja con el inversor.

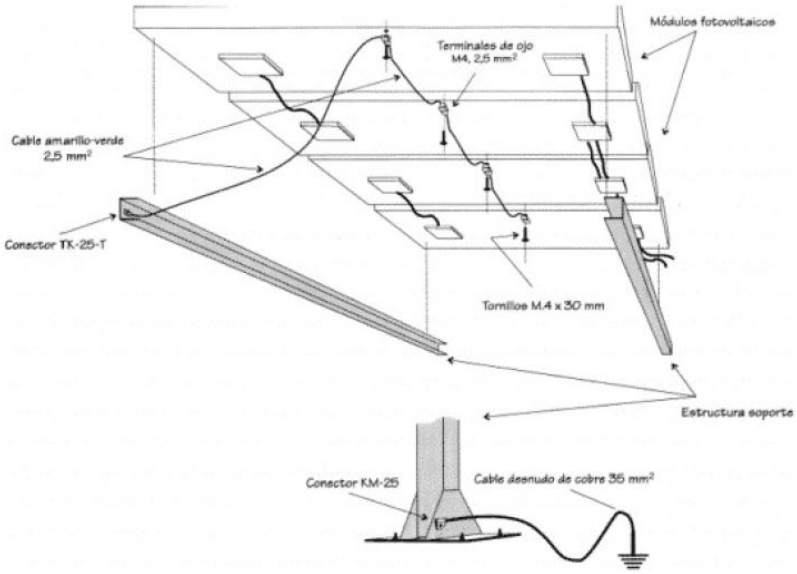


Figura 10: Ejemplo de instalación de la toma de tierra en la estructura soporte de los módulos fotovoltaicos.

2.3.2 Conductores de protección

Para la protección y seguridad de la propia instalación, habrá que instalar un cable adicional, además de los cables activos (positivo y negativo), que será el cable de protección y que servirá para conectar todas las masas metálicas de la instalación con el sistema de tierra.

Con el cableado de protección se consigue evitar que aparezcan diferencias de potencial peligrosas, y al mismo tiempo permita descargar a tierra las corrientes de defectos o las debidas por las descargas de origen atmosférico.

El cable de protección será del mismo material que los conductores activos utilizados en la instalación, en este caso de cobre, e irán alojados en el mismo conducto que los conductores activos.

Según la reglamentación en baja tensión, la sección que debe tener en cada tramo el conductor de protección (teniendo en cuenta los resultados del cálculo de conductores activos), viene dada por la tabla siguiente:

Tabla 27: Relación entre los conductores de protección y activos.

Sección de los conductores activos de la instalación, S (mm^2)	**Sección mínima de los conductores de protección, S_p (mm^2)**
S ≤ 16	**S_p = S***
16 < S ≤ 35	**S_p = 16**
S > 35	S_p = S/2

***Con un mínimo de 2,5 mm2 si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y tienen protección mecánica. Con un mínimo de 4 mm2 si los conductores de protección no forman parte de la canalización de alimentación y no tienen una protección mecánica.

Teniendo en cuenta el criterio de relación de conductores de la tabla anterior, la sección que tendrá el cable de protección en cada tramo de la instalación se indica en la siguiente tabla:

Tabla 28: Secciones de conductores activos y de protección por tramos de la instalación

Tramo	**Sección del cable activo (mm^2)**	**Sección del cable de protección (mm^2)**
1er Tramo: desde el generador FV hasta la caja de strings	**10**	**10**
2º Tramo: desde la caja de strings hasta los inversor(es) de corriente	**25**	**16**

3. DATOS TÉCNICOS DE LOS COMPONENTES SELECCIONADOS

3.1 Caja de agrupamiento strings (caja de protección CC)

Tabla 29: Características técnicas de la caja de strings seleccionada, incluyendo las protecciones internas.

Modelo ST061010P						
Nº Máx. Strings	Tensión máxima	(Isc) Cortocircuito	Protección con fusibles	Prot. Sobret. Clase II	Dimensiones (Alto,ancho,fondo) [mm]	Material caja/tapa
6*	1.000 V	80 A	Sí	Sí	436 x 418 x 148	Poliéster/PC

***Nota:** En cuanto a la selección de la caja de strings se va a proceder a realizar la instalación con 3 cajas de strings con capacidad de hasta 6 strings. El fabricante calcula las protecciones necesarias para la capacidad máxima de strings de la caja, nos suministra tapones junto con la caja de strings, para que en caso de no utilizar todas las entradas disponibles, se deben cerrar las aperturas de los prensaestopas correspondientes. (En este proyecto se usarán 5 de las 6 entradas de caja, dejando la posibilidad de una futura ampliación de la instalación).

En la siguiente figura se ve la caja de strings con sus correspondientes componentes:

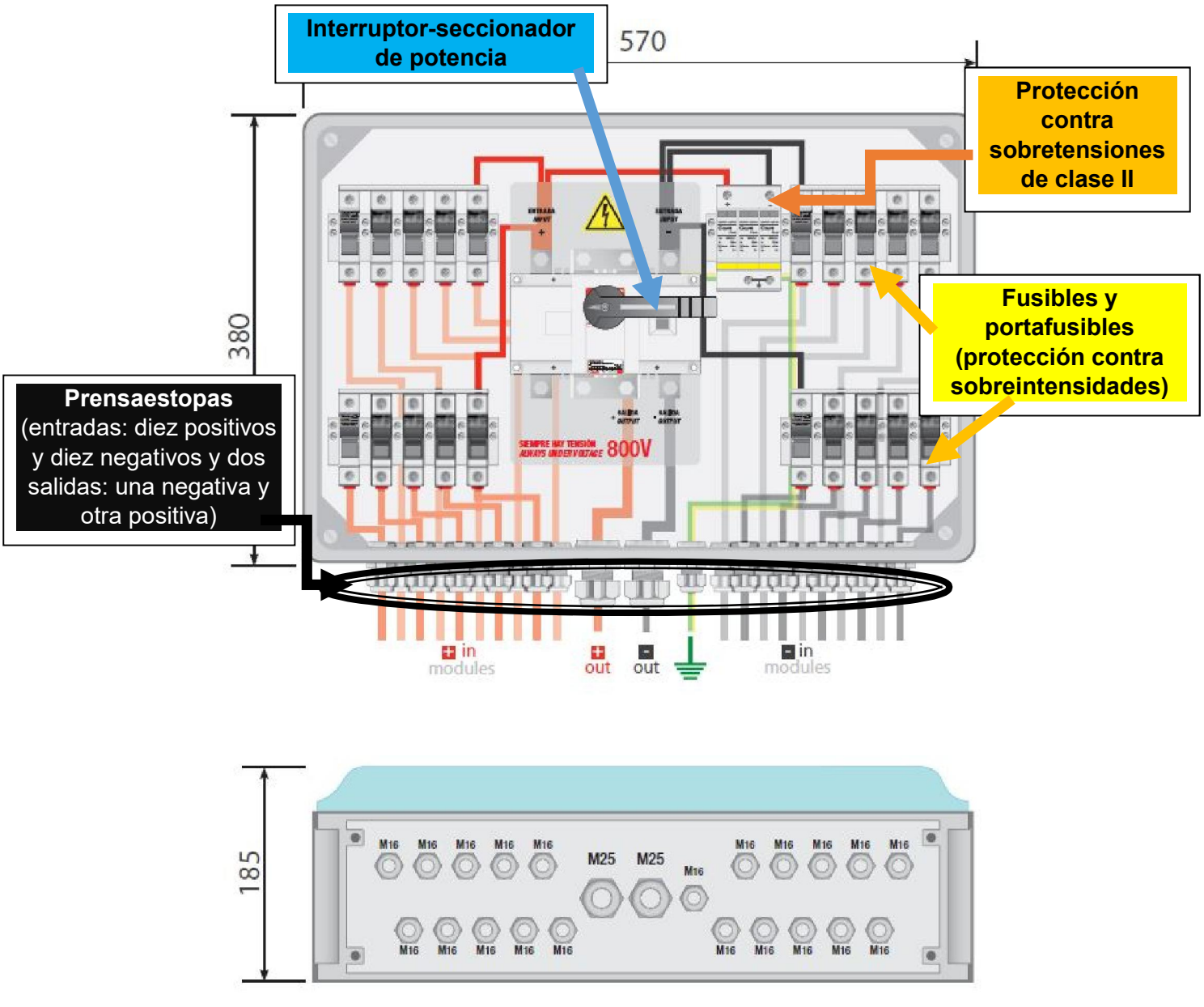


Figura 11: Arriba; Ejemplo caja de strings (de hasta 10 strings), con todos sus componentes. Abajo; la vista inferior de la misma, señalando el diámetro máximo de los conductores a conectar a la caja (entradas) o los de salida de la misma (dos conductores), negativo y positivo más otro de menor tamaño referido al conductor de protección a tierra.

3.2 Caja de protección de corriente alterna seleccionada (CA)

Envolvente de la caja CA:

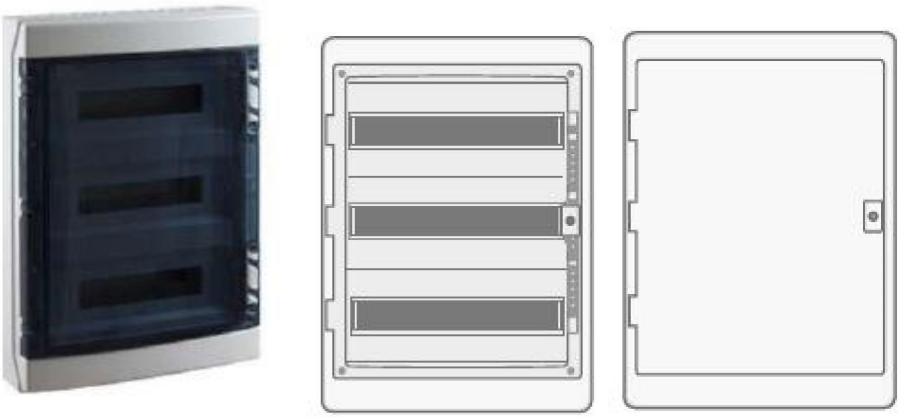


Figura 12: Caja de protecciones de corriente alterna (CA).
Fuente: Schneider Electric.

Tabla 30: Características técnicas de la caja de protección de CA.

Modelo: Cofret Kaedra 13986							
Nº de filas	Nº de módulos de 18 mm	Alto (mm)	Ancho (mm)	Profundidad (mm)	Color y apariencia	Resistencia al fuego	Norma
3	3 (54 mm)	610	448	160	Color gris claro, puerta verde transparente	650ºC	IEC 61439-3

Fuente: Schneider Electric.

En ella irán alojadas todas las protecciones necesarias de la parte alterna de la instalación (Interruptores automáticos, interruptor diferencial de corte, magnetotérmico tetrapolar, interruptores de sobretensiones).

La disposición será la siguiente:

- En la parte alta: los tres interruptores automáticos de entrada de los tres inversores correspondientes, más el interruptor general automático (IGA).
- En la parte media: los interruptores diferencial de corte, sobretensiones y magnetotérmico tetrapolar.

- Finalmente en la parte baja de la caja irá alojado el contador bidireccional (Smart-Meter), con sus correspondientes fusibles de protección. En esta parte se hará la conexión del contador con la toma de internet y se trazará el cable de comunicación con el Cuadro General Aulario, para el registro de los datos en todo momento.

4. CORRECIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA DEL TRANSFORMADOR

4.1 Características técnicas del transformador

El transformador que abastece de energía eléctrica al cuadro general del edifico Aulario se encuentra alojado, en el sótano del Edificio D (Dependencias de Magisterio), son dos transformadores, pero uno de ellos sólo esta de reserva y se utiliza o bien en momento puntuales de gran demanda o bien cuando se están realizando labores de mantenimiento y/o reparación en el caso de que uno de los equipos esté dañado.

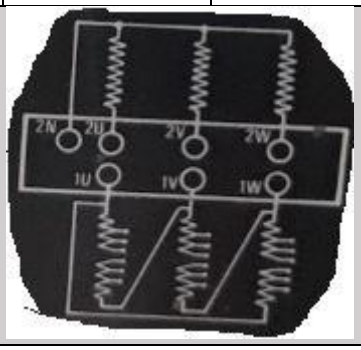
Figura 13: Celda del transformador, ubicado en el sótano del edificio D del Campus de Palencia.

Las características técnicas del transformador son las siguientes:

Tabla 31: Características técnicas del trasformador del Campus La Yutera (Palencia).

Transformador trifásico 50Hz, TCA 630/17,5	
Norma	UNE 20.101
Nº Fabricación	34027
Año de fabricación	1.996
Peso total (kg)	1.630
Volumen de aceite 20ºC (l)	311
Peso a desencubar (kg)	1.055
Potencia norminal (kVA	630
Tensión (V)	400 en B.T.
Intensidad (A)	909,3 en B.T.
Línea en baja tensión	2N-2U-2V-2W
Calentamientos (K) Medio arroll/Máx.Líq.	65/60
Grupo de conexión	Dyn 11
Nivel de aislamiento 50 Hz. Choque	38 kV
	95 kV
Material A.T. y B.T.	Cu (Cobre)
Sobrepresión admisible (mbar)	250
Vacío admisible (mbar)	500
Líquido aislante	Aceite

Tabla 32: Características técnicas del lado de alta tensión del mismo trasformador.

ALTA TENSIÓN			
Posición del conmutador	Tensión (V)	Intensidad (A)	Potencia (kVA)
1	13.860	-	-
2	13.530	-	-
3	13.200	27,5	630
4	12.870	-	-
5	12.540	-	-
Esquema de conexión adjunto: 			

A los transformadores hay que añadir un remonte y varias celdas de disyuntores que nos sirven para poder operar o hacer tareas de mantenimiento en los transformadores con total seguridad para el personal de mantenimiento.

Figura 14: Remonte y celda de disyuntores con sus características técnicas, se encuentran situados enfrente de los trasformadores, en el cuarto de instalaciones del sótano del Edifico D.

4.2 Cálculo de la potencia reactiva a instalar

Se ha decidido mejorar el factor de potencia hasta un valor de 0,99 para aprovechar las ventajas que conlleva poseer un factor muy cercano a 1. Como tenemos los datos de potencia activa y factor de potencia de la nave se calcula la potencia reactiva a instalar.

Datos:

- Potencia activa = 579.600 W. (579,6 kW)
- Intensidad = 909,3 A.
- Cos φ = 0,92; φ=23,07°

$$Q=\sqrt{3}\cdot V\cdot I\cdot \operatorname{sen}\varphi = \sqrt{3}\cdot 400\cdot 909{,}3\cdot \operatorname{sen} 23{,}07^{\circ} = 246.861{,}69 \text{ Var.}$$

El objetivo es corregir el f.d.p. hasta 0,99, por lo que la potencia reactiva que tiene que tener la batería de condensadores será:

Cos φ: 0,99; φ=8,11°

$$Q=\sqrt{3}\cdot V\cdot I\cdot \text{sen}\,\varphi = \sqrt{3}\cdot 400\cdot 909{,}3\cdot \text{sen}\,8{,}11^{\circ} = 88.874{,}03\ \text{Var.}$$

$$Q_{batería} = Q_{f.d.p.(0,92)} - Q_{f.d.p.(0,99)} = 246.861{,}69 - 88.874{,}03 = 157.987{,}66\ \text{Var.}$$

4.3 Cálculo de la sección del conductor que une la batería

Para hallar la intensidad que va a circular por el cable que alimenta la batería de condensadores, se aplica la fórmula de la potencia reactiva:

$Q=\sqrt{3}\cdot V\cdot I\cdot \text{sen}\varphi$

Dónde:

- $\text{Sen}\varphi = 1$ (Batería de condensadores).
- Q = Potencia reactiva de los conductores. (157.987,66 Var).
- V = tensión nominal, (400 V).

Despejando la intensidad:

$$I = 157.987{,}66 / \sqrt{3}\cdot 400\cdot 1 = 228{,}03\ \text{A.}$$

Con este valor nos vamos a la tabla del R.E.B.T. correspondiente, en este caso la tabla 1 (intensidad admisibles), de la ITC-BT 19, para conductores unipolares en contacto mutuo con aislamiento XLPE o EPR, indica una sección de 70 mm^2 y una intensidad máxima admisible en el conductor de 244 A.

4.4 Cálculo de la protección de la batería de condensadores

El cálculo del interruptor automático se basa en la intensidad consumida por la batería de condensadores. Este valor debe ser multiplicado por un coeficiente de seguridad especificado en la ITC-BT 48 (Transformadores, autotransformadores, reactancias, rectificadores y condensadores) del R.E.B.T.

En el apartado 2.3 "Condensadores" de dicho documento, se establece que los aparatos de mando y protección deben soportar en régimen permanente de 1,5 a 1,8 veces la intensidad nominal, en este caso aplicaremos un coeficiente de 1,6:

$$I = I_n \cdot 1{,}6 = 228{,}03 \cdot 1{,}6 = 364{,}86\ \text{A.}$$

La intensidad de cortocircuito será la intensidad de entrada del Cuadro General de Distribución (C.G.D.) del Aulario. No disponemos de este dato, pero una vez obtenido, lo siguientes es definir las protecciones que ha de llevar la batería de trasformadores.

El caso más común es:

Disponer de un interruptor magnetotérmico definido por las siguientes características:

- Sección (mm^2).
- Calibre (A).
- PdC (kA).
- III+N 400 V (Tres fases + neutro).
- Curva C (Curva de disparo).

***Nota**: No se va a llevar a cabo una corrección del factor de potencia debido a que ya existe en la actualidad un banco de baterías de condensadores para tal fin, haciendo que el factor de potencia o cos φ tenga un valor cercano a la unidad (0,99 – 1).

Figura 15: Vista exterior e interior de la batería de condensadores que se encuentra alojada actualmente en el sótano del edificio D.

5. CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN DE PARARRAYOS

5.1 Necesidad de la disposición de un pararrayos

Para conocer si la instalación necesita disponer de pararrayos se sigue el documento básico de seguridad de utilización (CTE SU8, Seguridad frente al riesgo causado por la acción del rayo), cuyo procedimiento es el siguiente:

Será necesaria la instalación de un sistema de protección contra el rayo cuando la frecuencia esperada de impactos N_e sea mayor que el riesgo admisible N_a.

Los edificios en los que se manipulen sustancias tóxicas, radioactivas, altamente inflamables o explosivas y los edificios cuya altura sea superior a 43 m dispondrán siempre de sistemas de protección contra el rayo de eficiencia E superior o igual a 0,98.

Se pretende determinar la frecuencia esperada de impactos, N_e:

$$N_e = N_g A_e C_1 10^{-6} \text{ (nº impactos / año)}$$

1º) A continuación indicamos la frecuencia esperada de impactos, N_g (nº impactos/año, km^2).

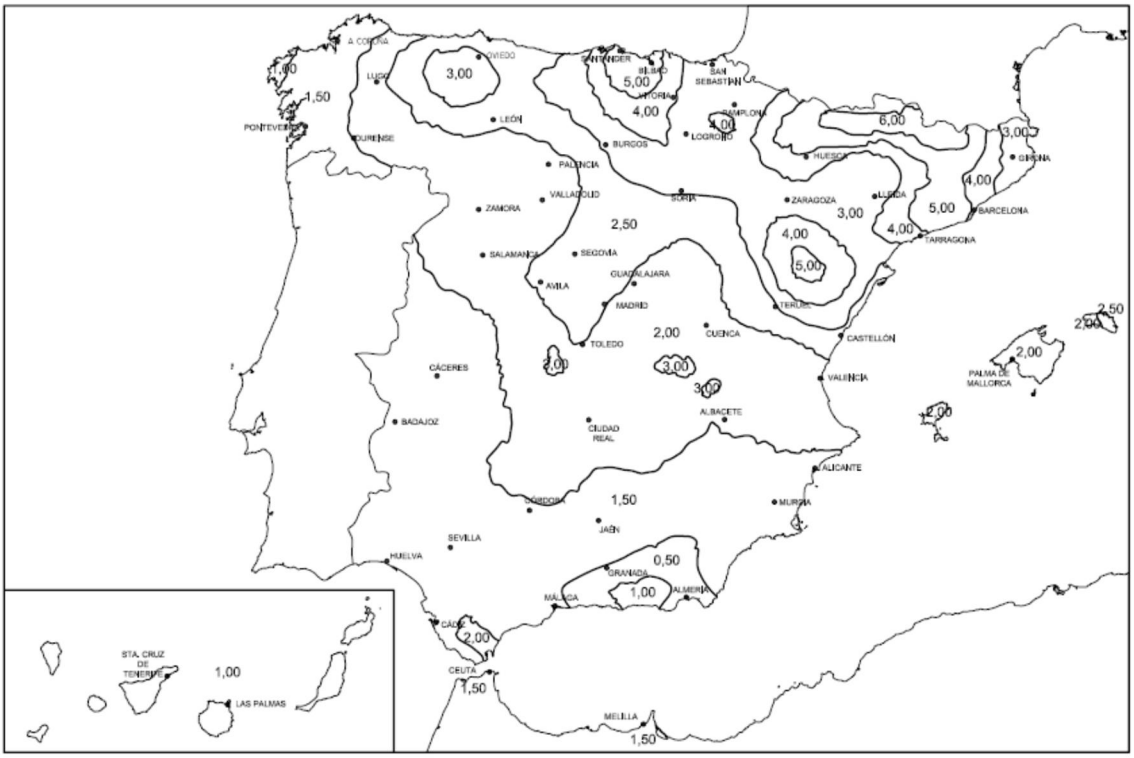


Figura 16: Mapa de densidad de impactos sobre el terreno N_g

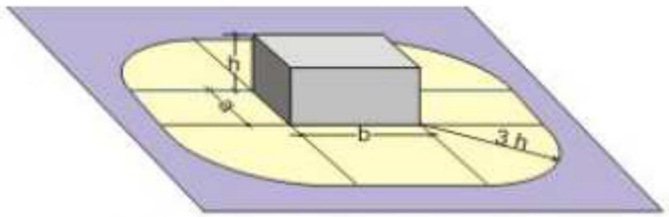
Buscamos en el mapa el valor, para nuestro caso:

Palencia, **N_g = 2,00 impactos/año,km^2**

2º) Calculamos la superficie de captura aparente, A_e.

A_e: Es la superficie de captura equivalente del edificio aislado en m^2, que es la delimitada por una línea trazada a una distancia "3h" de cada uno de los puntos del perímetro del edificio, siendo "h" la altura del edificio en el punto del perímetro considerado. Aunque la planta del edificio no es exactamente un rectángulo perfecto a efectos de cálculo lo consideraremos como tal.

Tipo de edificio A: Edificio rectangular



$$A_e=(b \times a) + 6 \times h \times (b + a) + 9 \times \pi \times h^2$$

Figura 17: Representación del edificio según el CTE S8

El edificio A tiene varias alturas, partiendo como es lógico desde la cota "0" o suelo y dependiendo de cuál sea el extremo que se tome, a saber:

- Hasta la cubierta transitable de la planta baja: 5,40 metros
- Hasta la cubierta de lucernarios: 7,40 metros
- Hasta la primera planta: 8,52 metros
- Hasta el pico del diente de sierra: **9,27 metros (Escogida)**
- Hasta la azotea de la torre del edificio: 15,88 metros

Tomaremos como altura la del diente de sierra puesto que es donde va a estar situada la mayoría de la instalación, no obstante ninguna altura es mayor a 43 metros.

La anchura del edificio tiene un total máximo de **130,10 metros**.

Para la largura también existen diferentes longitudes según el extremo que queramos considerar:

- Longitud de la biblioteca: 77,40 metros
- Longitud de toda la planta baja: 90,45 metros

- Longitud hasta el hall de la planta baja: **97,32 metros (Escogida)**

Se selecciona 97,32 metros ya que es la longitud que cubre el total del edificio.

(Altura) h: 9,27 m ; (Anchura) b: 130,10 m ; (Largo) a: 97,32 m

Sustituyendo los valores en la fórmula obtenemos un valor, **A_e: 27.740,12 m^2**

3º) Escogemos el coeficiente relacionado con el entorno, C_1

Tabla 33: Coeficiente C_1.

Situación del edificio	C_1
Próximo a otros edificios o árboles de la misma altura o más altos	0,5
Rodeado de edificios más bajos	0,75
Aislado	1
Aislado sobre una colina o promontorio	2

Obtenemos que **C_1 = 0,5**

4º) Cálculo final de la frecuencia esperada de rayos sobre el edificio (Ne), por medio de la ecuación anteriormente descrita:

$$N_e = N_g A_e C_1 10^{-6} = 2{,}00 \cdot 27.740{,}12 \cdot 0{,}5 \cdot 10^{-6}$$

N_e = 0,0277 impactos / año

5º) Calculamos el riesgo admisible, N_a, mediante la siguiente expresión:

$$\mathrm{Na} = \frac{5{,}5}{C_2 \cdot C_3 \cdot C_4 \cdot C_5} \cdot 10^{-3}$$

Dependerá de los siguientes coeficientes: C_2,C_3,C_4 y C_5.

C_2 coeficiente en función del tipo de construcción

Tabla 34: Coeficiente C_2.

	Cubierta metálica	Cubierta de hormigón	Cubierta de madera
Estructura metálica	0,5	1	2
Estructura de hormigón	1	1	2,5
Estructura de madera	2	2,5	3

C_2 = 1 (Estructura del edificio hormigón y cubierta metálica, no es exactamente metálica pero es la que más se asemeja a lo expuesto en el documento básico).

C_3 coeficiente en función del contenido del edificio

Tabla 35: Coeficiente C_3.

Edificio con contenido inflamable	3
Otros contenidos	1

C_3 = 1 (Otros contenidos)

C_4 coeficiente en función del uso del edificio

Tabla 36: Coeficiente C_4.

Edificios no ocupados normalmente	0,5
Usos Pública Concurrencia, Sanitario, Comercial, Docente	3
Resto de edificios	1

C_4 = 3 (Usos de pública concurrencia, docente).

C_5 coeficiente en función de la necesidad de continuidad en las actividades que se desarrollan en el edificio

Tabla 37: Coeficiente C_5.

Edificios cuyo deterioro pueda interrumpir un servicio imprescindible (hospitales, bomberos, ...) o pueda ocasionar un impacto ambiental grave	5
Resto de edificios	1

C_5 = 1 (Resto de edificios)

Por tanto, el riesgo admisible N_a es:

$$Na = \frac{55}{1 \cdot 1 \cdot 3 \cdot 1} \cdot 10^{-3}$$

N_a = 0,0018

$N_e > N_a \rightarrow$ Protección necesaria, por tanto se debe instalar un pararrayos, (Ya existe uno en la actualidad).

5.2 Características de la instalación según sus sistema de protección

6º) Tipo de instalación exigido:

La eficacia E (que es la probabilidad de que un sistema de protección contra el rayo intercepte las descargas sin riesgo para la estructura e instalaciones), requerida para

una instalación de protección contra el rayo se determina mediante la siguiente fórmula:

$$E = 1 - \frac{N_a}{N_e} = 1 - \frac{0{,}0018}{0{,}0277} = 0{,}93$$

Siguiendo lo expuesto en la tabla 2.1 de dicho documento de seguridad (CTE-S8), indica el nivel de protección correspondiente a la eficiencia requerida.
Las características del sistema para cada nivel de protección se describen en el Anexo SU B:

Tabla 38: Tabla 2.1 del documento S8 "Niveles de protección de los componentes de la instalación".

Eficiencia requerida	Nivel de protección
E ≥ 0,98	1
0,95 < E <0,98	2
0,80 < E <0,95	3
0 ≤ E < 0,80 (1)	4

(1) Dentro de estos límites de *eficiencia* requerida, la instalación de protección contra el rayo no es obligatoria.

El nivel de protección necesario según la eficiencia requerida es el nivel 3.

Siguiendo el Anexo B "Características de la instalación frente al rayo", Los sistemas de protección contra el rayo deben constar de un sistema externo, un sistema interno y una red de tierra de acuerdo con los apartados siguientes.

B.1 Sistema externo:

El sistema externo de protección contra el rayo está formado por dispositivos captadores y por derivadores o conductores de bajada.

Los dispositivos captadores podrán ser puntas Franklin, mallas conductoras y pararrayos con dispositivo de cebado.

Se eligen los captadores puntas Franklin y mallas conductoras.

El diseño de la instalación se hará de manera que, en función del nivel de protección requerido, el edificio quede dentro del volumen protegido determinado por alguno de los siguientes tres tipos, que pueden utilizarse de forma separada o combinada:

- A. Ángulo de protección
- B. Esfera rodante
- C. Mallado o retícula.

Se combinarán el método del ángulo de protección con el del mallado o retícula.

B.1.A. Método del ángulo de protección:

El volumen protegido determinado por los dispositivos captadores está formado por la superficie de referencia y la superficie generada por una línea que, pasando por el extremo del dispositivo captador, gire formando un ángulo α con él.

Los valores de los ángulos de protección α vienen dados en la tabla B.1 en función de la diferencia de altura entre la punta del pararrayos y el plano horizontal considerado h, para cada *nivel de protección*.

Cuando se disponga un conductor horizontal uniendo dos puntas, el volumen protegido será el resultante de desplazar a lo largo del conductor el definido por las puntas, tal y como se ve en la figura siguiente:

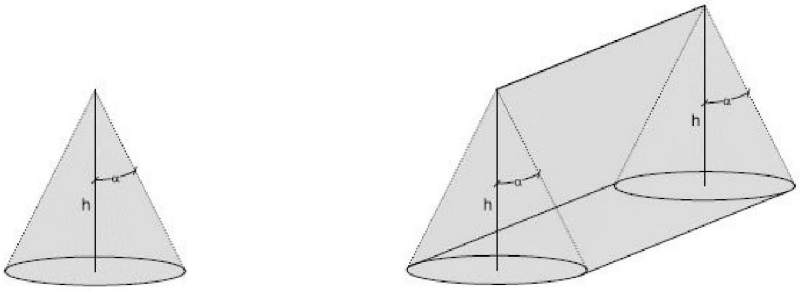


Figura: Volumen protegido por los captadores

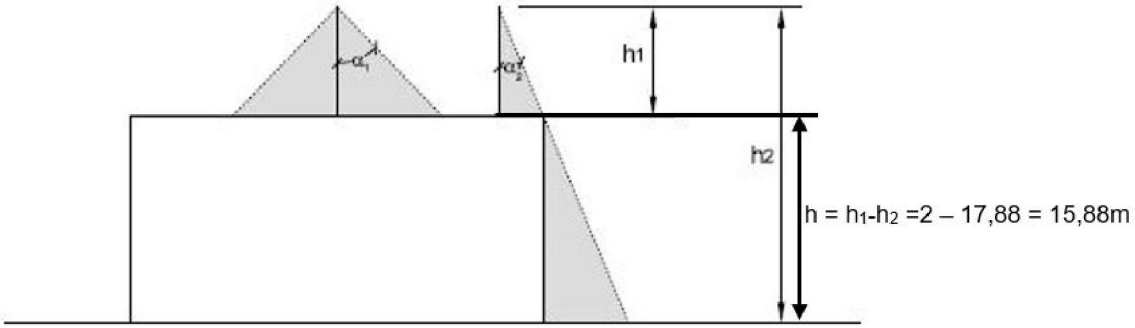


Figura 18: Angulo de protección, disposición para diferentes alturas.

Sabiendo que la estructura más alta del edificio es la torre (15,88 m) y que la altura del pararrayos debe ser de 2 metros por encima de la zona que protege, incluyendo antenas, torres de enfriamiento, techos, depósitos, etc.

La diferencia de altura (h), con respecto al suelo, es de 15,88 metros (≈ 20 metros). Nivel de protección 3.

Tabla 39: Tabla B.1 del CTE S8. Ángulo de protección α.

Nivel de protección	Diferencia de altura h entre la punta del pararrayos y el plano horizontal considerado m			
	20	30	45	60
1	25º	*	*	*
2	35º	25º	*	*
3	45º	35º	25º	*
4	55º	45º	35º	25º

* En estos casos se emplean los métodos de esfera rodante y/o malla.

B.1.C. Método de la malla o cuadrícula:

El volumen protegido es el definido por una malla rectangular cuya dimensión mayor será la indicada en la tabla B.3 del documento, en función del nivel de protección.

Según dicha tabla, la dimensión de la retícula debe ser de 15 metros.

Tabla 40: Tabla B.3 del CTE S8. Dimensión de la retícula.

Nivel de protección	Dimensión de la reticula m
1	5
2	10
3	15
4	20

Las condiciones para que la protección sea efectiva son las siguientes:

a) Los conductores captadores situados en la cubierta deben estar colocados en:

- El perímetro de la cubierta
- En la superficie de la cubierta formando una malla de la dimensión exigida
- En la línea de limatesa de la cubierta, cuando la pendiente de la cubierta sea superior al 10%.

b) En las superficies laterales de la estructura la malla debe disponerse a alturas superiores al radio de la esfera rodante correspondiente al **nivel de protección** exigido.

c) Ninguna instalación metálica debe sobresalir fuera del volumen protegido por las mallas.

En edificios de altura superior a 60 m protegidos mediante malla conductora, se deberá disponer también una malla conductora para proteger el 20% superior de la fachada.

B.1.1 Derivadores o conductores de bajada

Los derivadores conducirán la corriente de descarga atmosférica desde el dispositivo captador a la toma de tierra, sin calentamientos y sin elevaciones de potencial peligrosos, por lo que deben preverse:

a) Al menos un conductor de bajada por cada punta Franklin o pararrayos con dispositivo de cebado, y un mínimo de dos cuando la proyección horizontal del conductor sea superior a su proyección vertical o cuando la altura de la estructura que se protege sea mayor que 28 m.

b) Longitudes de las trayectoria lo más reducidas posible.

c) Conexiones equipotenciales entre los derivadores a nivel del suelo y cada 20 metros.

En caso de mallas, los derivadores y conductores de bajada se repartirán a lo largo del perímetro del espacio a proteger, de forma que su separación media no exceda de lo indicado en la tabla B.5 en función del nivel de protección.

Tabla 41: Tabla B.5 Distancia entre conductores de bajada en sistemas de protección de mallas conductoras.

Nivel de protección	Distancia entre conductores de bajada m
1	10
2	15
3	20
4	25

Todo elemento de la instalación discurrirá por donde no represente riesgo de electrocución o estará protegido adecuadamente.

B.2 Sistema interno:

1) Este sistema comprende los dispositivos que reducen los efectos eléctricos y magnéticos de la corriente de la descarga atmosférica dentro del espacio a proteger.

2) Deberá unirse la estructura metálica del edificio y la de los paneles solares, otras instalaciones metálicas, los elementos conductores externos, los circuitos eléctricos y de telecomunicación del espacio a proteger y el sistema externo de protección si lo hubiera, con conductores de equipotencialidad o protectores de sobretensiones a la red de tierra.

3) Cuando no pueda realizarse la unión equipotencial de algún elemento conductor, los conductores de bajada se dispondrán a una distancia de dicho

elemento superior a la distancia de seguridad (d_s). La distancia de seguridad será igual a: $d_s = 0{,}1 \cdot L$

Siendo (L), la distancia vertical desde el punto en que se considera la proximidad hasta la toma de tierra de la masa metálica o la unión equipotencial más próxima. En el caso de canalizaciones exteriores de gas, la distancia de seguridad será de 5 metros como mínimo.

En cuanto a la red de tierra, será la adecuada para dispersar en el terreno la corriente de las descargas atmosféricas.

5.3 Introducción a la protección contra sobretensiones transitorias

Existe una guía BT específica para la recomendación y situaciones donde es obligatorio el uso de dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias de origen atmosférico, como pueden ser las originadas por el impacto de un rayo, esta guía es la ITC-BT 23 (Protección contra sobretensiones).

En el apartado 3.2 del documento-guía ITC BT 23, se expone un mapa sobre la frecuencia media anual de días de tormenta, acompañado de una serie de recomendaciones.

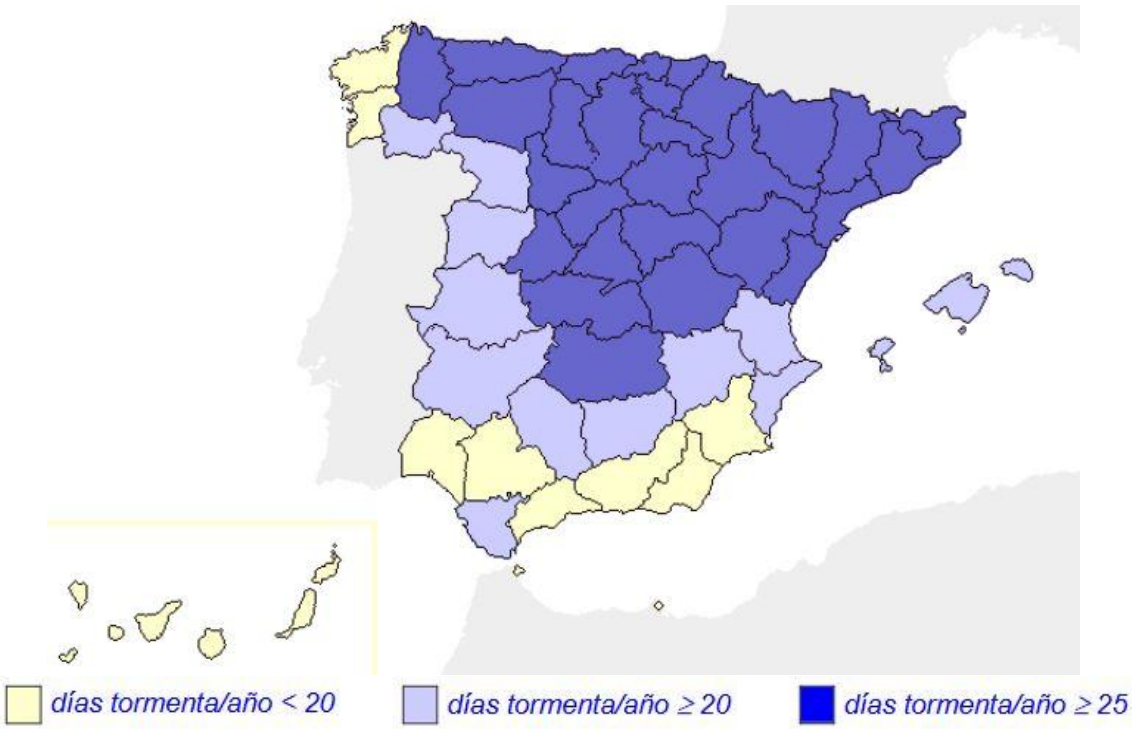


Figura 19: Mapa con la clasificación de las provincias de España en función de l numero medio anual de días de tormenta.

Recomendaciones:

- Cuando la instalación se encuentre situado en un lugar elevado (sobre una montaña, colina o promontorio), se considerará como criterio de seguridad adecuado, se escoge el nivel inmediatamente superior al asignado a la provincia.

- Es recomendable una protección contra sobretensiones de origen atmosférico en las instalaciones de edificios que tengan sistemas de protección externa contra el rayo (pararrayos, puntas Franklin, jaulas de Faraday, etc.).

- Se recomienda disponer de dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias en las instalaciones ubicadas en un radio de valor inferior o igual a 50 m alrededor de un pararrayos (aunque no estén en el mismo edificio), para evitar perturbaciones electromagnéticas considerables que pueden perjudicar la instalación y los equipos.

En el mismo documento, existen a su vez dos tablas; A (Para situaciones en las que es obligatorio disponer de estos dispositivos) y B (Para situaciones en las que es recomendable el uso de los dispositivos de sobretensiones transitorias).

Al disponer de un sistema de protección externa contra descargas atmosféricas o rayos del tipo, pararrayos, puntas de Franklin o jaulas de Faraday instalados en el mismo edificio o en un radio menor de 50 metros no es necesario disponer de protecciones contra sobretensiones transitorias.

Por otra parte, la instalación tanto existente como la proyectada y calculada en este proyecto lleva contemplados interruptores contra sobretensiones que actúan cuando ocurren estos fenómenos atmosféricos, dispuestos tanto en la propia instalación (cuadros eléctricos), como en el entorno cercano al Edificio (en los edificios colindantes del propio Campus).

6. MANTENIMIENTO Y GARANTÍA

6.1 Mantenimiento

- Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento:

Se debe realizar un contrato de mantenimiento, tanto preventivo como para corregir posibles fallos, este contrato tendrá una duración de por lo menos tres años y deberá ser realizado por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora. Todas las actividades de mantenimiento realizadas se deberán registrar en un libro de mantenimiento.

Se realizará como mínimo una revisión anual de carácter preventivo que incluirá las labores de mantenimiento de todos los equipos de la instalación con los procedimientos aconsejados por los diferentes fabricantes. Para cumplir con los requisitos del plan de mantenimiento se debe incluir como mínimo los siguientes aspectos:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión de cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y corrección de posibles daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Comprobación del estado de las baterías (en el caso de que se dispongan): situación respecto al proyecto inicial, comprobación de niveles de líquidos en caso de ser necesario, revisión y corrección de posibles daños que puedan afectar la integridad de los equipos y seguridad.
- Estructura de soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Inversores de corriente: estado de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de elementos de seguridad y protecciones: tomas a tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, varistores, seccionador, etc.

En el caso mantenimiento de carácter correctivo se debe incluir todas las actividades de sustitución de elementos cuando sea necesario para asegurar que el sistema funcione correctamente durante el resto de su vida útil, incluyendo:

- Un plazo máximo de 24 horas, como tiempo máximo para realizar la visita en caso de averías graves reportadas por el propietario.
- Plazo máximo de una semana, en caso de averías o fallos que no comprometan funcionamiento del sistema o la seguridad de los usuarios.
- Análisis y presupuestos de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.

- Mantenimiento a realizar por el propietario (promotor):

Sin afectar las condiciones de garantía indicadas por el instalador autorizado, sería conveniente que como mínimo el propietario realice las siguientes maniobras de mantenimiento preventivo:

- *Supervisión general:* comprobación general de que toso los equipos y elementos funcionan correctamente.

- *Limpieza*: Eliminación de hierbas, ramas, objetos o suciedad que proyecten sombras sobre las células fotovoltaicas.

- *Verificación visual del campo fotovoltaico:* Comprobación de que no existan problemas en las fijaciones de la estructura sobre el edificio, aflojamiento de tornillos, manchas de oxidación.

- *Verificación de las medias:* La verificación periódica de las cifras de energía generada permitirá detectar bajas anormales de producción, lo cual podría indicar fallas de funcionamiento.

6.2 Garantía

Todos los elementos de la instalación, así como ésta en conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o elección de componentes por una garantía de tres años como mínimo, salvo para los módulos e inversores los cuales contaran con la garantía del fabricante (25 años), contados a partir de la firma del Acta de Recepción Provisional.

No obstante, vencida la garantía, el instalador quedara obligado a realizar la reparación de los fallos de funcionamiento si estos fueron producidos por defectos ocultos de diseño, construcción, calidad e materiales o montaje, comprometiéndose a repararlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

Sin perjuicio de una posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la entrega de la instalación.

- Plazos:

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el montaje. Para los módulos fotovoltaicos e inversores la garantía será de acuerdo con el fabricante de los mismos (25 años).

Si hubiera de interrumpirse la explotación del sistema debido a razones de las que es responsable el suministrador o a reparaciones que hayan de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

- Condiciones económicas:

La garantía incluye tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra. Quedan incluidos los siguientes gastos:

- Tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

- Mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

- Si, en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones.

- Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

- Anulación de la garantía:

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, excepto en el caso de incumplimiento por parte del suministrador.

- Lugar y tiempo de prestación:

El suministrador atenderá el aviso en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas con la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

Tanto el mantenimiento como la garantía de la instalación volverán a detallarse en el pliego de condiciones técnicas para instalaciones conectadas a la red, elaborado según las directrices marcadas por el IDAE. (*Ver Documento nº3 "Pliego de Condiciones"*).

MEMORIA

Anejo VII: Estudio de puntos de recarga de vehículos eléctricos

Alumno: Alberto del Bosque Gallego
UNIVERSIDAD DE VALLADOLID (CAMPUS DE PALENCIA) – E.T.S. DE INGENIERÍAS AGRARIAS
Titulación de: Máster Universitario en Ingeniería Agronómica

ÍNDICE DEL ANEJO VII. ESTUDIO DE PUNTOS DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

1 INTRODUCCIÓN 3
2 INSTRUCCIÓN TÉCNICA COMPLEMENTARIA DE BAJA TENSIÓN 52 (ITC-BT 52) 3
2.1 Objeto y ámbito de aplicación de la norma 3
2.2 Ejes fundamentales en las infraestructuras de movilidad eléctrica 4
2.2.1 Tipos de conectores 5
2.2.2 Tipos de recarga 6
2.2.3 Modos de carga 7
2.3. Tipos de conexión entre la estación de recarga y el vehículo eléctrico .. 10
3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS 13
4. DISEÑO Y CÁLCULO DEL SISTEMA DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS 13
4.1 Introducción y antecedentes 13
4.2 Cálculo de la potencia contrata vs velocidad de la recarga 16
4.3 Sistema y equipos de recarga elegidos 18
4.4 Esquema general de la instalación 19
4.5 Cálculo y conexionado de las estaciones de recarga 21
4.5.1 Cálculo de los conductores 21
4.5.2 Recomendaciones del diseño de la zanja de canalización 29
4.5.3 Distancias y cruzamientos con otras instalaciones próximas 30
4.5.4 Protecciones eléctricas necesarias 31
4.5.5 Puesta a tierra de la infraestructura 32
4.6 Localización de la instalación y enganches 34
4.7 Ejecución y puesta en marcha de las obras 35
5. BENEFICIOS AMBIENTALES AL UTILIZAR UN VEHÍCULO ELÉCTRICO 36
6. CONCLUSIONES 37

1 INTRODUCCIÓN

En el presente anejo, se va a llevar a cabo, el estudio y cálculo sobre la idoneidad o no de instalar en el campus, diversos puntos de recarga de coche eléctrico. Para ello tenemos en cuenta la instalación solar fotovoltaica proyectada, con el objetivo de que si hubiera excedente de energía en momentos puntuales, se utilizara ésta para el consumo de recarga de vehículos eléctricos en detrimento de la red eléctrica. En definitiva, añadir un consumo más a la red del Aulario del Campus "La Yutera".

2 INSTRUCCIÓN TÉCNICA COMPLEMENTARIA DE BAJA TENSIÓN 52 (ITC-BT 52)

Debido al desarrollo actual, de la temática sobre vehículos eléctricos y puntos de recarga, se ha desarrollado desde el reglamento técnico de baja tensión (REBT), una instrucción técnica especial que sirva como guía tanto para instaladores como para proyectistas, a la hora de abordar el diseño y cálculo de instalaciones de esta índole, de manera independiente con respecto a otras instalaciones eléctricas.

2.1 Objeto y ámbito de aplicación de la norma

1) Constituye el objeto de esta Instrucción el establecimiento de las prescripciones aplicables a las instalaciones para la recarga de vehículos eléctricos.

2) Las disposiciones de esta Instrucción se aplicarán a las instalaciones eléctricas incluidas en el ámbito del Reglamento electrotécnico para baja tensión con independencia de si su titularidad es individual, colectiva o corresponde a un gestor de cargas, necesarias para la recarga de los vehículos eléctricos en lugares públicos o privados, tales como:

- ***2a)*** Aparcamientos de viviendas unifamiliares o de una sola propiedad.
- ***2b)*** Aparcamientos o estacionamientos colectivos en edificios o conjuntos inmobiliarios de régimen de propiedad horizontal.
- ***2c)*** Aparcamientos o estacionamientos de flotas privadas, cooperativas o de empresa, o los de oficinas, para su propio personal o asociados, los de talleres, de concesionarios de automóviles o depósitos municipales de vehículos eléctricos y similares.

- ***2d)*** Aparcamientos o estacionamientos públicos, gratuitos o de pago, sean de titularidad pública o privada.

- ***2e)*** Vías de dominio público destinadas a la circulación de vehículos eléctricos, situadas en zonas urbanas y en áreas de servicio de las carreteras de titularidad del Estado previstas en el artículo 28 de la Ley 25/1988, de 29 de julio, de Carreteras.

3) Esta instrucción no es aplicable a los sistemas de recarga por inducción, ni a las instalaciones para la recarga de baterías que produzcan desprendimiento de gases durante su recarga.

2.2 Ejes fundamentales en las infraestructuras de movilidad eléctrica

Para poder abordar de manera eficaz esta temática, la ITC nos muestra como la oferta de productos de movilidad eléctrica se basa en tres ejes principales, tal y como se muestra en la figura siguiente:

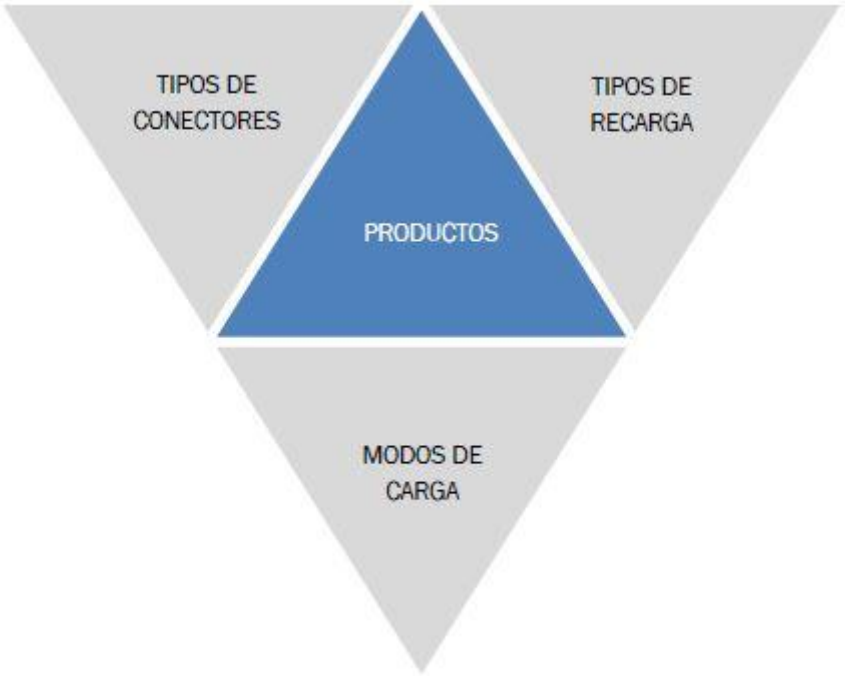


Figura 1: Los tres ejes fundamentales en los que se basan los productos de movilidad eléctrica.

- **Tipos de conectores**
- **Tipos de recarga**
- **Modos de carga**

2.2.1 Tipos de conectores

Los tipos de toma o conector más frecuentes en los vehículos comercializados en nuestro país y recogidos a su vez en la norma, son:

- **Conector Schuko (abreviatura del término alemán schutzkontakt que significa "contacto protector"):** para todo tipo de usos eléctricos definida por el estándar CEE 7/4. Esta toma es habitual en vehículos con necesidades de recarga pequeñas, como motos eléctricas, o por ejemplo el vehículo Twizzy de Renault o también en vehículos híbridos de baterías de reducida capacidad. (Permite los modos de recarga 1 y 2). Tiene dos bornes y la toma tierra. Soportan corrientes de hasta 16A.
- **Conector Tipo 1 o Yazaki (nombre del fabricante japonés):** definido por la norma SAE J1772. Es un estándar Norteamericano. Tiene cinco bornes, dos de corriente, el de tierra y dos de control de parámetros. Permite hasta 80A de carga.
- **Conector Tipo 2 o Mennekes:** Toma principalmente europea. Tiene siete bornes. Cuatro para corriente trifásica o monofásica (3 fases y el neutro). El borne de toma tierra y dos para comunicaciones de control de parámetros de carga. Permite carga monofásica de hasta 16A y carga trifásica de hasta 63A.
- **Conector Tipo 3 o Scame:** restringida prácticamente al mercado francés. Tiene 5 o 7 bornes, dependiendo de si es para corriente monofásica o trifásica, la toma tierra y las comunicaciones de red. Admite hasta 32 A.
- **Conector CHAdeMO:** Toma para cargas ultra-rápidas en corriente continua (CC), que se usa habitualmente en electrolineras (estaciones de recarga similares a las gasolineras pero para vehículos eléctricos) para vehículos japoneses como Mitsubishi y Nissan. (Modo de recarga 4)
- **Conector CSS (Combined Charging System) denominado COMBO**: Tiene 5 bornes, para corriente, protección a tierra y comunicaciones. Utilizada por los vehículos norteamericanos y europeos que defienden la carga rápida. Admite también carga lenta.

Figura 2: Tipos de conectores recogidos en la ITC-BT-52.

2.2.2 Tipos de recarga

El tiempo de duración de la recarga va a depender de dos variables fundamentales; una es el tipo de corriente eléctrica de alimentación (sea esta continua o alterna), la segunda es los distintos niveles de amperaje según el conector o métodos de carga que utilicemos y por tanto, la potencia eléctrica que demanda el punto de recarga.

Distinguimos entre:

- **Recarga superlenta**

  Este tipo de recarga esta limitada a 10 A como máximo, pudiendo ser incluso menor el amperaje. Esto es debido a que se carecer de una base de recarga que nos garantice una protección adecuada de la instalación eléctrica.

  La recarga completa de las baterías de un vehículo eléctrico estándar (22 – 24 kWh) de capacidad, podría llevar con esta recarga unas 10 – 12 horas estimadas para su finalización.

- **Recarga lenta o de tipo convencional**

  Este tipo de recarga implica una duración hasta la recarga total de las baterías de unas 8 horas aproximadamente. Este tipo de carga suele emplearse en modo de corriente monofásica con intensidad y voltaje del mismo nivel que la propia vivienda (16 A y 230 V). Por tanto, la potencia eléctrica que debe entregar este punto de recarga será de unos 3,6 kW aproximadamente.

  Este sistema es ideal para garajes de vivienda unifamiliares o en garajes comunitarios aprovechando las 8 horas de carga durante la noche (tarifa eléctrica valle reducida), ya que es cuando menos demanda energética existe y así no tenemos que contratar más potencia de la que ya disponemos.

- **Recarga semi-rápida**

  Con este tipo de recarga el tiempo aproximado de recarga es de unas 6 horas (7,2 kW de potencia).

- **Recarga rápida**

  También llamada "quick-charge" en inglés. Se realiza a una potencia de unos 22 – 25 kW). La recarga con este sistema suele comprender un tiempo estimado de una hora y media.

  Lo normal es que en la mayoría de los casos, no se trate de una recarga de las baterías al 100% sino del 80-90%, asemejándose este tipo de recarga con los comportamientos habituales de repostaje de los usuarios con vehículo de combustión interna.

Es el sistema idóneo si queremos realizar el proyecto de una electrolinera o estación se servicio de repostaje para vehículos eléctricos.

- **Recarga super-rápida**

Con una potencia más alta (50 kW) que el sistema anterior, reduciendo los tiempos de recarga a tan sólo 20 min.

Últimamente está apareciendo dentro de este sistema otra forma de recarga aún más rápida denominada recarga ultrarápida, de potencia muy elevada (130 – 150 kW), con el que se conseguiría un tiempo de recarga entre 5 y 10 minutos. Este tipo de recarga se desaconseja debido a la alta temperatura que pueden alcanzar las baterías de litio provocando un deterioro y acortamiento en su vida útil.

2.2.3 Modos de carga

Modo 1:

La recarga se lleva a cabo en una toma de corriente monofásica de uso no exclusivo, es decir, por el lado de la pared tenemos un enchufe convencional, el conector tipo Schuko. La toma es normalizada pero no exclusiva para vehículos eléctricos. Estos se conectan a la red con una intensidad máxima permitida de hasta 16A y una tensión de 230V. Este tipo de instalación permite una potencia máxima de 3.7 kW. Existe una variante con corriente trifásica de 400V y 11 kW de potencia máxima.

Figura 3: Modo 1 de recarga con tiempo estimado de 6-8 horas de carga.
Fuente: Electromovilidad.net

Modo 2:

Al igual que el Modo 1, la toma de corriente es estándar de uso no exclusivo, pero en este caso el cable lleva incluido el sistema de protección. La conexión se realiza mediante un cable especial que cuenta con un piloto de control entre el vehículo y la clavija, además de un sistema de protección diferencial. La intensidad máxima teórica permitida es de 32 A, siendo 16 A lo habitual. La tensión y potencia máxima son similares al Modo 1. Este modo también tiene una variante en trifásica con 400V y alrededor de 22 kW.

Figura 4: Modo 2 de recarga con piloto de control (protección).
Fuente: Electromovilidad.net

Modo 3:

Este modo utiliza una toma de corriente especial de uso exclusivo para la recarga del vehículo eléctrico. Se trata de un terminal de recarga, también llamado SAVE (Sistema de Alimentación del Vehículo Eléctrico) o «Wall Box», que dispone de un sistema de alimentación específico para vehículos eléctricos, donde las funciones de control y protección está del lado de la instalación fija de forma permanente. permite intensidades de hasta 63 A, aunque lo normal son 32 A y ya se trabaja en prototipos de hasta 250 A. Es el modo idóneo para los entornos industriales y aparcamientos de flotas comerciales. Además este modo favorece la aparición de las Smart-Grid (redes inteligentes), que tanto está promocionando la UE.

Figura 5: Modo 3 de recarga con tiempo estimado de 3-4 horas de carga.
Fuente: Electromovilidad.net

En un futuro los vehículos pasaran de cargarse mediante la manguera a cargarse inalámbricamente desde un punto de carga.

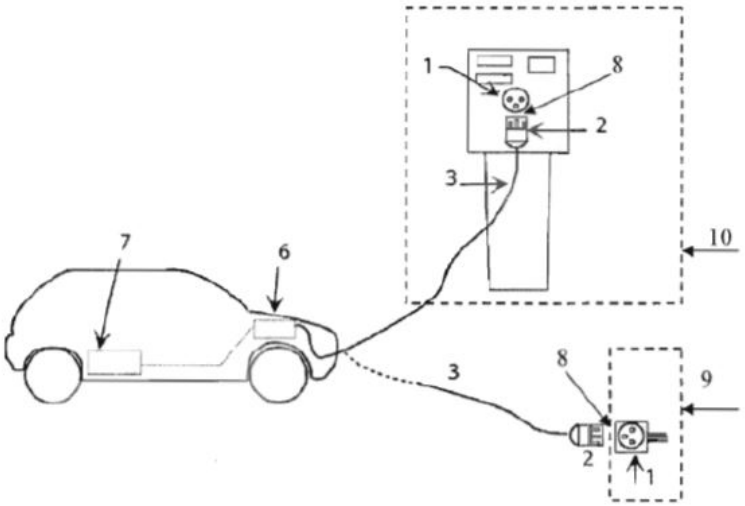
Modo 4:

El vehículo eléctrico se conecta a la red de Baja Tensión a través de una estación de recarga, también llamada electrolinera, que mediante un cargador externo realiza la conversión de corriente alterna a continua. Debido a esto, a que la conversión se realiza fuera del vehículo, se ahorran problemas como el calentamiento o la perdida de energía. El Modo 4 es exclusivamente indicado para la recarga rápida, con intensidad de corriente de hasta 400 A y potencia máxima de 240 kW, aunque lo normal son instalaciones de 125 kW.

Figura 6: Modo 4 de recarga con tiempo estimado de 30 minutos de carga.
Fuente: Electromovilidad.net

2.3. Tipos de conexión entre la estación de recarga y el vehículo eléctrico

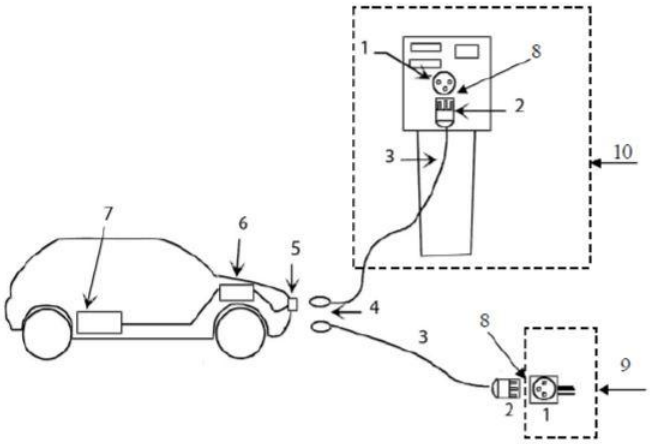
CASO A: Conexión del vehículo eléctrico a la estación de recarga mediante un cable terminado en una clavija con el cable solidario al vehículo eléctrico.



	Leyenda
1	Base de toma de corriente
2	Clavija
3	Cable de conexión
6	Cargador incorporado al vehículo eléctrico
7	Batería de tracción
8	Punto de conexión
9	Punto de recarga simple
10	SAVE

Figura 7: Caso A1 (Conexión a un punto de recarga simple mediante una toma de corriente para usos domésticos y análogos). Caso A2 (Conexión a un punto de recarga tipo SAVE). *Fuente: ITC-BT-52.*

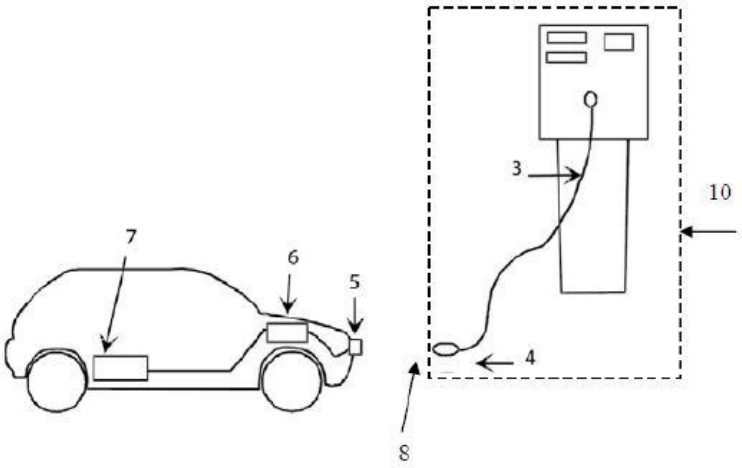
CASO B: Conexión del vehículo eléctrico a la estación de recarga mediante cable terminado por un extremo en una clavija y por el otro en un conector, donde el cable es un accesorio del propio vehículo. *Fuente: ITC-BT-52.*



	Leyenda
1	Base de toma de corriente
2	Clavija
3	Cable de conexión
4	Conector
5	Entrada de alimentación al vehículo eléctrico
6	Cargador incorporado al vehículo eléctrico
7	Batería de tracción
8	Punto de conexión
9	Punto de recarga simple
10	SAVE

Figura 8: Caso B1 (Conexión a un punto de recarga simple mediante una toma de corriente para usos domésticos y análogos). Caso B2 (Conexión a un punto de recarga tipo SAVE). *Fuente: ITC-BT-52.*

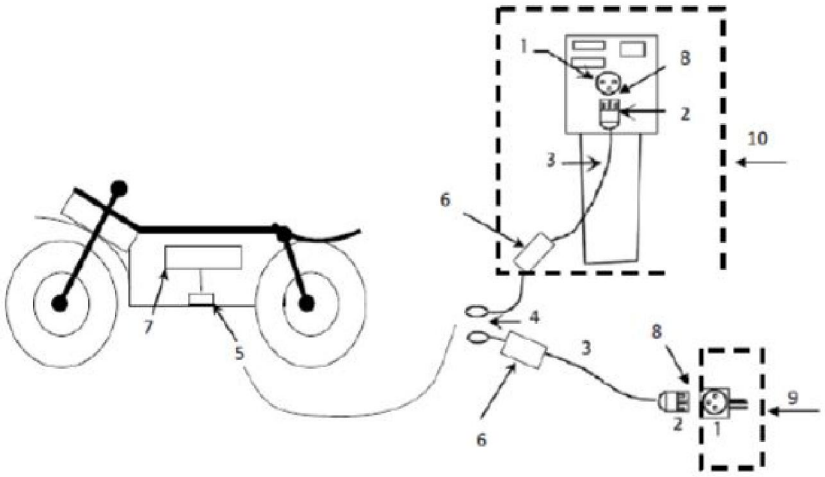
CASO C: Conexión del vehículo a la estación de recarga mediante un cable terminado en un conector: el cable forma parte de la instalación fija. (Se llevará a cabo este tipo de conexión).



	Leyenda
3	Cable de conexión
4	Conector
5	Entrada de alimentación al vehículo eléctrico
6	Cargador incorporado al vehículo eléctrico
7	Batería de tracción
8	Punto de conexión
10	SAVE

Figura 9: Representación gráfica del caso C. *Fuente: ITC-BT-52.*

CASO D: Conexión de un vehículo eléctrico ligero (motocicleta, ciclomotor u otros), a la estación de recarga mediante un cable terminado en un conector (el cable incorpora el cargador).



	Leyenda
1	Base de toma de corriente
2	Clavija
3	Cable de alimentación
4	Conector
5	Entrada de alimentación al vehículo eléctrico
6	Cargador en cable de alimentación
7	Batería de tracción
8	Punto de conexión
9	Punto de recarga simple
10	SAVE

Figura 10: Representación gráfica del CASO D. *Fuente: ITC-BT-52.*

La conexión entre la estación de recarga y el vehículo eléctrico se podrá realizar según los casos A, B y C descritos en las figuras anteriores, salvo el caso D que es un caso especial para vehículos ligeros.

Cabe apreciar que en la norma las figuras de los casos A, B y C no presuponen ningún diseño específico. Quedando el diseño de la estación o punto de recarga a criterio de los propios fabricantes.

3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

En conjunto el sistema de recarga esta compuesto por los siguientes elementos:

- **Estación de recarga (junto con sus protecciones integradas):** esta unidad gestiona y controla la recarga de los vehículos de movilidad eléctrica.
- **Conexión a la instalación del edificio (junto con sus protecciones):** el conductor o conductores necesarios para transportar la electricidad desde el cuadro general del Edificio Aulario hasta el / los puntos de recarga de vehículos.
- **Otros elementos auxiliares del sistema:** cableado de conexión. cajas de conexión, caja protección de corriente alterna, canaletas o tubos corrugados y arquetas, (en el caso de que se opte por cableado subterráneo), etc.

4. DISEÑO Y CÁLCULO DEL SISTEMA DE RECARGA DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

4.1 Introducción y antecedentes

A la hora de realizar varios puntos de recarga de vehículos eléctricos es indispensable descomponer la instalación en dos unidades distintas:

- **Unidad máster de control:** es el elemento que gestiona y da recarga a los múltiple puntos y tomas de recarga (este elemento sólo se utiliza cuando el parking a abastecer es subterráneo). En este proyecto todos los puntos de carga confluirán en la Cuadro General de Mando y Protección (CGMP) del edificio Aulario. (Esta unidad no siempre es necesaria, depende del número de tomas).
- **Punto(s) o tomas de recarga:** aquellos postes situados en diversos puntos del parking (instalados en las plazas de aparcamiento), donde se llevará a cabo el enganche con el vehículo eléctrico para su carga, estas tomas pueden ser dobles dependiendo del modelo del fabricante del poste seleccionado.

Según la normativa actual (ITC-BT-52), se debe garantizar un punto de carga por cada 40 plazas tanto de nueva construcción como, últimamente en las ya construidas.

Teniendo en cuenta que en el proyecto de construcción del Campus "La Yutera", hay un total de **250 plazas de aparcamiento**, dentro de la superficie correspondiente a la urbanización y obra civil del Campus como se detalla en la tabla siguiente:

Tabla 1: Superficies y actuaciones en el entorno urbano del Campus de Palencia.

Superficies de las distintas actuaciones urbanizadoras (m^2)	
Aceras	**11.194,81**
Calzada y aparcamientos	**11.126,31**
Pavimento de terriza	**2.098,84**
Pavimentación con madera fenólica	**310,43**
Pavimento grava en patio inglés	**278,76**
Césped	**4.452,00**
TOTAL superficie en m^2	**29.461,15**

Fuente: Unidad Técnica de Arquitectura de la Universidad de Valladolid (UVa).

Si tenemos un total de 250 Plazas de aparcamiento (la norma aconseja en parkings ya construidos realizar 1/40 plazas), es decir 6 puntos de carga en total aproximadamente.

Para ponernos en antecedes y con la finalidad de promover la movilidad sostenible, la Universidad de Valladolid se adhirió en el año 2014 al convenio de colaboración suscrito entre Iberdrola Servicios Energéticos S.A.U. y el Ente Regional de la Energía de Castilla y León (EREN) para la implantación de puntos de recarga de vehículos eléctricos en edificios públicos de Castilla y León, con objeto de aumentar con tres puntos más el que hasta este momento disponía.

Por este motivo, la Universidad de Valladolid, en virtud de sus compromisos sociales y medioambientales, decidió aumentar progresivamente el número de puntos de recarga de vehículos eléctricos de forma que se facilite y propicie el cambio a esta modalidad de transporte.

Cabe reseñar que actualmente y dentro del programa de movilidad sostenible (promovido por la Universidad de Valladolid en todos sus Campus), se está apostando y gestionando por la oficina de Calidad Ambiental de dicha Universidad por la movilidad eléctrica.

Figura 11: Logo de movilidad sostenible promovido por la Oficina de Calidad Ambiental de la Universidad de Valladolid.

Dentro del Campus "La Yutera" ya existe un punto de carga tipo poste urbano para vehículos eléctricos tal y como se observa en la siguiente imagen de su localización:

Figura 12: Localización tanto a nivel cartográfico como a nivel físico del punto de recarga del tipo poste urbano, existente en el Campus de Palencia.

Estas plazas gestionadas por la Universidad de Valladolid requieren de las siguientes condiciones de uso:

- El tiempo máximo de permanencia en el punto de recarga será de 3 h/día.
- Para poder utilizar el poste de recarga habrá que solicitar la tarjeta de activación en la Conserjería de los Centros correspondientes, previa identificación de pertenecer a la comunidad de la Universidad de Valladolid.
- Existe una hoja en la Conserjería de los Centros en la que se recopilará la información sobre el usuario del punto de recarga, así como el día y las horas de entrega y recogida de la tarjeta que permite el proceso de recarga.

- El coste de las recargas será asumido inicialmente por la Universidad de Valladolid, con objeto de incentivar la movilidad eléctrica en la Universidad.

- Cada Centro mensualmente enviará a la Oficina de Calidad Ambiental y Sostenibilidad de la Universidad una copia de la hoja de datos, para así realizar un seguimiento del uso y funcionamiento de los puntos de recarga.

4.2 Cálculo de la potencia contrata vs velocidad de la recarga

Teniendo en cuenta los mods de carga y características que vienen reflejados en la norma, tal y como se expone en la siguiente tabla:

Tabla 2: Tabla-resumen de las características de cada tipo de carga recogidas en la norma.

Modo	Conector	Velocidad de carga	Corriente máxima	Voltaje máximo	Potencia	Protección
Modo1: Fijo, enchufe no dedicado	Schuko	Lenta	Hasta 16 A_{AC}	Hasta 240V_{AC}	De 3,7kW a 11kW	Diferencial y magnetotérmico
Modo 2: Enchufe no dedicado con dispositivo de protección de cable incorporado	schuko	Lenta	Hasta 32 A_{AC}	Hasta 240V_{AC}	De 3,7kW a 22kW	Diferencial y magnetotérmico
Modo 3: Fijo, enchufe-circuito dedicado	tipo 1 SAE J1772 (YAZAKI)	Normal	Hasta 32 A_{AC}	Hasta 240V_{AC}	De 3,7 a 7,6kW	Incluida en la instalación y el equipo SAVE
	tipo 2 IEC 62196 (MENNEKES)	Semi-Rápida	Hasta 63 A_{AC}	Hasta 480V_{AC}	De 15kW a 43kW	
Modo 4: Conexión corriente continua	Combo CSS	Rápida	Hasta 125 A_{cc}	Hasta 850V_{cc}	Hasta 100kW_{cc}	Incluida en la instalación y el equipo
	CHAdeMO	Rápido	Hasta 125 A_{cc}	Hasta 500V_{cc}	Hasta 62kW_{cc}	

Fuente: ITC-BT-52.

En los modos de carga 3 (modo de carga que vamos a elegir), y 4 (modelo de funcionamiento de una electrolinera), se requiere de un equipo SAVE (Sistema de Alimentación específico de Vehículo Eléctrico).

El SAVE consiste en un conjunto de equipos montados con el fin de suministrar energía eléctrica para la recarga de un vehículo eléctrico, incluyendo protecciones de la estación de recarga, el cable de conexión, (con conductores de fase, neutro y protección) y la base de toma de corriente o el conector. Este sistema permitirá en su caso la comunicación entre el vehículo eléctrico y la instalación fija.

En el modo de carga 4 el SAVE incluye también un convertidor alterna-continua (rectificador de corriente).

A modo genérico, se va a proceder al cálculo de la potencia contratada según la velocidad de recarga que queramos seleccionar este último parámetro es inversamente proporcional al tiempo de espera para la carga total del vehículo.
Suponiendo que la batería eléctrica de un coche eléctrico estándar tiene una energía máxima almacenada de 50 kWh (320 km de autonomía), hay que calcular la potencia que se deberá contratar en función de los diferentes tiempo de espera para la recarga, se hará en base a una recarga de la batería de al menos un 70%.

Tiempos:

10 Minutos --> Tiempo de carga 1

60 Minutos --> Tiempo de carga 2

4 horas --> Tiempo de carga 3

8 horas --> Tiempo de carga 4

Se aplicará para el cálculo la siguiente formula:

$$\frac{(\%\,\boldsymbol{de\ recarga}\ \cdot \boldsymbol{Potencia_{Batería}})}{\frac{\boldsymbol{Tiempo_{Recarga}\,(\mathrm{min})}}{\mathbf{60}}}$$

Por tanto la potencia a contratar para los tiempos de carga anteriores será:

Tiempo de carga 1: (0,7 · 50) / (10 / 60) h = **210 kW**

Tiempo de carga 2: (0,7 · 50) / 1 h = **35 kW**

Tiempo de carga 3: (0,7 · 50) / 4 h = **8,7 kW**

Tiempo de carga 4: (0,7 · 50) / 8 h = **4,3 kW**

Cuando se instala los puntos de carga, (en una comunidad de vecinos o un parking público), la potencia típica que se contrata para este tipo de servicios varía de 3,48 kW a 5,75 kW, esta potencia es monofásica y por tanto, no nos valdría.

Cabe señalar que si se quiere cargar varios vehículos en varios puntos a la vez, habrá que contratar una potencia mayor (con red trifásica), entorno a los 22 kW (permitiendo un mayor uso de la infraestructura por parte de los vehículos rentabilizando así el coste de la misma). Por tanto en el presente proyecto nos basaríamos en esta pauta para llevar a cabo nuestra potencia contratada, ya que tendremos varios puntos de carga y no sólo uno.

Para conectar varios vehículos a la vez, o se hacen distintos puntos de carga o se ponen tomas de carga dobles y así abastecemos a dos vehículos o plazas de aparcamiento contiguos con un solo punto o poste de carga.

4.3 Sistema y equipos de recarga elegidos

El sistema o tipo de recarga escogido será semi – rápida (2) y en cuanto al Modo de carga será del tipo 3. El uso de la infraestructura será de carácter privado (sólo para usuarios de la propia Universidad), por lo que las plazas habilitadas para la recarga de vehículos podrán ser utilizadas por personal exclusivo (Personal docente, PAS, PDI y otros) e inclusive alumnos que lo soliciten y sean usuarios de vehículo eléctrico.

El equipo seleccionado será la estación de recarga tipo poste urbano para exteriores, de la marca Circutor (Modelo URBAN T22 3G) y dispone de una potencia total de 44 kW. Dicha estación consta de dos bases de carga de 22 kW (Base A & Base B), permitiendo la recarga de dos vehículos eléctricos de forma simultánea. Es decir es una estación de recarga con dos tomas. Además incorpora las protecciones necesarias para dar seguridad y fiabilidad a la infraestructura.

Las características técnicas de este quipo se detallan en la tabla siguiente:

Tabla 3: Características técnicas del poste urbano exterior escogido.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS (CIRCUTOR URBAN T22 3G)	
Potencia total	44 kW
Tensión de entrada	400 V ±10% (Trifásica)
Frecuencia	50Hz
Numero de bases (tomas)	2 (Base A & Base B)
Potencia por base	22 kW
Corriente máxima base	32 A (Base A & Base B)
Tipos de conectores	Tipo 2 Mennekes (Base A & Base B)
Modo de carga	Modo 3 (IEC 61851 – 1)
Protección contra sobre corrientes	MCB 40 A (Curva C) (Base A & Base B)
Protección diferencial	RCD 30 mA (Tipo A)
Protección contra sobre tensión	IEC 61643 – 1 (Clase II)
Tipo de carga	Semi-rápida (100 km en 50 minutos)
Balanceo de potencia entre tomas	Sí
Precio (Incluido instalación y puesta en marcha)	7.046,19 €

Se ha optado por un tensión trifásica, en torno a los 400V, puesto que se obtiene más potencia partiendo de la misma intensidad lo que se traduce en más rapidez de carga**.** Aunque ello conllevará un aumento de precio en la factura, ya que se paga más de término fijo (potencia contratada) y también se paga más de consumo (las tarifas son más altas en trifásica que en monofásica). La UVa ya tiene potencia contratada en trifásica por lo que este aspecto, no representaría un gran problema a mayores.

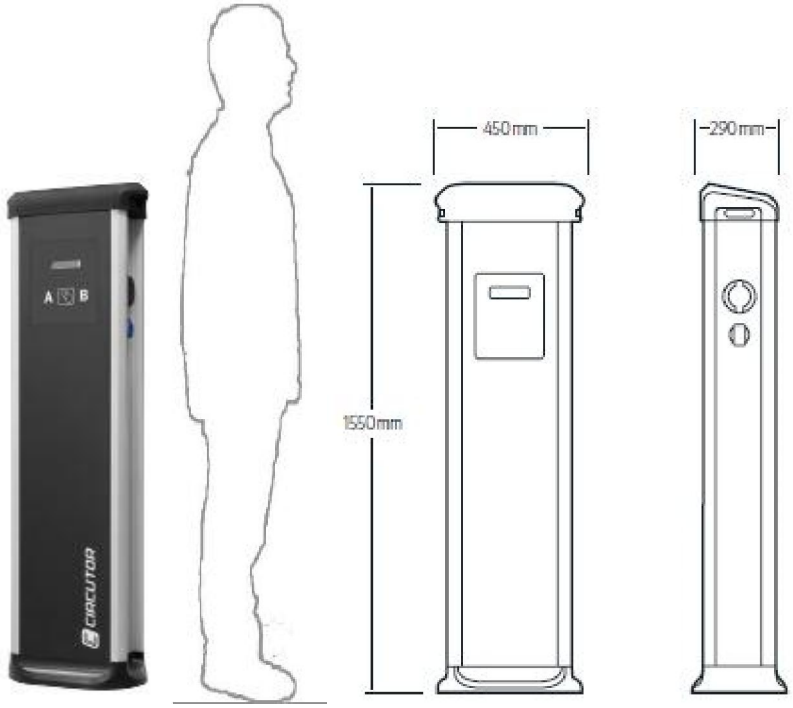


Figura 13: Fotografía real del poste de recarga seleccionado y sus dimensiones en vista frontal y alzada.
Fuente: www.circutor.es

El SAVE seleccionado dispone de un sistema de pago telemático incorporado en la gestión de usuarios. La estación de recarga se puede desbloquear por cualquier persona usuaria de vehículos eléctricos que disponga de tarjeta (esta se solicitará al gestor de la infraestructura, la propia Universidad de Valladolid).

La estación de recarga se ha equipado con el kit de baja temperatura, para alcanzar un rango de temperatura de trabajo de entre -10ºC de mínima a +40ºC máxima, sin presentar fallos o averías.

4.4 Esquema general de la instalación

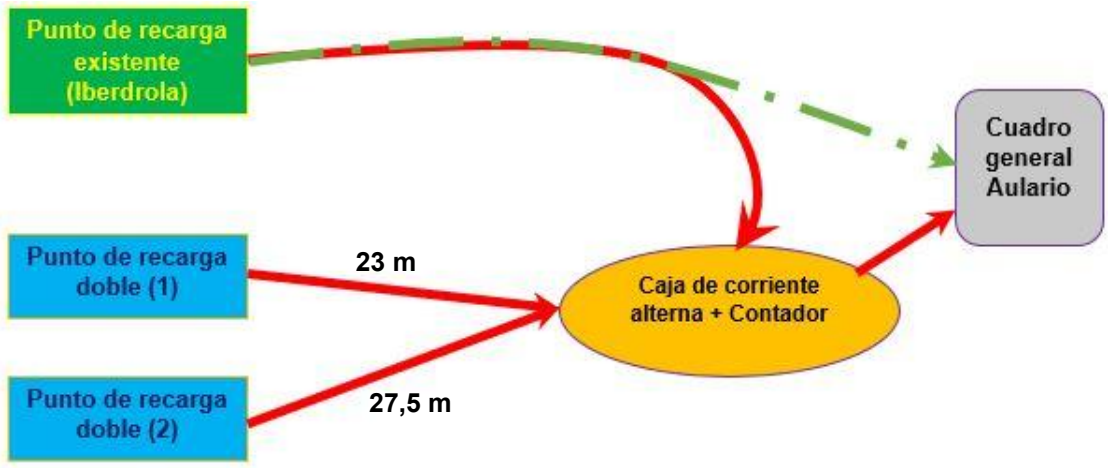


Figura 14: Esquema general de la instalación, la caja de CA donde irán alojadas las protecciones necesarias de la instalación y en la salida hacia el CGA irá colocado el contador. Con la flecha verde discontinua se señala la instalación ya existente, que se pretende sustituir por una conducción enterrada (ver flecha roja) que desemboque en la nueva caja de protecciones CA.

A continuación, se mostrarán las vistas del esquema propuesto para la instalación tanto en planta como en alzado.

Figura 15: Vista en planta de la futura instalación que se pretende llevar a cabo. Véase también la línea e instalación existente en el Campus por medio de la compañía eléctrica Iberdrola.

Fuente: GoogleMaps.

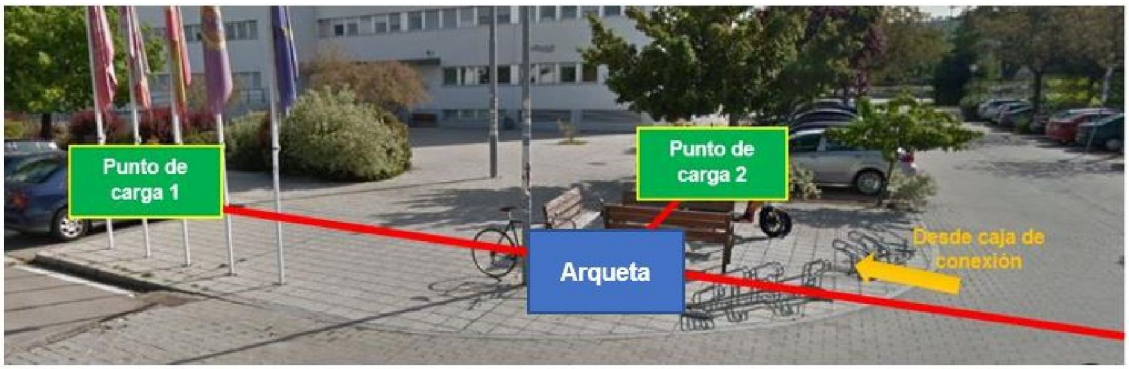


Figura 16: Esquema virtual del trazado subterráneo de la instalación, en un principio se pensó trazar una línea única desde la caja de conexión CA, que se bifurcara a cada punto de carga por medio de una arqueta repartidora de cables eléctricos.

4.5 Cálculo y conexionado de las estaciones de recarga

En este apartado se llevará a cabo el cálculo del cableado necesario, así como el diseño del trayecto por donde deberían circular los conductores desde el cuadro general del edificio Aulario (CGMP), hasta los diversos puntos de recarga dispuestos por el aparcamiento del Campus.

Para llevar a cabo el cálculo nos basaremos en el criterio de la línea o bien más alejada al Cuadro General de Mando y Protección o bien la línea que tenga más potencia (en el caso de puntos de recarga con doble toma), en el presente proyecto, ambos puntos de recarga seleccionados son de toma doble.

4.5.1 Cálculo de los conductores

Con el fin de optimizar los puntos de recarga existentes en el Campus, se llevará solo un cable de entrada a uno de los embarrados del cuadro principal del Aulario para la gestión del consumo de todos ellos. Ya que, el punto de recarga existente es de la misma compañía distribuidora de energía con la que además la propia Universidad de Valladolid tiene contratada su energía. Se repartirá la instalación en dos tramos fundamentales:

- Tramo 1: Desde cuadro general del Aulario hasta caja de corriente alterna (2m)
- Tramo 2: Desde la caja corriente alterna hasta arqueta de reparto eléctrico. (Opcional)
- Tramo 3: Desde arqueta de reparto o caja CA, hasta los dos puntos de recarga con toma doble: 27,5 m y 23 m respectivamente.
-

***Nota:** Como es una instalación pensada a futuros, ya que vamos a tener dos líneas con sendos circuitos independientes, nos vamos a centrar en la línea más alejada desde la caja CA hasta el

punto de recarga doble 2 (27.5 m). Sabiendo que el origen (caja CA, se encontrará dentro del cuarto de instalaciones de la planta baja del edificio Aulario).

Datos de partida y suministro de energía:

- Corriente alterna trifásica (3 fases + neutro) y conductor de protección
- Tensión de suministro de baja tensión: 230/400 V a 50 Hz
- Potencia demandada (Punto de recarga con toma doble): (22·2 kW) 44 kW
- cos φ: 0,90

Conductores: (Cálculo a calentamiento)

Intensidades máximas permanentes en los conductores de los cables:

En las tablas siguientes se dan los valores indicados en la Norma UNE 20435.
En la primera tabla se dan las temperaturas máximas admisibles en el conductor según los tipos de aislamiento.

Tabla 4: Temperaturas máximas (ºC) según el tipo de material de aislamiento empleado.

Tipo de aislamiento seco (Material)	**Temperatura máxima (ºC)**	
	Servicio permanente	**Cortocircuito (t ≤ 5s)**
Policloruro de vinilo (PVC): S ≤300 mm^2 S > 300 mm^2	 70 70	 160 140
Polietileno reticulado (XLPE)	**90**	**250**
Etileno Propileno (EPR)	90	250

Se calcula mediante la siguiente expresión, teniendo en cuenta que trabaja con corriente trifásica:

$$I_{real} = (P) / (\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \varphi)$$

Siendo:

I: Intensidad (A)
P: Potencia demandada (44.000 W)
V: Tensión nominal (400 V)
cos φ: Factor de potencia medio de la instalación (0,90)

$$I_{real} = (44.000) / (\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0{,}90) = 70{,}56 \text{ A}$$

A esta intensidad hay que aplicarle una serie de correcciones dependiendo de las características de la instalación, a la nueva intensidad resultante se la denomina intensidad de diseño ($I_{diseño}$), que se calcula de la siguiente manera:

$$I_{diseño} = I_{real} / \text{Coeficientes de corrección}$$

Los coeficientes de corrección a considerar son:

- Factor de corrección por temperatura del terreno distinto a 25ºC, se recoge en la tabla 6 del ITC-BT-07 "Redes subterráneas para distribución en baja tensión", que aparece a continuación:

Tabla 5: Factor de corrección (F), para temperatura del terreno distinto de 25ºC.

Temperatura de servicio Θ_s, (ºC)	Temperatura del terreno Θ_t, en ºC								
	10	15	20	**25**	30	35	40	45	50
90 (XLPE Y EPR)	1,11	1,07	1,04	**1**	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70 (PVC)	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67

En este caso se adopta como temperatura máxima de funcionamiento, 25ºC, ya que se tratan de cables en el interior de conductos enterrados, según UNE-240-5-523.

- Factor de corrección de resistividad térmica del terreno:

Como la resistividad del terreno es también de 1 K·m/W, igual que lo que recoge la instrucción técnica, no habrá factor de corrección por este motivo. Si fuese distinto recurríamos a la siguiente tabla:

Tabla 6: Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1 K·m/W.

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno distinta de 1 K·m/W										
	0,80	0,85	0,90	**1**	1,10	1,20	1,40	1,65	2,00	2,50	2,80
Unipolar	1,09	1,06	1,04	**1**	0,96	0,93	0,87	0,81	0,75	0,68	0,66
Tripolar	1,07	1,05	1,03	**1**	0,97	0,94	0,89	0,84	0,78	0,71	0,69

- Factor de corrección para diferentes profundidades de instalación:

Ocurre lo mismo que con el factor anterior, debido a que la instalación estará situada a 0,70 m de profundidad, su factor de corrección es 1, por tanto, no varía, en el caso de que el valor fuese distinto de 0,70 m, se recurriría a la siguiente tabla de la instrucción 07:

Tabla 7: Factores de corrección para diferentes profundidades de instalación.

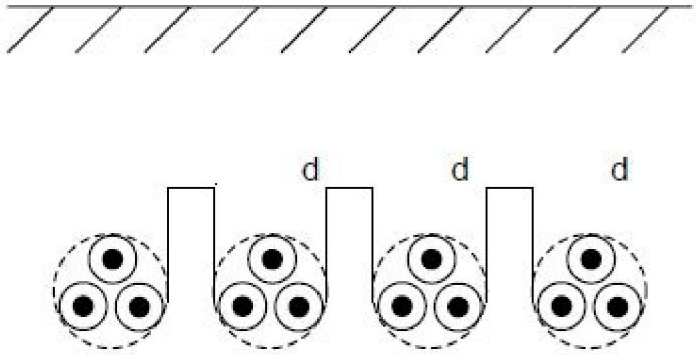
Profundidad de instalación (m)	0,40	0,50	**0,60**	0,70	0,80	0,90	1,00	1,20	0,68	0,66
Factor de corrección	1,03	1,02	**1,01**	1	0,99	0,98	0,97	0,95	0,71	0,69

- Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares:

Hay que considerar que la instalación van a ser dos tubos para cada circuito, ambos con cable trifásico pentapolar (tres fases, neutro y conductor de protección a tierra), es decir multiconductores que están en contacto unos cables con otros. Por tanto y ayudándonos de la siguiente tabla recogida en la ITC-BT-07, elegimos el factor de corrección a considerar:

Tabla 8: Factor de corrección para agrupaciones de cables trifásicos o ternas de cables unipolares.

Factor de corrección								
Separación entre los cables o ternas	Número de cables o ternas de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	**0,80**	**0,70**	**0,64**	**0,60**	**0,56**	**0,53**	**0,50**	**0,47**
d= 0,07 m	**0,85**	**0,75**	**0,68**	**0,64**	**0,6**	**0,56**	**0,53**	**0,50**
d= 0,10 m	**0,85**	**0,76**	**0,69**	**0,65**	**0,62**	**0,58**	**0,55**	**0,53**
d= 0,15 m	**0,87**	**0,77**	**0,72**	**0,68**	**0,66**	**0,62**	**0,59**	**0,57**
d= 0,20 m	**0,88**	**0,79**	**0,74**	**0,70**	**0,68**	**0,64**	**0,62**	**0,60**
d= 0,25 m	**0,89**	**0,80**	**0,76**	**0,72**	**0,70**	**0,66**	**0,64**	**0,62**



Para instalaciones eléctricas enterradas en zanja y bajo tubo, (en este proyecto el cable multipolar va a ser enterrado dentro de un tubo de polietileno corrugado), se tomará el valor de corrección de **0,8** según lo establecido en la ITC-BT-07.

Con todo ello se dispone a calcular la intensidad de diseño de la línea desde la toma de recarga hasta la caja de protección (caja CA):

Sabiendo que I_{real} = 70,56 A

$$I_{diseño} = I_{real} / 1 \cdot 1 \cdot 0,99 \cdot 0,60 \cdot 0,8 = \mathbf{145,55\ A}$$

Con esta intensidad de diseño se va a proceder a seleccionar la sección más adecuada para la línea a través de la siguiente tabla (tabla 5 de la ITC), para cables de cobre en instalación enterrada, recogida en la ITC-BT-07:

Tabla 9: Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente).

SECCIÓN NOMINAL mm²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1cable tripolar o tetrapolar (3)		
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

(1)
Incluye el conductor neutro, si existe.

(2)
Para el caso de dos cables unipolares, la intensidad máxima admisible será la correspondiente a la columna de la terna de cables unipolares de la misma sección y tipo de aislamiento, multiplicada por 1,225.

(3)
Para el caso de un cable bipolar, la intensidad máxima admisible será la correspondiente a la columna del cable tripolar o tetrapolar de la misma sección y tipo de aislamiento, multiplicada por 1,225.

Tipos de aislamientos:

XLPE-Polietileno reticulado - Temperatura máxima en el conductor 90º C (servicio permanente)

EPR-Etileno propileno – Temperatura máxima en el conductor 90º C (servicio permanente)

PVC-Policloruro de vinilo – Temperatura máxima en el conductor 70º C (servicio permanente)

La sección escogida es de **25 mm²**, dado que es un cable multipolar, se recurre a la parte derecha de la tabla, y el tipo de aislamiento seleccionado es XLPE y su intensidad de diseño es de **145,55 A** < 150 A, por tanto, se escoge **150 A**.

Sabiendo esto se puede decir que el cable neutro tendrá la siguiente sección recogida en la tabla de la ITC-07:

Tabla 10: Sección mínima del conductor neutro en función de la sección de los conductores de fase.

Conductores fase (mm^2)	Sección neutro (mm^2)
6 (Cu)	**6**
10 (Cu)	**10**
16 (Cu)	**10**
16 (Al)	**16**
25	**16**
35	**16**
50	**25**
70	**35**
95	**50**
120	**70**
150	**70**
185	**95**
240	**120**
300	**150**
400	**185**

Fuente ITC-BT-07

Ahora se va a detallar el cálculo de la sección de los cables de tierra en proporción a los cables conductores de fase, por tanto, seleccionamos el conductor de protección a tierra más adecuado, según lo expuesto en la tabla siguiente:

Tabla 11: Relación entre los conductores de protección y activos, en este caso concreto.

Sección de los conductores activos de la instalación, S (mm^2)	**Sección mínima de los conductores de protección, S_p (mm^2)**
S ≤ 16	S_p = S
16 < S ≤ 35	**S_p = 16**
S > 35	S_p = S/2

Por tanto, el conductor de protección a tierra tendrá una sección de 16 mm^2, que se conectará al punto de recarga para evitar posibles daños al usuario por contacto directo con el mismo.

El cable tendrá la siguiente denominación:

RV-K 0,6/1kV 5 G 25 mm^2, es decir, tiene las siguientes características:

- Conductor: Cobre electrolítico flexible (Clase V) según UNE-EN 60228, EN 60228 e IEC 60228

- Aislamiento: Polietileno reticulado (XLPE), temperatura máxima 90ºC, tipo DIX 3 según UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502-1. El uso de polietileno reticulado

(XLPE) admite una mayor densidad de corriente, a igualdad de sección, respecto al aislamiento con PVC, no propagación de la llama según UNE-EN 60332-1-2, EN 60332-1-2 e IEC 60332-1-2

- Cubierta: PVC tipo DMV-18 según UNE 21123, HD 603 S1 e IEC 60502
- Tensión nominal: 0,6/1 kV
- G: Con cable de protección a tierra.

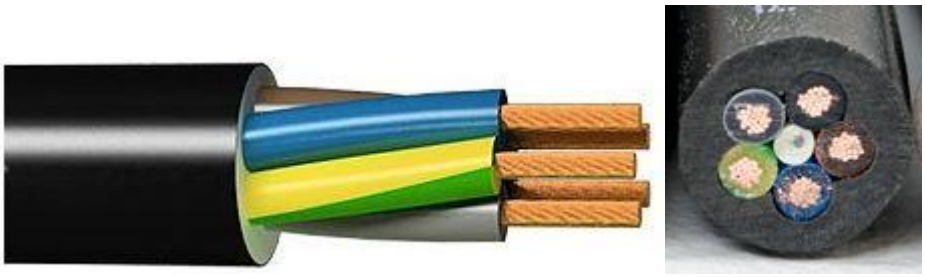


Figura 17: Cable pentapolar, visto de manera horizontal y de frente en una instalación real, donde se puede observar los cables con su cubierta de PVC, aislamiento de XLPE y los cables de cobre (Cu), así como la identificación de cada cable: el cable amarillo-verde (tierra), cable azul (neutro) y el resto (las fases) de diferentes colores.

Este tipo de cable es ideal para el transporte y distribución de energía eléctrica en baja tensión. Recomendado para conexiones industriales, acometidas, distribución interna y conexiones en el exterior. Puede ser utilizado en redes subterráneas e instalaciones fijas.

Como la línea va a ir entubada, habrá que saber que sección tendrá el tubo:

El tubo será de polietileno corrugado, material de amplio uso y recomendado para instalaciones eléctricas subterráneas, en donde se instalará dentro el cable multipolar, tendrá una sección de 50 mm^2, puesto que la norma aconseja que los tubos tengan el doble de sección que los cables que aloja (25 mm^2) irá enterrado a 0,60 m de profundidad.

Figura 18: Tubo de polietileno corrugado de color rojo, típico para instalaciones eléctricas subterráneas, donde se alojará y protegerá al cable multipolar, desde la caja de protección alterna (CA) hasta el punto de recarga.

Cada circuito irá entubado de forma independiente, es decir, el circuito del punto de recarga 1, irá en tubo y el circuito para el punto de recarga 2, irá en otro tubo corrugado.

Criterio de caída de tensión:

La caída de tensión en este tramo:

Recomendada: 3% o menor.

Máxima: 5%.

Tabla 12: Caídas de tensión recomendadas por tramos y máximas permitidas en el total de la instalación.

	1er Tramo	2º Tramo
Recomendada	2%	3%
Máxima	5%	

Fuente: ITC-BT-19 e ITC-BT-52.

Se va a comprobar que, con el cable elegido, la caída de tensión es inferior al 5% máximo.

$$e = (L \cdot P) / (\gamma \cdot S \cdot V)$$

Siendo:

e: Caída de tensión (V)

L: Longitud del tramo, desde la caja CA hasta el punto de recarga más lejano (27,5 m)

P: Potencia (44.000 W)

γ: Conductividad ($m/\Omega \cdot mm^2$), el material es cobre a 25ºC es de 56 $m/\Omega \cdot mm^2$

S: Sección de los conductores (25 mm^2).

Por tanto:

e = (27,5 · 44.000) / (56 · 25 · 400) = **2,17 V**
% e = (2,17 / 400) · 100 = **0,54 % <<< 5% Cumple** de manera holgada el criterio de caída de tensión máxima.

4.5.2 Recomendaciones del diseño de la zanja de canalización

Se seguirá lo estipulado en la ITC-BT 21 (Canalizaciones), en su apartado 1.2.4 "Tubos en canalizaciones enterradas". Si los tubos se colocan en montaje enterrado se tendrán en cuenta, las siguientes recomendaciones:

Se recomienda instalar los tubos enterrados a una profundidad mínima de 0,45 metros del pavimento o nivel del terreno en el caso de tubos bajo aceras, y de 0,60 m en el resto de los casos. Se recomienda un recubrimiento mínimo inferior de 0,03 metros, y un recubrimiento mínimo superior de 0,06 m.

Se admiten tres tipos de recubrimientos para los tubos denominados (A), (B) y (C).

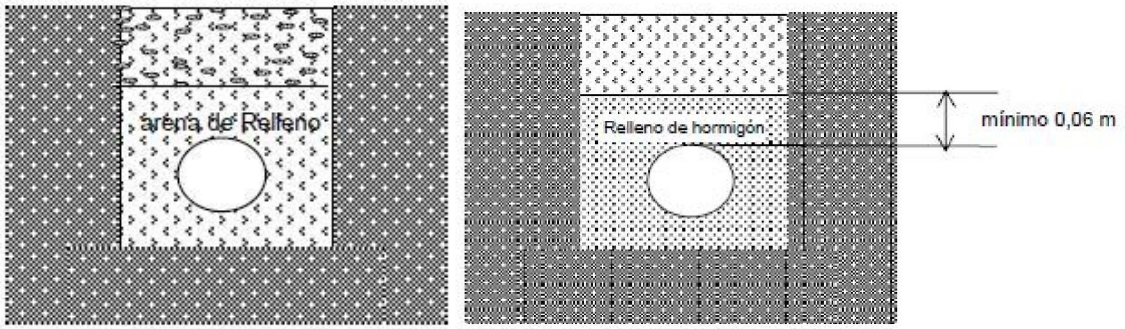


Figura 19: A la izquierda; Tubo con recubrimiento de arena (A), resistencia a compresión mínima de 450 N. A la derecha: Tubo con recubrimiento de hormigón (6 cm de recubrimiento mínimo superior), resistencia a compresión mínima de 250 N (B).

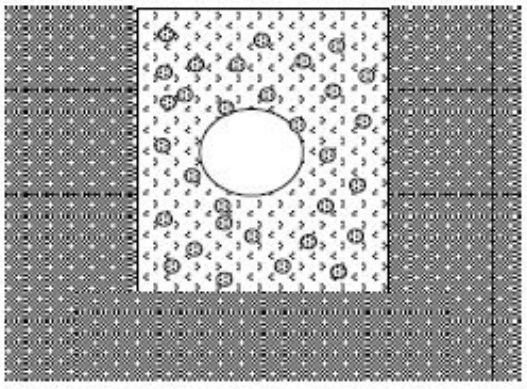


Figura 20: Tubo sin recubrimiento en terreno pedregoso (C), resistencia a la compresión mínima de 750 N.

En este proyecto y dado que se trata de una conducción enterrada bajo pavimento, se escoge como tipo de zanja idónea la tipo (B) o tubo con recubrimiento de hormigón.

Para el cierre de zanjas, y una vez instalados los conductos calculados anteriormente, se colocará el dado de hormigón de 250 Kg y 26 cm de altura que hará de protección mecánica, rellenándose la zanja mediante capas compactadas de 20 cm de material seleccionado de la propia excavación hasta los últimos 30 cm que se rellenarán de hormigón de 250 kg, rematándose con pavimento asfáltico.

4.5.3 Distancias y cruzamientos con otras instalaciones próximas

Se actuará según lo dispuesto en el apartado 2.1.2 de la ITC-BT 07 (Redes subterráneas entubadas), que dice lo siguiente:

- Serán conformes con las especificaciones del apartado 1.2.4. de la ITC-BT-21 (Canalizaciones). No se instalará más de un circuito por tubo.

- Se evitarán, en lo posible, los cambios de dirección de los tubos. En los puntos donde se produzcan y para facilitar la manipulación de los cables, se dispondrán arquetas con tapa, registrables o no. Para facilitar el tendido de los cables, en los tramos rectos se instalarán arquetas intermedias, registrables, ciegas o simplemente calas de tiro, como máximo cada 40 m. Esta distancia podrá variarse de forma razonable, en función de derivaciones, cruces u otros condicionantes viarios. A la entrada en las arquetas, los tubos deberán quedar debidamente sellados en sus extremos para evitar la entrada de roedores y de agua.

En cuanto a cruzamientos proximidades y paralelismos, establece lo siguiente para cables de baja tensión enterrados:

- **Calles y carreteras**

  Los cables se colocarán en el interior de tubos protectores conforme con lo establecido en la ITC-BT-21, recubiertos de hormigón en toda su longitud a una profundidad mínima de 0,80 m. Siempre que sea posible, el cruce se hará perpendicular al eje del vial.

- **Otros cables de energía eléctrica**

  Siempre que sea posible, se procurará que los cables de baja tensión discurran por encima de los de alta tensión. La distancia mínima entre un cable de baja tensión y otros cables de energía eléctrica será: 0,25 m con cables de alta tensión y 0,10 m con cables de baja tensión. La distancia del punto de cruce a los empalmes será superior a 1 m. Cuando no puedan respetarse estas

distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2 de la ITC-BT- 07.

- **Cables de telecomunicación**

  La separación mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0,20 m. La distancia del punto de cruce a los empalmes, tanto del cable de energía como del cable de telecomunicación, será superior a 1 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2. Estas restricciones no se deben aplicar a los cables de fibra óptica con cubiertas dieléctricas. Todo tipo de protección en la cubierta del cable debe ser aislante.

- **Canalizaciones de agua y gas**

  Siempre que sea posible, los cables se instalarán por encima de las canalizaciones de agua. La distancia mínima entre cables de energía eléctrica y canalizaciones de agua o gas será de 0,20 m. Se evitará el cruce por la vertical de las juntas de las canalizaciones de agua o gas, o de los empalmes de la canalización eléctrica, situando unas y otros a una distancia superior a 1 m del cruce. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, la canalización instalada más recientemente se dispondrá entubada según lo prescrito en el apartado 2.1.2.

- **Conducciones de alcantarillado**

  Se procurará pasar los cables por encima de las conducciones de alcantarillado. No se admitirá incidir en su interior. Se admitirá incidir en su pared (por ejemplo, instalando tubos), siempre que se asegure que ésta no ha quedado debilitada. Si no es posible, se pasará por debajo, y los cables se dispondrán en canalizaciones entubadas según lo prescrito en el apartado 2.1.2.

4.5.4 Protecciones eléctricas necesarias

En la caja de protección o caja de corriente alterna, deben ir equipadas las protecciones siguientes:

- 2 interruptores automáticos para las dos líneas que se proyectan, las que alimentan sendos postes con dobles tomas de carga.

- 1 interruptor automático (opcional) para la línea del poste de Iberdrola que se pretende modificar.
- Interruptor de corte diferencial. ID (4x200A). Sensibilidad 300 mA.
- Protector sobretensiones transitorias de alterna trifásica, 3P+N 20/40 kA tipo II.
- Interruptor magnetotérmico tetrapolar (para líneas trifásicas), que desemboque en el CGMP del edificio Aulario. (No haría falta dado que en cuadro del Aulario ya existe un interruptor automático de 150 A).
- Contador principal, (se puede añadir un contador secundario en los puntos de recarga si así se desea, en el caso de que los puntos no se utilicen de manera homogénea, o se empleen circuitos adicionales para vehículos eléctricos).

4.5.5 Puesta a tierra de la infraestructura

Dimensionado de la puesta de tierra:

- Puesta a tierra de los puntos de recarga.

Se considera el poste urbano de recarga como local húmedo, por tanto, el valor que se tiene que tener en cuenta según la ITC-BT-18 "Instalaciones de puesta a tierra". Protección contra los contactos directos e indirectos" el valor de tensión es de 24 V.
Al tener los puntos de recarga de manera integrada en su sistema un interruptor ID de 300 mA, ésta será la intensidad que se tendrá en cuenta a la hora de dimensionar la puesta a tierra.

El terreno al ser de arena arcillosa tendrá un valor de resistividad orientativo según la tabla nº3 de la guía BT-18 de 50-500 Ohm·m. Dicha tabla es la que aparece a continuación:

Tabla 13: Valores orientativos de la resistividad en función de la naturaleza de terreno, marcando el valor escogido según las características de la zona del proyecto.

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad (Ohm·m)
Terrenos pantanosos	De algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arenas arcillosas	**50 a 500**
Arena silícea	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 5.000
Suelo pedregoso desnudo	1.500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000
Granito y gres muy alterado	100 a 600

Fuente: Guía BT-18 del REBT.

Para el cálculo de la resistencia máxima se ha considerado el mismo valor de intensidad de defecto que para el caso anterior. La resistividad sigue siendo la misma que en el anterior caso de la caseta de instalaciones.

Por tanto:

$$R_{máx} = \frac{V}{I} = \frac{24}{0{,}3} = 80\ \Omega$$

La resistencia de la pica de 2 metros será:

$$R = \frac{\rho}{n \cdot L} = \frac{50}{1 \cdot 2} = 25\ \Omega < R_{máx}$$

Se cumple la condición

Se debe comprobar que el voltaje no excede del máximo del local húmedo.

$$V = R \cdot I = 25 \cdot 0{,}3 = 7{,}5\ V < 24\ V$$

Se cumple la condición.

Teniendo en cuenta los cálculos anteriores, se adopta como solución un electrodo de puesta a tierra formado por una pica de dos metros de profundidad, que estará asociado al punto de recarga exterior.

4.6 Localización de la instalación y enganches

La cabecera de la instalación será en uno de los embarrados del propio cuadro principal del Aulario (Interruptor automático de corte en carga de 150 A y Pdc 10 kA).

Cerca del cuadro principal, se localiza la caja de protección de corriente alterna para la seguridad de la instalación, todo ello se encuentra dispuesto, dentro del cuarto de instalaciones de la planta baja del edificio Aulario del Campus La Yutera.

Según la norma (TC-BT-52), hay que contar con un dispositivo contador principal, un contador de energía eléctrica destinado a la medida de energía consumida por una o varias estaciones de recarga. Estos contadores cumplirán con la reglamentación de metrología legal aplicable y con el reglamento unificado de puntos de medida.

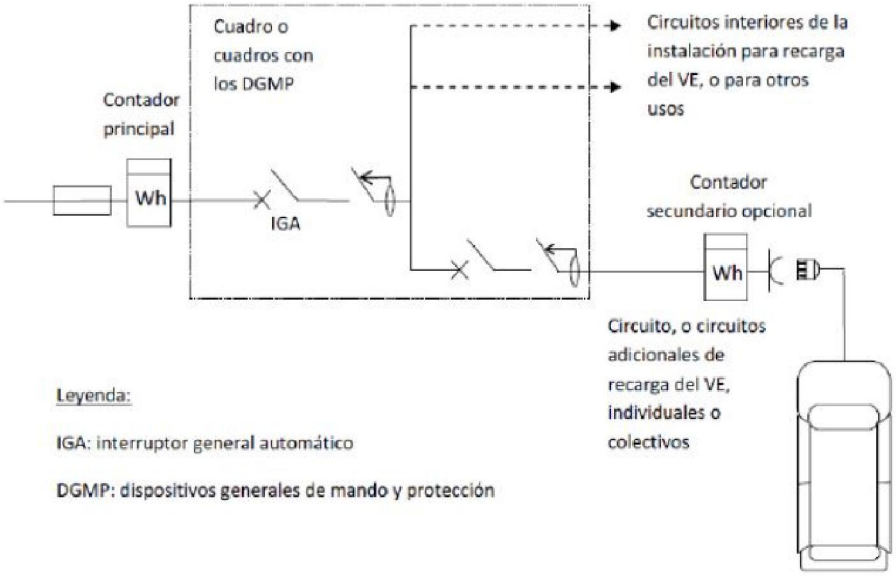


Figura 21: Esquema 4b; instalación con circuito o circuitos adicionales para la recarga del vehículo eléctrico. *Fuente: ITC-BT-52*.

Dispositivo diferencial.

Interruptor ID con sensibilidad 300 mA, (4 x 200 A)

Interruptor automático magnetotérmico.

Para calcular el automático correspondiente para proteger la línea nos hace falta saber la intensidad nominal del interruptor magnetotérmico:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

Donde:

I_B: Es la corriente de empleo del circuito (145,55 A)
I_N: Es la intensidad nominal del interruptor magnetotérmico (150 A)
I_Z: Es la intensidad máxima que soporta el cable (150 A)

Tabla 14: Características técnicas del interruptor automático seleccionado.

Dispositivo elegido	DPX 150 (legrand)
Número de polos	3P+N/2
Poder de corte (Pdc)	25 kA
Corriente nominal	60-150 A
Tensión de empleo	400/415V (Trifásica)
Dimensiones	90x150x74 (mm)
Peso	1,2 kg

Fuente: www.Legrand.es

4.7 Ejecución y puesta en marcha de las obras

La planificación de las obras y el tiempo ejecutado para cada unidad de obra descompuesta será la mostrada en el siguiente diagrama de Gantt.

Tabla 15: Diagrama de Gantt del proyecto puntos de recarga para vehículos eléctricos en el Campus "La Yutera" Universidad de Valladolid (Palencia).

Unidad de obra	PROGRESIÓN DE LOS TRABAJOS REALIZADOS (Semanas)						
	1ª	**2ª**	**3ª**	**4ª**	**5ª**	**6ª**	**7ª**
Replanteo							
Suministros de materiales							
Obra civil, canalización, arquetas y zanjas							
Montaje e instalación de equipos y cuadros eléctricos							
Tendido y conexionado de conductores							
Pruebas de funcionamiento							

Plazo total estimado desde la autorización de permisos y aprobación del proyecto:
≈ 50 días. (Teniendo en cuenta domingos y festivos).

5. BENEFICIOS AMBIENTALES AL UTILIZAR UN VEHÍCULO ELÉCTRICO

A partir de Los cálculos justificativos de la cantidad de emisiones de CO_2 evitadas mediante la utilización de vehículos eléctricos facilitados por el operador del sistema eléctrico, Red Eléctrica de España. Se puede apreciar los beneficios para el medio ambiente al evitar gases de efecto invernadero (GEI), que conlleva usar coche eléctrico en España.

Tabla 16: Bases de datos sobre emisiones de CO_2 evitadas por el uso de coche eléctrico.

PRINCIPALES INDICADORES DE LA RED ELÉCTRICA			
Año	**Energía total gestionada**	**Emisiones CO_2**	**Factor de emisiones**
2010	260.530 GWh	63.190 t CO_2	242,54 g CO_2/kWh
2011	255.630 GWh	68.304 t CO_2	267,20 g CO_2/kWh
2012	255.710 GWh	77.355 t CO_2	302,51 g CO_2/kWh
2013	246.160 GWh	79.610 t CO_2	323,41 g CO_2/kWh
2014	243.540 GWh	83.125 t CO_2	341,32 g CO_2/kWh
2015	248.030 GWh	33.662 t CO_2	135,72 g CO_2/kWh
2016	246.700 GWh	31.500 t CO_2	127,69 g CO_2/kWh
MEDIA	**250.900 GWh**	**65.392 t CO_2**	**248,62 g CO_2/kWh**

Fuente: Red Eléctrica Española (REE).

Para valorar estos datos de emisiones evitadas, se han de comparar con las emisiones medias que realiza un vehículo convencional de combustión interna.

Tabla 17: Comparación entre un vehículo eléctrico y otro convencional con un consumo a los 100 km.

COMPARATIVA ENTRE VEHÍCULO ELÉCTRICO Y VEHÍCULO DE COMBUSTIÓN INTERNA			
Tipo de vehículo	**Consumo a 100 km**	**Factor de emisiones**	**Emisiones por km**
Eléctrico	15 kWh/100 km	248,62 g CO_2/kWh	37,29 g CO_2/km
Combustión	6 litros/100 km	2.600 g CO_2/litro	156,00 g CO_2/km

Fuente: Red Eléctrica Española (REE).

Si se toma un coeficiente de utilización o porcentaje de uso del poste de recarga de un 15 % se pueden obtener las siguiente deducciones:

Tabla 18: Comparativa de reducción de emisiones al uso una toma o las dos del punto de recarga seleccionado.

REDUCCIÓN DE EMISIONES		
Bases utilizadas	**Una Base (22 kW)**	**Dos Bases (44 kW)**
Horas de funcionamiento (15%)	4,8 h/día	4,8 h/día
Energía suministrada al vehículo	38.544 kWh/año	77.088 kWh/año
Distancia recorrida del vehículo anualmente	256.960 km	513.920 km
Emisiones anuales del vehículo eléctrico	9,582 t CO_2	19,164 t CO_2
Emisiones CO_2 evitadas al año	30,503 t CO_2	61,007 t CO_2

Cabe señalar que las emisiones de CO_2 producidas por el coche eléctrico son debidas a que se tiene en cuenta la fabricación de las baterías de las que disponen. Se debería prestar atención en contabilizar el CO_2 emitido para producir la electricidad que alimenta a este tipo de vehículos si es de fuente no renovable, cuestión que hoy en día no se contabiliza en la mayoría de las estadísticas y estudios disponibles.

Con todo ello y dejando a un lado la problemática de reciclaje de las baterías, optando en el futuro por el uso de otras fuente de energía como el hidrógeno para su almacenamiento, el coche eléctrico sigue siendo una alternativa firme y de futuro desde un punto de vista sostenible con el medio ambiente.

Siendo su principal desventaja en el corto plaza el tiempo de recarga de sus baterías, problema que se va solventando por los fabricantes día a día con el uso e implemento de mejoras y nuevo materiales.

6. CONCLUSIONES

- El parque móvil de Castilla y León cuenta en la actualidad con 1,8 millones de vehículos, de los cuales, unos 8.000 se alimentan con energías alternativas, lo que supone que este tipo de vehículos representan el 0,44% sobre el total. Este porcentaje es mucho menor en el caso de los coches eléctricos, debido a que hasta ahora la tecnología más vendida ha sido la híbrida. Si escogemos la cifra de 8.000 vehículos, el ratio de vehículo cuya alimentación es con energías alternativas por habitante es de 1 coche por cada 302 habitantes. Actualmente la propia Junta de Castilla y León está ofreciendo ayudas para incentivar la movilidad sostenible, por encima de todo la movilidad 100% eléctrica.

- Para un uso eficiente de la infraestructura y notar un ahorro considerable en la factura eléctrica, se deberá aprovechar las ventajas de la tarifas eléctricas con discriminación horaria y planificar las recargas en el horario de menor coste, es

decir, aprovechar las horas valle o supervalle (madrugada) para hacer la recarga de un vehículo o varios. También se deberá incluir en la infraestructura un programador horario (contador).

- Una opción interesante, pero ya a nivel de gestión de la infraestructura por varios usuarios, es la de poner un punto de recarga compartido y que cada usuario disponga de una tarjeta RFID identificativa para que quede registrado la utilización consumo de cada uno, y más tarde el gestor del parking (Universidad de Valladolid), se encarga de repercutir el coste del consumo a cada usuario en función de su uso, sino se dispone un gestor de carga contratado.

- En el marco futuro de las Smart-Cities (Ciudades inteligentes), este tipo de infraestructuras en combinación con energías renovables, el uso de las TIC´S (Tecnologías de la Información y la Comunicación) así como ciudades más verdes y ambientalmente sostenibles (cubiertas vegetales, agricultura urbana y de autoconsumo vecinal), serán el baluarte futuro garantizando una vida urbana más cómoda, además de desarrollar un estilo de vida sustentable para las generaciones siguientes.

- La normativa actual obliga en aparcamientos de nueva construcción a poner un punto de recarga por cada 40 plazas, sin embargo en este caso, no estamos obligados a realizar puntos de recarga en aparcamientos ya construidos, (pero aconseja paulatinamente su introducción). En este proyecto se redacta la construcción de un par de puntos con tomas dobles.

- No se van a llevar a cabo por el momento, la construcción de puntos de carga debido a que, la universidad ahora no puede asumir los costes de gestión y uso de la infraestructura, pero se da la posibilidad de realizar la puesta en marcha en un futuro cercano, ya que se tiene calculada la instalación.

- Por último cabe decir, que se tenía pensando en un principio que los puntos de recarga funcionaran íntegramente con energía solar, pero como hay más consumo que producción en el edificio Aulario, la instalación fotovoltaica tendrá como único fin reducir sensiblemente la factura eléctrica más no habrá excedentes, para poder usarlos en esta instalación.

MEMORIA

Anejo VIII: Condicionantes legales y tramitaciones

Alumno: Alberto del Bosque Gallego
UNIVERSIDAD DE VALLADOLID (CAMPUS DE PALENCIA) – E.T.S. DE INGENIERÍAS AGRARIAS
Titulación de: Máster Universitario en Ingeniería Agronómica

ÍNDICE DEL ANEJO VIII. CONDICIONANTES LEGALES Y TRAMITACIONES

1. LEGISLACIÓN Y NORMATIVA REFERENTE AL MEDIO AMBIENTE 3
2. LEGISLACIÓN Y NORMATIVA DE SEGURIDAD Y SALUD 3
3. LEGISLACIÓN Y NORMATIVA REFERENTE A TERRITORIO Y URBANISMO 3
4. LEGISLACIÓN REFERENTE A LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y ENERGÍAS RENOVABLES 4
5. NORMATIVA TÉCNICA DE APLICACIÓN Y USO DE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA 5
6. NORMATIVA DE FABRICACIÓN Y REGULACIÓN DEL USO DE VIDRIO FV 6
6.1 Ámbito europeo 6
6.2 Normativas específicas de vidrio fotovoltaico 7
7. TRAMITACIÓN Y SOLICITUDES A CUMPLIMENTAR PARA LEGALIZAR UNA INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO FV 7
7.1 Historia y tipos de autoconsumo recogidos en el RD 244/2019 7
7.2 Tramitación del autoconsumo en Castilla y León 10
7.3 Trámites post – instalación 15

1. LEGISLACIÓN Y NORMATIVA REFERENTE AL MEDIO AMBIENTE

Respecto a la normativa que afecta sobre protección ambiental se debe mencionar la Ley 21/2013 de 9 de diciembre de Evaluación de Impacto Ambiental, así como, la Ley 8/2014, de 14 de octubre, por la que se modifica la Ley 11/2003, de 8 de abril, de Prevención Ambiental de Castilla y León.

Siguiendo la primera ley indicada en el párrafo anterior, la instalación proyectada no deberá someterse a evaluación ambiental ordinaria, dado que esta solo sería exigible si cumpliese lo establecido en el apartado j), de su Anexo I que dice lo siguiente:

"j) Instalaciones para la producción de energía eléctrica a partir de la energía solar destinada a su venta a la red, que no se ubiquen en cubiertas o tejados de edificios existentes y que ocupen más de 100 ha de superficie" así queda establecido en el citado Anexo I al que se nos remite en su Artículo 7 apartado 1.

Se hará referencia a dicha Ley en el Anejo IX "Memoria ambiental", donde se abordará específicamente esta temática.

2. LEGISLACIÓN Y NORMATIVA DE SEGURIDAD Y SALUD

- Ordenanza de Seguridad e Higiene en el Trabajo, Orden de 9 de marzo de 1971.
- RD 1627/1997 de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad de salud en las obras de construcción.

Se hará referencia a esta norma en el Anejo X "Estudio básico de Seguridad y Salud", donde se abordará específicamente esta temática.

3. LEGISLACIÓN Y NORMATIVA REFERENTE A TERRITORIO Y URBANISMO

- Normas de la Delegación Territorial de Industria, Comercio y Turismo de la Junta de Castilla y León.

- RD 2135/1980, de 26 de septiembre, sobre Liberalización Industrial.

- Reglamento 22/2004 de 29 de enero de Urbanismo de Castilla y León, B.C.L. del 2 de febrero de 2004.

- Ordenanzas municipales (Ayto de Palencia).

4. LEGISLACIÓN REFERENTE A LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y ENERGÍAS RENOVABLES

- MIE-RAT R.D. 3275/1982, de 12 de noviembre. - "Reglamento de Verificaciones Eléctricas. Decreto de 12 de marzo de 1954 por el que se aprueba el Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía."

- Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico.

- RD 2818/1998 sobre producción de energía eléctrica para instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovable, residuos y cogeneración.

- R.D. 3490/2000 que fija el coste de la 1ª verificación de la instalación fotovoltaica conectada a red.

- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 31 de mayo de 2001, por el cual se define el modelo de contrato tipo modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

- Real Decreto 436/2004 de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Se sustituye por el RD 661/2007, de 25 mayo.

- Real Decreto 1663/2000 de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

- Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

- Orden del Consejero de innovación y Energía, de 14 de octubre de 2002, por la que se desarrollan determinados aspectos relativos a los suministros y distribución de energía eléctrica en suelo rustico.

- Decreto 127/2003 de 30 de octubre, por el que se regulan los procedimientos de autorizaciones administrativas de instalaciones de energía eléctrica en Castilla y León.

- R.D. 1699/2011, de 18 de noviembre, sobre regulaciones normativas al sector de la energía solar fotovoltaica.

- La instalación eléctrica prevista en el proyecto se realizará según las normas del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) aprobado por el RD 842/2002, de 2 de Agosto. Según las instrucciones ITC-BT 07 "Redes subterráneas para la distribución de baja tensión, ITC-BT 18 "Instalaciones de puesta a tierra" e ITC-BT 40 "Instalaciones generadoras de BT". Pliego de condiciones para instalaciones aisladas de red del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) entidad pública empresarial dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Se hará referencia a dicho Reglamento en los Anejos; VI "Cálculos eléctricos" y VII "Estudio de puntos de recarga de vehículos eléctricos", donde se abordarán diferentes instrucciones técnicas específicas de esta temática.

- Normas técnicas particulares de la compañía de suministro y distribución eléctrica correspondiente. (*Iberdrola S.A.*)

- Normas particulares para las instalaciones de enlace para el suministro de baja tensión.

5. NORMATIVA TÉCNICA DE APLICACIÓN Y USO DE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA

Todos los componentes que en su conjunto forman una instalación de generación de energía eléctrica de tipo solar fotovoltaica deben cumplir unas ciertas normas (como las Normas UNE) y requisitos marcados por la Unión Europea. Los más destacados se presentan a continuación:

- UNE-EN 61173, protección contra sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos productores de energía.

- UNE-EN 61215, Módulos fotovoltaicos de Silicio Cristalino, cualificación del diseño y aprobación de tipo.

- UNE-En 61277, sistemas fotovoltaicos y guías.

- UNE-EN 61646, cualificación del diseño y aprobación de tipo de módulos fotovoltaicos de lámina delgada.

- UNE-En 61721, Resistencia de un módulo fotovoltaico a impactos accidentales.

- CTE-DB SE AE, Código Técnico de la Edificación: Documento básico de seguridad estructural acciones en la edificación. Capítulo III Acciones variables: Sobrecargas de viento y nieve para el cálculo de la estructura soporte del módulo y la resistencia de la cubierta que la contiene.

- Norma MV-102: Estructuras construidas con perfiles de acero laminado en frío, para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

- Norma MV-103: Cálculo de la estructura soporte para soportar las externas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, granizo, etc.

- Norma MV-106: Tornillería realizada en acero inoxidable.

6. NORMATIVA DE FABRICACIÓN Y REGULACIÓN DEL USO DE VIDRIO FV

6.1 Ámbito europeo

- Directiva 73/23/CEE de 19 de febrero, relativa al material eléctrico destinada a utilizarse con determinados límites de tensión. La directiva se ha traspuesto al Estado Español como RD 7/1988, Resolución de 18 de enero de 1988 de la DGPT, la Resolución de 19 de noviembre de 2001 de la DGPT y la Resolución de 14 de octubre de 2002 de la DGPT.

- Directiva 89/336/CEE de 3 de mayo de 1989 sobre la aproximación de las legislaciones de los Estado Miembros relativas a la compatibilidad electromagnética. También ha sido traspuesta al Estado Español al RD 444/1994 de 11 de marzo.

- Directiva 93/68/CEE de 22 de julio de 1993 por la cual, se modifican las dos anteriores en relación a los procedimientos de evaluación de la conformidad de los productos industriales con los objetivos fijados en las directivas de armonización técnica, sobre todo en lo que respecta a la seguridad, la salud pública o la protección de los consumidores, y fija el régimen de marcado de la

"CE" de conformidad a las directivas de armonización técnica sobre diseño, fabricación, comercialización, puesta en servicio y utilización de productos industriales.

6.2 Normativas específicas de vidrio fotovoltaico

- IEC 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.

- IEC 61730-1: Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 1: Requisitos de construcción.

- UL 1703: Módulos y Paneles Fotovoltaicos de Placa Plana.

- ISO 12543-4:2011. Vidrio para la edificación. Vidrio laminado y vidrio laminado de seguridad.

- EN 13501:2007. Clasificación en función del comportamiento frente al fuego de los productos de construcción y elementos para la edificación.

- EN 356:2001. Vidrio de construcción. Vidrio de seguridad. Ensayo y clasificación de la resistencia al ataque manual.

- EN 410:2011. Vidrio para la edificación. Determinación de las características luminosas y solares de los acristalamientos.

- EN 12150:2005. Vidrio para la edificación. Vidrio de silicato sodocálcico de seguridad templado térmicamente.

- EN 12600:2003. Vidrio para la edificación. Ensayo pendular. Método de ensayo al impacto y clasificación para vidrio plano.

7. TRAMITACIÓN Y SOLICITUDES A CUMPLIMENTAR PARA LEGALIZAR UNA INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO FV

7.1 Historia y tipos de autoconsumo recogidos en el RD 244/2019

En la figura siguiente aparece recogida de forma breve la evolución del Real Decreto de autoconsumo en España.

Figura 1: Evolución histórica del RD que regula el autoconsumo eléctrico en España.

Todo este recorrido hace encaminar un futuro abierto hacia la generación renovable y distribuida de la energía eléctrica.

De acuerdo con lo descrito anteriormente en el Anejo III "Estudio de alternativas" en su apartado 3.1 "Energía fotovoltaica", ya se vio los tipos de autoconsumo existentes, ya sean con excedentes o sin ellos recogidos en la nueva normativa. Cabe decir que dicha normativa hace distinción entre los consumidores o usuarios de la energía generadora, dividiéndolos en dos grandes bloques;

Autoconsumo individual (sólo un consumidor asociado): Una empresa, edifico u organismo público (docente, sanitario, religioso), vivienda unifamiliar / rural.

Autoconsumo colectivo (Varios consumidores asociados): Comunidades de vecinos y polígonos industriales principalmente.

Toda la clasificación está resumida en la siguiente tabla recogida en el IDAE:

Tabla 1: Tipos de autoconsumo recogidos en el nuevo RD 244/2019.

Autoconsumo individual **(Un consumidor asociado)**	**Instalación próxima a la red interior** **Conexión** **Red interior**	Sin excedentes (Individual) Mecanismo anti-vertido	CONSUMIDOR (Titular del suministro) PRODUCTOR (No existe) TITULAR INSTALACIÓN (Consumidor) PROPIETARIO (Puede ser diferente)
		Sin excedentes Acogida a compensación (Colectivo) Mecanismo anti-vertido	
Autoconsumo colectivo **(Varios consumidores asociados)**		Con excedentes acogida a compensación (Fuente renovable, potencia de producción ≤ 100 kW. Si aplica, contrato único consumos-auxiliares Contrato de compensación (No hay otro régimen retributivo)	CONSUMIDOR (Titular del suministro) PRODUCTOR (Titular de la instalación) TITULAR INSTALACIÓN (El inscrito en el registro de autoconsumo) PROPIETARIO (Puede ser diferente)
		Con excedentes No acogida a compensación Resto de instalaciones con excedentes	CONSUMIDOR (Titular del suministro) PRODUCTOR (Titular de la instalación) TITULAR INSTALACIÓN (El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPRE[(2)]) PROPIETARIO (Puede ser diferente)
	Instalación próxima a través de red **Conexión a red BT del mismo centro de transformación.** **(< 500m)[(1)]** **Máxima referencia catastral (14 dígitos)**	Con excedentes No acogida a compensación Instalaciones con excedentes	CONSUMIDOR (Titular del suministro) PRODUCTOR (Titular de la instalación) TITULAR INSTALACIÓN (El inscrito en el registro de autoconsumo y RAIPRE[(2)]) PROPIETARIO (Puede ser diferente)

Fuente: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía IDAE.

(1) Distancia entre contadores de generación y los de consumo.

(2) RAIPRE, **R**egistro **A**dministrativo de **I**nstalaciones de **PR**oducción de **E**nergía eléctrica. Es el organismo encargado del cambio de la titularidad.

En la tabla anterior aparece remarcado en azul celeste las casillas pertenecientes a la instalación diseñada en el presente proyecto.

Este proyecto ha sido elaborado de acuerdo con la normativa descrita en el apartado 4 del presente anejo, es decir, la que es aplicable a instalaciones de energía fotovoltaica.

7.2 Tramitación del autoconsumo en Castilla y León

En este apartado se recoge todo el procedimiento administrativo necesario para registrar/legalizar las instalaciones de autoconsumo en Castilla y León, se basa en la normativa estatal existente con las siguientes particularidades:

- **Diseño de la instalación**

Las instalaciones de generación eléctrica en régimen de autoconsumo deberán ser ejecutadas por empresas instaladoras habilitadas.

Se puede obtener un listado detallado de dichas empresas instaladoras en la sede electrónica de Castilla y León.

- **Aval asociado a la solicitud del permiso de acceso y conexión**

Cuando la tramitación sea competencia de la Comunidad Autónoma, el aval se depositará ante la Caja General de Depósitos del Servicio Territorial de Hacienda de la Delegación Territorial de la provincia en la que se emplace la instalación.
En el escrito emitido por el avalista se hará constar que se corresponde con la "*Garantía para responder al acceso y conexión a la red de distribución de la instalación …….. para obtener la autorización de explotación en virtud del art. 66 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, modificada su cuantía en la disposición adicional tercera, punto 1, del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, ante el Servicio Territorial de Economía de la Junta de Castilla y León."* cuando la solicitud de conexión sea a líneas eléctricas de distribución.
Cuando la solicitud sea a líneas eléctricas de transporte, se indicará: *"Garantía para responder al acceso y conexión a la red de transporte de la instalación …….. para obtener la autorización de explotación en virtud del art. 59 bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, modificada su cuantía en la disposición adicional tercera, punto 1, del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, ante el Servicio Territorial de Economía de la Junta de Castilla y León.".*

El Servicio de Caja del Servicio Territorial de Hacienda emitirá Carta de Pago/Talón de Cargo que el titular presentará ante el Servicio Territorial de Economía de la Delegación Territorial de la provincia en la que se emplace la instalación, a través del registro quien comprobará la misma y, de resultar de conformidad, emitirá Carta de Pago conformada. Cuando la solicitud sea a una línea eléctrica de transporte, el Servicio Territorial de Economía remitirá a Red Eléctrica de España (REE) el documento de conformidad.
El promotor de la instalación solicitará, adjuntando la Carta de Pago conformada y copia del aval, el acceso a la compañía distribuidora de la zona cuando la solicitud sea a una línea eléctrica de distribución o a REE a través del interlocutor único de nudo cuando sea a una línea de transporte.
En el caso que existan discrepancias con las condiciones de acceso, se dirimirá el conflicto ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Posteriormente se solicitará la conexión, solicitándose la intervención del Servicio Territorial de Economía de la provincia en el caso que existan discrepancias.

- **Autorización ambiental y urbanística**

Las instalaciones de infraestructuras de producción de energía eléctrica de origen fotovoltaico ubicadas en Castilla y León requerirán la previa obtención de Licencia urbanística y autorización de uso excepcional en suelo rústico, y de Licencia ambiental y de apertura de acuerdo con lo establecido en la Orden FOM/1079/2006, de 9 de junio (BOCYL nº126 de 30 de junio de 2006).

La licencia ambiental y la licencia urbanística serán objeto de resolución única, aun cuando la tramitación sea separada, siendo la primera prioritaria sobre la segunda.
A los efectos de autorización de uso excepcional de suelo rústico, la distancia mínima de las instalaciones a las parcelas colindantes será de 10 m, y a los límites del dominio público de caminos, cauces hidráulicos o de otro tipo que carezcan de zonas de protección superior de 15 m.

Dichas distancias se medirán desde tipo punto de ocupación posible de los módulos fotovoltaicos dispuestos en su inclinación más desfavorable cuando ésta sea variable. Cuando la altura de los módulos fotovoltaicos con la inclinación más desfavorable, cuando ésta sea variable, de los mismos supere los 10 m, las distancias anteriores se incrementarán al doble de la medida en que se sobrepase dicha altura de 10 m.

- **Autorización administrativa**

La solicitud de autorización administrativa y aprobación de proyecto de ejecución, así como la declaración de utilidad pública podrán efectuarse de manera consecutiva, coetánea o conjunta y se regirán por lo establecido en el Decreto 127/2003, de 30 de octubre, salvo las instalaciones de producción o distribución de tensión igual o inferior a 1 kV en las que no se precise la declaración de utilidad pública.

La autorización administrativa se tramitará conjuntamente con el estudio de impacto ambiental, cuando éste sea preciso, presentando anteproyecto (o proyecto) de la instalación, que constará de memoria, planos y presupuesto.

La petición se someterá a información pública durante 20 días mediante anuncio en el Boletín Oficial de la Provincia correspondiente. Si se solicita simultáneamente la declaración de utilidad pública, la información pública se realizará sobre ambos extremos. Se trasladarán al peticionario las alegaciones presentadas, para su pronunciamiento.
En la autorización administrativa, se indicará el plazo para solicitar la aprobación del proyecto de ejecución, que irá acompañada del proyecto técnico de ejecución redactado por técnico competente.

Los proyectos técnicos de ejecución redactados por técnico competente, en aplicación de la Ley Omnibus, no precisan de su visado por Colegio Profesional. Bastará con presentar una declaración responsable del titular de estar en posesión de la titulación indicada y contar con seguro de responsabilidad civil. La declaración puede descargarse en la web de la Junta de Castilla y León.

De acuerdo con la Ley del Sector Eléctrico, todas las instalaciones de producción deberán solicitar Autorización Administrativa previa y de Construcción, estando exentas de solicitud aquellas de potencia inferior o igual a 100 kW que se conecten en BT en aplicación de los RD 1699/2011 y RD 900/2015.

Asimismo, la Comunidad de Castilla y León interpreta que en las instalaciones en autoconsumo SIN excedentes, al no existir la figura de sujeto productor, estarán exentas del cumplimiento del art. 53 de la Ley del Sector Eléctrico, independientemente de su potencia.

La siguiente tabla resume la necesidad o no de las distintas Autorizaciones:

Tabla 2: Tipos de autoconsumo recogidos en CYL y autorizaciones que deben llevar según el tipo de régimen de autoconsumo.

Tipo de instalación en Autoconsumo	Tipo de autorización		
	Administración previa	De construcción	De explotación
Sin excedentes	**NO**	**NO**	**NO**
Con excedentes ≤ 100 kW en BT	NO	NO	SI
Con excedentes > 100 kW en BT o de cualquier potencia en AT	SI	SI	SI

- **Certificado de instalación y/o certificado fin de obra**

Para **instalaciones conectadas en baja tensión**, la documentación a presentar constará de:

- Carpeta de baja tensión acompañada de la hoja de solicitud e inscripción y de la hoja resumen de características, según modelos aprobados por la Dirección General de Industria.

- Proyecto o Memoria Técnica según proceda. La memoria técnica estará formada por la hoja resumen de características y por la documentación relativa a los cálculos, memoria descriptiva, esquema unifilar y croquis del trazado.

- Certificado de Instalación según modelo aprobado por la Dirección General de Industria e Innovación Tecnológica, que se presentará por quintuplicado. Se deberán presentar tantos certificados de instalación como instalaciones receptoras diferentes se hayan ejecutado.

- Un ejemplar del Anexo de Información al usuario.

- Dos ejemplares de la Dirección de obra si procede (una copia para la Administración y otra para el titular).

- Dos copias del Certificado de Inspección Inicial con resultado favorable, cuando proceda (una copia para la Administración y otra para el titular).

Igualmente será necesaria la liquidación de la tasa correspondiente en materia de industria y energía (*Código 308.1 «Inscripción y control de instalaciones eléctricas»*) recogida en la Orden Anual por la que se acuerda la publicación de las tarifas de las tasas vigentes.

Cuando las instalaciones de baja tensión no precisen proyecto, la documentación podrá ser presentada tanto de forma presencial ante el Servicio Territorial de Economía de la provincia correspondiente, como telemática a través de la aplicación **BOEL**, incluido el pago de la tasa; siendo la resolución inmediata.
En el caso de optar por la presentación telemática, esta se deberá realizar a través de un instalador eléctrico de baja tensión en una empresa instaladora habilitada y/o reconocida por la Administración de la Comunidad de Castilla y León.

Para **instalaciones conectadas en alta tensión**, la documentación a presentar será:

A. Para líneas propiedad de empresas de transporte y distribución:

- Solicitud de inscripción (conforme modelo de la Administración).

- Proyecto de la instalación.

- Modificaciones al proyecto original (si corresponde).

- Certificado final de obra (conforme modelo de la Administración).

- Informe técnico con resultado favorable de las verificaciones previas a la puesta en servicio (conforme modelo de la Administración).

- Justificante de pago de tasa de Inscripción de instalación, código 308.1.1.

B. Para líneas que no sean propiedad de empresas de transporte y distribución:

- Solicitud de inscripción (conforme modelo de la Administración).

- Proyecto de la instalación.
- Modificaciones al proyecto original (si corresponde).
- Certificado de instalación (conforme modelo de la Administración).
- Certificado de dirección facultativa (conforme modelo de la Administración).
- Informe técnico con resultado favorable de las verificaciones previas a la puesta en servicio (conforme modelo de la Administración).
- Certificado de inspección inicial por Organismo de control (Tensión mayor 30 kV).
- Certificado acreditativo de existencia de contrato de mantenimiento.
- Conformidad con la conexión de la empresa distribuidora o transportista a la que conecta.
- Justificante de pago de tasa de Inscripción de instalación, código 308.1.1.

En ambos casos (A y B) será necesaria la liquidación de la tasa correspondiente en materia de industria y energía (*Código 308.1 «Ingresos derivados de las autorizaciones, inspección y concesiones relativos a la actividad industrial y energética»)* recogida en la Orden Anual por la que se acuerda la publicación de las tarifas de las tasas vigentes.

En aquellas instalaciones en autoconsumo CON excedentes no acogidas a compensación, dado que se realiza actividad económica, deberán inscribirse en el Registro de establecimientos industriales, trámite que se realiza conjuntamente con la solicitud del certificado de la instalación.

- **Inspección inicial e inspecciones periódicas**

Están sometidas a inspección inicial:

- Las instalaciones fotovoltaicas con potencia igual o superior a 25 kW, conectadas en baja tensión (se consideran instalaciones en intemperie y, por tanto, en "*local mojado*", aplicándoles la ITC-BT-30).
- Las instalaciones conectadas en alta tensión (en aplicación de la ITC-RAT-22.3).
- Las instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica deberán ser revisadas, al menos cada tres años, por técnicos titulados, o por Organismos de Control. En el caso de instalaciones fotovoltaicas, les aplica la norma UNE-EN 62446-1:2017.

En Castilla y León, la Autorización de Explotación no se asimila al Certificado de Instalación Eléctrica (boletín eléctrico), por lo que la tramitación de este Certificado debe ir acompañada de la inspección inicial.

- **Autorización de explotación**

Una vez diligenciado el Certificado de Instalación Eléctrica (boletín) de la instalación de autoconsumo CON excedentes se expedirá la Autorización de Explotación de la citada instalación en cumplimiento de la Ley del Sector Eléctrico, trámite que se realiza conjuntamente con la solicitud del Certificado de Instalación Eléctrica.

- **Inscripción en el registro autonómico de autoconsumo**

La forma de inscripción en el registro de autoconsumo autonómico se regulará cuando se cree dicho registro autonómico, que dependerá del Servicio de Ordenación y Planificación Energética de la Dirección General de Energía y Minas.

- I**nscripción en el registro autonómico de instalaciones de producción**

Las instalaciones de autoconsumo con excedentes deberán solicitar la inscripción en el Registro autonómico de Instalaciones de Producción de Energía eléctrica ante el Servicio de Ordenación y Planificación Energética de la Dirección General de Energía y Minas (en aplicación del RD 413/2014), quien dará traslado para su inscripción en el registro de instalaciones de producción (RAIPRE) de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio.

Cuando la potencia sea inferior a 100 kW, las instalaciones estarán exentas se inscripción en el RAIPRE (en aplicación del RDL 15/2018).

Finalmente, todos los trámites anteriormente descritos, se realizarán ante el Servicio Territorial de Economía de la Delegación Territorial de la Junta de Castilla y León.

7.3 Trámites post – instalación

Aparecerá a continuación, todos los trámites a seguir o cumplimentar para poder poner en marcha la instalación una vez este ya lista para su uso y funcionamiento.

Tabla 3: Tabla – resumen con todos los trámites a cumplimentar para legalizar la instalación una vez que la misma, esté ejecutada.

Niveles de administración			Compañía eléctrica
Adm. Local	**Adm. Autonómica**	**Adm. Estatal**	
Licencia de actividad			**Contrato de acceso y conexión**
	Certificado de instalación y/o fin de obra		**Contrato de servicios auxiliares**
	Inspección	**Inscripción en registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica**	**Comunicación / contrato de compensación de excedentes**
	Autorización de explotación	**Inscripción en RAIPRE***	**Contrato de representación**

Fuente: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía IDAE.

MEMORIA

Anejo IX: Memoria ambiental

Alumno: Alberto del Bosque Gallego
UNIVERSIDAD DE VALLADOLID (CAMPUS DE PALENCIA) – E.T.S. DE INGENIERÍAS AGRARIAS
Titulación de: Máster Universitario en Ingeniería Agronómica

ÍNDICE DEL ANEJO IX. MEMORIA AMBIENTAL

1. INTRODUCCIÓN 3

2. IMPACTO AMBIENTAL DERIVADO DE LA FABRICACIÓN 3

3. EMISIONES EVITADAS Y TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA ENERGÍA INVERTIDA 4

3.1 Emisiones de gases evitadas 4

3.2 Tiempo de recuperación de la energía invertida (EPBT) 5

3.3 Equivalencia entre las emisiones evitadas con la plantación de árboles 6

1. INTRODUCCIÓN

De acuerdo con la Ley 21/2013, de 9 de Diciembre, de evaluación ambiental. Se procederá a redactar la evaluación ambiental simplificada o memoria ambiental del presente proyecto. Considerando los efectos perjudiciales que puedan producirse durante la puesta en marcha de las obras y la aplicación de las medidas correctoras oportunas con el fin de tratar de disminuir su posible impacto.

Si se analizan los diferentes factores a estudiar que serían: el ruido, emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera, destrucción de los hábitats de fauna y flora adyacente, residuos tóxicos de tipo peligroso vertidos tanto al sistema de saneamiento como residuos sólidos generados en el medio, se puede decir en cierta manera que el impacto de este proyecto es, en todos ellos, prácticamente nulo.

Por tanto, solo nos centraremos en este anejo en el impacto ambiental que supone la fabricación de los componentes fotovoltaicos y no a su puesta en marcha.

2. IMPACTO AMBIENTAL DERIVADO DE LA FABRICACIÓN

Durante el proceso de fabricación de módulos fotovoltaicos, así como los inversores, cableados, cuadros eléctricos, cajas de strings u otros componentes de carácter electrónico para control y seguimiento automático de la instalación. Se van a producir emisiones a la atmosfera que pueden tener mayor o menor impacto sobre el medio ambiente.

También se ha de tener en cuenta la energía invertida en el proceso de fabricación, aunque esta se compensará y se rentabilizará con el uso en su vida útil de la energía que nos generarán las placas. Se tienen estimada un tiempo de entre 4 y 7 años de devolución de la energía consumida en su fabricación con el uso de paneles fotovoltaicos cuya vida media es de 25 años. Una vez amortizada su energía, tendremos entre 18 – 21 años de producción de energía neta libre de emisiones.

Otros residuos que se pueden generar por procesos de fabricación o de limpieza que puede repercutir en un mayor impacto sobre el saneamiento, son los siguientes efluentes líquidos de carácter general:

- Aceites y grasas
- Disoluciones de metales
- Disolventes orgánicos

Residuos sólidos:

- Restos de dopantes y envases de materias primas.
- Restos de componentes electrónicos sobrantes o de difícil reciclaje en el proceso.

3. EMISIONES EVITADAS Y TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA ENERGÍA INVERTIDA

3.1 Emisiones de gases evitadas

Sabiendo que en la instalación, tanto existente como la que se proyecta, constará un total de 382 módulos, de los cuales 270 serán paneles solares de silicio policristalino y el resto (112) serán de tipo vidrio solar de silicio monocristalino. La emisión de gases evitada será la siguiente según su modelo de fabricación:

Tabla 1: Emisiones globales de CO_2 de una instalación FV de 1 kWp.

Emisiones de CO2 globales de una instalación fotovoltaica (Potencia 1 kW)	
Tipo de módulo	Emisiones en toneladas de CO_2
Silicio policristalino (Paneles)	**2,06**
Silicio monocristalino (Vidrio FV)	**2,45**
Capa fina, silicio amorfo (CdTe)	1,06

Fuente: Fthenalis y Alsema, 2006 (Considerando una producción media de 1.600 kWh por kW instalado).

Sabiendo que en el presente proyecto:

La energía total generada en la instalación de paneles FV: **112.589 kWh/año**

La energía total generada en la instalación de vidrio FV: **29.340 kWh/año**

Tabla 2: Factor de conversión de energía producida a toneladas de CO_2 evitadas.

	Energía producida (kWh)	**Factor de emisión (Kg de CO_2 eq/kWh)**	**Kg de CO_2 equivalentes**	**t de CO_2 equivalentes**
Paneles FV	**112.589**	**0,385**	**43.346,77**	**43,35**
Vidrio FV	**29.340**	**0,385**	**11.295,9**	**11,30**

Fuente: Departamento de Agricultura, Ganadería y Medio Ambiente del Gobierno de Aragón.

En total estamos evitando emitir a la atmósfera: **54,65 t de CO_2**

Este dato será realmente importante no sólo desde el punto de vista ambiental sino desde el punto de vista económico, en el Anejo XIII, con los llamados "mercados de créditos carbono" donde se especificará la evolución futura de este mercado, cotizaciones y precio en €/Tn

A parte de las emisiones, en el caso del Vidrio FV monocristalino existe una eficiencia energética a tener en cuenta, sabiendo que se compone principalmente de 2 vidrios de 4mm y un material encapsulante de 1,8 mm, (haciendo un espesor resultante de: 4+4+1,8 = 9,8 mm ≈ 10mm), sabiendo que:

- Peso total del vidrio: 20 kg/m^2
- Resistencia térmica: 0,01 m^2·K/W (Siendo "K" el valor del gradiente de temperatura expresado en Kelvin)
- Inclinación de los módulos (β): 30º respecto a la horizontal.
- Espesor: ≈ 10 mm

El cálculo de la transmitancia térmica (Utérmica):

Como el área total que cubre cada vidrio es de 2 m^2 según sus especificaciones técnicas que nos aporta el fabricante:

*****La transmitancia térmica (Utérmica) resultante será de: **5,6 W/m^2·K**

*****Cuantos más vidrios se instalen encapsulados menor transmitancia térmica tendrá la instalación y por tanto mayor eficiencia energética sobre todo en invierno donde las relaciones de temperatura entre el exterior y el interior del edificio fluctúan varios grados.

Teniendo el principal inconveniente de que a mayor número de capas de vidrios dentro de un mismo módulos mayor encarecimiento del módulo en si así como, el coste total de toda la instalación.

3.2 Tiempo de recuperación de la energía invertida (EPBT)

Energía cautiva de los paneles fotovoltaicos:

- Energía cautiva Paneles FV: 2,06 t CO2 · 43,35 t CO_2 = 89,30 t CO2
- EPBT (Paneles): 89,30 t CO2 / 43,35 t CO2 = 2,06 años

- Energía cautiva Vidrio FV = 2,45 t CO2 · 11,30 t CO_2 = 27,68 t CO2
- EPBT (Vidrios): 27,68 t CO2 / 11,30 t CO2 = 2,45 años.

EPBT = Energía cautiva (kWh) / Generación energética anual (kWh/año)

La energía cautiva, o también llamada energía incorporada, es la energía consumida en todo el proceso de fabricación de un producto, desde el diseño, la obtención de las materias primeras, la construcción, el transporte... En el caso de los paneles fotovoltaicos la mayor parte de la energía se consume en el proceso de confección de las células de silicio cristalino (alrededor del 93% de la energía total).

¿Cuánto se tardaría en recuperar la energía invertida?

El tiempo de recuperación de la energía invertida, **EPBT**, (***Energy PayBack Time***) se calcula dividiendo la energía cautiva de un panel entre la tasa de generación energética del sistema.

En el caso del vidrio FV el ahorro de emisiones de CO_2 en función, no de los m^2 instalados, si no de la energía generada por nuestros vidrios.

Dependiendo del tipo de vidrio fabricado, su grado de transparencia, el tamaño de la instalación, la ubicación, la orientación, etc. esta generación puede variar muchísimo.

A modo de ejemplo, en España, teniendo en cuenta nuestro mix energético, utilizamos esta fórmula:

"Emisiones de CO_2 evitadas = (electricidad generada en 35 años por nuestro vidrio x 0,246)/1.000". *Fuente: EEA*.

Este cálculo representaría las emisiones de CO_2 evitadas gracias a la energía generada por nuestro vidrio para un proyecto concreto en el que previamente se ha estimado la energía generada mediante un software de cálculo y simulación como por ejemplo; PVSyst.

3.3 Equivalencia entre las emisiones evitadas con la plantación de árboles

Sabiendo que las emisiones evitadas por un árbol o conjunto de masa forestal, depende de varios factores (especie, tamaño, biomasa, rapidez de crecimiento, etc.), siendo el más limitante la propia especie que se quiera plantar, haremos un cálculo general y estimado entre las emisiones evitadas por los módulos solares y su equivalencia en árboles plantados:

Según un estudio realizado por la consultora *Hidraqua*:

- Por cada 1.000 kWh de energía consumida, emites 458 kg CO_2, es decir equivale al corte de 19 árboles.

- Cada año un árbol absorbe aproximadamente unos 25 kg CO_2.

Por tanto, en el caso del presente proyecto:

Toneladas evitadas de CO_2 anualmente: **54,65 t de CO_2 (54.650 kg de CO2)**

El equivalente en árboles plantados sabiendo todas las premisas anteriores da un total de **2.186 árboles** plantados que absorberían en total 54.650 kg de CO_2 por año).

En Palencia, Septiembre de 2019

El alumno de la titulación de Máster Universitario en Ingeniería Agronómica

Fdo.: Alberto del Bosque Gallego.

MEMORIA

Anejo X: Estudio básico de seguridad y salud

Alumno: Alberto del Bosque Gallego
UNIVERSIDAD DE VALLADOLID (CAMPUS DE PALENCIA) – E.T.S. DE INGENIERÍAS AGRARIAS
Titulación de: Máster Universitario en Ingeniería Agronómica

ÍNDICE DEL ANEJO X. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

1. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD 4
2. OBJETO 5
3. APLICACIÓN A LA OBRA OBJETO DE PROYECTO 5
4. CARACTERÍSTICAS DE LA OBRA 6
4.1 Emplazamiento 6
4.2 Descripción general de la obra 6
4.3 Unidades constructivas que concurren en la obra 7
4.4 Plazo de ejecución 7
4.5 Número de trabajadores 7
4.6 Oficios y unidades especiales 7
4.6.1 Oficios 7
4.6.2 Medios auxiliares 8
4.6.3 Maquinaria y herramientas 8
4.7 Accesos 9
4.8 Topografía 9
4.9 Climatología del lugar 9
4.10 Lugar del centro asistencial más próximo en caso de accidente 10
5. IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE RIESGOS EXISTENTES Y MEDIDAS PREVENTIVAS A APLICAR 10
5.1 Riesgos generales 10
5.1.1 Riesgos asociados a la instalación 10
5.1.2 Metodología empleada y evaluación de riesgos 11
5.1.3 Probabilidad 12
5.1.4 Evaluación 12
5.1.5 Control de riesgos 12
5.2 Evaluación de riesgos 13
5.3 Equipos de protección 18
5.3.1 Protecciones individuales 18
5.3.2 Protecciones colectivas 18
6. EQUIPAMIENTOS 19
6.1 Dotación de aseos y vestuarios de obra 19

6.2 Señalización 19
6.3 Condiciones generales y aplicables a los equipos 19
7. MANTENIMIENTO, REPARACIÓN Y SUSTITUCIÓN DE EQUIPOS DE SEGURIDAD Y SALUD Y FORMACIÓN. 19
7.1 Formación en seguridad e higiene 20
8. MEDICINA PREVENTIVA Y PRIMEROS AUXILIOS 20
8.1 Botiquín 20
8.2 Asistencia a accidentados 20
8.3 Reconocimiento médico 21
8.4 Prevención de riesgos de daños terceros 21
9. PRINCIPIOS GENERALES APLICABLES DURANTE LA EJECUCIÓN DE LA OBRA 21
10. PLANOS Y FIGURAS DEL EBSS 22
11. PRESUPUESTO DE SEGURIDAD Y SALUD 33

1. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

El Real Decreto 1627/1997 de 24 de Octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en las obras de construcción, establece en el apartado 2 del Artículo 4, que en los proyectos de obra no incluidos en los supuestos previstos en el apartado 1 del mismo Artículo, el promotor estará obligado a que en la fase de redacción de proyecto se elabore un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

Por lo tanto, hay que comprobar que ninguno de los supuestos recogidos en el apartado 1 del artículo 4 se verifiquen en nuestro caso, con el fin de aplicar el apartado 2 del mismo artículo; lo cual pasamos a verificar:

a) Que el presupuesto de ejecución por contrata incluido en el proyecto sea igual o superior a 75 millones de pesetas (450.759,08 €).

PBL = PEM + GG + BI + IVA

PEM = Presupuesto de ejecución material = 138.137,12 €
GG = Gastos Generales (13% s/ PEM) = 17.957,83 €
BI = Beneficio Industrial (6% s/ PEM) = 8.288,23 €
PBL = PEM + GG + BI+ IVA (21%) = 198.903,65 €
PEC = 198.903,65 € < 450.759,08 €.

Por lo tanto, según este primer supuesto, el presente Proyecto queda excluido de la elaboración de Estudio de Seguridad y salud.

b) Que la duración estimada sea superior a 30 días laborables, empleándose en algún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.

Plazo de ejecución previsto (PEP) = 8 días laborales.

Nº de trabajadores previsto que trabajen simultáneamente = 4 trabajadores, en algunas tareas puntuales que requieren más mano de obra como el montaje de la estructura se dispondrá de más personal pero el número de trabajadores no sobrepasará la cifra de 6.

Por tanto, según el segundo supuesto, el presente proyecto queda excluido de la elaboración de Estudio de Seguridad al no verificarse los dos condicionantes.

c) Que el volumen de mano de obra estimada, entendiendo por tal la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra, sea superior a 500.

El número medio de trabajadores en el transcurso de la obra es de 4 personas y la duración es de 32 días, por lo que el volumen de mano de obra requerido son 128 jornadas.

Por lo tanto, según el tercer supuesto, el presente Proyecto queda excluido de la elaboración de Estudio de Seguridad y salud al no sobrepasarse la limitación impuesta de 500 jornadas.

d) Las obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas.
El presente proyecto no es una obra de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas.

Como no se da ninguno de los supuestos previstos en el apartado 1 del Artículo 4 del R.D. 1627/1.997, se redacta el presente **ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.**

2. OBJETO

El presente Estudio Básico de Seguridad y Salud en el Trabajo establece, durante la ejecución de la obra, las previsiones respecto a prevención de riesgo de accidentes y enfermedades profesionales, así como los derivados de los trabajos de reparación, conservación y mantenimiento y las instalaciones preceptivas de higiene y bienestar de los trabajadores.
Por lo tanto, las indicciones reflejadas en el presente documento servirán para dar unas directrices básicas a la empresa constructora, para llevar a cabo sus obligaciones en el campo de la prevención de riesgos profesionales, facilitando su desarrollo, bajo el control de la Dirección Facultativa.

Los objetivos son los siguientes:

- Garantizar la salud y la integridad física de los trabajadores.
- Evitas acciones o situaciones peligrosas por imprevisión, insuficiencia o falta de medios.
- Delimitar y esclarecer atribuciones y responsabilidades en materia de seguridad a las personas que interviene en el proceso de ejecución de las obras.
- Detectar a tiempo los riesgos que se derivan de la problemática de la obra.
- Aplicar técnicas que reduzcan lo más posible los riesgos.

3. APLICACIÓN A LA OBRA OBJETO DE PROYECTO

En el caso que nos ocupa, corresponde redactar un Estudio Básico de Seguridad y Salud cuya elaboración corresponde al técnico autor del Proyecto y cuyo titular o promotor es la Universidad de Valladolid (UVa).

A partir del citado estudio, el que resulte ser el adjudicatario de las obras deberá elaborar un Plan de Seguridad y Salud, en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en el estudio básico en función de su propio sistema de ejecución de la obra.

El Plan de Seguridad y Salud deberá ser aprobado antes del inicio de la obra,

previo informe de la Dirección Facultativa y se acompañará con un LIBRO DE INCIDENCIAS que será facilitado por el Colegio de Ingenieros Agrónomos o bien por la Oficina de Supervisión de Proyectos.

El Libro de Incidencias tendrá como finalidad el control y seguimiento del Plan de Seguridad y Salud. Constará de hojas por duplicado y deberá mantenerse siempre en la obra en poder de la Dirección Facultativa.

A dicho Libro tendrán acceso la Dirección Facultativa de la obra, el Adjudicatario y Subadjudicatario y los trabajadores autónomos si los hubiera, los representantes de los trabajadores y técnicos de los órganos, especializados en materia de seguridad y salud en el trabajo de las Administraciones Públicas competentes, quienes podrán hacer anotaciones en el mismo.

Efectuada una anotación en el Libro de Incidencias, en relación con el incumplimiento de las medidas de seguridad y salud prescritas, la Dirección Facultativa estará obligada a remitir, en el plazo de 24 horas una copia a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en la que se realice la obra. Igualmente deberá notificar las anotaciones en el Libro al Adjudicatario afectado y a los representantes de los trabajadores de este. En caso de riesgo grave e inminente para la seguridad y salud de los trabajadores, la dirección Facultativa podrá disponer de la PARALIZACIÓN de los tajos, o en su caso, de la totalidad de la obra, sin perjuicio de la normativa sobre contratos de las Administraciones Públicas relativa a cumplimientos de plazos y suspensión de obras.

4. CARACTERÍSTICAS DE LA OBRA

4.1 Emplazamiento

El presente proyecto se ubicará en el término municipal de la ciudad de Palencia (Palencia), en concreto en las parcelas nº44.962 del polígono nº 12.

4.2 Descripción general de la obra

Las actuaciones planteadas en el proyecto del que forma parte el presente estudio, consisten en la ejecución y puesta en marcha de una instalación solar fotovoltaica conectada a red, en régimen de autoconsumo con “vertido cero” sobre la cubierta del edificio Aulario del Campus Universitario de Palencia. Para ello la instalación se divide en dos zonas de actuación:

- **1ª Zona:** Es la zona de cubierta en diente de sierra, donde se llevará a cabo la instalación de 270 paneles así como el resto de las estructuras auxiliares a los mismo (estructura soporte, cableado, cuadros eléctricos, dispositivos de anclaje y sujeción, etc.).Repartidas en cubiertas A1 y A2 del edificio Aulario.

- **2ª Zona:** En esta zona se acometerá la ampliación de la instalación existente de vidrio fotovoltaico, localizada en los lucernarios del edificio Aulario, esta ampliación afectará principalmente a la parte de corriente continua de la instalación, sin modificar la parte alterna existente debido a que esta sobredimensionada para acometer esta actuación ya prevista. Cubierta A3.

4.3 Unidades constructivas que concurren en la obra

La obra/instalación a ejecutar consiste en una instalación fotovoltaica generadora de electricidad para autoconsumo, de potencia nominal 99 KW sobre la cubierta del edificio Aulario del Campus Universitario "La Yutera" de Palencia.

La secuencia de trabajos a realizar es la siguiente:

- Colocación de la estructura portante de los módulos fotovoltaicos.
- Colocación de inversores y cajas de strings.
- Colocación de los módulos fotovoltaicos y cableado de los mismos.
- Conexión de los inversores y montaje del cuadro eléctrico CA.
- Conexión de la instalación al cuadro general del Aulario y a los trasformadores de medida.
- Sometimiento de la instalación a pruebas para su puesta en marcha.

A continuación, se hace un desarrollo detallado por capítulos de los riesgos y de las medidas preventivas que habrá que adoptar y que serán tenidas en cuenta para la confección del presente Estudio básico de Seguridad y Salud de la obra.

4.4 Plazo de ejecución

De acuerdo con el programa de trabajo establecido así como su programación y puesta en marcha, se prevé que las obras se ejecuten en un periodo total de 32 días.

4.5 Número de trabajadores

En base a los estudios de planeamiento de la ejecución de la obra, se estima que el número máximo de trabajadores trabajando simultáneamente en la obra alcanzará la cifra de **4 trabajadores** (las obras se harán de manera escalonada y no se realizarán todas las actuaciones a la vez, es decir, la instalación solar ubicada en los dientes de sierra no se contemplará a la vez que se realiza la ampliación de vidrio FV en la zona de los lucernarios). En este número, quedan englobadas todas las personas intervinientes en el proceso con independencia de su afiliación empresarial o sistema de contratación. De ellos, no todos han de usar los mismos equipos de protección individual, sino que el uso de los mismos dependerá de las tareas y funciones que tengan encomendadas.

4.6 Oficios y unidades especiales

4.6.1 Oficios

Se estima que el número total del conjunto de trabajadores que operarán en la obra será de unos 12, los cuales, tendrán los siguientes oficios:

- Jefe de equipo.

- Albañil de estructuras metálicas.

- Montador de estructuras metálicas.
- Soldador.
- Cableador / conexionista / cuadrista.
- Pintor o especialista en acabados diversos
- Gruísta y/o maquinista.
- Ayudantes. (Sobre todo de electricidad)
- Jefe de obra.
- Técnico de calidad y medio ambiente. (Opcional)
- Técnico de prevención de riesgos laborales.

4.6.2 Medios auxiliares

- Andamios metálicos modulares o sobre borriquetas (Plataformas)
- Escaleras de mano para facilitar la subida de los trabajadoras a la planta cubierta
- Escaleras de tijera para la elevación del personal
- Equipos de protección individual
- Cuadros eléctricos auxiliares
- Instalaciones eléctricas provisionales
- Herramientas de mano
- Bancos de trabajo

4.6.3 Maquinaria y herramientas.

- Equipo de soldadura eléctrica.
- Equipo de soldadura oxiacetilénica-oxicorte.
- Camión de transporte.
- Grúa móvil o camión grúa
- Cableante de izado.

- Pistolas de fijación.
- Taladrador portátil de mano.
- Corta tubos y curvadoras de tubos
- Radiales y esmeriladoras.
- Tracteles, poleas, aparejos, eslingas, grilletes, etc.
- Martillo rompedor y picador.
- Equipos de mediada, ya sean, comprobador de secuencia de fases, medidor de aislamiento, medidor de tierras y pinzas amperimétricas.

4.7 Accesos

El acceso a las obras por parte de la maquinaria y los transportes de material a la misma no presentará ninguna dificultad, puesto que a la zona goza de excelentes infraestructuras como la ronda P-11 (autovía de circunvalación de la ciudad de Palencia) es el “acceso sur” de la Autovía Cantabria – meseta en su paso por Palencia, se encuentra buen estado de conservación.

El acceso principal se realizará por medio de la primera rotonda de la P-11 de entrada a la ciudad por su acceso sur (desde Valladolid), por la tercera salida de la misma.

4.8 Topografía

La zona afectada por la presente actuación se localiza en una zona de topografía prácticamente llana, con pendientes medias del 1 %.

4.9 Climatología del lugar

El clima de la zona de trabajo está caracterizado por inviernos muy fríos con heladas muy frecuentes y veranos calurosos. Las precipitaciones son escasas y se concentran principalmente en otoño e invierno.

Dado que la programación de la obra está prevista para su comienzo en el otoño-invierno, no debería de contemplarse ninguna medida especial, salvo si lloviese de manera torrencial o las precipitaciones fuesen en forma de nieve en cuyo caso se paralizaría la obra hasta que el clima fuese más benigno para el trabajo en exteriores.

4.10 Lugar del centro asistencial más próximo en caso de accidente

Para la intervención facultativa de siniestros con lesiones personales se recurrirá a los teléfonos y centros que se indican a continuación:

- Teléfono Único de Emergencias; Tfno.112

Los siniestros de daños personales leves o menos graves, en un centro de asistencia primaria:

- Centro de Salud La Puebla (Palencia), situado a 2,33 km; Tfno. 979-760-185
  Av. Modesto Lafuente, 2. C.P. 34002 Palencia.

Los siniestros de daños personales graves, hay que recurrir a los centros de asistencia hospitalaria que se encuentran en la ciudad:

:

- Hospital San Telmo, situado a 2,28 km; Tfno. 979-167-000
  Avda. San Telmo, s/n C.P 34004 Palencia.

- Hospital Río Carrión de Palencia, situado a 1,30 km; Tfno. 979-167-000
  Avda. Donantes de Sangre, s/n C.P 34002 Palencia.

5. IDENTIFICACIÓN Y EVALUACIÓN DE RIESGOS EXISTENTES Y MEDIDAS PREVENTIVAS A APLICAR

5.1 Riesgos generales

Son aquellos que puedan afectar a todos los trabajadores, independientemente de la actividad concreta que realicen.
Se citan entre otros los siguientes:

- Caídas de objetos o componentes sobre personas
- Caídas de personas al mismo nivel
- Proyecciones de partículas o fragmentos
- Pisada sobre objetos
- Golpes y cortes por objetos o herramientas
- Golpes contra objetos
- Atrapamientos entre objetos

5.1.1 Riesgos asociados a la instalación

- Caídas de personas al mismo nivel
- Caídas de objetos

- Choques y golpes
- Atrapamientos
- Cortes
- Proyecciones
- Contactos térmicos
- Contactos químicos
- Contactos eléctricos
- Arco eléctrico
- Sobreesfuerzo
- Incendios
- Confinamiento
- Tráfico (fuera del centro de trabajo)

5.1.2 Metodología empleada y evaluación de riesgos

El método empleado para la evaluación de riesgos permite realizar, mediante la apreciación directa de la situación, una evaluación de los riesgos para los que no existe una reglamentación específica.

Gravedad de las consecuencias:

La gravedad de las consecuencias que pueden causar ese peligro en forma de daño para el trabajador. Las consecuencias pueden ser ligeramente dañinas, dañinas o extremadamente dañinas.

Ejemplos:

Bajo (Ligeramente dañino)

- Cortes y magulladuras pequeñas
- Irritación de ojos por polvo
- Dolor de cabeza
- Incomodidad o desconfort
- Molestias e irritación

Medio (Dañino)

- Cortes
- Quemaduras
- Conmociones
- Torceduras importantes
- Fracturas menores
- Sordera
- Asma
- Dermatitis
- Trastornos musculo-esqueléticos
- Enfermedad que conduce a una incapacidad menor

Alto (Extremadamente dañino)

- Amputaciones
- Fracturas mayores

- Intoxicaciones
- Lesiones múltiples
- Lesiones faciales
- Cáncer y otras enfermedades crónicas que acorten severamente la vida

5.1.3 Probabilidad

Una vez determinada la gravedad de las consecuencias, la probabilidad de que esa situación tenga lugar puede ser baja, media o alta.

- **Baja:** Es muy raro que se produzca el daño
- **Media:** El daño ocurrirá en algunas ocasiones
- **Alta:** Siempre que se produzca esta situación, lo más probable es que se produzca un daño

5.1.4 Evaluación

La combinación entre ambos factores permite evaluar el riesgo aplicando la tabla siguiente:

Tabla 1: Evaluación de los riesgos existentes según su nivel de daño.

	NIVEL DE DAÑO		
	Ligeramente dañino	**Dañino**	**Extremadamente dañino**
Probabilidad baja	Riesgo trivial	**Riesgo tolerable**	**Riesgo tolerable**
Probabilidad media	Riesgo tolerable	**Riesgo moderado**	**Riesgo importante**
Probabilidad alta	**Riesgo moderado**	**Riesgo importante**	**Riesgo intolerable**

5.1.5 Control de riesgos

Los riesgos serán controlados para mejorar las condiciones del trabajo siguiendo los siguientes criterios:

Tabla 2: Acciones requeridas según el nivel de riesgo de los trabajos acometidos.

Riesgo	**¿Se deben formular nuevas acciones preventivas?**	**¿Cuándo hay que realizar las acciones preventivas?**
Trivial	No se requiere acción específica	-
Tolerable	No se necesita mejorar la acción preventiva. Se deben considerar situaciones más rentables o mejoras que no supongan una carga económica importante	-
Moderado	Se deben hacer esfuerzos para reducir el riesgo, determinando las inversiones precisas. Cuando el riesgo moderado esté asociado a consecuencias extremadamente dañinas, se deberá precisar mejor la probabilidad	Fije un período de tiempo para implantar las medidas que reduzcan el riesgo
Importante	Cuando se precisen recursos considerables para controlar el riesgo	Si se está realizando el trabajo debe tomar medidas para reducir el riesgo en un tiempo inferior al de los riesgos moderados. **NO** debe comenzar el trabajo hasta que se haya reducido el riesgo

Intolerable	Debe prohibirse el trabajo si no es posible reducir el riesgo, incluso con recursos limitados	**Inmediatamente:** No deben comenzar ni continuar el trabajo hasta que se reduzca el riesgo

Este método se aplica sobre cada unidad de obra analizada en esta evaluación de riesgos y que se corresponde con la instalación, para permitir: "la Identificación y evaluación de riesgos pero con la valoración de la eficacia de la prevención adoptada y aplicada". Es decir, los riesgos detectados inicialmente en cada unidad de obra son analizados y evaluados eliminando o disminuyendo sus consecuencias, mediante la adopción de soluciones técnicas, organizativas, cambios en el proceso constructivo, adopción de medidas preventivas, utilización de protecciones colectivas, equipos de protección individual "EPIs" y señalización, hasta lograr un riesgo trivial, tolerable o moderado, y siendo ponderados mediante la aplicación de los criterios estadísticos de siniestralidad laboral publicados por la Dirección General de Estadística del Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales.
Respecto a los riesgos evitables, hay que tener presente:

- No se han identificado riesgos totalmente evitables.
- Entendemos que ninguna medida preventiva adoptada frente a un riesgo lo elimina por completo dado que siempre podrá localizarse una situación por mal uso del sistema, actitudes imprudentes de los operarios u otras en que dicho riesgo no sea eliminado.
- Por tanto, se considera que los únicos riesgos evitables totalmente son aquellos que no existen al haber sido eliminados desde la propia concepción del proceso constructivo de la obra; por el empleo de procesos constructivos, maquinaria, medios auxiliares o incluso medidas del propio diseño del proyecto que no generen riesgos y sin duda, estos riesgos no merecen un desarrollo detenido en esta memoria de seguridad.

5.2 Evaluación de riesgos

A) En la cubierta en diente de sierra

Tabla 3: Evaluación de riesgos que pueden llegar a ocurrir en los trabajos realizados en la cubierta en diente de sierra.

Análisis de riesgos en los diferentes oficios, unidades especiales y montajes	**Probabilidad**	**Gravedad**	**Riesgo**
Cubierta en diente de sierra			
Caídas de objetos o componentes sobre personas	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Caídas de personas a distinto nivel	ALTA	DAÑINO	**IMPORTANTE**
Caídas de personas al mismo nivel	ALTA	DAÑINO	**IMPORTANTE**
Proyecciones de partículas o fragmentos de soldadura	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Pisada sobre objetos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Ambientes polvorientos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Posible presencia de atmósferas inflamables por instalaciones de gas próximas	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Inhalación de gases tóxicos o peligrosos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Atropello por vehículos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Agresiones de seres vivos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Riesgo de tráfico, desplazamiento de la maquinaría por pendientes acusadas	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL

Desprendimientos, desplome y derrumbe	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Choques y/o golpes	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Maquinaria automotriz y vehículos (dentro del entorno de trabajo)	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Atrapamientos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Ruidos (> 55 dB)	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Vibraciones	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Cortes	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Contactos térmicos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Contactos químicos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Contactos eléctricos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Arco eléctrico	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Sobreesfuerzo	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Explosiones	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Incendios	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Inundaciones	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Confinamiento	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Infecciones	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Quemaduras	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**

B) En los lucernarios de claraboyas

Tabla 4: Evaluación de riesgos que pueden llegar a ocurrir en los trabajos realizados en la cubierta en diente de sierra.

Análisis de riesgos en los diferentes oficios, unidades especiales y montajes	**Probabilidad**	**Gravedad**	**Riesgo**
Lucernarios de claraboyas			
Caídas de objetos o componentes sobre personas	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Caídas de personas a distinto nivel	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Caídas de personas al mismo nivel	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Proyecciones de partículas o fragmentos de soldadura	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Pisada sobre objetos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Ambientes polvorientos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Posible presencia de atmósferas inflamables por instalaciones de gas próximas	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Inhalación de gases tóxicos o peligrosos	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Atropello por vehículos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Agresiones de seres vivos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Riesgo de tráfico, desplazamiento de la maquinaría por pendientes acusadas	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Desprendimientos, desplome y derrumbe	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Choques y/o golpes	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Maquinaria automotriz y vehículos (dentro del entorno de trabajo)	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Atrapamientos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Ruidos (> 55 dB)	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Vibraciones	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Cortes	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Contactos térmicos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Contactos químicos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Contactos eléctricos	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Arco eléctrico	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Sobreesfuerzo	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Explosiones	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Incendios	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Inundaciones	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Confinamiento	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Infecciones	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Quemaduras	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**

C) En las instalaciones eléctricas

Tabla 5: Evaluación de riesgos que pueden llegar a ocurrir en los trabajos realizados en la cubierta en diente de sierra.

Análisis de riesgos en los diferentes oficios, unidades especiales y montajes	**Probabilidad**	**Gravedad**	**Riesgo**
Instalaciones eléctricas			
Caídas de objetos o componentes sobre personas	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Caídas de personas a distinto nivel	ALTA	DAÑINO	**MODERADO**
Caídas de personas al mismo nivel	ALTA	DAÑINO	**MODERADO**
Proyecciones de partículas o fragmentos de soldadura	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Pisada sobre objetos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Ambientes polvorientos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Posible presencia de atmósferas inflamables por instalaciones de gas próximas	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Inhalación de gases tóxicos o peligrosos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Atropello por vehículos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Agresiones de seres vivos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Riesgo de tráfico, desplazamiento de la maquinaría por pendientes acusadas	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Desprendimientos, desplome y derrumbe	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Choques y/o golpes	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Maquinaria automotriz y vehículos (dentro del entorno de trabajo)	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Atrapamientos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Ruidos (> 55 dB)	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Vibraciones	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Cortes	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Contactos térmicos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Contactos químicos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Contactos eléctricos	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Arco eléctrico	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Sobreesfuerzo	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Explosiones	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Incendios	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Inundaciones	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Confinamiento	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Infecciones	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Quemaduras	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**

D) Con la maquinaria de obra (taladro portátil)

Tabla 6: Evaluación de riesgos que pueden llegar a ocurrir en los trabajos realizados en la cubierta en diente de sierra.

Análisis de la maquinaria de obra **Taladro portátil**	**Probabilidad**	**Gravedad**	**Riesgo**
Caídas de objetos o componentes sobre personas	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Caídas de personas a distinto nivel	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Caídas de personas al mismo nivel	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Proyecciones de partículas o fragmentos de soldadura	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Pisada sobre objetos	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Ambientes polvorientos	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Posible presencia de atmósferas inflamables por instalaciones de gas próximas	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Inhalación de gases tóxicos o peligrosos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Atropello por vehículos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Agresiones de seres vivos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Riesgo de tráfico, desplazamiento de la maquinaría por pendientes acusadas	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Desprendimientos, desplome y derrumbe	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Choques y/o golpes	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Maquinaria automotriz y vehículos (dentro del entorno de trabajo)	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Atrapamientos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Ruidos (> 55 dB)	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Vibraciones	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Cortes	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Contactos térmicos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Contactos químicos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Contactos eléctricos	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Arco eléctrico	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Sobreesfuerzo	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Explosiones	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Incendios	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Inundaciones	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Confinamiento	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Infecciones	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Quemaduras	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL

E) Con el uso de medidas preventivas (Escaleras de mano)

Tabla 7: Evaluación de riesgos que pueden llegar a ocurrir empleando el uso de medidas preventivas: escaleras de mano.

Análisis de riesgos y medidas preventivas en el uso de medidas auxiliares **Escaleras de mano**	**Probabilidad**	**Gravedad**	**Riesgo**
Caídas de objetos o componentes sobre personas	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Caídas de personas a distinto nivel	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Caídas de personas al mismo nivel	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Proyecciones de partículas o fragmentos de soldadura	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Pisada sobre objetos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Ambientes polvorientos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Posible presencia de atmósferas inflamables por instalaciones de gas próximas	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Inhalación de gases tóxicos o peligrosos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Atropello por vehículos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Agresiones de seres vivos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Riesgo de tráfico, desplazamiento de la maquinaría por pendientes acusadas	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Desprendimientos, desplome y derrumbe	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Choques y/o golpes	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Maquinaria automotriz y vehículos (dentro del entorno de trabajo)	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Atrapamientos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Ruidos (> 55 dB)	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Vibraciones	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Cortes	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Contactos térmicos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Contactos químicos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Contactos eléctricos	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Arco eléctrico	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Sobreesfuerzo	MEDIA	DAÑINO	**MODERADO**
Explosiones	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Incendios	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Inundaciones	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Confinamiento	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Infecciones	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL
Quemaduras	BAJA	DAÑINO	TRIVIAL

Figura 1: A la izquierda: Fotografía de la escalera de mano existente, para el acceso de la instalación de vidrio FV en la cubierta de lucernarios. A la derecha: Imagen del modelo de escalera de mano empleado.

5.3 Equipos de protección

Si existe homologación CE, las prendas de protección personal a utilizar en esta obra, estarán homologadas.

5.3.1 Protecciones individuales

- Casco de seguridad.
- Botas de seguridad.
- Guantes de cuero.
- Calzado de seguridad: botas aislantes (montajes y pruebas bajo tensión).
- Guantes aislantes (montajes y pruebas bajo tensión).
- Botas de goma con puntera reforzada.
- Ropa de trabajo.
- Cinturón de seguridad enganchado a línea de vida.
- Protección auditiva.
- Yelmo de soldador y gafas de soldador (para el ayudante).

Se debe tener presente que son de interés al caso, las normas que se dan para el montaje de la instalación eléctrica, movimientos de objetos pesados dentro de la instalación, andamios colgados, escaleras de mano, máquinas-herramienta manuales, soldadura eléctrica, oxiacetilénica y oxicorte.

5.3.2 Protecciones colectivas

- Protección mecánica en huecos para evitar riesgos de caídas.
- En cada tajo colocar un extintor portátil de polvo polivalente.
- Mamparas opacas para aquellos puestos de trabajo que generen riesgo de proyecciones (por partículas o por arco de soldadura) a terceros.
- Uso de lona ignifuga para cubrir los materiales combustibles que estén próximos a los trabajos de proyecciones incandescentes, otra medida es retirarlos a otra zona de acopio de materiales.
- Se empleará el uso de líneas de vida para lo protección ante el riesgo de caídas de los propios trabajadores, sometidos a trabajos en altura.
- Se mantendrán las zonas de trabajo limpias, ordenando los materiales, cables y mangueras para evitar el riesgo de golpes o caídas al mismo nivel por esta causa.
- Los restos de materiales generados por el trabajo se retirarán periódicamente, recolocándolos en las instalaciones preparadas para ello o en las zonas e acopio de materiales o acopio de residuos.
- Los huecos estarán protegidos con barandillas.

6. EQUIPAMIENTOS

6.1 Dotación de aseos y vestuarios de obra

Dado que las actuaciones objeto del presente estudio de seguridad y salud están ubicadas próximas a unas infraestructuras del promotor, dotadas de instalaciones generales, en principio no se estima dotar de vestuarios y aseos específicos el ámbito de la obra.

6.2 Señalización

Una de las actuaciones preventivas de la obra es la señalización de los riesgos que anteriormente se han adscrito, teniendo en cuenta que ello no los elimina y por tanto, no dispensa en ningún caso la obligación de adoptar las medidas preventivas y de protecciones mencionadas anteriormente.

6.3 Condiciones generales y aplicables a los equipos

Tanto los equipos individuales como colectivos de seguridad e higiene tienen una vida útil, finalizada la cual, deberá procederse a su inutilización y posterior reposición, así como la de aquellos equipos que sufren un marcado deterioro que invalide su uso y aplicación.

Los elementos de protección individual deberán ajustarse a la homologación oficial vigente. En el caso de que no existan normas de homologación oficial, se exigirá una calidad adecuada a las prestaciones del servicio.

Los botiquines estarán en todo momento suficientemente abastecidos, por lo que serán objeto de una revisión periódica para asegurar la existencia de al menos los elementos enumerados en el apartado 9.1 de este Anejo.

7. MANTENIMIENTO, REPARACIÓN Y SUSTITUCIÓN DE EQUIPOS DE SEGURIDAD Y SALUD Y FORMACIÓN.

1) La empresa constructora propondrá a la Dirección Facultativa un programa para elaborar el grado de cumplimiento dispuesto en materia de seguridad y salud, tendente a garantizar la existencia, eficacia, mantenimiento, reparación y sustitución, en su caso, de las protecciones previstas. Así mismo, se evaluará

la idoneidad y eficacia de las conductas citadas y de los soportes documentales que los define. Este programa contendrá al menos:

- Metodología a seguir
- Frecuencia de conservación.
- Itinerarios para las inspecciones planteadas.
- Personal para esta tarea

- Análisis de la evolución de las observaciones.

2) Con carácter general se establecerá un severo control de acceso a la obra, limitándose, en su caso, las zonas visitables a personas ajenas.

7.1 Formación en seguridad e higiene

Todo el personal debe recibir al ingresar en la obra formación sobre los métodos de trabajo y los riesgos que estos pudieran entrañar, juntamente con las medidas de seguridad que deberán emplear. Todos los trabajadores tendrán conocimiento de los riesgos que conlleva su trabajo, así como las conductas a observar y el uso de las protecciones colectivas y personales. Con independencia de la formación que reciban, esta información se dará por escrito. Se establecerá también por escrito las normas a seguir, cuando se detecte situación de riesgo, accidente o incidente.

8. MEDICINA PREVENTIVA Y PRIMEROS AUXILIOS

8.1 Botiquín

En cumplimiento de la Normativa vigente en materia de Seguridad e Higiene en el Trabajo, se dispondrá de un botiquín conteniendo al menos los siguientes elementos:

- Agua oxigenada.
- Alcohol etílico de 96º.
- Tintura de yodo.
- Mercurio-cromo.
- Amoniaco.
- Algodón hidrófilo.
- Gasa estéril. Vendas.
- Esparadrapo.
- Torniquete.
- Bolsa con guantes esterilizados.
- Termómetro clínico.
- Caja se apósitos autoadhesivos
- Antiespasmódicos.
- Analgésicos.
- Tónicos cardiacos de urgencia.
- Jeringuillas desechables.

8.2 Asistencia a accidentados

Se deberá informar al personal de la obra del emplazamiento de los diferentes Centros Médicos (Servicios propios, Mutuas patronales, Mutualidades laborales, Ambulatorios, etc.) donde debe trasladarse a los accidentados para su más rápido y efectivo tratamiento. Es muy conveniente disponer en la obra y en sitio visible de una lista con los teléfonos y direcciones de los centros asignados para urgencias, ambulancias,

taxis, etc., para garantizar un rápido transporte de los posibles accidentados a los Centros de asistencia.

En caso de accidente se deberá aplicar el correspondiente plan de primeros auxilios, aplicándose para ello lo establecido en la Instrucción Específica de Seguridad 04.01- 02 "Primeros auxilios", actuando para los servicios asistenciales de la siguiente forma:

- La asistencia elemental para las pequeñas lesiones sufridas por el personal de la obra, se atenderán en el botiquín instalado a pie de obra y facilitado por la Mutua Patronal de Accidentes de Trabajo a la que está adscrita la obra.

- El botiquín estará compuesto, al menos, por los elementos mencionados en el punto anterior. Tal y como se ha mencionado en el apartado 5.10 de este Anejo, para la intervención facultativa de siniestros con lesiones personales se recurrirá a los teléfonos y centros descritos en dicho apartado del presente anejo.

8.3 Reconocimiento médico

Todo el personal que empiece a trabajar en la obra podrá pasar, voluntariamente, un reconocimiento médico.

8.4 Prevención de riesgos de daños terceros

Se señalizará de acuerdo con la normativa vigente el enlace con caminos, tomándose las adecuadas medidas de seguridad que cada caso requiera. Se señalizarán los accesos naturales a la obra, prohibiéndose el paso a toda persona ajena a la misma, colocándose en su caso, los cerramientos necesarios.

En colaboración con el Técnico de Seguridad se realizarán las mediciones de gases, ruidos, polvos, etc.

9. PRINCIPIOS GENERALES APLICABLES DURANTE LA EJECUCIÓN DE LA OBRA

Los principios de la acción preventiva se aplicarán durante la ejecución de la obra y en particular a las siguientes tareas:

- Evitar la entrada de personal ajeno a la obra

- Mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.

- Elección del emplazamiento de los puestos de trabajo, teniendo en cuenta las condiciones de acceso y la determinación de las vías a zonas de desplazamiento o circulación.

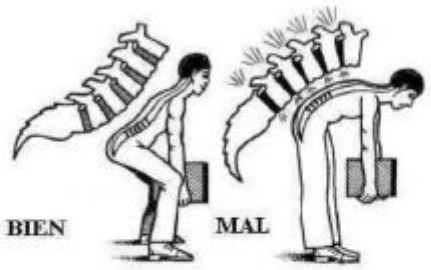
- Retirada o eliminación de residuos o escombros.

- Delimitación y acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de los distintos materiales.

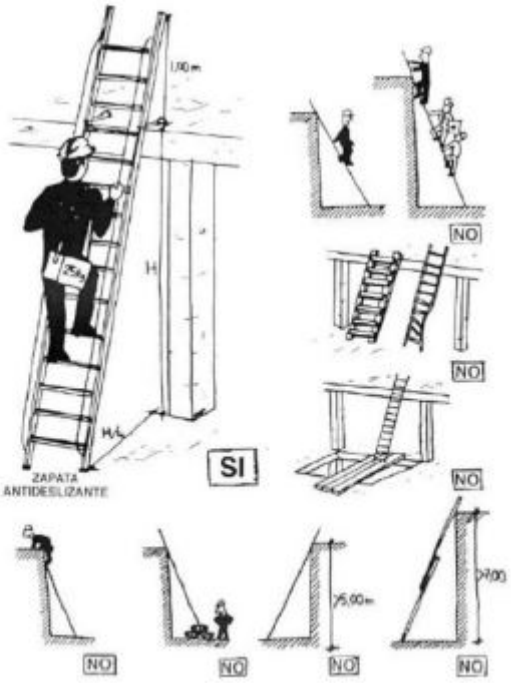
- Interacciones e incompatibilidades con cualquier otro tipo de trabajo o actividad que se realice en la obra o cerca del lugar.

10. PLANOS Y FIGURAS DEL EBSS

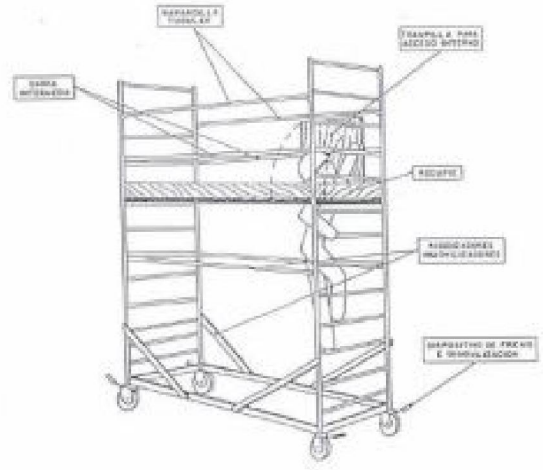
Seguridad de los operarios.



Escaleras.



Andamios.



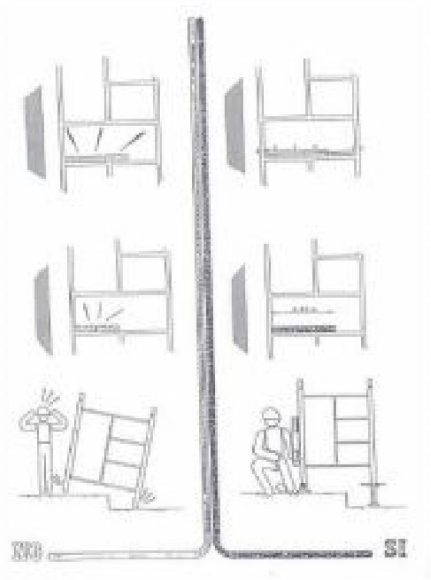
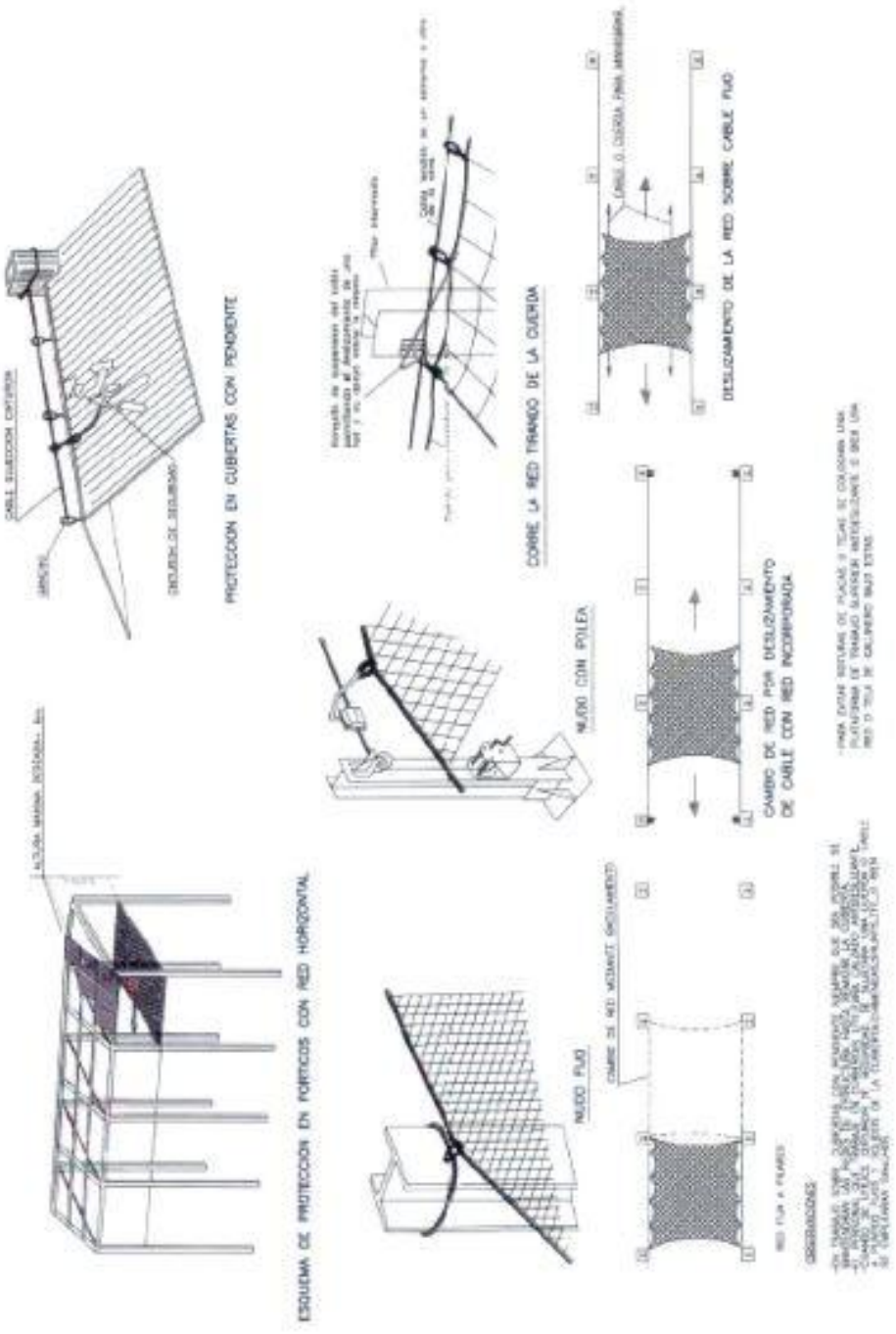
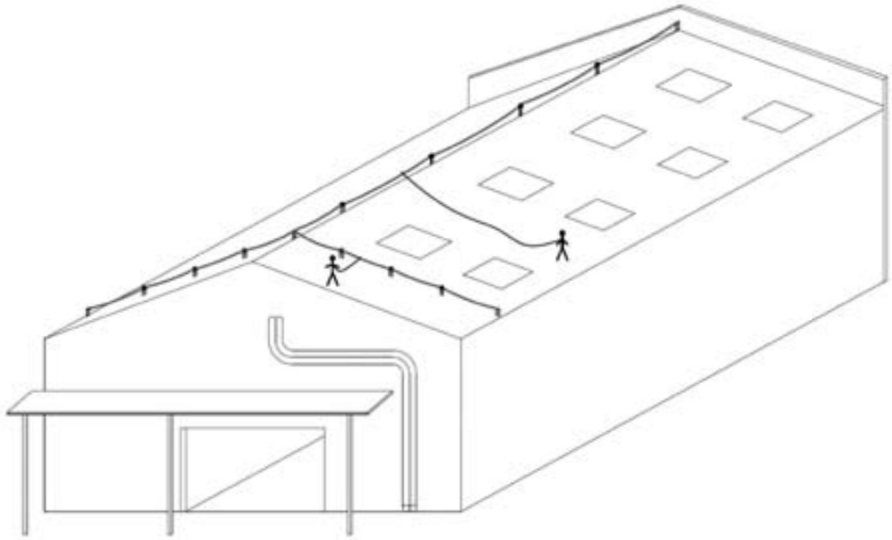
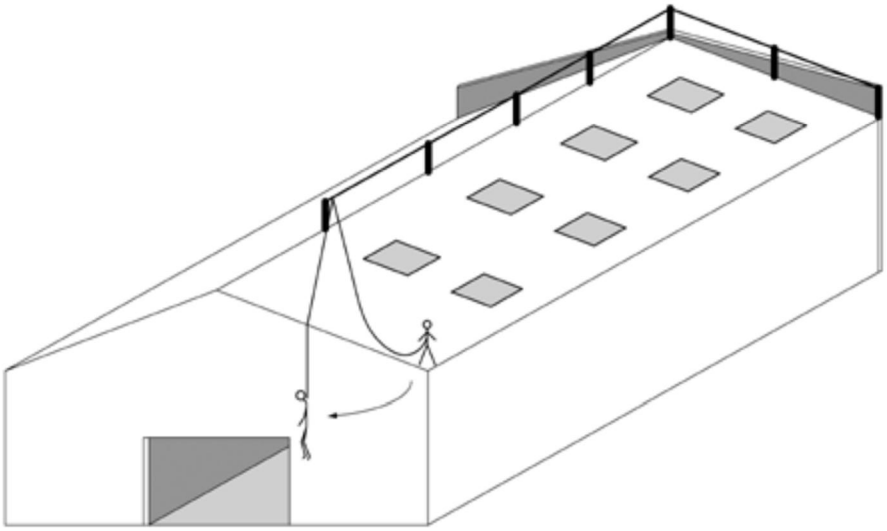


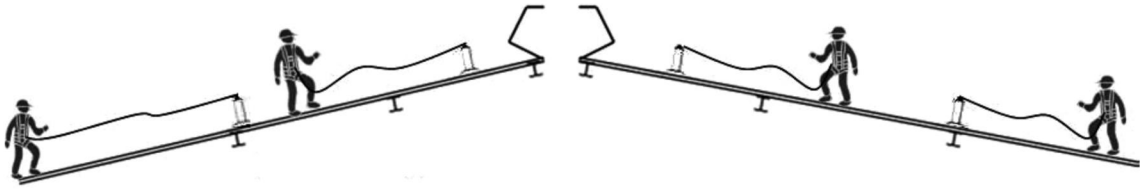
Figura 2: Andamio utilizado para tareas de reparación y mantenimiento en la cubierta del Edificio Aulario, que podría ser usado para las tareas de instalación FV acaecidas en la cubierta del propio edificio.

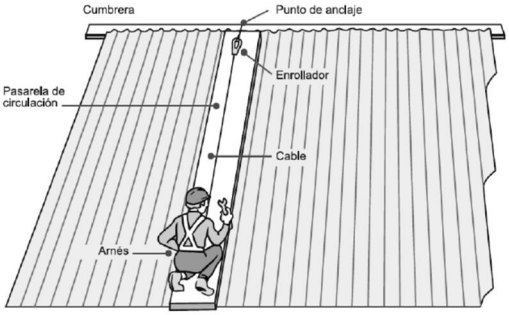


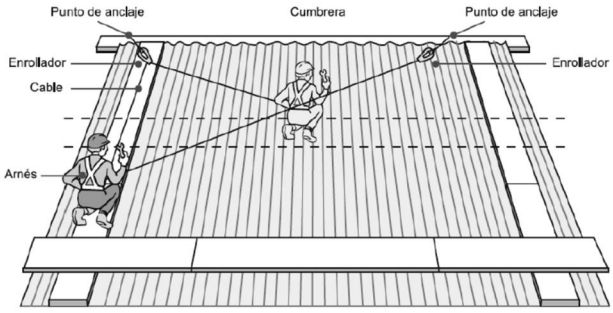
Líneas de vida.

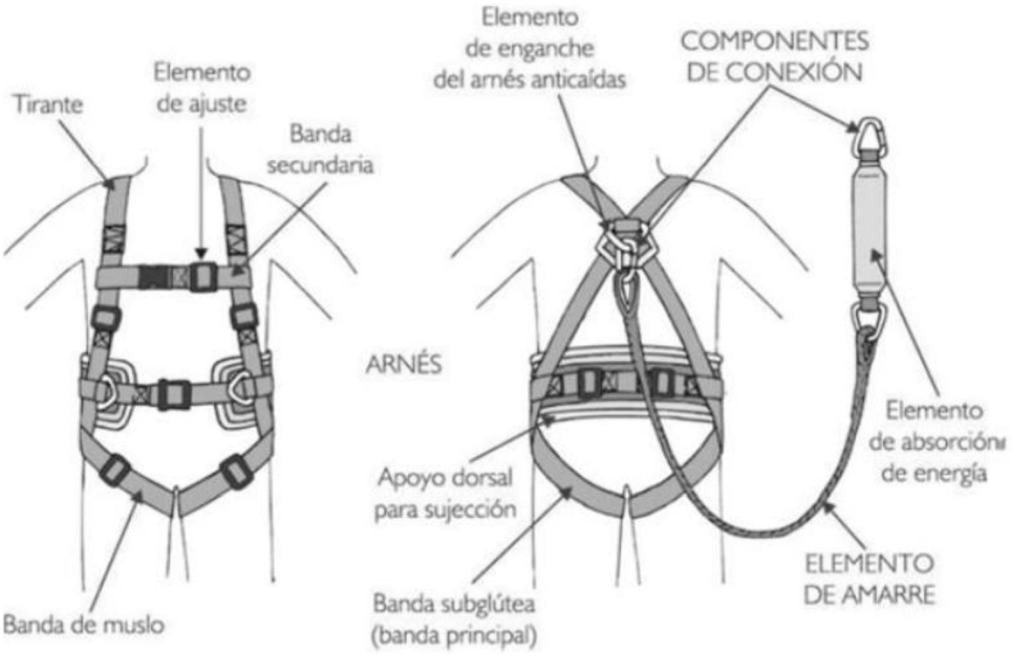


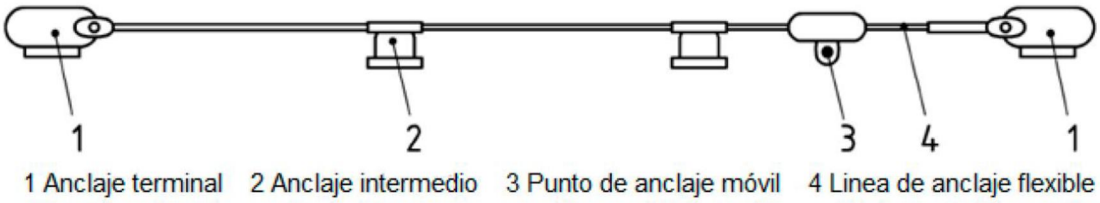


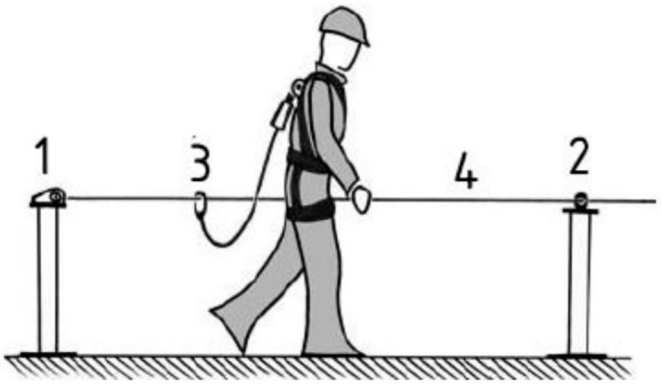


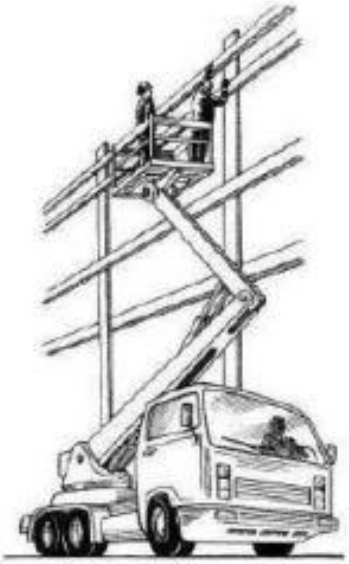

Cumbrera
Punto de anclaje
Enrollador
Pasarela de circulación
Cable
Arnés


Punto de anclaje
Cumbrera
Punto de anclaje
Enrollador
Cable
Enrollador
Arnés


Tirante
Elemento de ajuste
Banda secundaria
Banda de muslo
Elemento de enganche del arnés anticaídas
COMPONENTES DE CONEXIÓN
ARNÉS
Elemento de absorción de energía
Apoyo dorsal para sujección
ELEMENTO DE AMARRE
Banda subglútea (banda principal)

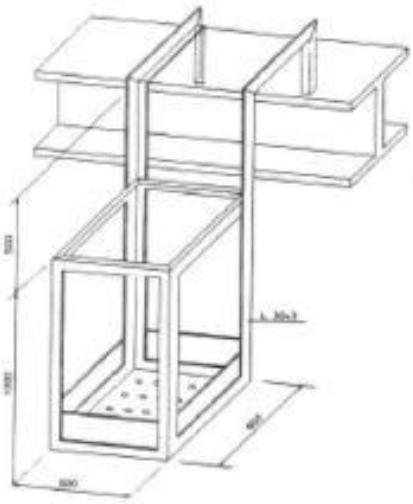

1
2
3
4
1
1 Anclaje terminal
2 Anclaje intermedio
3 Punto de anclaje móvil
4 Linea de anclaje flexible


1
3
4
2

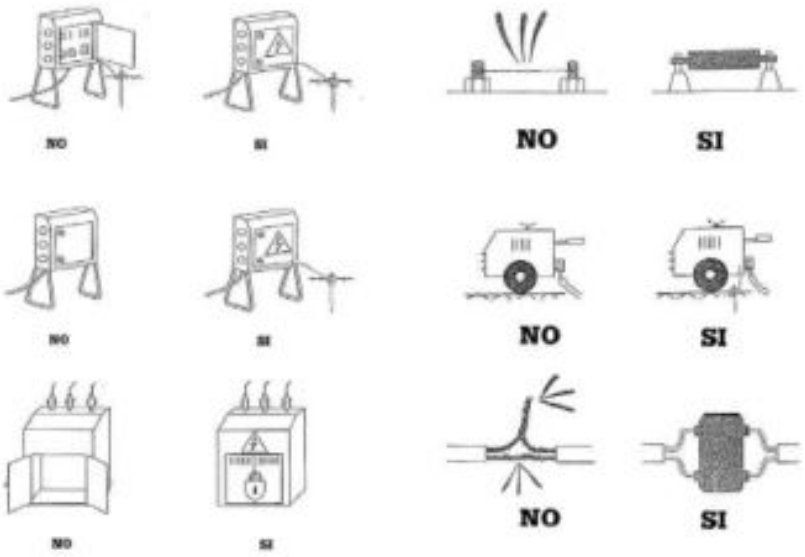


Las plataformas hidráulicas móviles brindan un medio de acceso seguro a los trabajadores de estructuras y cubiertas

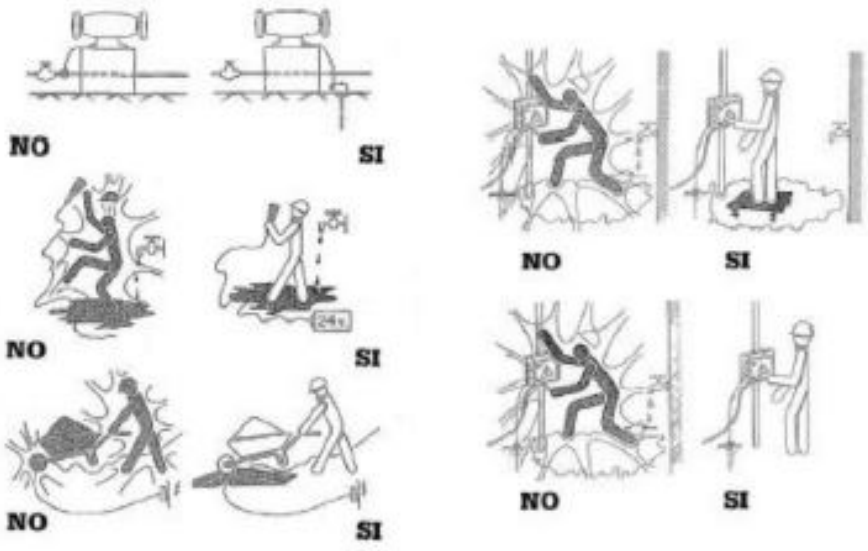
Cesta de soldador.



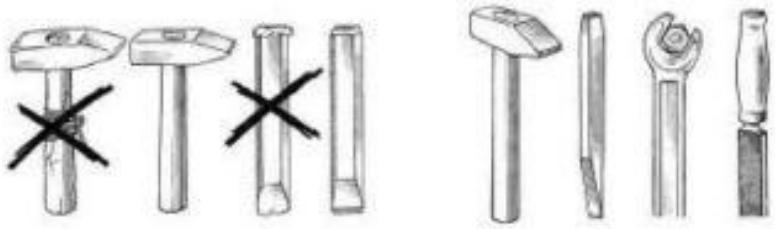
Conexión de cuadros eléctricos y de grupos electrógenos.



Indicaciones riesgos eléctricos.

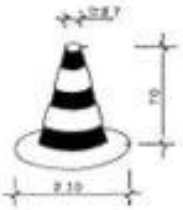


Herramientas.



Deseche las herramientas gastadas. Utilice sólo las que estén en buenas condiciones.

Vallas y acotamientos.



Cono balizamiento

Vallas desvío tráfico

Cinta balizamiento

Cordón balizamiento

Señales de peligro.

Señales de obligación.

Señales de prohibición.

Señales de incendios.

Señales de salvamento o socorro.

Señas.

Protección de la cabeza.

Protección respiratoria.

Protección de la vista.

A todas estas figuras, se añadirá en el Documento nº2 “Planos”, un plano en el que se visualizará la instalación así como, la disposición por la cubierta del edificio Aulario la línea de vida de anclaje y seguridad para los operarios cuando se trabaja en altura y a distinto nivel.

11. PRESUPUESTO DE SEGURIDAD Y SALUD

Se tendrá en cuenta su importe en el Documento nº5 "Presupuestos", aunque se detallará debidamente en el presente anejo tal y como aparece, a continuación:

Capítulo	**1) PROTECCIONES INDIVDUALES**	**Cantidad presupuestada**	**Precio presupuestado**	**Importe total presupuestado**
		(ud)	(€/ud)	(€) **1.493,80**
Partida ud.	**Protecciones personales**	4,00	338,70	1.354,80
	Elementos obligatorios de protección individual de seguridad por trabajador. Casco de seguridad dieléctrico, con arnés de seguridad y con pantalla para protección de descargas eléctricas. Certificado CE. s/ R.D. 773/97. Gafas protectoras contra impactos, incoloras y homologadas. Juego de tapones antiruido de silicona. Cinturón portaherramientas. Par de guantes de uso general, en lona y serraje. Par de guantes de goma. Par de guantes aislantes para protección de contacto eléctrico en tensión hasta 5.000 V. Certificado CE; s/ R.D. 773/97. Mono de trabajo de una pieza, de tejido ligero y flexible. Par de botas aislantes para electricista hasta 5.000 V. de tensión, Certificado CE; s/ R.D. 773/97. Peto reflectante de seguridad personal, color amarillo o rojo, amortizable en tres usos. Cinturón de seguridad de suspensión con 1 punto de amarre. Certificado CE; s/ R.D. 773/97. Dispositivo anticaídas recomendado para trabajos en pendiente con amarre fijo, cierre y apertura de doble seguridad, deslizamiento manual y bloqueo automático, equipado con una cuerda			

	de nylon de 20 m., mosquetón para amarre del cinturón y elementos metálicos de acero inoxidable, homologado CE; s/ R.D. 773/97. Arnés de seguridad con amarre dorsal, torsal lateral, fabricado con cintura ligera con cierre rectangular y riñonera de polietileno de forma ergonómica con cincha de nylon de 45 mm. y elementos metálicos de acero inoxidable, incluso dispositivo anticaídas de cierre y apertura de doble seguridad, permitiendo seleccionar un deslizamiento manual o automático, bloqueo automático, equipado con cuerda de nylon D=16 mm. y 20 m. de longitud, mosquetón de amarre de 24 mm., y eslinga de sujeción doble, homologado CE; s/ R.D. 773/97.			
Partida m.	**Línea de vida**	100,00	1,07	107,00
	Línea horizontal de seguridad para anclaje y desplazamiento de cinturones de seguridad con cuerda para dispositivo anticaída, D=14 mm., y anclaje autoblocante de fijación de mosquetones de los cinturones, i/desmontaje. Colocación: Línea transversal a los dientes de sierra y una línea sobre los propios dientes de sierra.			
Capítulo	**2) PROTECCIONES COLECTIVAS**	(ud)	(€/ud)	(€) **261,04**
Partida ud.	**Valla de pies metálicos**	4,00	7,55	30,20
	Colocación de valla de pies metálicos de 2,40 m.			
Partida ud.	**Instalación eléctrica provisional**	1,00	108,79	108,79
	Instalación en montaje superficial en interior de nave de cuadro eléctrico provisional para la			

	alimentación de herramientas portátiles, incluyendo; Interruptor diferencial de 30 mA de sensibilidad 25 A de intensidad nominal para instalaciones a 220 V. Interruptor diferencial de 300 mA de sensibilidad 40 A de intensidad nominal para instalaciones a 380 V. Transformador de seguridad con primario para 230 V y secundaria de 24 V y de 1.000 W. Toma de tierra mediante pica de cobre de diámetro 14 mm. y 2 m. de longitud.			
Partida ud.	**Extintores**	1,00	42,37	42,37
	Conjunto de extintores formado por: Extintor de polvo seco BCE de 6 kg (eficacia 55B) cargado. Extintor de nieve carbónica CO_2, de eficacia 89B, con 5 kg de agente extintor, modelo NC-5-P, con soporte y boquilla con difusor. Medida la unidad instalada. s/ R.D. 486/97.			
Partida ud.	**Elementos de señalización**	1,00	25,81	25,81
	Conjunto de elementos de señalización de los lugares de trabajo conforme al R.D. 486/1997, totalmente colocados, formado por: Banderolas de señalización reflectante. Banda bicolor rojo-blanco para señalización. Baliza intermitente impulso. Señal de seguridad circular de diámetro 60 cm., totalmente colocada. Señal de seguridad de 60x60. Señal de seguridad triangular de 70 cm. de lado. Señal de tráfico de plástico, colocada sobre bastidor metálico. Placa señalización información en PVC serigrafiado de 50x30 cm., fijada mecánicamente.			

Partida ud.	**Botiquín para obra**	1,00	53,87	53,87
	Botiquín de urgencia para obra, con contenidos mínimos obligatorios.			

RESUMEN POR CAPÍTULOS		
	Capítulo 1) PROTECCIONES INDIVIDUALES	**1.493,80 €**
	Capítulo 2) PROTECCIONES COLECTIVAS	**261,04 €**
TOTAL PRESUPUESTO SEGURIDAD Y SALUD		**1.754,84 €**

En Palencia, Septiembre de 2019.

El alumno de la titulación de Máster Universitario en Ingeniería Agronómica

Fdo.: Alberto del Bosque Gallego.

MEMORIA

Anejo XI: Justificación de precios

Alumno: Alberto del Bosque Gallego
UNIVERSIDAD DE VALLADOLID (CAMPUS DE PALENCIA) – E.T.S. DE INGENIERÍAS AGRARIAS
Titulación de: Máster Universitario en Ingeniería Agronómica

ÍNDICE DEL ANEJO XI. JUSTIFICACIÓN DE PRECIOS

1. INTRODUCCIÓN……3

2. LISTADO DE PRECIOS DE LA MANO DE OBRA……..3

3. LISTADO DE PRECIOS DE LOS MATERIALES……3

4. LISTADO DE PRECIOS DESCOMPUESTOS……..4

1. INTRODUCCIÓN

A continuación, se van a mostrar los distintos listados de precios (mano de obra, materiales y/o maquinaria), presente en el proyecto, así como el listado de precios descompuestos, todo ello generado con el programa de cálculo de mediciones y presupuestos "*PRESTO 8.8*".

2. LISTADO DE PRECIOS DE LA MANO DE OBRA

CÓDIGO	CANTIDAD	UD	RESUMEN		PRECIO	IMPORTE
A01212	274,500	h.	Oficial 1ª electricista		16,65	4.570,43
A01213	275,500	h.	Oficial 2ª electricista		15,57	4.289,54
				Grupo A01		**8.859,96**
A8221	3,000	h.	Oficial 1ª electricista		16,65	49,95
A8222	12,000	h.	Oficial 2ª electricista		15,57	186,84
A828881	17,190	h	Oficial 1ª electricista		18,52	318,36
A828883	12,000	h	Ayudante electricista		17,34	208,08
				Grupo A82		**763,23**
O01OB220	2,000	h.	Ayudante electricista		15,57	31,14
				Grupo O01		**31,14**
				TOTAL		**9.654,33**

3. LISTADO DE PRECIOS DE LOS MATERIALES

CÓDIGO	CANTIDAD	UD	RESUMEN		PRECIO	IMPORTE
A01211	56,000	u	Módulo de vidrio FV 221 W		507,07	28.395,92
A01233	175,000	m.	Cond.aisla. RV-k 0,6-1kV 50 mm2 Cu		7,48	1.309,00
A01234	261,000	ud	Pequeño material		8,75	2.283,75
				Grupo A01		**31.988,67**
A82222	1,000	u	Sobretensiones Tipo II (CA)		344,19	344,19
A82223	1,000	u	Cofret Kaedra 13986 3Filas de 3 Módulos 610x448x160 mm		140,46	140,46
A8228	3,000	ud	Varistor de clase II (sobretensiones) 1.000 Vcc		286,16	858,48
A8241	3,000	ud	Inversor de corriente 230/400 Vac 25kW		2.150,00	6.450,00
A8244	3,000	ud	Interruptor de acoplamiento del propio inversor		109,14	327,42
A828884	800,000	m	Cable TopSolar PV ZZ 2x10 mm2		7,75	6.200,00
A828885	270,000	ud	Panel solar policristalino 1640x990x35mm 275W		213,46	57.634,20
A828887	27,000	ud	Soporte coplanar y anclajes para 10 paneles		363,00	9.801,00
A828888	16,000	ud	Abrazadera diam. 25 mm		0,32	5,12
A828889	330,000	m	Cable TopSolar PV ZZ 2x25 mm2		7,75	2.557,50
				Grupo A82		**84.318,37**
A8828828	3,000	ud	Int. Magnetotérmico-Guardamotor		333,03	999,09
A88384	400,000	m	Tubo de canalización de diam. ext. 25 mm		3,30	1.320,00
A88444	165,000	m	Tubo de canalización de diam ext. 32 mm		4,00	660,00
A88882	3,000	ud	Caja estanca poliéster/PC 436x418x148 mm		307,37	922,11
				Grupo A88		**3.901,20**
A99899	75,000	m	Tubo corrugado doble capa de PE Ø= 32 mm		1,53	114,75

A9999	15,000	m	Tubo corrugado doble capa de PE Ø =50 mm	2,56	38,40
			Grupo A99		**153,15**
AAAAW	1,000	u	Contador bidireccional Smart-Meter 50 kA-3	277,22	277,22
AAAAW1	1,000	u	Base porta-fusible 10x38mm incluye fusible de 6 A	17,36	17,36
			Grupo AAA.....		**294,58**
APPPPO	15,000	m	Cond aisla. RV-K 0,6-1 kV 25 mm2 Cu	3,48	52,20
			Grupo APP		**52,20**
P15EA010	2,000	ud	Pica de t.t. 200/14,3 Fe+Cu	15,82	31,64
P15EB010	40,000	m.	Conduc cobre desnudo 35 mm2	2,00	80,00
P15EC010	2,000	ud	Registro de comprobación + tapa	18,12	36,24
P15EC020	2,000	ud	Puente de prueba	6,45	12,90
P15ED030	2,000	ud	Sold. alumino t. cable/placa	3,26	6,52
P15FK230	3,000	ud	Interrupt. Secc. Potencia 80 A	94,66	283,98
			Grupo P15		**451,28**
PP1	3,000	u	Interruptores automáticos magnetoter. 4x50 A PdC 6kA	207,19	621,57
			Grupo PP1.....		**621,57**
PP2	1,000	u	Interru. general automát. entrada (IGA) 4X160A PdC 10kA	406,02	406,02
			Grupo PP2.....		**406,02**
PP4	1,000	u	Interruptor magnetotér. de salida 4x150A PdC 35kA	494,98	494,98
			Grupo PP4.....		**494,98**
PP5	1,000	u	Interruptor diferencial Sn= 300mA 4x200 A Clase A	339,87	339,87
			Grupo PP5.....		**339,87**
mP15AH120	51,000	ud	Material auxiliar eléctrico	0,74	37,74
mP15EA040	36,000	ud	Base porta-fusible 10x38mm incl. fusible de 16 A	19,36	696,96
mP15GF070	24,000	m	Canaleta PVC tapa ext. 30x40 mm	4,74	113,76
mP15GT010	24,000	m	Separador h=40 mm.	1,51	36,24
mP15GT090	24,000	m	P.p.acces.canal.t.int. 30x40 mm.	2,33	55,92
mP15MW110	3,000	ud	Caja estanca para interruptor	110,26	330,78
			Grupo mP1.....		**1.271,40**
			TOTAL		**124.293,29**

4. LISTADO DE PRECIOS DESCOMPUESTOS

CÓDIGO	CANTIDAD	UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE

CAPÍTULO 01 ENERGÍA SOLAR
SUBCAPÍTULO 01.01 INSTALACIÓN PANELES SOLARES

01.01.01 **ud** **CAJA DE AGRUPAMIENTO DE STRINGS P. 6 STRINGS**

Cuadro de agrupamiento de strings, con capacidad de conexión de hasta 6 strings, montado sobre caja estanca de poliéster con tapa-cristal transpartente de policarbonato, protegido frente a contactos directos y agentes externos y de dimensiones 436x418x148 mm. Incluye elementos de protección y mando necesarios, como fusibles 10x38 mm de 16 A intensidad máxima admisible y bases portafusibles unipolares,interruptor seccionador de potencia multipolar de 80 A con tensión de aislamiento (UI) de 1000V, protector contra sobretensiones tipo varistor de clase II.

Se incluye prensaestopas y tapones para las entradas así como conexionado de pequeño material y cableado del mismo.

A01212	3,000	h.	Oficial 1ª electricista	16,65	49,95
A8222	3,000	h.	Oficial 2ª electricista	15,57	46,71
A88882	1,000	ud	Caja estanca poliéster/PC 436x418x148 mm	307,37	307,37
A8228	1,000	ud	Varistor de clase II (sobretensiones) 1.000 Vcc	286,16	286,16
A01234	14,000	ud	Pequeño material	8,75	122,50
P15FK230	1,000	ud	Interrupt. Secc. Potencia 80 A	94,66	94,66
mP15EA040	12,000	ud	Base porta-fusible 10x38mm incl. fusible de 16 A	19,36	232,32

TOTAL PARTIDA..... 1.139,67

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de MIL CIENTO TREINTA Y NUEVE EUROS con SESENTA Y SIETE CÉNTIMOS

01.01.02 ud UNIDAD INVERSORA DE CORRIENTE 25 kW

Inversor de corriente CC-CA dimensiones 725x510x225 mm, potencia de salida 25.000 W con interruptor de acoplamiento seccionador incluido, y unidad de control de comunicación con el contador bidireccional smart-meter. Contiene seis entradas FV, y salida monófasica/trifásica mas barra de tierra, peso de 35,7 kg. Conexionado, ca-

A01212	5,000 h.	Oficial 1ª electricista	16,65	83,25
A01213	5,000 h.	Oficial 2ª electricista	15,57	77,85
A8244	1,000 ud	Interruptor de acoplamiento del propio inversor	109,14	109,14
A01234	14,000 ud	Pequeño material	8,75	122,50
A882228	1,000 ud	Unidad de control comunicación con smart-meter	456,70	456,70
A8241	1,000 ud	Inversor de corriente 230/400 Vac 25kW	2.150,00	2.150,00

TOTAL PARTIDA..... 2.999,44

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de DOS MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y NUEVE EUROS con CUARENTA Y CUATRO CÉNTIMOS

01.01.03 ud SIST. SOLAR FOTOV. AISLADO 275W.

Sistema de energía solar fotovoltaica conectado a red, que consta de doscientos setenta paneles solares fotovoltaicos policristalinos, con una potencia pico total de 275 Wpico. Cables fotovoltaicos TopSolar PV ZZ 2x10 mm2 (desde los módulos hasta las cajas de strings) y TopSolar PV ZZ 2x25 mm2 (Desde las cajas de strings hasta los inversores), ambos cables cubiertos con tubo de canalización eléctrica de PE corrugado con bridas o abrazaderas de fijación. Incluye soportes/anclajes de aluminio para la fijación de los módulos en la cubierta en modo coplanar,

A828881	12,000 h	Oficial 1ª electricista	18,52	222,24
A828883	12,000 h	Ayudante electricista	17,34	208,08
A828884	800,000 m	Cable TopSolar PV ZZ 2x10 mm2	7,75	6.200,00
A828889	330,000 m	Cable TopSolar PV ZZ 2x25 mm2	7,75	2.557,50
A828887	27,000 ud	Soporte coplanar y anclajes para 10 paneles	363,00	9.801,00
A88444	165,000 m	Tubo de canalización de diam ext. 32 mm	4,00	660,00
A88384	400,000 m	Tubo de canalización de diam. ext. 25 mm	3,30	1.320,00
A828885	270,000 ud	Panel solar policristalino 1640x990x35mm 275W	213,46	57.634,20
%CI	3,000 %	Costes Indirectos	78.603,00	2.358,09
A01213	12,000 h.	Oficial 2ª electricista	15,57	186,84
A01125	1,000 ud	TOMA DE TIERRA INDEP. CON PICA	124,62	124,62
A828888	16,000 ud	Abrazadera diam. 25 mm	0,32	5,12

TOTAL PARTIDA..... 81.277,69

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de OCHENTA Y UN MIL DOSCIENTOS SETENTA Y SIETE EUROS con SESENTA Y NUEVE CÉNTIMOS

SUBCAPÍTULO 01.02 INSTALACIÓN VIDRIO FV

01.02.01 **u** **Vidrio solar FV de 221 W**

Vidrio Solar FV de 221 Wp, en la instalación se contempla la sustituación del material de cubierta existente por la

A01211	1,000	u	Módulo de vidrio FV 221 W	507,07	507,07
A01212	4,000	h.	Oficial 1ª electricista	16,65	66,60
A01213	4,000	h.	Oficial 2ª electricista	15,57	62,28

TOTAL PARTIDA..... **635,95**

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de SEISCIENTOS TREINTA Y CINCO EUROS con NOVENTA Y CINCO CÉNTIMOS

01.02.02 **m** **CABLE RV-K 0,66/1kV 2 (1x16 mm2)**

A01212	0,140	h.	Oficial 1ª electricista	16,65	2,33
A01213	0,140	h.	Oficial 2ª electricista	15,57	2,18
A01233	1,000	m.	Cond.aisla. RV-k 0,6-1kV 50 mm2 Cu	7,48	7,48
A01234	1,000	ud	Pequeño material	8,75	8,75

TOTAL PARTIDA..... **20,74**

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de VEINTE EUROS con SETENTA Y CUATRO CÉNTIMOS

CAPÍTULO 02 ELECTRICIDAD

SUBCAPÍTULO 02.01 INSTALACIÓN PARTE DE CORRIENTE ALTERNA

02.01.01 **m** **BANDEJA DE REJILLA (REJIBAND). 100x40 mm.**

Suministro y colocación de bandeja de rejilla o rejiband con tapa superior, canal de dimensiones 100x40 mm. y 24 m. de longitud, para protección mecánica de las conducciones eléctricas dispuestas. Conforme al reglamento electrotécnico de baja tensión. Con protección contra impactos IPXX-(5), de material aislante y de reacción al fuego

A828881	0,160	h	Oficial 1ª electricista	18,52	2,96
mP15GF070	1,000	m	Canaleta PVC tapa ext. 30x40 mm	4,74	4,74
mP15GT010	1,000	m	Separador h=40 mm.	1,51	1,51
mP15GT090	1,000	m	P.p.acces.canal.t.int. 30x40 mm.	2,33	2,33
%CI	3,000	%	Costes Indirectos	11,50	0,35

TOTAL PARTIDA..... **11,89**

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de ONCE EUROS con OCHENTA Y NUEVE CÉNTIMOS

02.01.02 **m.** **CABLE RV-K 0,6/1kV 5G 16 mm2 (Multipolar)**

Total de línea trifásica de enlace desde los inversores hasta la caja de protecciones de corriente alterna (CA), incluye las obras necesarias del paso de los conductores a través del falso techo así como la perforación para pasar del piso primero a la planta baja, sobre todo en el cuatro de instalaciones del edificio Aulario donde se encontrará dispuesta la caja CA.

La línea está formada por tres conductores y un neutro (tetrapolar) de cobre 4x16 mm2 + 1x16 mm2 (Tierra) (con aislamiento XLPE resistente a temperaturas de hasta 90ºC y con cubierta de PVC) canalizados bajo tubo corrugado

A01212	0,140	h.	Oficial 1ª electricista	16,65	2,33
A01213	0,140	h.	Oficial 2ª electricista	15,57	2,18
A01233	1,000	m.	Cond.aisla. RV-k 0,6-1kV 50 mm2 Cu	7,48	7,48
A01234	1,000	ud	Pequeño material	8,75	8,75
%CI	3,000	%	Costes Indirectos	20,70	0,62
mP15AH120	0,500	ud	Material auxiliar eléctrico	0,74	0,37
A99899	1,000	m	Tubo corrugado doble capa de PE Ø= 32 mm	1,53	1,53

TOTAL PARTIDA..... **23,26**

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de VEINTITRES EUROS con VEINTISEIS CÉNTIMOS

02.01.03 **m.** **CABLE RV-K 0,6/1kV 3x 50/25 mm2 (Unipolares)**

Línea trifásica de enlace desde la caja de protecciones de CA hasta el el Cuadro General de Mando y Protección del Edificio Aulario. Esta formada por tres conductores (tripolar) de cobre 3(1x50)+ neutro 1x25 mm2 al que hay que añadir el conductor de protección 1x16 mm2 (Tierra) (con aislamiento XLPE resistente a temperaturas de hasta 90ºC) canalizados bajo tubo corrugado de PE de 50 mm de diámetro exterior. en montaje de rejilla o rejiband. Insta-

A01212	0,140	h.	Oficial 1ª electricista	16,65	2,33
A01213	0,140	h.	Oficial 2ª electricista	15,57	2,18
APPPPO	1,000	m	Cond aisla. RV-K 0,6-1 kV 25 mm2 Cu	3,48	3,48
A01233	1,000	m.	Cond.aisla. RV-k 0,6-1kV 50 mm2 Cu	7,48	7,48
A01234	1,000	ud	Pequeño material	8,75	8,75
mP15AH120	0,500	ud	Material auxiliar eléctrico	0,74	0,37
%CI	3,000	%	Costes Indirectos	24,60	0,74
A9999	1,000	m	Tubo corrugado doble capa de PE Ø =50 mm	2,56	2,56

TOTAL PARTIDA..... **27,89**

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de VEINTISIETE EUROS con OCHENTA Y NUEVE CÉNTIMOS

02.01.04		**ud**	**CAJA DE PROTECCIONES DE CORRIENTE CONTINUA.**		
			Caja estanca de protecciones de corriente alterna con tapa-cristal verde transpartente de policarbonato, protegido frente a contactos directos y agentes externos y de dimensiones 610x448x160 mm. Incluye elementos de protección y mando necesarios, como fusibles 10x38 mm de 6 A intensidad máxima admisible y bases portafusibles unipolares para proteger la entrada al contador bidireccional, 3 interruptores automáticos de entrada,interruptor general automático (IGA) donde convergen las 3 líneas de los tres inversores, un interruptor diferencial de 300mA y un magnetotérmico tetrapolar de salida de 4x150A con un PdC de 35kA. Por último, se incorpora un protector contra sobretensiones en corriente alterna de clase II. Se incluye conexionado de pequeño material y cableado del mismo.		
A8221	3,000	h.	Oficial 1ª electricista	16,65	49,95
A8222	3,000	h.	Oficial 2ª electricista	15,57	46,71
A82223	1,000	u	Cofret Kaedra 13986 3Filas de 3 Módulos 610x448x160 mm	140,46	140,46
A82222	1,000	u	Sobretensiones Tipo II (CA)	344,19	344,19
PP4	1,000	u	Interruptor magnetotér. de salida 4x150A PdC 35kA	494,98	494,98
PP2	1,000	u	Interru. general automát. entrada (IGA) 4X160A PdC 10kA	406,02	406,02
PP5	1,000	u	Interruptor diferencial Sn= 300mA 4x200 A Clase A	339,87	339,87
AAAAW1	1,000	u	Base porta-fusible 10x38mm incluye fusible de 6 A	17,36	17,36
PP1	3,000	u	Interruptores automáticos magnetoter. 4x50 A PdC 6kA	207,19	621,57
AAAAW	1,000	u	Contador bidireccional Smart-Meter 50 kA-3	277,22	277,22
			TOTAL PARTIDA.....		**2.738,33**

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de DOS MIL SETECIENTOS TREINTA Y OCHO EUROS con TREINTA Y TRES CÉNTIMOS

02.01.05		**ud**	**TOMA DE TIERRA INDEP. CON PICA**		
			Toma de tierra independiente con pica de acero cobrizado de D=14,3 mm. y 2 m. de longitud, cable de cobre de		
A01212	1,000	h.	Oficial 1ª electricista	16,65	16,65
O01OB220	1,000	h.	Ayudante electricista	15,57	15,57
P15EA010	1,000	ud	Pica de t.t. 200/14,3 Fe+Cu	15,82	15,82
P15EB010	20,000	m.	Conduc cobre desnudo 35 mm2	2,00	40,00
P15ED030	1,000	ud	Sold. alumino t. cable/placa	3,26	3,26
P15EC010	1,000	ud	Registro de comprobación + tapa	18,12	18,12
P15EC020	1,000	ud	Puente de prueba	6,45	6,45
A01234	1,000	ud	Pequeño material	8,75	8,75
			TOTAL PARTIDA.....		**124,62**

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CIENTO VEINTICUATRO EUROS con SESENTA Y DOS CÉNTIMOS

CAPÍTULO 03 SEGURIDAD Y SALUD

03.01			**Presupuesto de Seguridad y salud**		
			Sin descomposición		
			TOTAL PARTIDA.....		**1.754,84**

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de MIL SETECIENTOS CINCUENTA Y CUATRO EUROS con OCHENTA Y CUATRO CÉNTIMOS

MEMORIA

Anejo XII: Programación y puesta en marcha del proyecto

Alumno: Alberto del Bosque Gallego
UNIVERSIDAD DE VALLADOLID (CAMPUS DE PALENCIA) – E.T.S. DE INGENIERÍAS AGRARIAS
Titulación de: Máster Universitario en Ingeniería Agronómica

ÍNDICE DEL ANEJO XII. PROGRAMACIÓN Y PUESTA EN MARCHA DEL PROYECTO

1. INTRODUCCIÓN 3

2. PROGRAMA DE EJECUCIÓN DE LAS OBRAS 3

3. DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES Y ASIGNACIÓN DE TIEMPOS 3

4. DIAGRAMA DE GANTT 5

5. ASIGNACIÓN DE EQUIPOS Y MANO DE OBRA 7

6. PUESTA EN MARCHA DEL PROYECTO 7

1. INTRODUCCIÓN

En este anejo se realizará la programación y puesta en marcha de la ejecución de las obras del presente proyecto. La finalidad del anejo es lograr establecer una estimación de los tiempos teóricos que se necesitarían para realizar cada una de las etapas que componen la obra. Para ello se tiene en cuenta las mediciones y los rendimientos estipulados en cada una de las diferentes unidades de obra. Todos estos datos son meramente orientativos.

La programación, ejecución y control de las obras, afecta a todos los agentes que intervienen en las mismas. Sus obligaciones son recogidas en la Ley 38/1999, de Ordenaciones de la Edificación (BOE nº 266, 6/11/1999) y sus actuaciones vienen determinadas por el pliego de condiciones técnicas presentes en este proyecto (Documento nº 3).

2. PROGRAMA DE EJECUCIÓN DE LAS OBRAS

El inicio de las obras tendrá lugar en Octubre de este mismo año, teniendo en cuenta que previamente se han debido de realizar los trámites administrativos y permisos necesarios dispuestos en el Anejo VIII del presente proyecto.

3. DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES Y ASIGNACIÓN DE TIEMPOS

A cada actividad se le ha asignado un tiempo de ejecución en función de su volumen y complejidad dentro de la obra. Realizándose cada trabajo de forma escalonada en el tiempo.

Tabla 1: Tiempo requerido para cada unidad de obra que compone el presente proyecto.

ACTIVIDAD	DURACIÓN (Días)
A) Actuaciones previas	**3**
A.1) Consecución de permisos y licencias [(1)]	1
A.2) Replanteo del proyecto	2
B) Paneles FV en el diente de sierra	**21**
B.1) Montaje de la estructura soporte	5
B.2) Instalación de los paneles	3
B.3) Cableado de strings	2
B.4) Montaje de cajas de strings en inversores	3
B.5) Conexionado y cableado interior	3
B.6) Montaje de caja CA y rejibands	3
B.7) Conexión con CGA y pruebas de funcionamiento	2
C) Ampliación de vidrio FV en lucernarios	**9**
C.1) Colocación y montaje de vidrios[(2)]	5
C.2) Cableado y canalización de strings	2
C.3) Pruebas de funcionamiento	2
D) Actuaciones finales	**2**
D.1) Puesta en marcha de toda la instalación FV	2
TOTAL (Días)	**32**

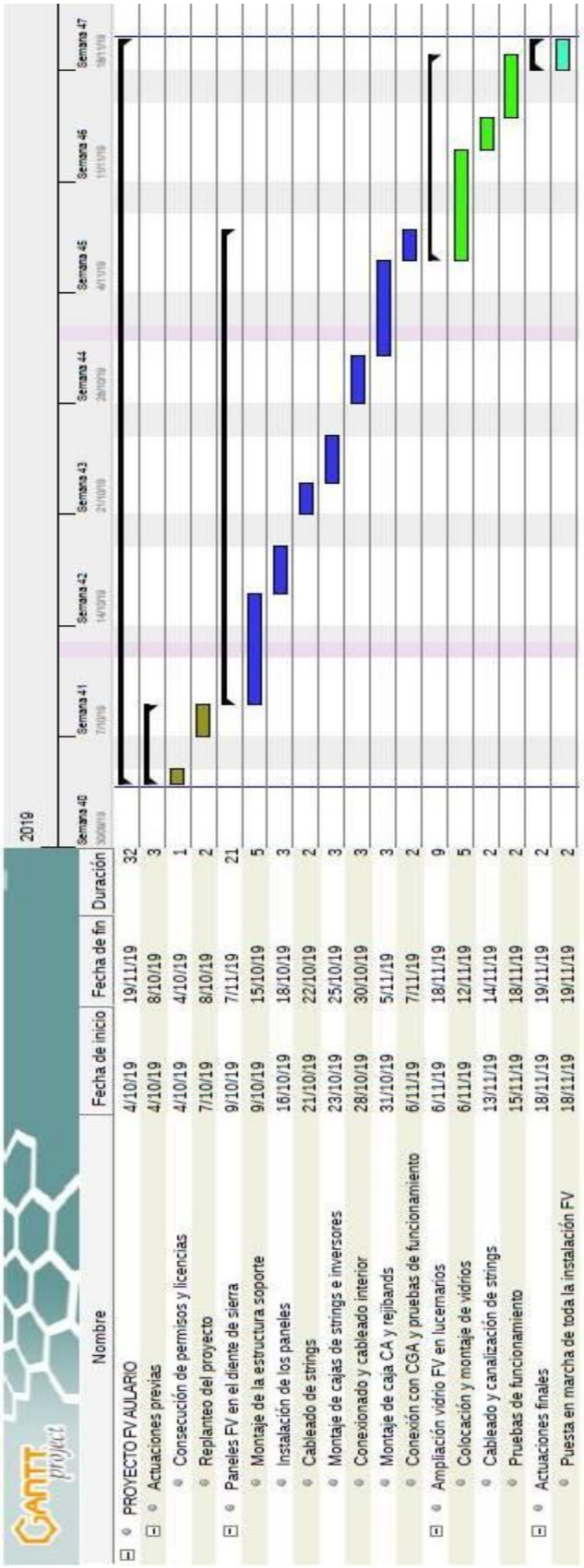
[(1)] La consecución de permisos y licencias en materia de legalización y regulación del autoconsumo fotovoltaico, se deberá solicitar al órgano competente en la materia, en este caso es la Comunidad Autónoma de Castilla y León (Ente Regional de la Energía "EREN"). Estos permisos se solicitarán con varios meses de antelación a la ejecución del proyecto, debido a que los plazos de respuesta para los trámites puramente burocráticos son relativamente lentos.

[(2)] En la colocación y montaje de vidrios se efectuará el reemplazo del material de cubierta (policarbonato) debido a su estado actual de deterioro, siendo sustituido como material de cubierta por el propio vidrio FV, puesto que al ser un material de integración arquitectónica cumple la doble función energética y estructural que demanda la cubierta de lucernarios.

El tiempo requerido para la puesta en marcha del proyecto es de **32 días**, pudiendo ser finalizado incluso antes, debido a que la instalación de la estructura soporte no es muy compleja esto es, por la decisión de no poner raíles para la colocación de los paneles sino solo estos encajarán por medio de anclajes, tal y como se mostrará en el Documento nº2 "Planos" del presente proyecto.

4. DIAGRAMA DE GANTT

A continuación, se presentará una ilustración en la que se podrá observar el diagrama de Gantt del proyecto, utilizando para ello el programa GanttProject, en él se puede ver detallado el orden de las diferentes actividades o tareas de obra que aparecen en la tabla anterior y que se realizarán de manera escalonada en el tiempo.



Nombre	Fecha de inicio	Fecha de fin	Duración
PROYECTO FV AULARIO	4/10/19	19/11/19	32
Actuaciones previas	4/10/19	8/10/19	3
Consecución de permisos y licencias	4/10/19	4/10/19	1
Replanteo del proyecto	7/10/19	8/10/19	2
Paneles FV en el diente de sierra	9/10/19	7/11/19	21
Montaje de la estructura soporte	9/10/19	15/10/19	5
Instalación de los paneles	16/10/19	18/10/19	3
Cableado de strings	21/10/19	22/10/19	2
Montaje de cajas de strings e inversores	23/10/19	25/10/19	3
Conexionado y cableado interior	28/10/19	30/10/19	3
Montaje de caja CA y rejibands	31/10/19	5/11/19	3
Conexión con CGA y pruebas de funcionamiento	6/11/19	7/11/19	2
Ampliación vidrio FV en lucernarios	6/11/19	18/11/19	9
Colocación y montaje de vidrios	6/11/19	12/11/19	5
Cableado y canalización de strings	13/11/19	14/11/19	2
Pruebas de funcionamiento	15/11/19	18/11/19	2
Actuaciones finales	18/11/19	19/11/19	2
Puesta en marcha de toda la instalación FV	18/11/19	19/11/19	2

Ilustración 1: Diagrama de Gantt del proyecto.

Por lo tanto, se estima que las obras darán comienzo el **4 de Octubre de 2019** y terminarán el **19 de Noviembre de 2019.**

5. ASIGNACIÓN DE EQUIPOS Y MANO DE OBRA

La asignación de equipos y mano de obra para llevar a cabo cada una de las actividades anteriormente señaladas, se dejará a juicio del contratista, siempre y cuando se ajusten a lo establecido en el pliego de condiciones. Estas asignaciones vendrán detalladas en el documento 5 “Presupuestos” y se reflejarán de manera visual en el documento 2 “Planos”.

6. PUESTA EN MARCHA DEL PROYECTO

Las instalaciones contarán con un periodo de puesta en marcha y/o ensayo de todos los equipos instalados para comprobar su perfecto funcionamiento y calibrado antes de comenzar con el proceso productivo.

En caso de ocurrir alguna incidencia con las instalaciones fotovoltaicas proyectadas, existe un plazo de capacidad de respuesta para enviar a un técnico a reparar y/o supervisar las averías producidas no superior a 48 horas, (en caso de que el personal de mantenimiento del propio Campus no fuese capaz de subsanar la avería).

MEMORIA

Anejo XIII: Estudio de viabilidad económica

Alumno: Alberto del Bosque Gallego
UNIVERSIDAD DE VALLADOLID (CAMPUS DE PALENCIA) – E.T.S. DE INGENIERÍAS AGRARIAS
Titulación de: Máster Universitario en Ingeniería Agronómica

ÍNDICE ANEJO XIII. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

1. FACTURACIÓN ELÉCTRICA 3
1.1 Términos más habituales en una factura eléctrica 3
1.2 Otros costes implícitos en la factura eléctrica 7
2. ÍNDICES DE EVALUACIÓN 9
2.1 Vida útil del proyecto y cálculo de la evaluación económica 9
2.2 Pago de la inversión 9
2.3 Flujos de caja 9
2.3.1 Pagos ordinarios 9
2.3.2 Pagos extraordinarios 10
2.3.3 Cobros ordinarios 10
2.3.4 Cobros extraordinarios 14
3. VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO 15
3.1 Introducción de datos de cálculo en *Valproin* 15
3.2 Indicadores de rentabilidad 16
3.3 Supuesto nº1:"Proyecto con financiación propia o autofinanciación" 16
3.3.1 Indicadores de rentabilidad 16
3.3.2 Flujos de caja en financiación propia 16
3.3.3 Análisis de sensibilidad 17
3.3.4 Resultados y gráficas 19
3.4 Supuesto nº2: "Financiación ajena el 40% y propia el 60%" 21
3.4.1 Indicadores de rentabilidad 21
3.4.2 Flujos de caja en financiación ajena (40%) y propia (60%) 21
3.4.3 Análisis de sensibilidad 22
3.4.4 Resultados y gráficas 24
3.5 Supuesto nº3: "Proyecto con financiación propia con subvención añadiendo el coste del presupuesto de la instalación de Vidrio FV ya existente" 25
3.5.1 Indicadores de rentabilidad 25
3.5.2 Flujos de caja en el supuesto nº3 25
3.5.3 Análisis de sensibilidad 26
3.5.4 Resultados y gráficas 28
4. CONCLUSIONES FINALES 29

1. FACTURACIÓN ELÉCTRICA

A continuación se expondrá brevemente los parámetros más importantes a la hora de interpretar la factura eléctrica y los tipos de tarifas que tiene contratado el Aulario del Campus "La Yutera" de la Universidad de Valladolid (UVa).

1.1 Términos más habituales en una factura eléctrica

Los conceptos que más se utilizan cuando se habla de facturación eléctrica son los que aparecen a continuación:

- **Potencia contratada/facturada:**

  Es la que permite conectar una serie de aparatos al suministro para tenerlos funcionando a la vez. El importe que se paga por la potencia contratada aparece en la factura bajo el término de potencia, que es el fijo de la luz. Al hacer el contrato de luz es imprescindible realizar previamente un cálculo de potencia para saber qué potencia contratar y no pagar en exceso en las facturas de la luz.

  Este coste se expresa en €/kW en la factura de la luz.

  Este término suele denominarse en la factura el término fijo, debido a que es un coste con una cantidad fija.

- **Tarifa contratada/peaje de acceso a red:**

  El edificio Aulario tiene contrata una tarifa del tipo 6.1 A (instalaciones que requieren gran potencia) puesto que, pertenece a la escala de alta tensión y cuenta con 6 periodos de discriminación horaria. Para tener 6.1 A deberás contar con una instalación mayor o igual a 1 kV e inferior a 30 kV y una potencia contratada superior a 450 kW en alguno de los 6 periodos.

  Estos tipos de tarifa o peaje se encuentran regulados por el B.O.E. del 27 de Diciembre de 2017. (Reformado en el BOE del 22 de Diciembre de 2018).

  En la factura suele aparecer reflejada también como tipo de discriminación horaria (TGPAT) "**T**arifa **G**eneral de **P**eríodos en **A**lta **T**ensión".

Los seis períodos horarios por lo que se determina este tipo de tarifa vienen recogidos en la tabla siguiente:

Tabla 1: Periodos reflejados en una tarifa del tipo 6.1 A para potencias >450 kW (1 kV ≤ V < 30 kV)

Períodos/Horarios	Época de consumo		Precios tarifa (€/kW y año)*
	Días laborables	Días festivos	
P1 (4 horas al día)	Punta	-	39,139427
P2 (12 horas al día)	Llano	-	19,586654
P3 (8 horas al día)	Valle	-	14,334178
P4 (4 horas al día)	-	Punta	14,334178
P5 (12 horas al día)	-	Llano	14,334178
P6 (8 horas al día)	-	Valle	6,540177

**Fuente: IDAE y BOE nº308 Diciembre de 2018.*

Tabla 2: Precios aplicables en una tarifa eléctrica de 6 periodos a lo largo del año.

Horas	0-8	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Enero	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2
Febrero	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2
Marzo	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4
Abril	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Mayo	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
1-15 Junio	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4
15-30 Junio	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2
Julio	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2
Agosto	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
Septiembre	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4
Octubre	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Noviembre	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4
Diciembre	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2

Fuente: Comparadorluz.com

El período más caro es el P1 "Punta" y el más barato de todo es el período P6 "Valle".

Existen algunas compañías que abren la posibilidad de contratar un cuarto periodo dentro del periodo valle llamado "Supervalle" dicho período es en la madrugada. (01:00 – 07:00h), sobre todo para la recarga de coches eléctricos.

En otras tarifas el período llano se le incluye dentro del período punta teniendo este una horquilla desde la 13:00 hasta las 23:00 horas. (08:00 a las 23:00 cuando se incluye punta y llano).

Por último la tarifa valle comprende el período nocturno, desde las 23:00 horas hasta las 08:00 horas.

Las potencias contratas para el edificio Aulario con sus respectivos costes por kW al mes, son las siguientes:

P1: 220 kW · 30 días · 0,107231 €/kW día = **707,72 €**

P2: 220 kW · 30 días · 0,053662 €/kW día = **354,17 €**

P3: 220 kW · 30 días · 0,039272 €/kW día = **259,20 €**

P4: 220 kW · 30 días · 0,039272 €/kW día = **259,20 €**

P5: 220 kW · 30 días · 0,039272 €/kW día = **259,20 €**

P6: 451 kW · 30 días · 0,017918 €/kW día = **242,43 €**

Total: 2.081,92 € (Término fijo)

En una primera instancia puede parecer extraño que la potencia en el periodo P6 sea tan elevada, esto es así debido a que, el edificio Aulario tiene en su cuadro eléctrico el alumbrado exterior del Campus haciendo que su potencia sea mayor, aunque puede parecer desmesurado el coste por kW es menor que en el resto de períodos.

Si se quisiera cambiar el término de potencia contratada bien sea para bajar o subir la misma o cambiar de tarifa de alta tensión, en ambos casos bien sea para aumentar o para bajar la misma hay que abonar a la compañía distribuidora los costes derivados de la operación, estos costes son los siguientes:

Tabla 3: Precios medios por aumento o bajada de la potencia actualmente contratada.

*Precios por aumento de la potencia	*Precios por bajada de potencia
Derechos de extensión: 17,37 €/kW + IVA	
Derechos de acceso: 19,70 €/kW + IVA	
Derechos de enganche: 9,04 € + IVA	**Derechos de enganche: 9,04 € + IVA**

*Referido a precios medios.

Teniendo en cuenta que la potencia máxima contratada no puede ser superior a la que le corresponde a esta instalación según su voltaje y tarifa.

En el caso de pretender bajar la potencia contratada cabe señalar, se solicita el cambio de potencia se realiza en un plazo de 15 a 20 días hábiles. Antes de que se efectúe, se recibirá una última factura con la potencia eléctrica actual. Pudiéndose cambiar otra vez a la potencia que se tenia anteriormente en el caso de que se desee volver al término de potencia anterior.

- **Energía facturada/activa:**

  Se refiere a la cantidad de luz consumida. Es un coste variable con una parte regulada, principalmente el peaje de acceso, que hay que pagar a la compañía distribuidora para poder usar sus redes, y el resto corresponde al consumo realizado.

Este coste se expresa en €/kWh varía según el peaje de acceso y de si el consumo se realiza o no en una etapa donde la energía es más barata por ello se recomienda el uso de tarifas variables o de discriminación horaria.

Como su coste va ligado al consumo, a este término se le denomina término variables, cuanto más consumes más pagas. Este coste varía según el peaje de acceso y de si el consumo se realiza o no en una etapa donde la energía es más barata por ello se recomienda el uso de tarifas variables o de discriminación horaria.

En el edificio Aulario el coste de la energía viene expresado en €/kWh dependiendo del consumo y el período del mismo. Los precios vienen determinados por la compañía eléctrica al igual que con la potencia contratada.

A modo de ejemplo (Con los precios mínimos recogidos en el término de energía del BOE del 22 de Diciembre de 2018):

P1: "x" kWh · 0,026674 €/kWh = "**X" €**

P2: "x" kWh · 0,019921 €/kWh = "**X" €**

P3: "x" kWh · 0,010615 €/kWh = "**X" €**

P4: "x" kWh · 0,005283 €/kWh = "**X" €**

P5: "x" kWh · 0,003411 €/kWh = "**X" €**

P6: "x" kWh · 0,002137 €/kWh = "**X" €**

Total: "X" € (Término variable)

- **Medición del consumo:**

Al tener una potencia contrata mayor de 15 kW se hace indispensable la colocación de un dispositivo de medición denominado maxímetro, este aparato es un tipo de contador que registra la potencia máxima de entre todas las potencias cuartohorarias (integración de medidas cada 15 min.) demandadas durante el periodo de facturación. La potencia registrada se utiliza para calcular la potencia a facturar.

Figura 1: Maxímetro o medidor de la demanda eléctrica.

Este instrumento también se encarga de señalar la potencia máxima de demanda en un periodo determinado, este medidor es de uso habitual en las tarifas 3.0 (es decir, aquellas cuya potencia contratada es mayor de 15 kW en al menos uno de los periodos horarios). Sustituye al ICP (Interruptor de Control de Potencia), que se coloca en instalaciones con potencias menores a las que se dijo anteriormente, es decir el ICP se coloca en tarifas 2.0 A (0 – 10 kW) y 2.1 A (10 – 15 kW) de potencia contratada.

El coste por el alquiler de este aparato aportado por la compañía eléctrica viene reflejado en la factura y suele ser de unos:

2,10411 €/día · 30 días/mes = **63,12 €**

1.2 Otros costes implícitos en la factura eléctrica

- **Energía reactiva:**

  Se mide a través de kVArh (kilovoltamperio reactivo hora) y no es como la activa. Esta sólo se consume por algunos aparatos como ascensores y frigoríficos. En cuanto a los periodos, cabe resaltar, que sólo aparecerá el importe, en los períodos del 1 al 5 y salvo en el 3 y el 6. Se cobra por exceso de energía reactiva contabilizada a partir de factores de potencia inferiores a 0,95 inductivo (este valor se consigue instalando una batería de condensadores).

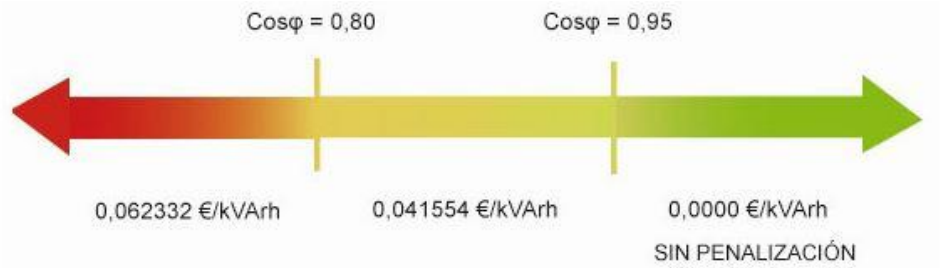


Figura 2: Penalización (en €/kVArh), según el cos Φ que se tenga en la instalación.

Su cálculo se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$Cos\varphi = \frac{E.\ Activa}{\sqrt{(E.\ Activa)^2 + (E.\ Reactiva)^2}}$$

Se empieza a penalizar el consumo de reactiva (kVArh) cuando supere en un 33% a la energía activa (kWh).

- **Sobrepasamientos:**

También denominados *SPFP* del 1 al 6, es el exceso de la potencia registrada por el maxímetro en cada periodo sobre la contratada (la diferencia entre la potencia contratada y la registrada), si existe un exceso la compañía nos penaliza con un recargo en la factura, su precio dependerá del período en el que nos hayamos excedido.

- **Impuesto sobre la electricidad e I.V.A:**

Se expresa en porcentaje sobre el total de los costes de electricidad (potencia facturada, energía facturada y exceso de potencia), actualmente tiene un valor fijo de 5,11269632 %, con ello se completaría el coste total de la energía

Con respecto al IVA (**I**mpuesto sobre el **V**alor **A**ñadido), se realiza sobre el total del importe de la factura, es decir, sobre el coste total de la energía más el total de servicios y otros conceptos (como el alquiler de equipos de medida como es el coste del maxímetro). Su valor actual es de 21 % una vez realizado obtendríamos el importe definitivo total a pagar en la factura.

El total de impuestos y recargos a pagar en una factura ronda el 40% del coste total de la misma.

2. ÍNDICES DE EVALUACIÓN

2.1 Vida útil del proyecto y cálculo de la evaluación económica

La vida útil del proyecto es de 25 años, está condicionada por la vida útil de los paneles solares, pieza angular de toda la instalación fotovoltaica.

El cálculo de la viabilidad-evaluación económica se realizará mediante el programa informático cedido por el Departamento de Economía Agraria de la ETSIIAA (Escuela Técnica Superior de Ingenierías Agrarias) de Palencia, llamado *VALPROIN.*

2.2 Pago de la inversión

El pago de la inversión estará compuesto, por el total del presupuesto de este proyecto que asciende a una cifra de **203.918,02 €** y que está debidamente detallado en el Documento nº 5 "Presupuesto".

Cabe destacar que el presupuesto total de la instalación de vidrio FV ascendía a la cifra de 39.978,00 € al no estar legalizada por completo la instalación, uno de los supuestos casos de estudio de la viabilidad económica se hará teniendo en cuenta como pago de la inversión la suma total de ambos presupuestos. (**243.896,02 €**).

2.3 Flujos de caja

2.3.1 Pagos ordinarios

El pago ordinario de toda la instalación fotovoltaica es el coste anual referido por el mantenimiento y seguro de la propia instalación, si bien es cierto que el mantenimiento lo puede realizar el propio servicio de mantenimiento del Campus "La Yutera" no es lógico en este caso debido a que la instalación ya no es una instalación pequeña de vidrio FV de 12,38 kW como lo era hasta entonces.

Por ello se deriva el mantenimiento a una empresa especializada del sector, como el coste se esta abaratando debido a la pujanza de instalaciones fotovoltaicas hay un amplio abanico de empresas con el que poder comparar los costos por mantenimiento y en muchas de ellas ya vienen incluidos los costes del seguro de la propia instalación, un ejemplo de propuesta de mantenimiento y seguro fotovoltaica sería el que viene reflejado en la figura que aparece a continuación:

PLANTA SOLAR 100 KW y PRODUCCION ESTIMADA DE 170.000Kwh/Año			
Código	Descripción	€ / Unidad	Total/año
MB3V/A	Mantenimiento Básico tres visitas al año		996 €/año
MBM3V/A	Mantenimiento Básico y Monitorización		1428 €/año
MBF3V/A	Mantenimiento Básico y Facturación		1116 €/año
MBS3V/A	Mantenimiento Básico y Seguro		1596 €/año
MBR3V/A	Mantenimiento Básico y Representante mercado		1359 €/año
MPLUS3V/A	Mantenimiento Plus		1548 €/año
MPREM3V/A	Mantenimiento Premium		1786 €/año
MPREMS3V/A	Mantenimiento Premium con Seguro		2386 €/año
SFAC	Control de Facturación (Incluida Linea Tlf.)	10€/mes	120€/año
SFACR	Reclamación de la factura	5€/ud	
SMON	Servicio de Monitorización	36€/mes	432€/año
STERM	Servicio de Termografía	200 €	
STERMINF	Informe por puntos caliente encontrado	4,30 €	
SLIMP	Ud. de Limpieza de una planta solar de 100 KW	337€/año	337€/año
	MANTENIMIENTO CORRECTIVO:		
MCV	Visita Mantenimiento correctivo	32€/h	32€/h
MCD	Desplazamiento por Mantenimiento Correctivo	25€/h	25€/h
MCFS	Visita Mantenimiento correctivo en fin de semana y día festivo	235€	235€
	Material Mantenimiento correctivo	A aportar por el cliente o previo aceptación de presupuesto	

Figura 3: Tarifas estandarizadas y asociadas para una instalación FV de 100 kW de potencia instalada. *Fuente: Alromar Energías del futuro.*

Para no arriesgarnos y estar seguros ante posibles fallos o costes de reparación costosos, es recomendable elegir una tarifa que cubra todo como es la tarifa de mantenimiento *premium* con seguro, cuyo coste es de **2.386,00 €/año**.

2.3.2 Pagos extraordinarios

No se contemplan debido a que, los componentes de la instalación tienen una vida útil garantizada de al menos 25 años de funcionamiento, por tanto no va a ver costes por sustitución o reposición de los elementos que integran la instalación fotovoltaica.

2.3.3 Cobros ordinarios

2.3.3.1 Costes evitados

El cobro ordinario en el caso de una instalación FV vendrá dado por el coste evitado de la factura eléctrica al implementar dicha instalación en régimen de autoconsumo en lugar de la red eléctrica convencional a la que está conectada.

Al disponer de datos tanto de la facturación eléctrica (consumo) del Edificio Aulario como de la variación del precio de la electricidad que viene reflejado en dichas facturas en €/kWh, podemos cuantificar de manera muy precisa el ahorro total por implementar la tecnología FV como uso y generación eléctrica en el periodo diurno de consumo.

Tabla 4: Costes anuales de la electricidad y variación del precio de la energía durante el período 2007-2017.

COSTE ELECTRICIDAD AULARIO		
Años	**Electricidad**	
2007	60.490,96	
2008	71.610,33	
2009	73.285,66	
2010	73.339,99	
2011	71.011,15	
2012	81.914,14	
2013	84.115,70	
2014	75.607,30	
2015	79.115,49	
2016	71.642,00	
2017	75.369,33	
MEDIA	**74.318,37**	**€/año**

PRECIO ANUAL ENERGÍA ELÉCTRICA		
Años	**€/kWh**	
2007	0,10579	
2008	0,11783	
2009	0,12369	
2010	0,12207	
2011	0,12444	
2012	0,13750	
2013	0,14365	
2014	0,13634	
2015	0,13287	
2016	0,13086	
2017	0,24534	
MEDIA	**0,13822**	**€/kWh**

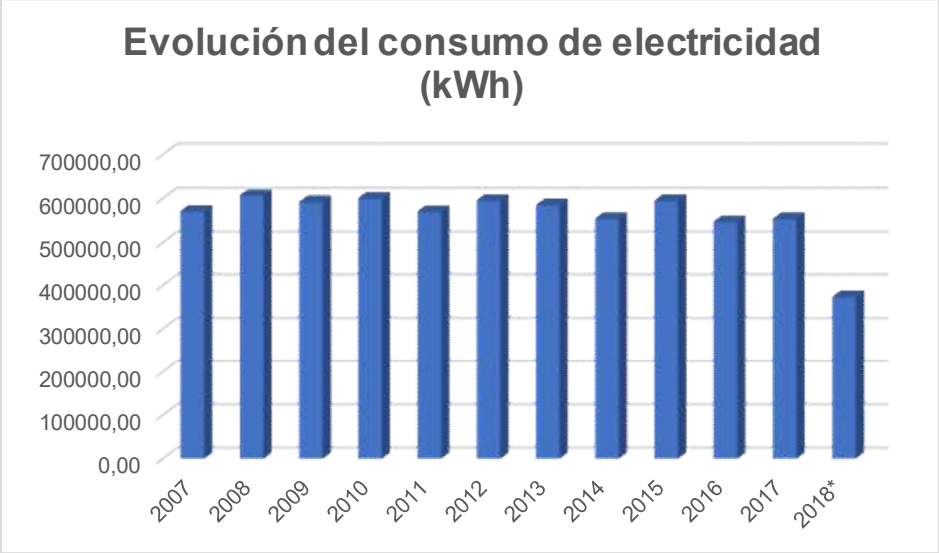


Figura 4: Evolución del consumo acumulado de electricidad en el Edificio Aulario.
Fuente: Oficina de Calidad Ambiental y Sostenibilidad UVa y elaboración propia.

***Para el año 2018 sólo se ha hecho la media desde el mes de Enero hasta el mes de Julio ya que no hay más datos disponibles por el momento.

Tabla 5: Producción FV de proyecto y consumos del Edificio Aulario.

Producción total de energía (Representa un 24,5 % del consumo acumulado)	**141.929,00 kWh/año (Dato PVSyst)**
Consumo medio anual (Consumo medio sin el acumulado por meses)	**47.007,93 kWh/año**
Consumo medio anual acumulado (Consumo anual acumulado por meses)	**579.709,06 kWh/año**

Teniendo en cuenta los datos de la tabla anterior el ahorro energético y por tanto el coste evitado en la facturación eléctrica del edificio Aulario es de:

579.709,06 – 141.929,00 = 437.780,06 kWh/año (Ahorro energético)

Teniendo en cuenta el promedio del precio de la electricidad:

(Actual) 579.709,06 kWh/año · 0,13822 €/kWh = **80.124,86 €/año**

(Reducción) 437.780,06 kWh/año · 0,13822 €/kWh = **60.508,05 €/año**

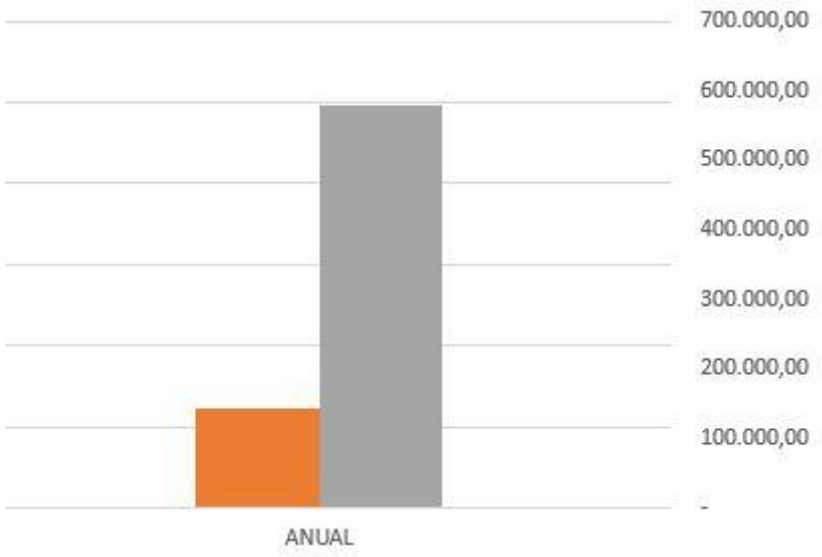


Figura 5: Comparativa entre el consumo del Aulario y la producción energética anual de la instalación FV.

Por ello el ahorro que se consigue es de **19.616,81 €/año (coste evitado de la factura).** *Este cobro ordinario puede reflejarse tanto en la casilla de cobro ordinario como en el flujo inicial sin proyecto con signo negativo, (-19.616,81 €/año).*

2.3.3.2 Créditos carbono

Ante las malas perspectivas de futuro en cuanto al aumento de la concentración de gases de efecto invernadero, como puede ser el dióxido de carbono (CO_2), ya existe desde hace más de 10 años un mercado sobre la cotización del carbono, es decir los llamados créditos carbono, donde se empieza a pagar a las industrias u otros entes contaminantes por el carbono evitado a la atmósfera, este mercado aún se encuentra poco desarrollado en España, pero en un futuro a corto plazo se impondrá como ya ocurre en otros países más contaminantes como los EE.UU y países industrializados de Europa y Lejano Oriente como Alemania, Gran Bretaña, Francia y Japón.

Incluso el valor que tiene actualmente se doblará debido a la demanda y las necesidades de las industrias más contaminantes de reestructurar sus enfoques ambientales hacía una economía baja en carbono.

Siguiendo con lo anterior y partiendo del Anejo IX "Memoria ambiental" se pudo saber cuantas toneladas de CO_2 se dejaban de emitir al año por usar la instalación FV.

El total de estas toneladas de CO_2 es de **54,65 t CO_2**

En la historia de todo el mercado desde 2007 se ha marcado un mínimo de 2,49 €/t un máximo de 29,85 €/t y un valor actual de **26,43 €/t**.

El precio medio en la década 2009-2019 (aún sujeta a cambios) es de 11,05 €/t

En vistas a que este valor como ya se ha comentado experimente una subida exponencial en la próxima década, nos vemos obligados a contar con los créditos carbono en este proyecto, para ayudar a la financiación del mismo.

Por tanto el cobro ordinario al precio actual será de:

54,65 t CO2 · 26,43 €/t = **1.444,40 €**
(Se hará efectivo a partir del sexto año de proyecto según la previsión de este mercado para España en el futuro)

Con todo ello el cobro ordinario total del proyecto asciende a:

19.616,81 € + 1.444,40 € = **21.061,21 €/año**
(Si añadimos los 19.616,81€ al cobro ordinario y no a la casilla de flujo inicial)

2.3.4 Cobros extraordinarios

2.3.4.1 Subvenciones futuras

Actualmente no existen ayudas al autoconsumo fotovoltaico conectado a red en la Comunidad autónoma de Castilla y León, pero esto va a cambiar el año, puesto que el Ente Regional de la ENergía (EREN) dependiente de la Consejería de Industria, turismo y comercio de la Junta de Castilla y León, va abrir al año que viene ayudas para incentivar el autoconsumo energético en cualquier actividad económica, bien sea industrial, agrícola y del sector terciario, estas ayudas constarán de una subvención de entre el 25-40% del pago de la inversión del proyecto de autoconsumo energético y dado que esta instalación se va a poner en marcha para el período 2019-2020, este tipo de ayuda estará abierta por lo tanto se puede solicitar, dadas las características del emplazamiento (centro docente Universitario) y la potencia de la instalación es de 99 kWp el porcentaje de ayuda será de un 33% del coste de proyecto.

Por tanto la subvención será de: **67.292,95 €**

Dicha subvención o ayuda puede reflejarse en el programa Valproin tanto en la entrada de subvenciones como en el cobro extraordinario del primer año de vida del proyecto.

En el supuesto nº3, la subvención alcanza la cifra de: **80.485,58 €**
(el 33% de 243.896,02 €)

2.3.4.2 Cobro extraordinarios por las instalaciones fotovoltaicas proyectadas

El cobro extraordinario por las instalaciones incluidas en el presupuesto tienen un valor residual al final de la vida del proyecto del 12% del valor inicial o precio de adquisición (V_0).

Tabla 6: Cobros extraordinarios de las instalaciones FV presupuestadas en este proyecto.

Instalación o equipo	Valor inicial***** o precio de adquisición (V_0) al inicio de proyecto (año 1)	Valor residual (Vr) al finalizar el proyecto (año 25)
Valor de la instalación de paneles solares en la cubierta diente de sierra	93.695,02 €	**11.243,40 €**
Valor de la instalación de vidrio FV en la cubierta de lucernarios	67.806,10****** €	**8.136,73 €**

*****Los valores son los correspondientes únicamente a la instalación de los módulos FV.

****** En el caso del vidrio FV el valor inicial es la suma del valor de instalación del proyecto anterior + el valor de instalación de la ampliación de la misma instalación en los lucernarios del Edificio A. (30.430,00 € + 37.376,10 €). (*Ver Documento nº5 "Presupuestos"*). **Sólo se contemplará su valor total en el supuesto nº3, para los otros dos supuestos tendrá un valor inicial de proyecto 37.376,10 € y residual al final del mismo de 4.485,13 €.**

Cobro extraordinario total debido a las instalaciones presupuestadas: 11.243,40 + 4.485,13 = **15.728,53 €** al finalizar el proyecto. (Supuestos nº1 y nº2)

Cobro extraordinario total debido a las instalaciones presupuestadas: 11.243,40 + 8.136,73 = **19.380,13 €** al finalizar el proyecto. (Supuesto nº3)

3. VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO

3.1 Introducción de datos de cálculo en *Valproin*

Utilizando el programa "*VALPROIN"*, se va a comprobar la rentabilidad de este proyecto.

Se propone una duración mínima de proyecto de 15 años, en el caso de que las mejoras tecnológicas que aporte el mercado en el futuro puedan ser aprovechadas en el caso de que sean más rentables para la Universidad de Valladolid que la instalación FV de este proyecto.

Para ello se va a realizar el análisis de viabilidad económica para tres supuestos o hipótesis más probables desde el punto de vista del proyectista:

1) financiación propia o autofinanciación
(haciendo una valoración comparativa entre con o sin subvención)

2) financiación propia (60%) / financiación ajena (40%) (Sin subvención)

Para ello se van a considerar una serie de parámetros económicos los cuales son:

- Inflación: 1,60 %
- Incremento de cobros: 2,69 %
- Incremento de pagos: 2,69 %
- Tasa de actualización: 3 %, en relación al interés de la compra en el Tesoro Público. (Debido a que el proyecto no tiene apenas riesgos como si ocurre en un proyecto agrario).

3) Financiación propia con subvención añadiendo el coste del presupuesto de la instalación de vidrio FV ya existente. (con subvención)
Este supuesto es interesante debido a que la universidad aún no ha terminado de pagar el coste de la instalación de vidrio FV pre-existente.

3.2 Indicadores de rentabilidad

- **VAN:** Es el valor actual neto, representa la ganancia neta generada por el proyecto. Se obtiene restando a la suma actualizada de las unidades monetarias que devuelve a la inversión, es decir los flujos de caja, las unidades monetarias que el inversor ha dado a la misma. Por lo tanto, es la suma de los flujos de caja actualizados menos la suma de los pagos de la inversión actualizados.

- **TIR:** Es la tasa interna de rendimiento, es el tipo de interés que resulta de percibir anualidades o flujos de caja, durante "n" años de vida del proyecto por invertir "K" unidades en el momento presente.

- **Relación Beneficio / Inversión:** Mide la ganancia neta que genera el proyecto por cada unidad monetaria invertida. Su cálculo se obtiene dividiendo el VAN entre el pago de la inversión (presupuesto). (Q =VAN / K)

- **PAY – BACK:** También denominado plazo de recuperación, es el número de años que transcurren desde el inicio del proyecto hasta que la suma de los cobros actualizados sea exactamente igual a la de los pagos actualizados.

3.3 Supuesto nº1: "Proyecto con financiación propia o autofinanciación"

3.3.1 Indicadores de rentabilidad

Tasa interna de rendimiento (TIR): 13,77 % (Superior a la tasa de actualización)

Para una tasa de actualización del 3 %, el valor actual neto (VAN) es de: 234.986,72 € (positivo y medianamente elevado).

La relación beneficio / inversión (VAN/Pago de la inversión) es de: 1,72.

El Pay – back o tiempo de recuperación es de 9 años. (El plazo de recuperación podría ser mejorable).

3.3.2 Flujos de caja en financiación propia

A continuación se mostrará la estructura de los flujos de caja (en unidades monetarias corrientes).

Tabla 7: Flujos de caja considerando financiación propia con subvención (supuesto nº1).

Año	COBROS (Incluida subvención inicial)		PAGOS (Incluida inversión)		FLUJOS		INCREMENTO DEL FLUJO
	Ordinarios	Extraordinarios	Ordinarios	Extraordinarios	Final	Inicial (Sin proyecto)	
0		67.292,95		203.918,02			-136.625,07
1			2.386,00	-	-2.386,00	-19.616,81	17.230,81
2			2.386,00	-	-2.386,00	-19.616,81	17.230,81
3			2.386,00	-	-2.386,00	-19.616,81	17.230,81
4			2.386,00	-	-2.386,00	-19.616,81	17.230,81
5			2.386,00	-	-2.386,00	-19.616,81	17.230,81
6	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
7	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
8	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
9	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
10	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
11	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
12	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
13	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
14	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
15	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
16	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
17	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
18	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
19	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
20	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
21	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
22	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
23	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
24	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
25	1.444,40	15.728,53	2.386,00	-	14.786,93	-19.616,81	34.403,74

3.3.3 Análisis de sensibilidad

- En el árbol de sensibilidad que se verá a continuación, se han tenido en cuenta varios posibles valores de los parámetros sujetos a oscilaciones.

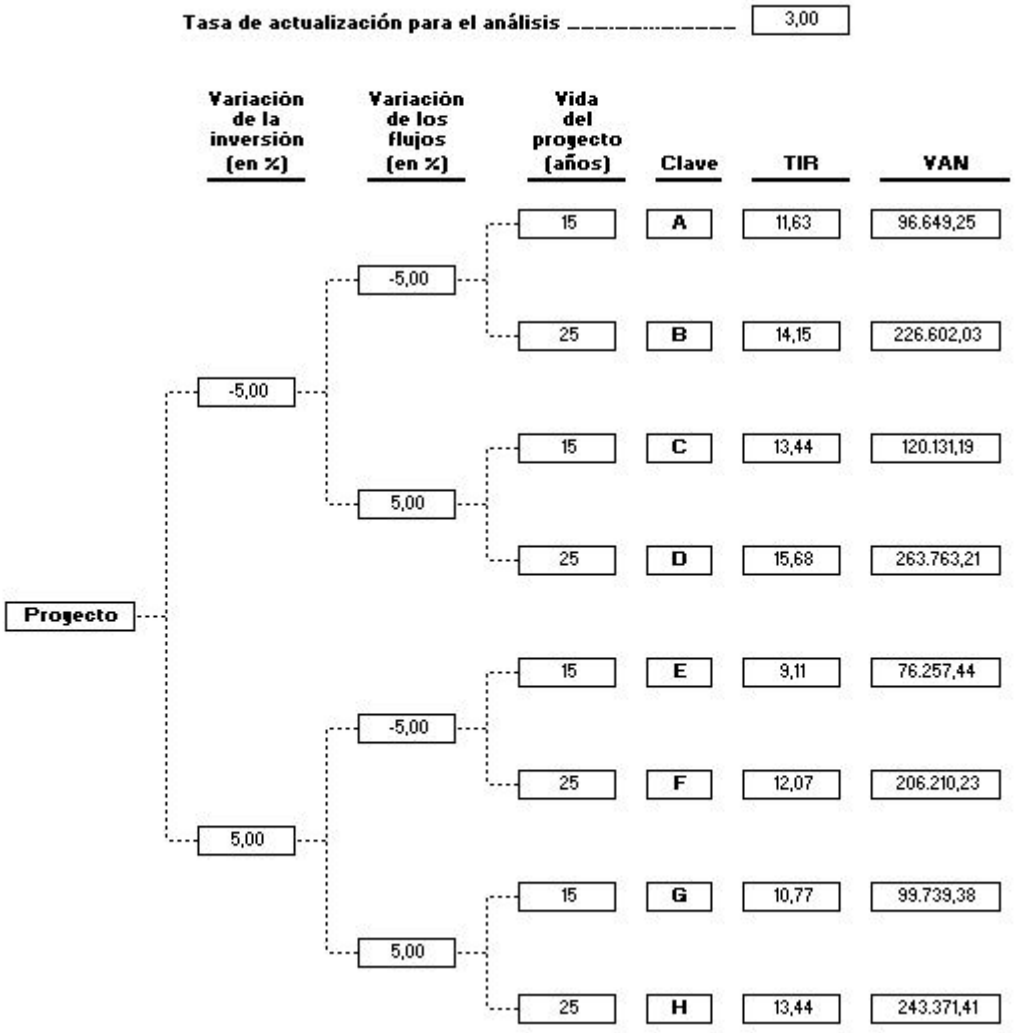
- Oscilaciones sobre las cantidades estimadas de pago de la inversión: se analizarán variaciones entre un - 5,00 % y un 5,00%.

- Las variaciones con respecto a los flujos de caja, se analizarán, también entre un -5,00% y un 5,00%.

- En cuanto a la vida del proyecto dentro del análisis de sensibilidad:

  - Duración mínima: 15 años

  - Duración máxima (vida total del proyecto): 25 años.



Clave	TIR
D	15,68
B	14,15
C	13,44
H	13,44
F	12,07
A	11,63
G	10,77
E	9,11

Clave	VAN
D	263.763,21
H	243.371,41
B	226.602,03
F	206.210,23
C	120.131,19
G	99.739,38
A	96.649,25
E	76.257,44

Figura 5: Resultados del análisis de sensibilidad con financiación propia.

En el peor de los casos (caso E), el VAN de 76.257,44 € sería bajo pero con un TIR con una cifra de 9,11 % lo que lo hace rentable de manera ajustada la inversión realizada en el proyecto, hasta en este peor caso.

En cambio, en el mejor de los casos (caso D), con un VAN de 263.763,21 € (cifra elevada) y un TIR del 15,68 % (algo más del doble de la tasa de actualización), sería muy rentable y bastante interesante para el promotor (Universidad de Valladolid) realizar la inversión del proyecto con fondos propios.

3.3.4 Resultados y gráficas

- Relación entre el VAN y la tasa de actualización:

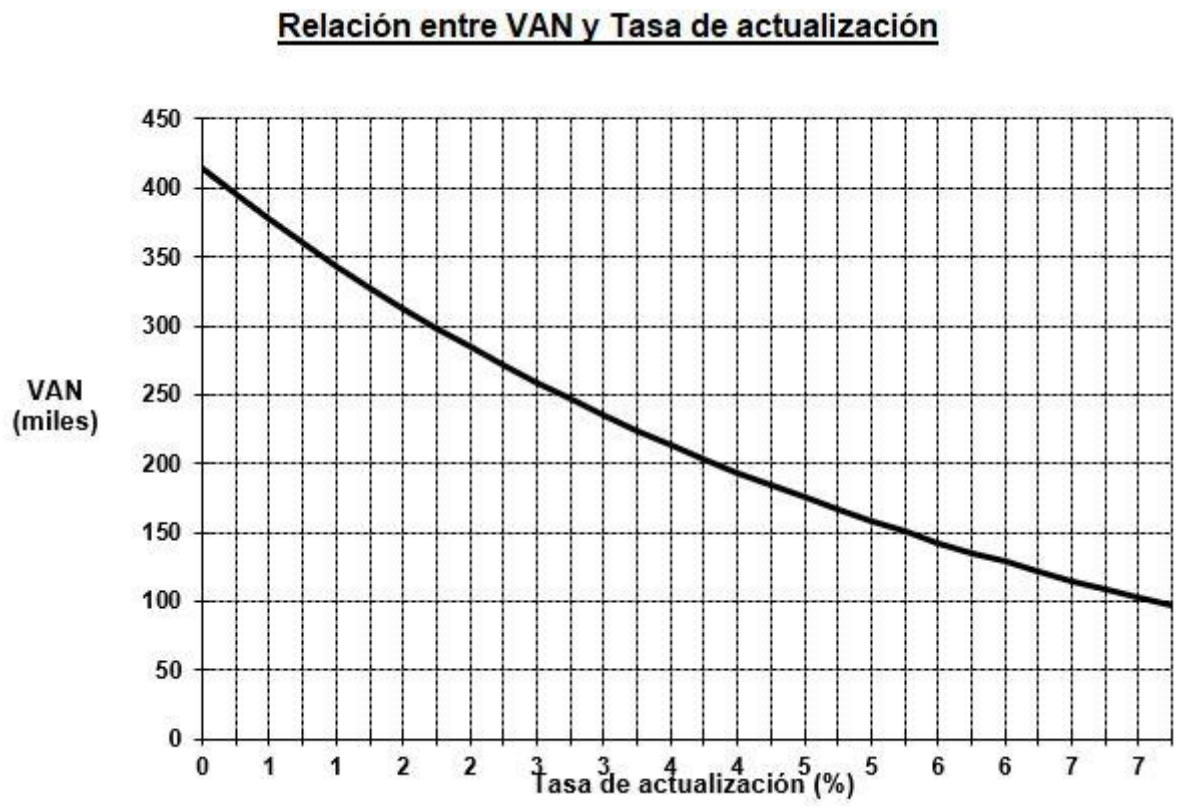


Figura 6: Gráfica que representa la relación entre el VAN (miles de €) y la tasa de actualización (%).

- Valor de los flujos (nominal y real) anuales:

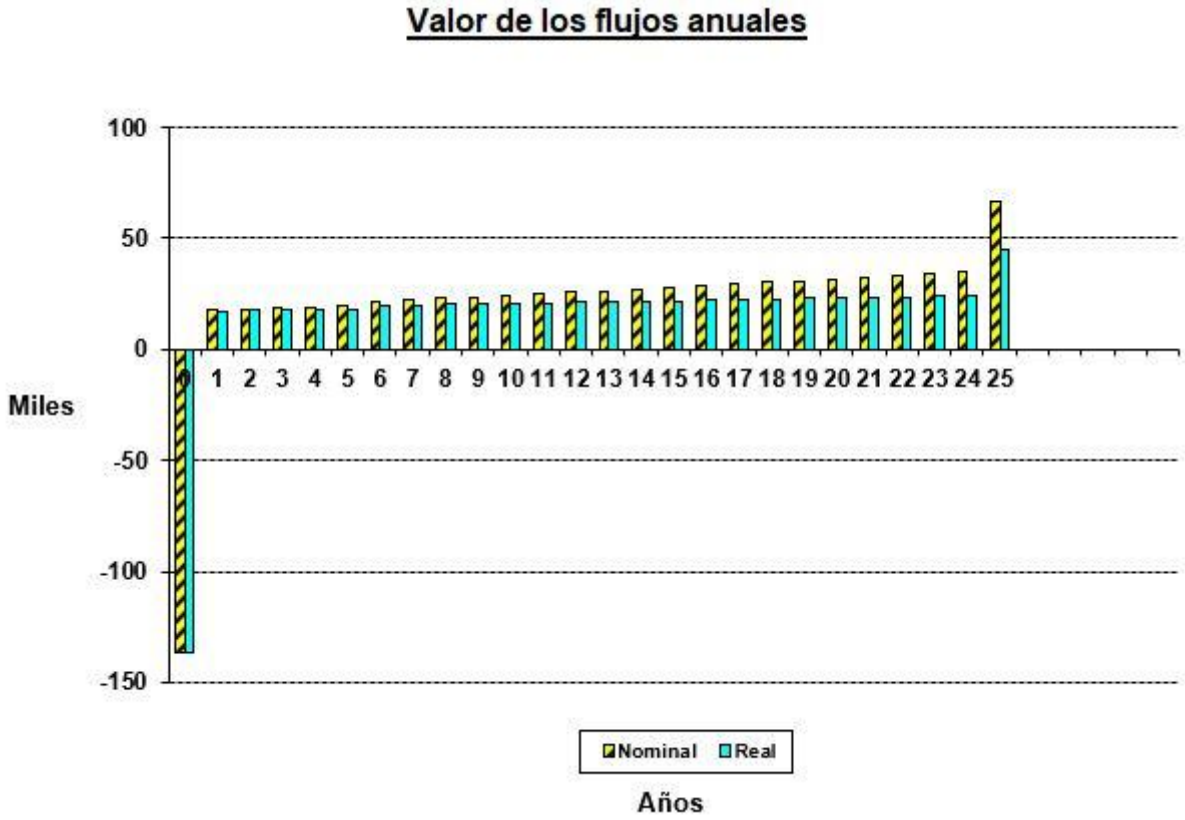


Figura 7: Valores nominal y real de los flujos anuales.

Valores arrojados sin subvención:

- *Tasa Interna de Rendimiento (TIR):* 8,71 % (Rentabilidad muy limitada)
- *VAN con una tasa de actualización del 3 %:* 167.693,77 € (Francamente mejorable)
- *La relación beneficio / inversión (VAN/Pago de la inversión) es de:* 0,82
- *Pay-back o tiempo de recuperación:* 13 años (si nos adherimos a la vida mínima del proyecto con 15 años, apenas recuperaríamos la inversión en este supuesto y no merecería la pena al promotor hacer tal inversión).

Con todos estos datos arrojados al promotor le interesaría en gran manera adherirse a las subvenciones programadas para el año 2020 en materia de autoconsumo, aunque el proyecto sin ellas le seguiría siendo rentable, debido a la ahorro en la factura eléctrica.

3.4 Supuesto nº2: "Financiación ajena el 40% y propia el 60%"

3.4.1 Indicadores de rentabilidad

La Universidad como institución puede pedir préstamos bancarios, aunque la mayoría de sus fondos depende del erario público. Por ello vamos a suponer una financiación ajena del 40% para el supuesto caso de que no se reciban subvenciones, (algo poco probable dadas las perspectivas de futuro), pero debemos asegurar los peores escenarios futuros para la viabilidad del proyecto.

Tasa interna de rendimiento (TIR): 10,60 % (Bastante superior a la tasa de actualización)

Para una tasa de actualización del 3 %, el valor actual neto (VAN) es de: 170.816,35 € (positivo aunque mejorable).

La relación beneficio / inversión (VAN/Pago de la inversión) es de: 1,40.

El Pay – back o tiempo de recuperación es de 13 años. (El plazo de recuperación se acortaría a la mitad de años si contamos con subvenciones).

En este supuesto se ha pedido un préstamo al banco por el 40% del pago de la inversión 81.567,21 € a un plazo de 10 años con un 4 % de interés y un período de carencia de 3 años.

3.4.2 Flujos de caja en financiación ajena (40%) y propia (60%)

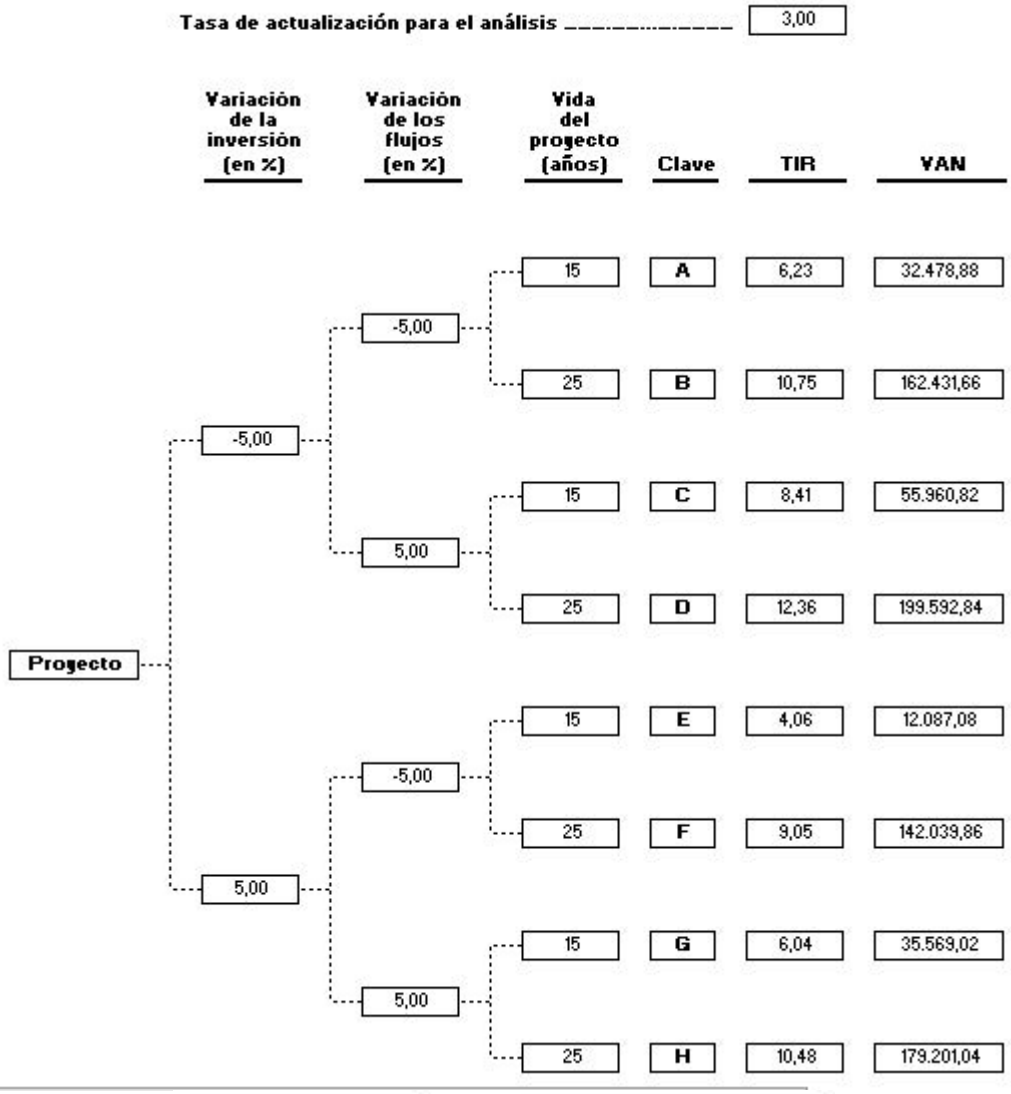
Tabla 8: Flujos de caja considerando el 40% de financiación ajena y propia del 60 % (supuesto nº2).

Año	COBROS (Sin subvención)		PAGOS (Incluida inversión)		FLUJOS		INCREMENTO DEL FLUJO
	Ordinarios	Extraordinarios	Ordinarios	Extraordinarios	Final	Inicial (Sin proyecto)	
0				203.918,02			-203.918,02
1			2.386,00	-	-2.386,00	-19.616,81	17.230,81
2			2.386,00	-	-2.386,00	-19.616,81	17.230,81
3			2.386,00	-	-2.386,00	-19.616,81	17.230,81
4			2.386,00	-	-2.386,00	-19.616,81	17.230,81
5			2.386,00	-	-2.386,00	-19.616,81	17.230,81
6	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
7	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
8	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
9	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
10	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
11	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
12	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
13	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
14	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
15	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
16	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
17	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
18	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
19	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
20	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
21	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
22	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
23	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
24	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
25	1.444,40	15.728,53	2.386,00	-	14.786,93	-19.616,81	34.403,74

3.4.3 Análisis de sensibilidad

- Oscilaciones sobre las cantidades estimadas de pago de la inversión: se analizarán variaciones entre un - 5,00 % y un 5,00%.
- Las variaciones con respecto a los flujos de caja, se analizarán, también entre un -5,00% y un 5,00%.

- En cuanto a la vida del proyecto dentro del análisis de sensibilidad:
  - Duración mínima: 15 años
  - Duración máxima (vida total del proyecto): 25 años



Clave	TIR
D	12,36
B	10,75
H	10,48
F	9,05
C	8,41
A	6,23
G	6,04
E	4,06

Clave	VAN
D	199.592,84
H	179.201,04
B	162.431,66
F	142.039,86
C	55.960,82
G	35.569,02
A	32.478,88
E	12.087,08

Figura 8: Resultados del análisis de sensibilidad con financiación ajena del 40% y propia del 60%.

En el peor de los casos (caso E) las cifras VAN saldrían positivas y el TIR se situaría un poco por encima de la tasa de actualización del 3 %, por tanto, al promotor no le interesaría invertir debido a que el beneficio que saca es prácticamente lo que ha invertido. Sin embargo en el mejor de los casos (caso D) sale una TIR del 12,36 % por tanto en este supuesto el proyecto sería altamente rentable.

3.4.4 Resultados y gráficas

- Relación entre el VAN y la tasa de actualización:

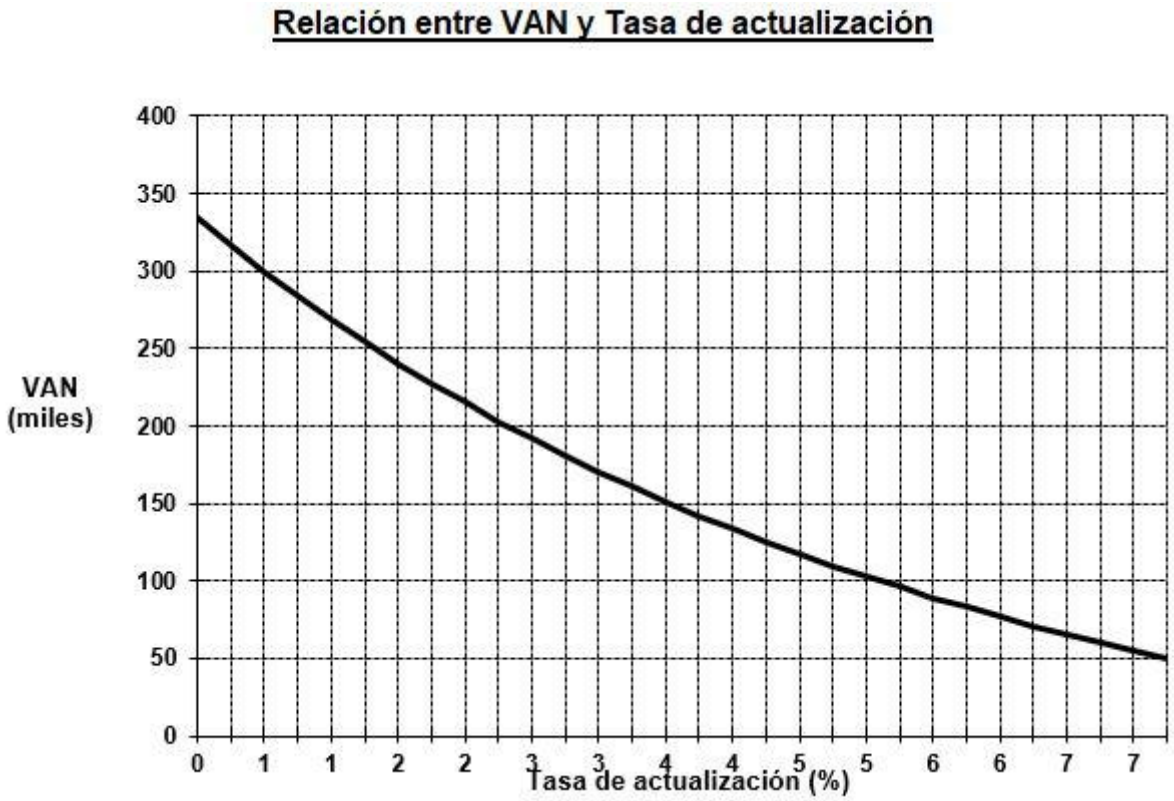


Figura 9: Gráfica que representa la relación entre el VAN (miles de €) y la tasa de actualización (%).

- Valor de los flujos (nominal y real) anuales:

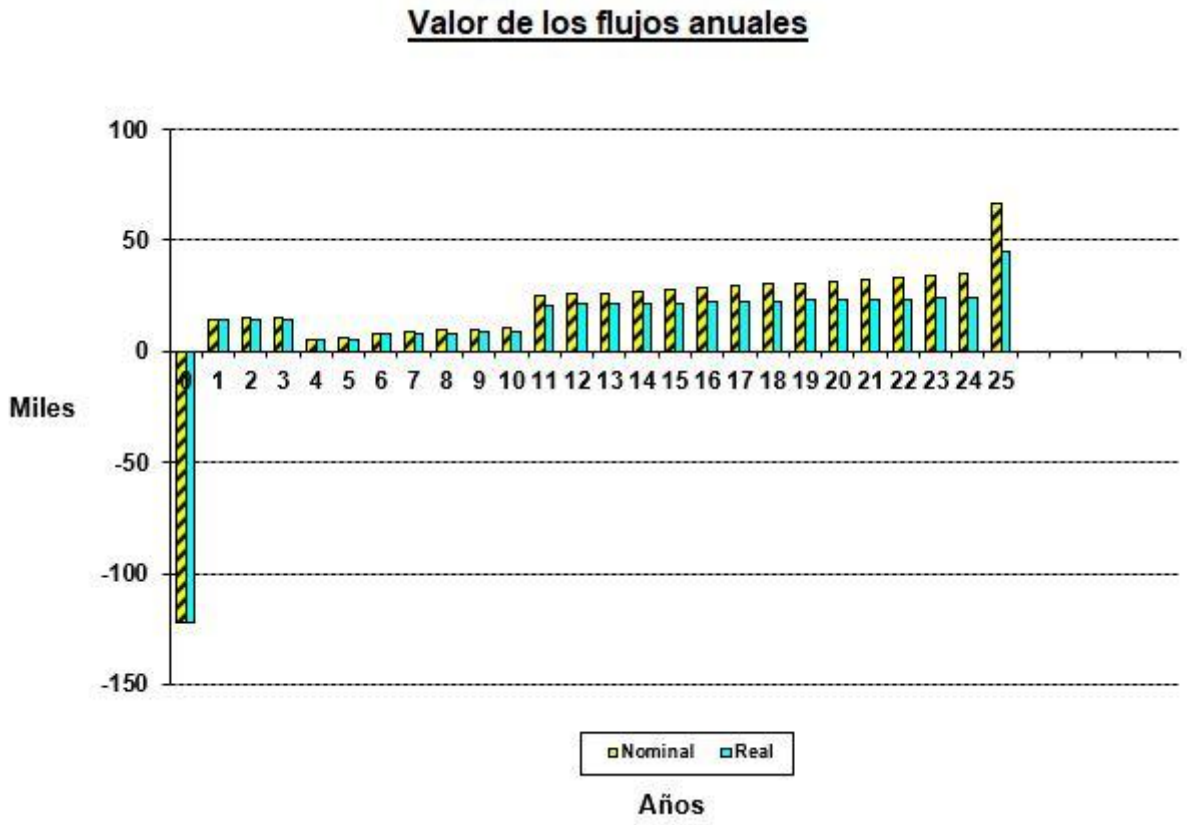


Figura 10: Valores nominal y real de los flujos anuales.

3.5 Supuesto nº3: "Proyecto con financiación propia con subvención añadiendo el coste del presupuesto de la instalación de Vidrio FV ya existente"

3.5.1 Indicadores de rentabilidad

Tasa interna de rendimiento (TIR): 11,37 % (Superior a la tasa de actualización)

Para una tasa de actualización del 3 %, el valor actual neto (VAN) es de: 210.478,61 € (positivo y medianamente elevado).

La relación beneficio / inversión (VAN/Pago de la inversión) es de: 1,29.

El Pay – back o tiempo de recuperación es de 11 años. (El plazo de recuperación podría ser mejorable).

3.5.2 Flujos de caja en el supuesto nº3

A continuación se mostrará la estructura de los flujos de caja (en unidades monetarias corrientes).

Tabla 9: Flujos de caja considerando financiación propia con subvención más el costo añadido de la instalación de vidrio FV ya existente pero no legalizada. (supuesto nº3).

Año	COBROS (Incluida subvención inicial)		PAGOS (Incluida inversión)		FLUJOS		INCREMENTO DEL FLUJO
	Ordinarios	Extraordinarios	Ordinarios	Extraordinarios	Final	Inicial (Sin proyecto)	
0		80.485,68		243.896,02			-163.410,34
1			2.386,00	-	-2.386,00	-19.616,81	17.230,81
2			2.386,00	-	-2.386,00	-19.616,81	17.230,81
3			2.386,00	-	-2.386,00	-19.616,81	17.230,81
4			2.386,00	-	-2.386,00	-19.616,81	17.230,81
5			2.386,00	-	-2.386,00	-19.616,81	17.230,81
6	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
7	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
8	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
9	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
10	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
11	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
12	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
13	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
14	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
15	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
16	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
17	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
18	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
19	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
20	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
21	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
22	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
23	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
24	1.444,40		2.386,00	-	-941,60	-19.616,81	18.675,21
25	1.444,40	19.380,13	2.386,00	-	18.438,53	-19.616,81	38.055,34

3.5.3 Análisis de sensibilidad

- En el árbol de sensibilidad que se verá a continuación, se han tenido en cuenta varios posibles valores de los parámetros sujetos a oscilaciones.

- Oscilaciones sobre las cantidades estimadas de pago de la inversión: se analizarán variaciones entre un - 5,00 % y un 5,00%.

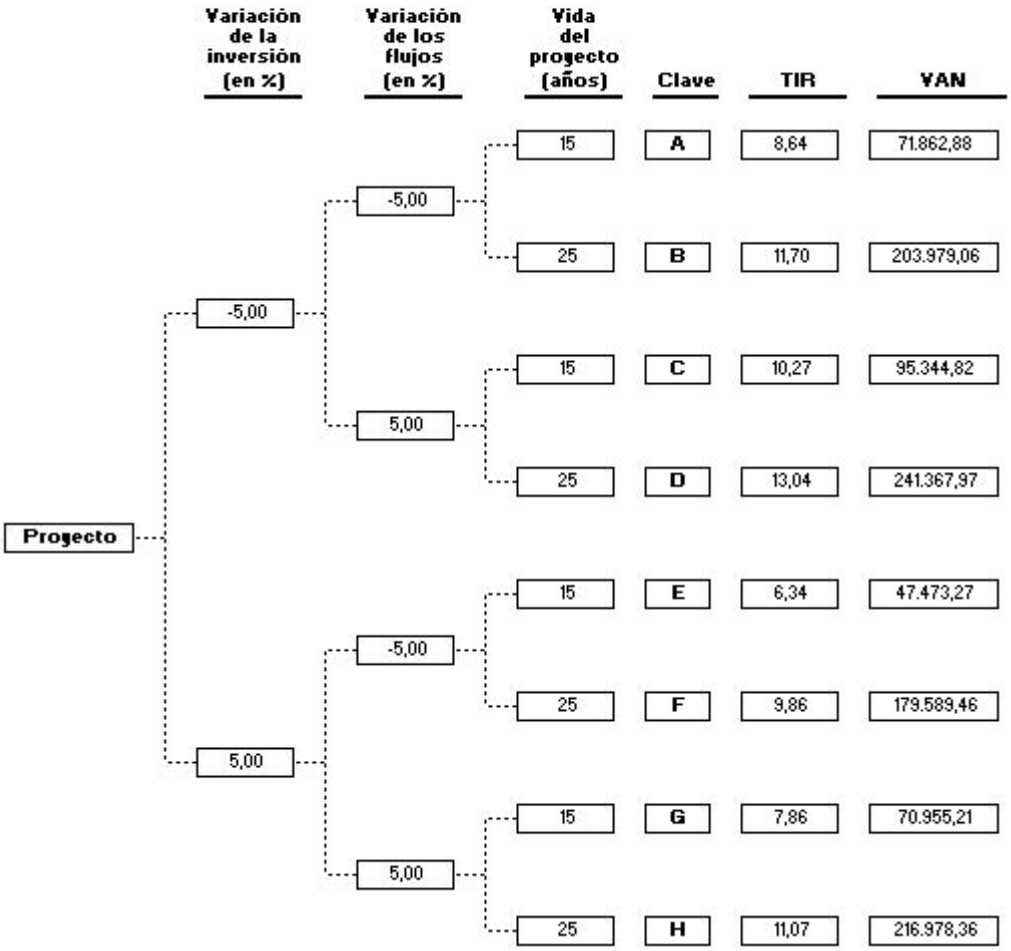
- Las variaciones con respecto a los flujos de caja, se analizarán, también entre un -5,00% y un 5,00%.

- En cuanto a la vida del proyecto dentro del análisis de sensibilidad:

  - Duración mínima: 15 años

  - Duración máxima (vida total del proyecto): 25 años.

Tasa de actualización para el análisis 3,00



Clave	TIR
D	13,04
B	11,70
H	11,07
C	10,27
F	9,86
A	8,64
G	7,86
E	6,34

Clave	VAN
D	241.367,97
H	216.978,36
B	203.979,06
F	179.589,46
C	95.344,82
A	71.862,88
G	70.955,21
E	47.473,27

Figura 11: Resultados del análisis de sensibilidad con financiación propia.

En el peor de los casos (caso E), el VAN de 47.473,27 € bajo y con un TIR de 6,34 % bajo pero rentable de manera ajustada la inversión realizada en el proyecto.

Por el contrario, en el mejor de los casos (caso D), con un VAN de 241.367,97 € (cifra elevada) y un TIR del 13,04 % (algo más del doble de la tasa de actualización), sería una cifra que se asemejaría bastante a la rentabilidad de este tipo de proyectos y podría resultar interesante para el promotor (Universidad de Valladolid) realizar la inversión.

3.5.4 Resultados y gráficas

- Relación entre el VAN y la tasa de actualización:

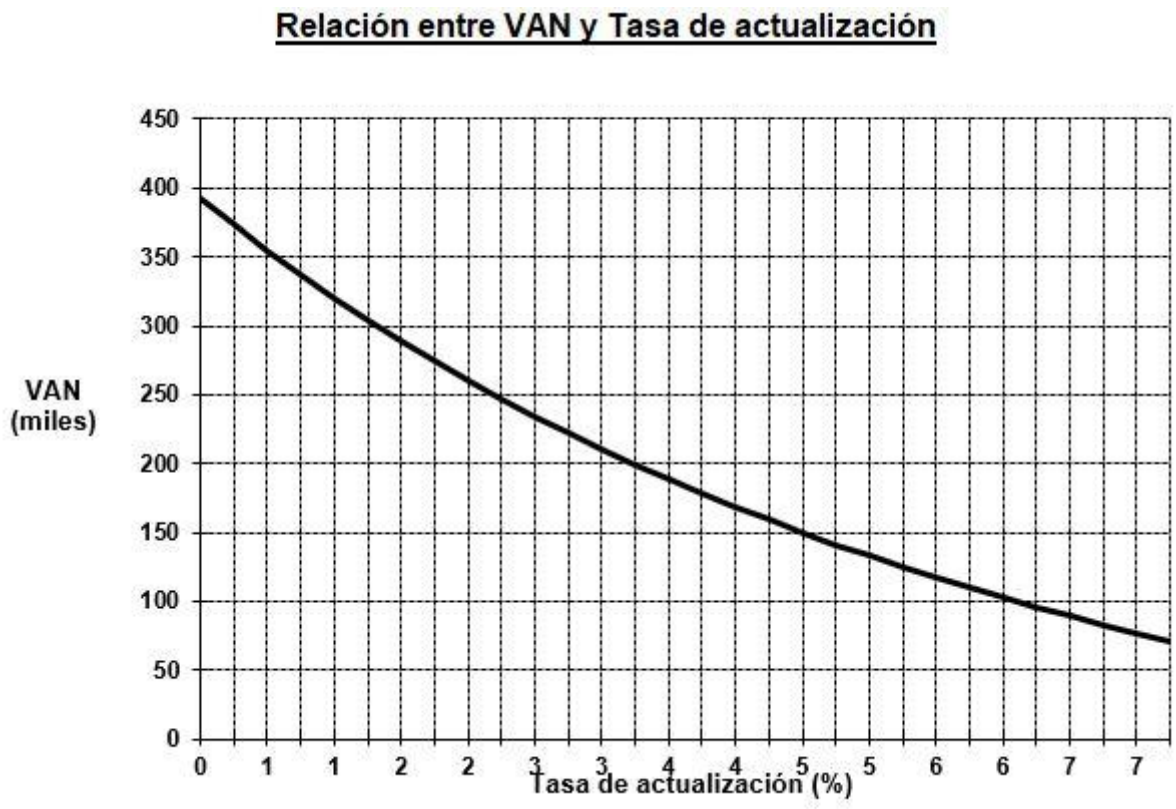


Figura 12: Gráfica que representa la relación entre el VAN (miles de €) y la tasa de actualización (%).

- Valor de los flujos (nominal y real) anuales:

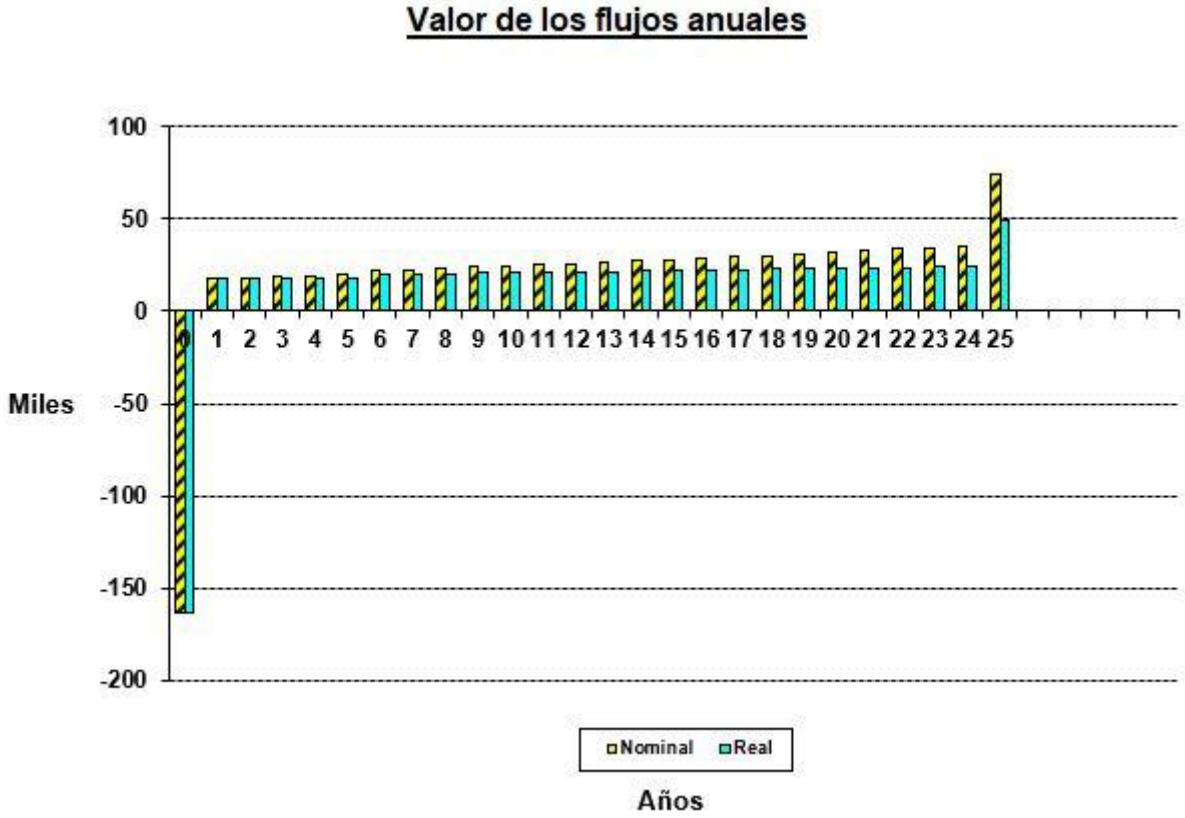


Figura 13: Valores nominal y real de los flujos anuales.

4. CONCLUSIONES FINALES

- A la vista de los datos arrojados por los tres supuestos de estudio explicados de manera detallada anteriormente mediante el programa VALPROIN, el supuesto de estudio más indicado para que el promotor realice la inversión es el primero "Supuesto con financiación propia o autofinanciación" (***TIR:13,77 %, plazo de recuperación de la inversión 9 años***).

- No es común que la Universidad pida préstamos bancarios ya que se trata de una institución pública y su balance de cuentas gasto/ingresos depende en gran medida de la liquidez que le aporta el Estado, por ello si la Universidad se animara a pedir el préstamo, la mejor situación o supuesto sería este si le añadiésemos la subvención futura. Ya que los indicadores económicos que arroja esta opción la hacen muy interesante como se puede ver a continuación:

- *Tasa Interna de Rendimiento (TIR):* 21,15 % (Rentabilidad muy elevada)

- *VAN con una tasa de actualización del 3 %:* 206.616,05 € (Excelente)

- *La relación beneficio / inversión (VAN/Pago de la inversión) es de:* 3,75 (Formidable)

- *Pay-back o tiempo de recuperación:* 6 años (lo que hace verdaderamente interesante este supuesto para el promotor, mereciéndole la pena realizar tal inversión).

- En cuanto al supuesto nº3 la Universidad ya ha pagado más del 75% del pago de la inversión del proyecto anterior y por tanto no es necesario que haga los dos pagos a la vez aunque es interesante para el hipotético caso en el que se retrasara en el pago, y se le juntarán ambos pagos de inversión referidos a la instalación FV tanto existente como la proyectada.

Universidad de Valladolid
Campus de Palencia

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIERÍAS AGRARIAS

Máster Universitario en Ingeniería Agronómica

Proyecto de instalación fotovoltaica conectada a red en el Aulario del Campus Universitario “La Yutera” de Palencia

DOCUMENTO Nº2 PLANOS

Alumno: Alberto del Bosque Gallego

Tutor: Luis Manuel Navas Gracia

Septiembre de 2019

☐ Copia para el tutor/a

DOCUMENTO 2.

PLANOS

ÍNDICE DE PLANOS

01. Plano de situación

02. Plano de emplazamiento

03. Plano de parcela: situación actual y estado de reforma

04. Plano de planta general de la instalación

05.1 Plano de ruta del cableado: planta de cubiertas

05.1.1 Plano de detalle del cableado cubierta A1

05.1.2 Plano de detalle del cableado cubierta A2

05.1.3 Plano de detalle del cableado cubierta A3

05.2 Plano de ruta del cableado: planta primera

05.3 Plano de ruta del cableado: planta baja

06. Plano de definición de los módulos fotovoltaicos

07. Plano de estructura de soporte de paneles

08. Plano de detalles de los transformadores

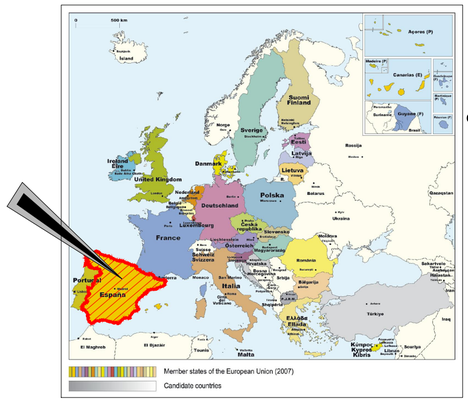
09. Esquema de la instalación de los paneles fotovoltaicos

10. Esquema de la instalación de los vidrios fotovoltaicos

11. Diagrama unifilar de la instalación situada en los dientes de sierra

12. Diagrama unifilar de la instalación situada en los lucernarios

13. Plano de montaje de líneas de vida



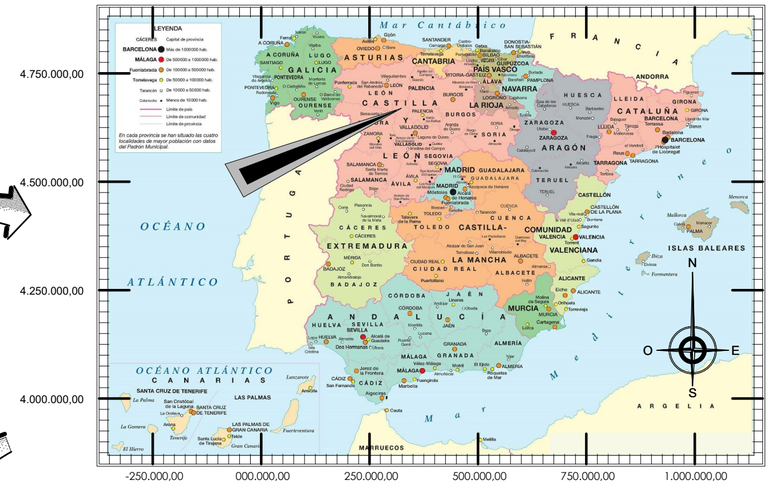
(Croquis)

Proyección: UTM - Huso 30N
División Geográfica: Unión Europea
Sistema de referencia cartográfica: ETRS89

0 800 400 1200 Km

PLANO DE SITUACIÓN A NIVEL COMUNITARIO

Escala 1 : 50 000 000



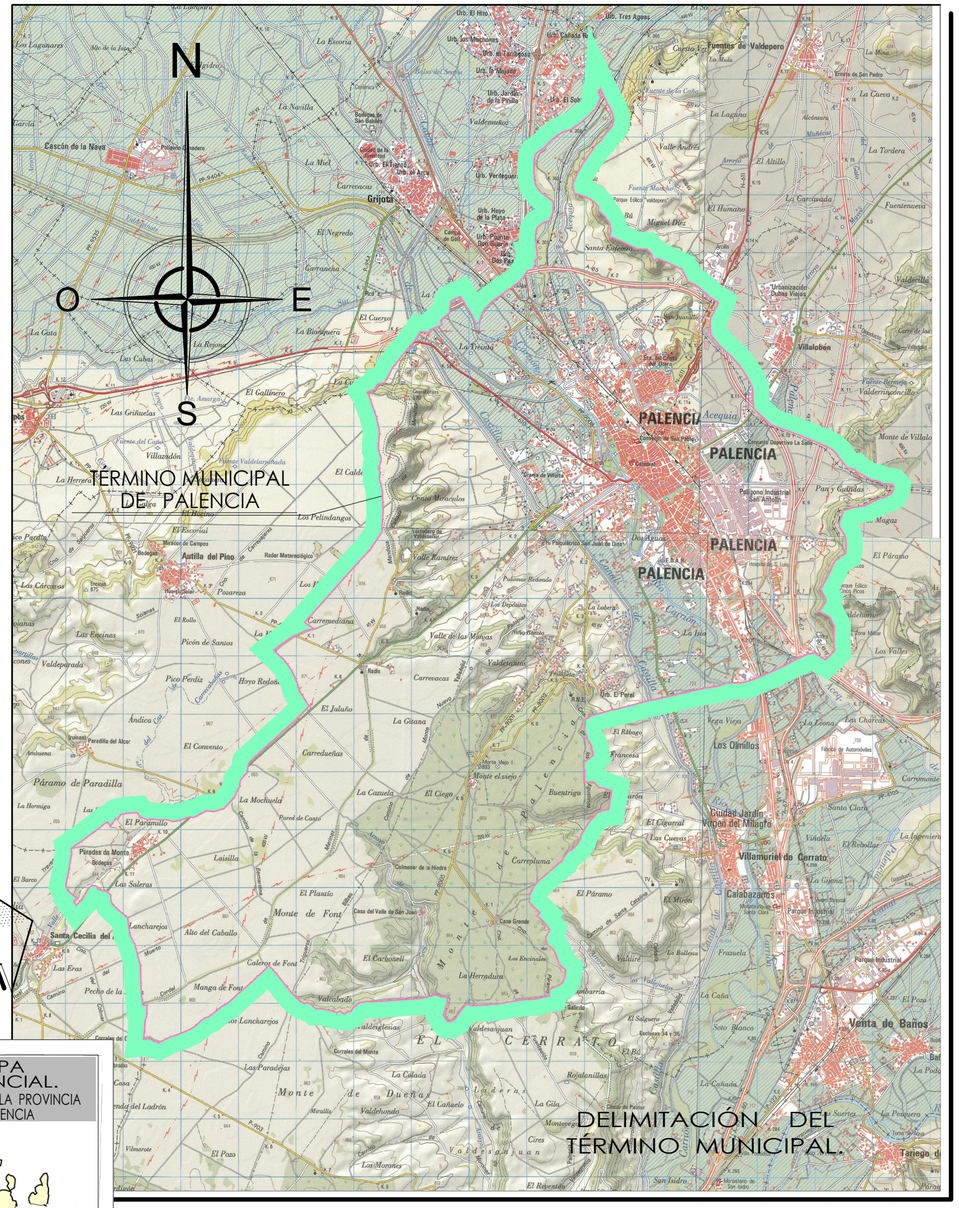
(Croquis)

Proyección: UTM - Huso 30N
División Geográfica: Comunidades Autónomas
Sistema de referencia cartográfica: ETRS89

0 250 500 Km

PLANO DE SITUACIÓN A NIVEL NACIONAL

Escala 1 : 10 000 000

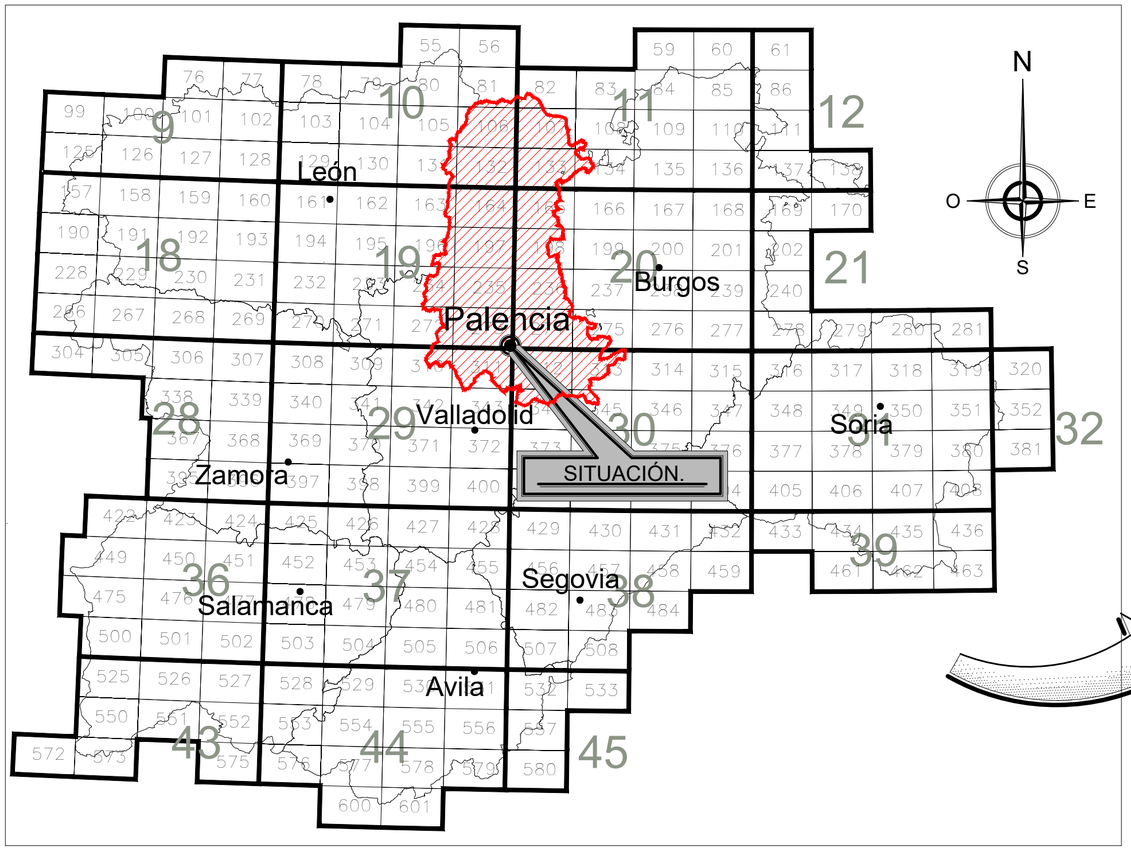


PLANO DE SITUACIÓN A NIVEL REGIONAL

Escala 1 : 2 000 000
(Croquis)

Proyección: UTM - Huso 30N
División Geográfica: Provincias Castilla y León
Sistema de referencia cartográfica: ETRS89

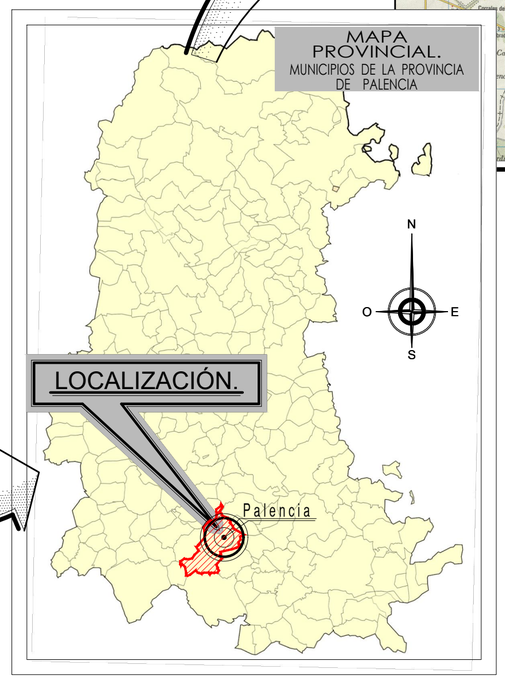
0 50 100 150 Km



PLANO DE SITUACIÓN A NIVEL PROVINCIAL

Escala 1 : 1 000 000

0 10 20 30 40 50 Km



Proyección: UTM - Huso 30N
Sistema de referencia cartográfica: ETRS89

0 1 2 3 Km

PLANO DE SITUACIÓN A NIVEL MUNICIPAL

Escala 1 : 75 000

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍAS AGRARIAS (PALENCIA)

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED EN EL AULARIO DEL CAMPUS UNIVERSITARIO "LA YUTERA" DE PALENCIA.
TÍTULO DEL PROYECTO

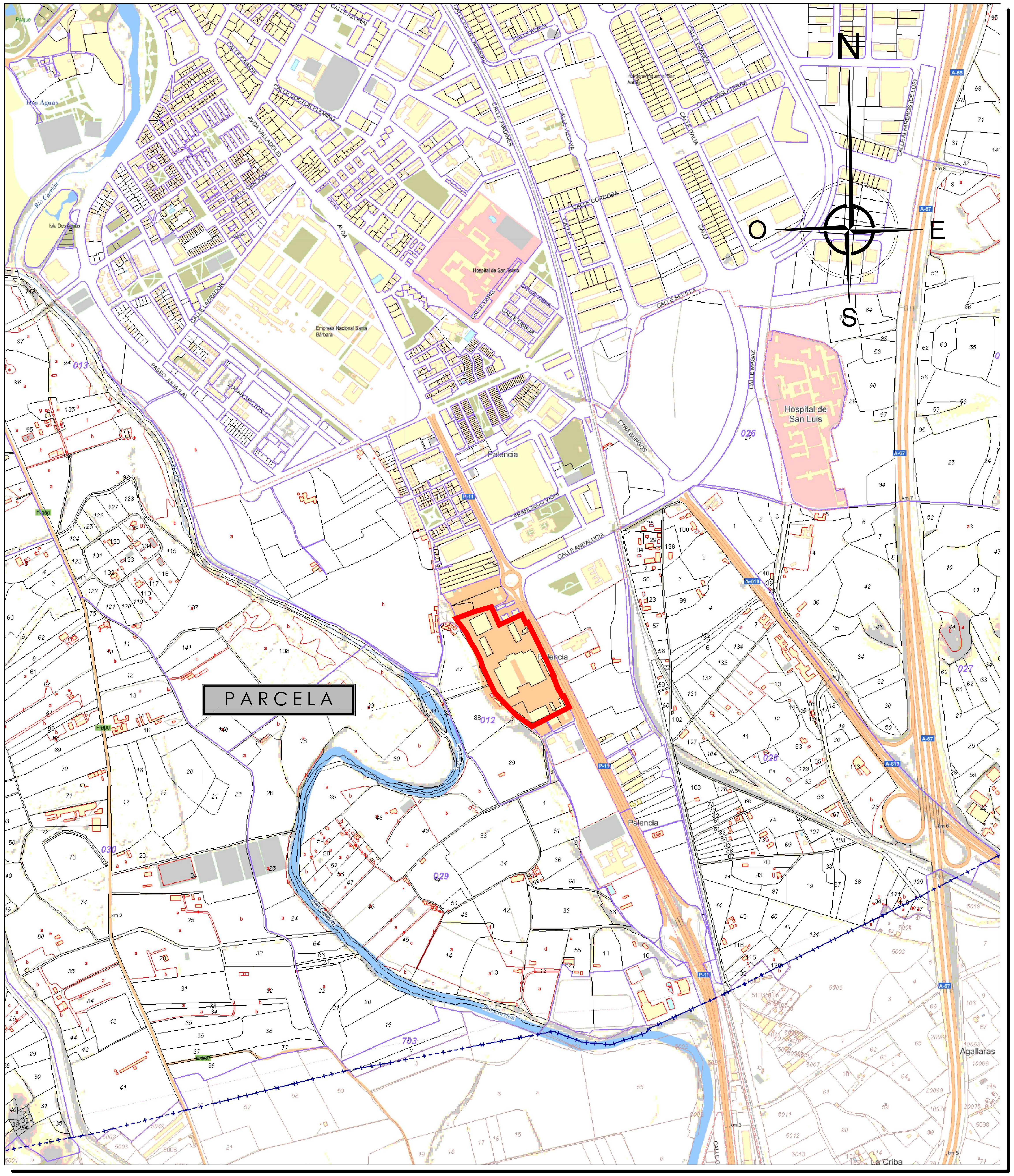
PLANO DE SITUACIÓN
TÍTULO DEL PLANO

NÚMERO 01/13
ESCALA Varias

Universidad de Valladolid
PROMOTOR

PALENCIA (Palencia)
EMPLAZAMIENTO

Titulación: Master Universitario en Ingeniería Agronómica
Alumno/a: ALBERTO DEL BOSQUE GALLEGO
Fecha: En Palencia, a 3 de septiembre de 2019
FIRMA Y FECHA



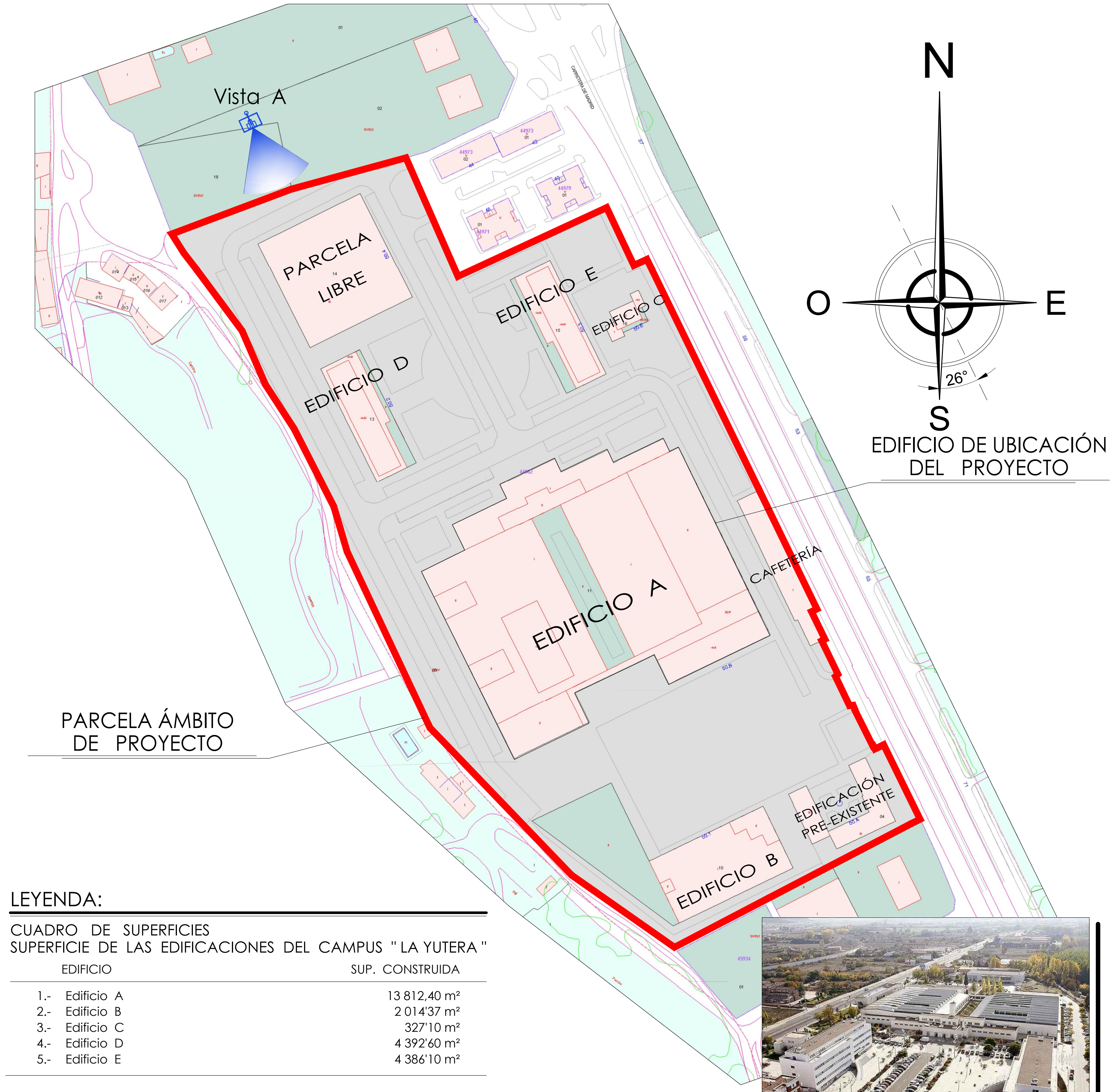
Proyección: UTM - Huso 30N
Sistema de referencia cartográfica: ETRS89

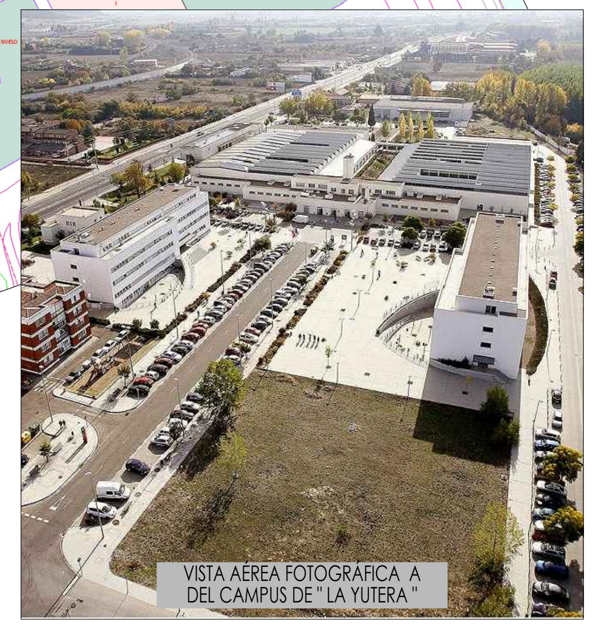
PLANO DE LOCALIZACIÓN: SITUACIÓN A NIVEL CATASTRAL

Escala 1 : 10 000

0 1 2 Km

SUPERFICIE DE LA PARCELA
36 990,00 m²





LEYENDA:

CUADRO DE SUPERFICIES
SUPERFICIE DE LAS EDIFICACIONES DEL CAMPUS " LA YUTERA "

EDIFICIO	SUP. CONSTRUIDA
1.- Edificio A	13 812,40 m²
2.- Edificio B	2 014'37 m²
3.- Edificio C	327'10 m²
4.- Edificio D	4 392'60 m²
5.- Edificio E	4 386'10 m²

SUPERFICIE CONSTRUIDA TOTAL: 24 932'57 m²

PLANO DE EMPLAZAMIENTO: SITUACIÓN DE LA PARCELA

Escala 1 : 2 000

Proyección: UTM - Huso 30N
Sistema de referencia cartográfica: ETRS89

0 50 100 150 m

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍAS AGRARIAS (PALENCIA)

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED EN EL AULARIO DEL CAMPUS UNIVERSITARIO " LA YUTERA " DE PALENCIA.
TÍTULO DEL PROYECTO

PLANO DE EMPLAZAMIENTO
TÍTULO DEL PLANO

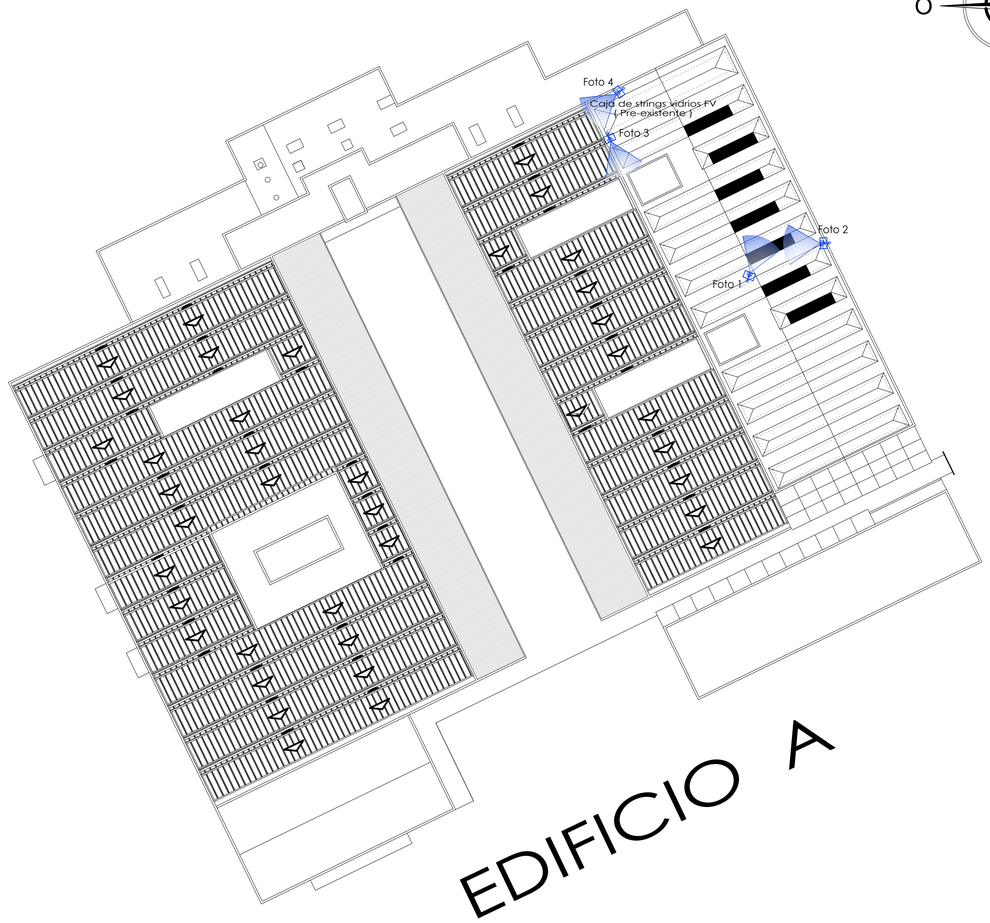
NÚMERO 02/13
ESCALA Varias

UVa Universidad de Valladolid
PROMOTOR

PALENCIA (Palencia)
EMPLAZAMIENTO

Titulación: Master Universitario en Ingeniería Agronómica
Alumno/a: ALBERTO DEL BOSQUE GALLEGO
Fecha: En Palencia, a 3 de septiembre de 2019
FIRMA Y FECHA

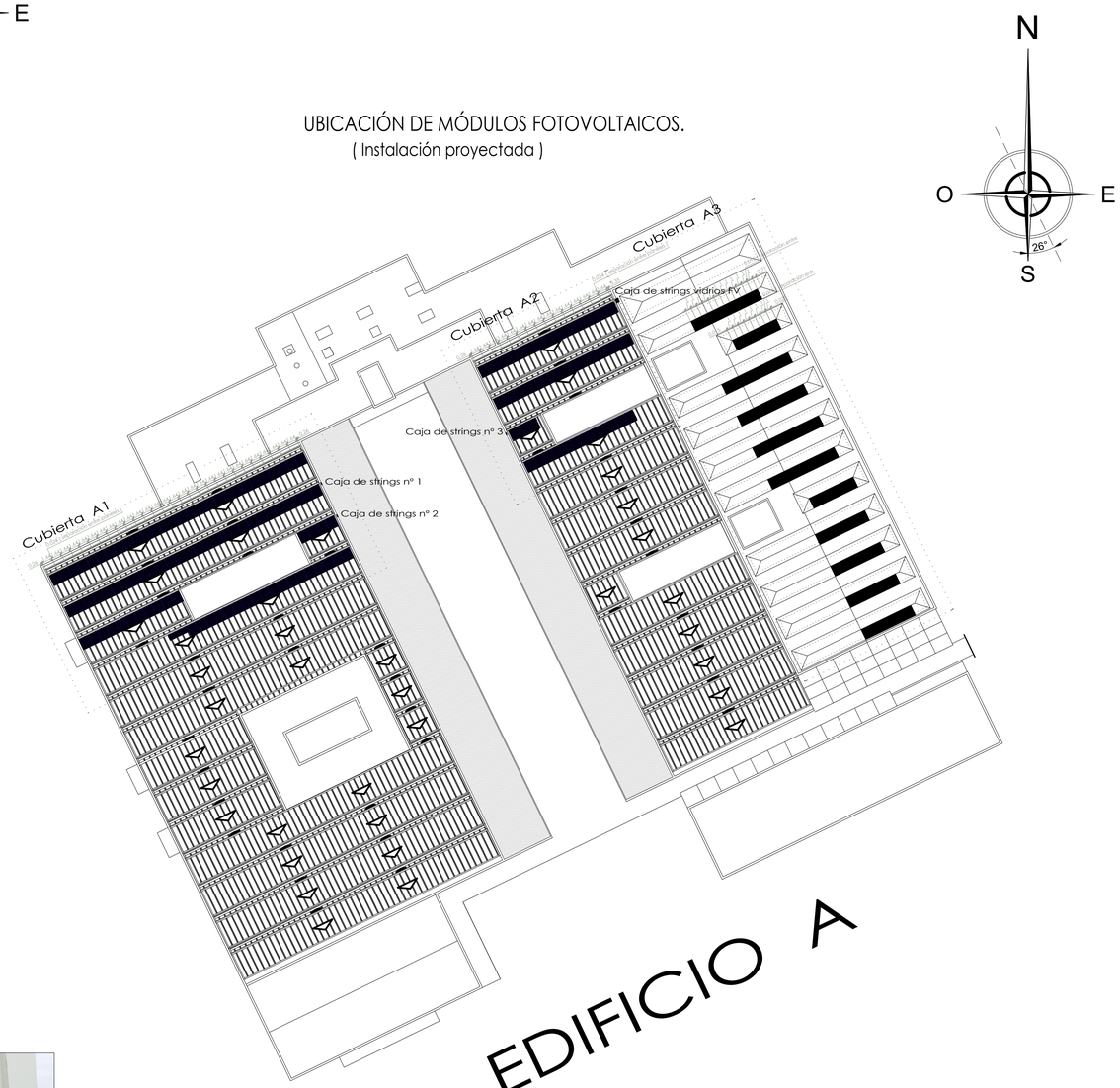
UBICACIÓN DE VIDRIOS FOTOVOLTAICOS.
(Instalación pre-existente)



PLANO DE PARCELA: Estado actual
Escala 1 : 500

PARCELA : Estado actual.
SUP. PARCELA 36 990,00 m².
SUP. EDIFICIO A 13 812,40 m².

UBICACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.
(Instalación proyectada)



PLANO DE PARCELA: Estado de reforma
Escala 1 : 500

Foto 1

Foto 2

Foto 3

Foto 4

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍAS AGRARIAS (PALENCIA)

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED EN EL AULARIO DEL CAMPUS UNIVERSITARIO "LA YUTERA" DE PALENCIA.
TÍTULO DEL PROYECTO

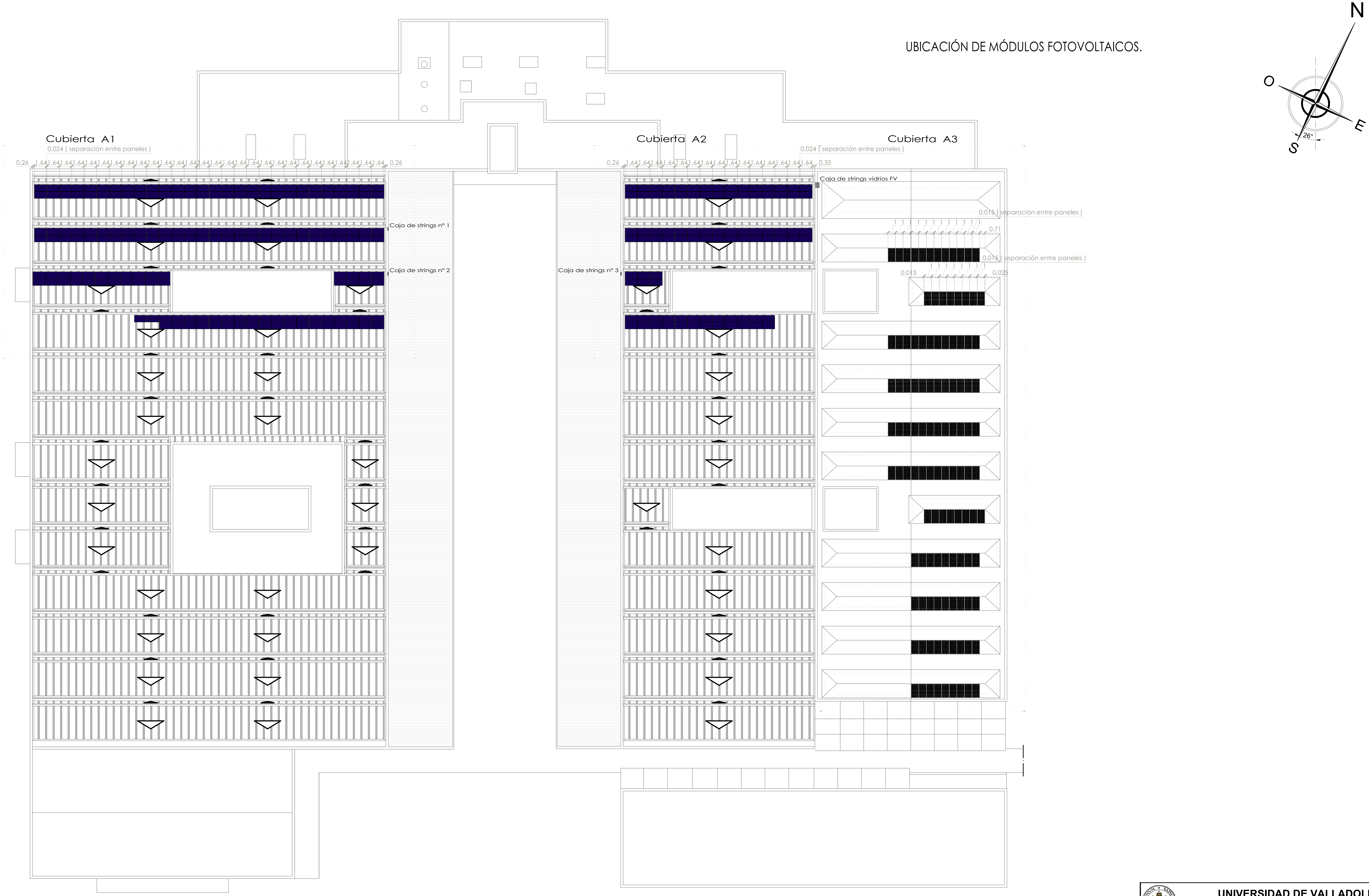
PLANO DE PARCELA:
Situación actual y estado de reforma
TÍTULO DEL PLANO

NÚMERO 03/13
ESCALA 1 : 500

PROMOTOR Universidad de Valladolid

EMPLAZAMIENTO PALENCIA (Palencia)

Titulación: Master Universitario en Ingeniería Agronómica
Alumno/a: ALBERTO DEL BOSQUE GALLEGO
Fecha: En Palencia, a 3 de septiembre de 2019
FIRMA Y FECHA



PLANO DE PLANTA GENERAL DE LA INSTALACIÓN

Escala 1 : 250

Cotas en metros

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍAS AGRARIAS (PALENCIA)

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED EN EL AULARIO DEL CAMPUS UNIVERSITARIO "LA YUTERA" DE PALENCIA.

TÍTULO DEL PROYECTO

PLANO DE PLANTA GENERAL DE LA INSTALACIÓN

TÍTULO DEL PLANO

NÚMERO 04/13

ESCALA 1 : 250

UVa Universidad de Valladolid

PROMOTOR

PALENCIA (Palencia)

EMPLAZAMIENTO

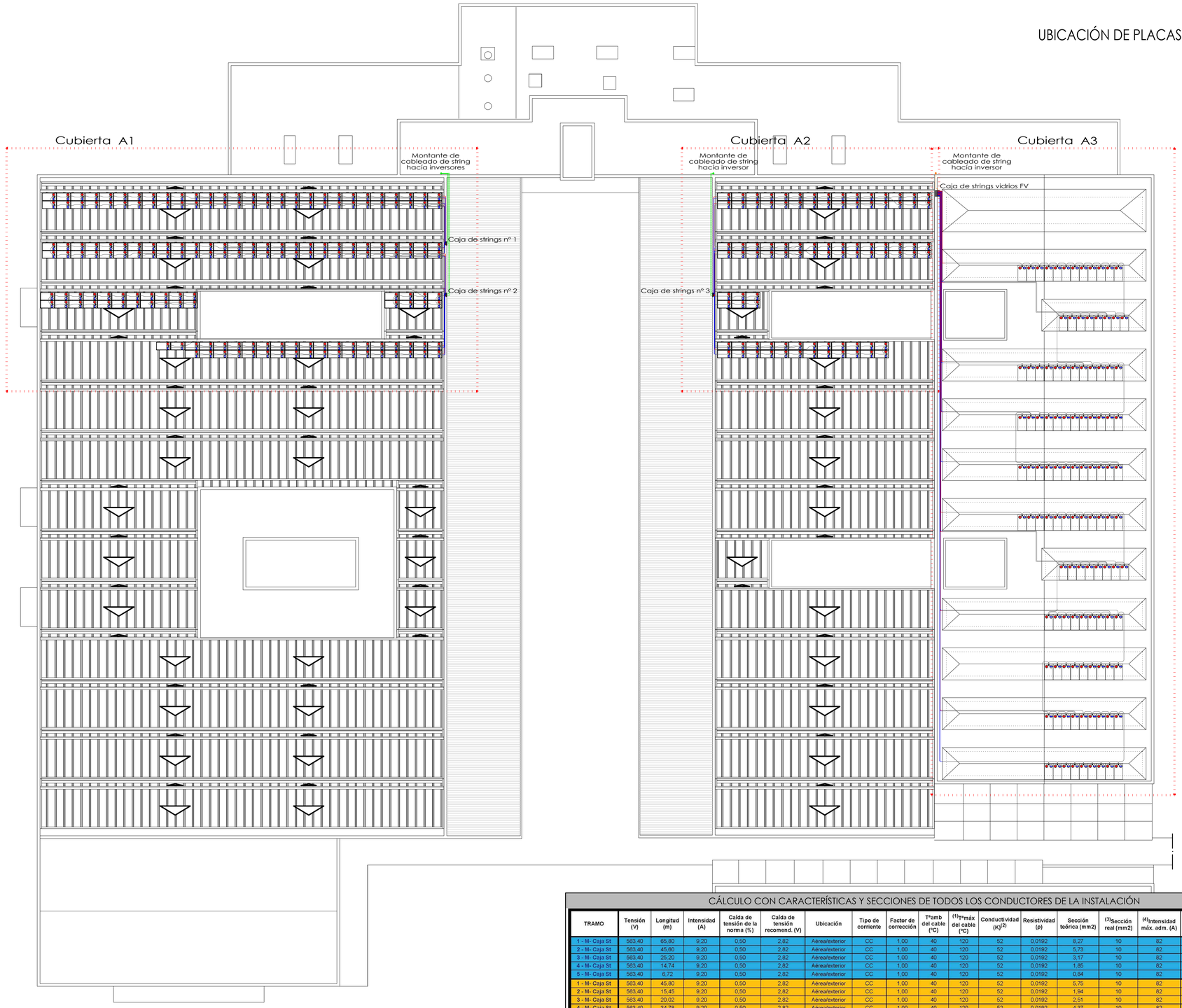
Titulación: Master Universitario en Ingeniería Agronómica

Alumno/a: ALBERTO DEL BOSQUE GALLEGO

Fecha: En Palencia, a 3 de septiembre de 2019

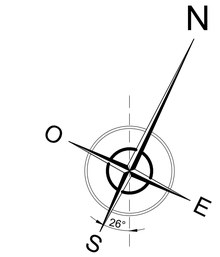
FIRMA Y FECHA

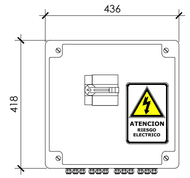
UBICACIÓN DE PLACAS FOTOVOLTAICAS.



PLANO DE PLANTA GENERAL DEL CABLEADO DE LA INSTALACIÓN

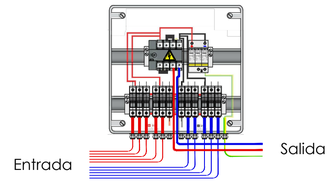
Escala 1 : 250





Anchura de la caja: 148 mm

VISTA FRONTAL CON CAJA CERRADA



VISTA FRONTAL CON CAJA ABIERTA

VISTAS.

Escala 1 : 10

CAJA DE STRINGS

Cotas en metros

LEYENDA :

CAJAS DE STRINGS

DIMENSIONES

1.- Caja de strings nº 1 ..... 436 x 418 x 148 mm
2.- Caja de strings nº 2 ..... 436 x 418 x 148 mm
3.- Caja de strings nº 3 ..... 436 x 418 x 148 mm
4.- Caja de strings vidrios FV ..... 700 x 500 x 300 mm

CÁLCULO CON CARACTERÍSTICAS Y SECCIONES DE TODOS LOS CONDUCTORES DE LA INSTALACIÓN

TRAMO	Tensión (V)	Longitud (m)	Intensidad (A)	Caída de tensión de la norma (%)	Caída de tensión recomend. (V)	Ubicación	Tipo de corriente	Factor de corrección	T°amb del cable (°C)	(1)T°máx del cable (°C)	Conductividad (K)(2)	Resistividad (ρ)	Sección teórica (mm2)	(3)Sección real (mm2)	(4)Intensidad máx. adm. (A)	Criterio	Caída de tensión (V)	Caída de tensión (%)
1 - M- Caja St	563,40	65,80	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	8,27	10	82	Ambos	2,33	0,41
2 - M- Caja St	563,40	45,60	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	5,73	10	82	Ambos	1,61	0,29
3 - M- Caja St	563,40	25,20	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	3,17	10	82	Ambos	0,89	0,16
4 - M- Caja St	563,40	14,74	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	1,85	10	82	Ambos	0,52	0,09
5 - M- Caja St	563,40	6,72	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	0,84	10	82	Ambos	0,24	0,04
1 - M- Caja St	563,40	45,80	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	5,75	10	82	Ambos	1,62	0,29
2 - M- Caja St	563,40	15,45	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	1,94	10	82	Ambos	0,55	0,10
3 - M- Caja St	563,40	20,02	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	2,51	10	82	Ambos	0,71	0,13
4 - M- Caja St	563,40	34,78	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	4,37	10	82	Ambos	1,23	0,22
5 - M- Caja St	563,40	29,82	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	3,75	10	82	Ambos	1,06	0,19
1 - M- Caja St	563,40	35,80	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	4,50	10	82	Ambos	1,27	0,22
2 - M- Caja St	563,40	15,60	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	1,96	10	82	Ambos	0,55	0,10
3 - M- Caja St	563,40	7,43	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	0,93	10	82	Ambos	0,26	0,05
4 - M- Caja St	563,40	25,20	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	3,17	10	82	Ambos	0,89	0,16
5 - M- Caja St	563,40	8,35	9,20	0,50	2,82	Aérea/exterior	CC	1,00	40	120	52	0,0192	1,05	10	82	Ambos	0,30	0,05
Caja St 1 - Inv1	563,40	57,53	46,00	1,00	5,63	Exterior/interior	CC	1,00	70	120	47	0,0213	19,99	25	146	Ambos	4,50	0,80
Caja St 2 - Inv2	563,40	47,53	46,00	1,00	5,63	Exterior/interior	CC	1,00	70	120	47	0,0213	16,51	25	146	Ambos	3,72	0,66
Caja St 3 - Inv3	563,40	58,97	46,00	1,00	5,63	Exterior/interior	CC	1,00	70	120	47	0,0213	20,49	25	146	Ambos	4,62	0,82
Inv1 - CPA	400	24,50	38,09	0,50	2,00	Interior	CA/Trifásica	0,83	25	90	56	0,0179	16	16	70	Ambos	1,71	0,43
Inv2 - CPA	400	24,75	38,09	0,50	2,00	Interior	CA/Trifásica	0,83	25	90	56	0,0179	16	16	70	Ambos	1,73	0,43
Inv3 - CPA	400	25,00	38,09	0,50	2,00	Interior	CA/Trifásica	0,83	25	90	56	0,0179	16	16	70	Ambos	1,74	0,44
CPA - CGA	400	4,50	108,25	1,00	4,00	Interior	CA/Trifásica	0,83	25	90	56	0,0179	50	50	159	Ambos	0,30	0,08

(1)Depende del Material/Fabricante (3)(4)Tabla 1 del ITC-BT19 Y Tabla secciones PV ZZ

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍAS AGRARIAS (PALENCIA)

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED EN EL AULARIO DEL CAMPUS UNIVERSITARIO "LA YUTERA" DE PALENCIA.

TÍTULO DEL PROYECTO

PLANO DE RUTA DEL CABLEADO: PLANTA DE CUBIERTAS

TÍTULO DEL PLANO

NÚMERO 05.1/13

ESCALA Varias

PROMOTOR Universidad de Valladolid

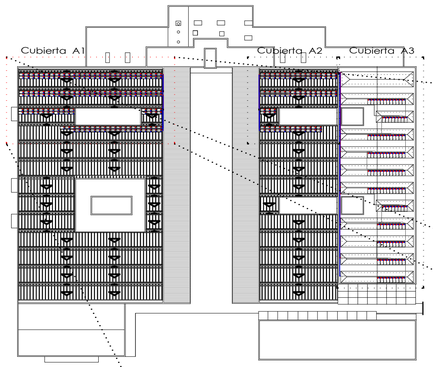
EMPLAZAMIENTO PALENCIA (Palencia)

Titulación: Master Universitario en Ingeniería Agronómica

Alumno/a: ALBERTO DEL BOSQUE GALLEGO

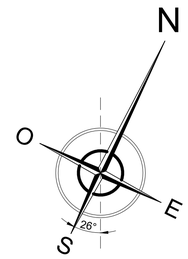
Fecha: En Palencia, a 3 de septiembre de 2019

FIRMA Y FECHA

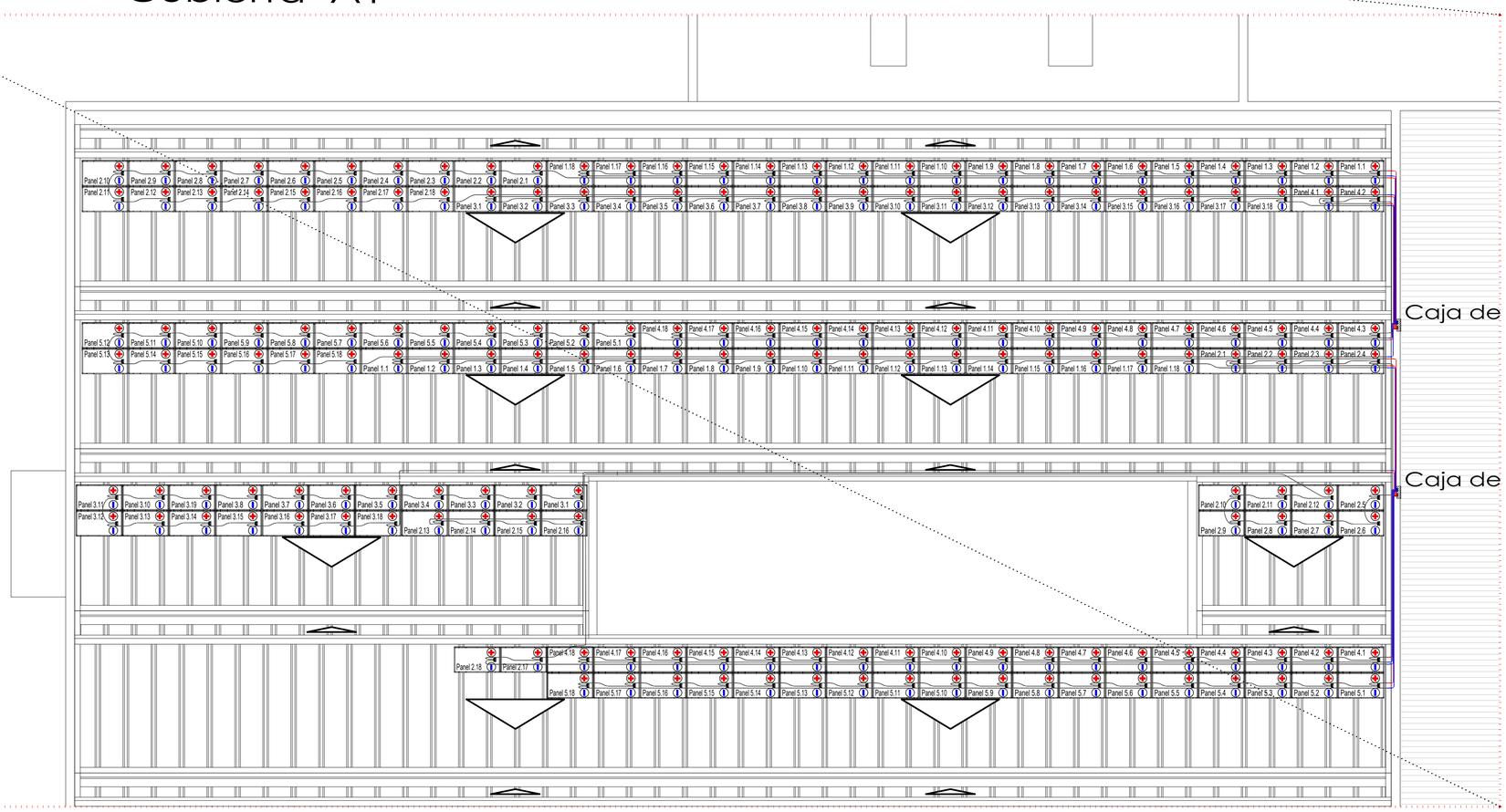


PLANTA GENERAL DEL EDIFICIO A

Escala 1 : 1 000



Cubierta A1



PLANO DE DETALLE DEL CABLEADO: CUBIERTA A1

Escala 1 : 100

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍAS AGRARIAS (PALENCIA)

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED EN EL AULARIO DEL CAMPUS UNIVERSITARIO "LA YUTERA" DE PALENCIA.

TÍTULO DEL PROYECTO

PLANO DE DETALLE DEL CABLEADO: CUBIERTA A1

TÍTULO DEL PLANO

NÚMERO 05.1.1/13

ESCALA Varias

PROMOTOR Universidad de Valladolid

EMPLAZAMIENTO PALENCIA (Palencia)

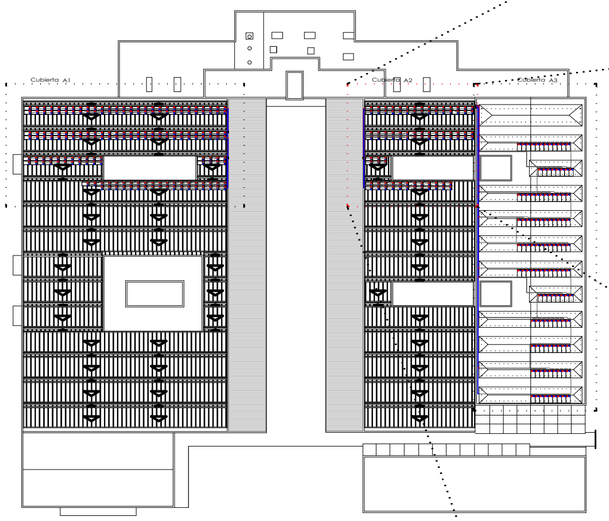
Titulación: Master Universitario en Ingeniería Agronómica

Alumno/a: ALBERTO DEL BOSQUE GALLEGO

Fecha: En Palencia, a 3 de septiembre de 2019

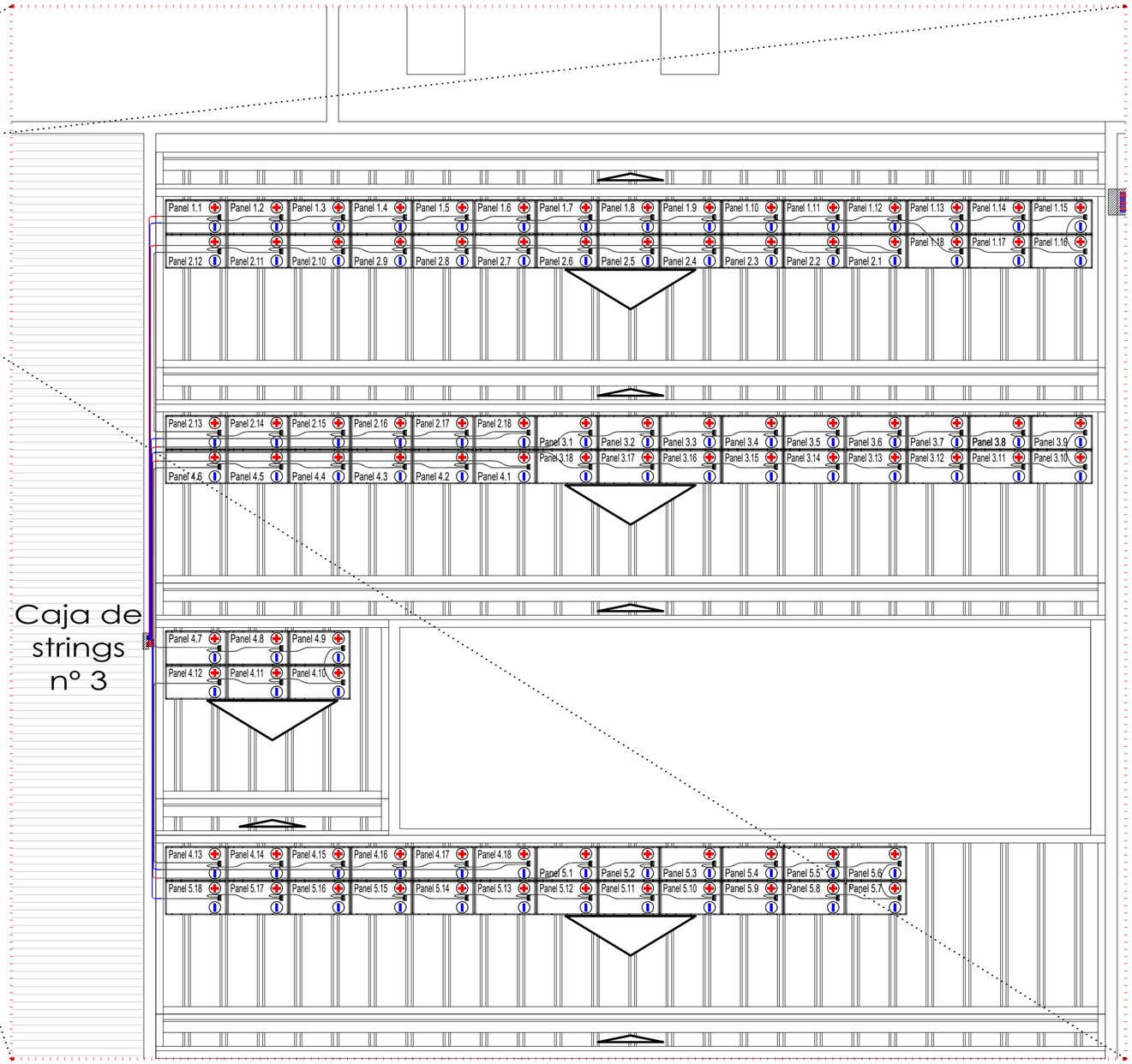
FIRMA Y FECHA

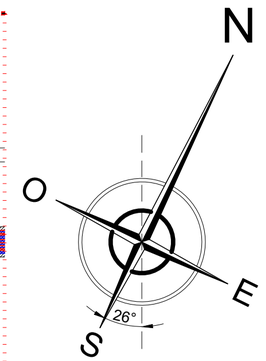
Cubierta A2



PLANTA GENERAL DEL EDIFICIO A

Escala 1 : 1 000





PLANO DE DETALLE DEL CABLEADO: CUBIERTA A2

Escala 1 : 100

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍAS AGRARIAS (PALENCIA)

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED EN EL AULARIO DEL CAMPUS UNIVERSITARIO "LA YUTERA" DE PALENCIA.

TÍTULO DEL PROYECTO

PLANO DE DETALLE DEL CABLEADO: CUBIERTA A2

TÍTULO DEL PLANO

NÚMERO 05.1.2/13

ESCALA Varias

PROMOTOR Universidad de Valladolid

EMPLAZAMIENTO PALENCIA (Palencia)

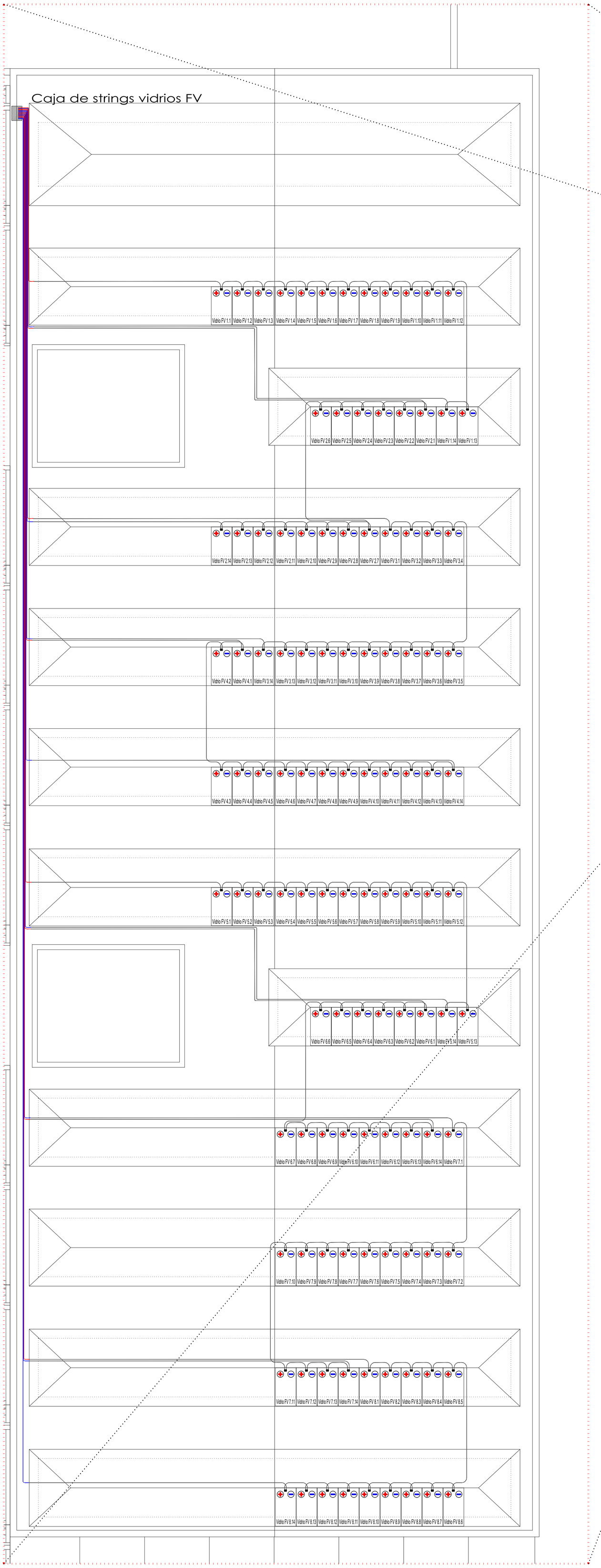
Titulación: Master Universitario en Ingeniería Agronómica

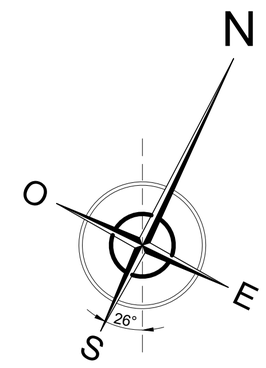
Alumno/a: ALBERTO DEL BOSQUE GALLEGO

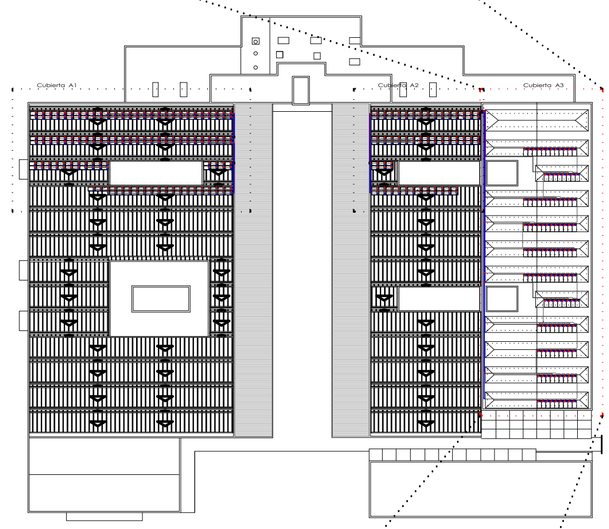
Fecha: En Palencia, a 3 de septiembre de 2019

FIRMA Y FECHA

Cubierta A3







PLANTA GENERAL DEL EDIFICIO A

Escala 1 : 1 000

PLANO DE DETALLE DEL CABLEADO: CUBIERTA A3

Escala 1 : 100

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍAS AGRARIAS (PALENCIA)

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED EN EL AULARIO DEL CAMPUS UNIVERSITARIO "LA YUTERA" DE PALENCIA.

TÍTULO DEL PROYECTO

PLANO DE DETALLE DEL CABLEADO: CUBIERTA A3

TÍTULO DEL PLANO

NÚMERO 05.1.3/13

ESCALA Varias

PROMOTOR Universidad de Valladolid

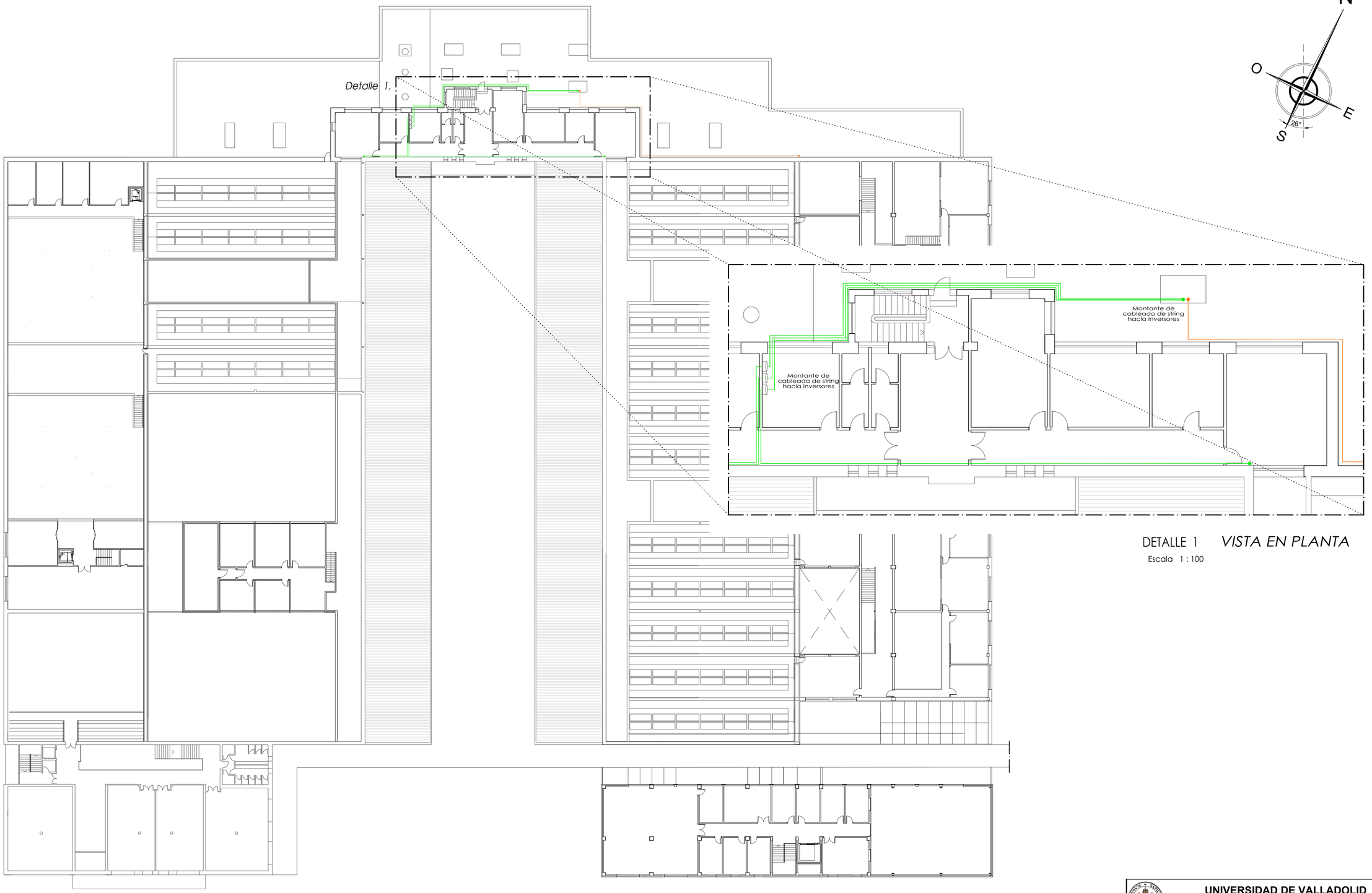
EMPLAZAMIENTO PALENCIA (Palencia)

Titulación: Master Universitario en Ingeniería Agronómica

Alumno/a: ALBERTO DEL BOSQUE GALLEGO

Fecha: En Palencia, a 3 de septiembre de 2019

FIRMA Y FECHA



DETALLE 1 *VISTA EN PLANTA*

Escala 1 : 100

PLANO DE PLANTA GENERAL DEL CABLEADO DE LA INSTALACIÓN

Escala 1 : 250

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍAS AGRARIAS (PALENCIA)

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED EN EL AULARIO DEL CAMPUS UNIVERSITARIO "LA YUTERA" DE PALENCIA.

TÍTULO DEL PROYECTO

PLANO DE RUTA DEL CABLEADO: PLANTA GENERAL

TÍTULO DEL PLANO

NÚMERO 05.2/13

ESCALA Varias

PROMOTOR Universidad de Valladolid

EMPLAZAMIENTO PALENCIA (Palencia)

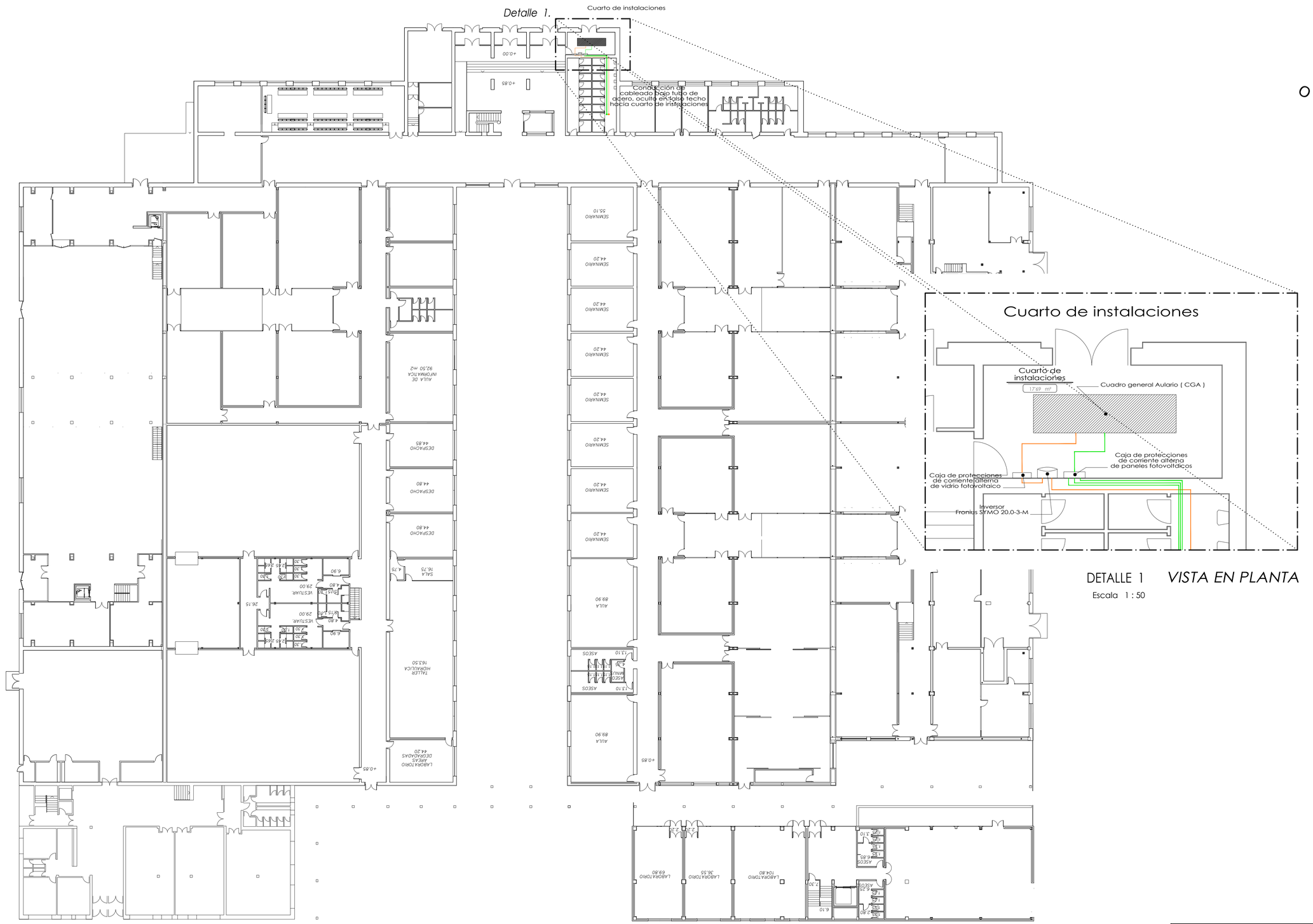
Titulación: Master Universitario en Ingeniería Agronómica

Alumno/a: ALBERTO DEL BOSQUE GALLEGO

Fecha: En Palencia, a 3 de septiembre de 2019

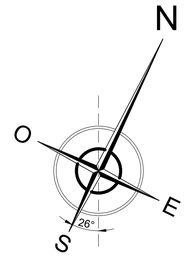
FIRMA Y FECHA

Detalle 1.



DETALLE 1 *VISTA EN PLANTA*

Escala 1 : 50



PLANO DE PLANTA GENERAL DEL CABLEADO DE LA INSTALACIÓN: PLANTA BAJA

Escala 1 : 250

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍAS AGRARIAS (PALENCIA)

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED EN EL AULARIO DEL CAMPUS UNIVERSITARIO "LA YUTERA" DE PALENCIA.

TÍTULO DEL PROYECTO

PLANO DE RUTA DEL CABLEADO: PLANTA BAJA

TÍTULO DEL PLANO

NÚMERO 05.3/13

ESCALA Varias

PROMOTOR Universidad de Valladolid

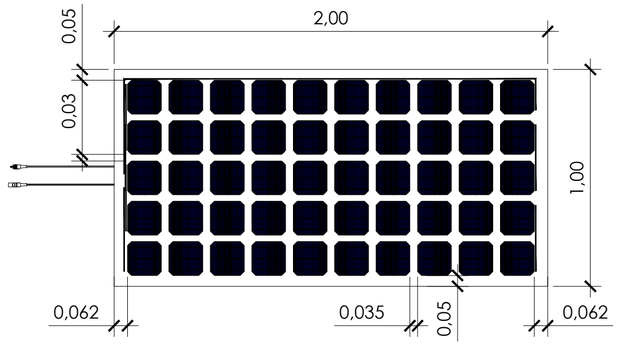
EMPLAZAMIENTO PALENCIA (Palencia)

Titulación: Master Universitario en Ingeniería Agronómica

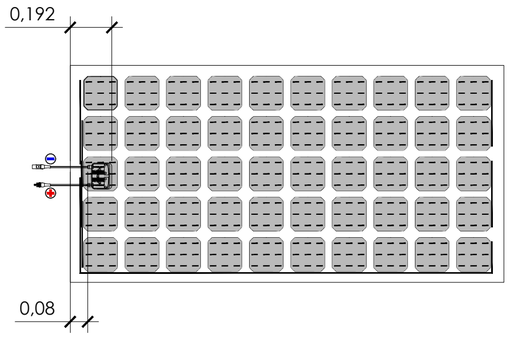
Alumno/a: ALBERTO DEL BOSQUE GALLEGO

Fecha: En Palencia, a 3 de septiembre de 2019

FIRMA Y FECHA



ALZADO FRONTAL DEL VIDRIO FV

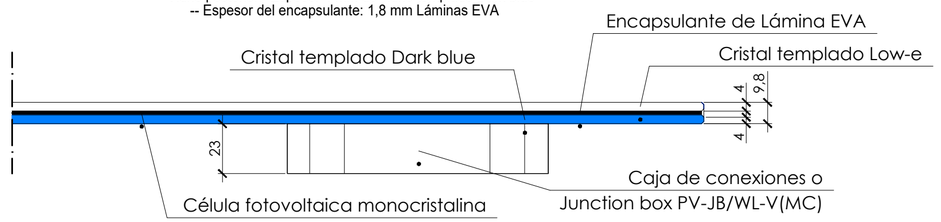


ALZADO POSTERIOR DEL VIDRIO FV

VISTA LATERAL DEL VIDRIO FV

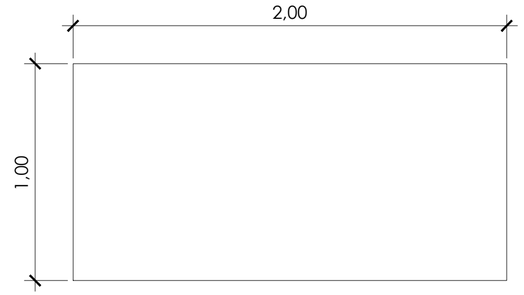
CARACTERÍSTICAS:

Vidrio monocristalino
50 células monocristalinas
Potencia = 221 Wp (Wattios pico)
V_{mpp} = 26,0 V (Voltios) (Voltaje en el punto de máxima potencia)
I_{mpp} = 8,39 A (Amperios) (Corriente en el punto de máxima potencia)
V_{OC} = 32,0 V (Voltios) (Voltaje circuito abierto)
I_{SC} = 8,93 A (Amperios) (Corriente cortocircuito)
Peso por unidad = 40,0 Kg
Tipo de célula: Monocristalina de 156 x 156 mm
Grado de transparencia: 22 %
Composición del vidrio:
-- Vidrio frontal: Espesor 4 mm de vidrio templado low-e
-- Vidrio posterior: Espesor 4 mm de vidrio templado Dark blue
-- Espesor del encapsulante: 1,8 mm Láminas EVA

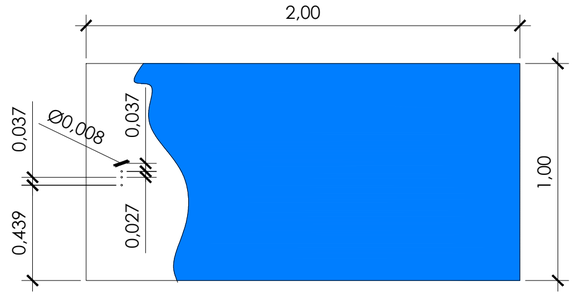


DETALLE DE LOS COMPONENTES DEL VIDRIO FOTOVOLTAICO
Escala 1 : 2

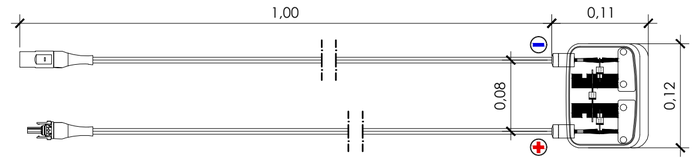
Cotas en milimetros



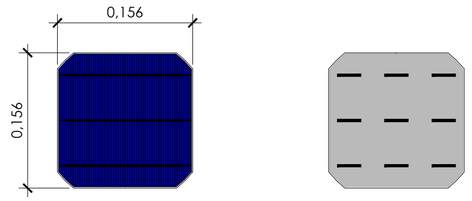
ALZADO DEL CRISTAL FRONTAL



ALZADO DEL CRISTAL POSTERIOR



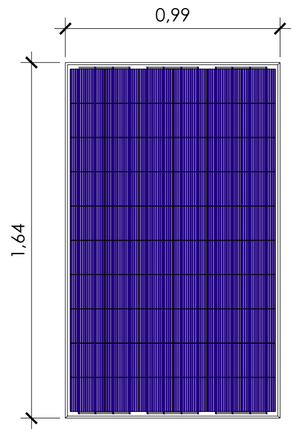
DETALLE DE LA CAJA DE CONEXIONES
Escala 1 : 5



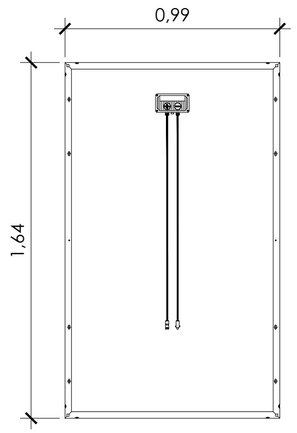
VISTA ANTERIOR VISTA POSTERIOR

DETALLE DE LA CÉLULA MONOCRISTALINA
Escala 1 : 5

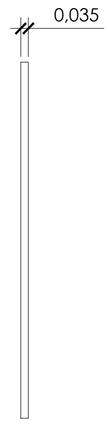
VISTAS. *VISTAS DEL VIDRIO FOTOVOLTAICO.*
Escala 1 : 20



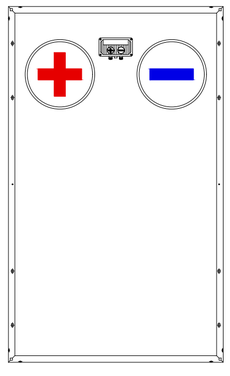
ALZADO



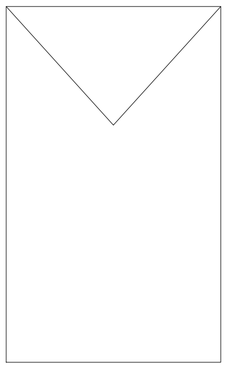
ALZADO POSTERIOR



VISTA LATERAL



VISTA DE CONEXIONADO



VISTA ICONOGRÁFICA

CARACTERÍSTICAS:

Panel policristalino
60 células policristalinas
Potencia = 275 Wp (Wattios pico)
V_{mpp} = 31,3 V (Voltios) (Voltaje en el punto de máxima potencia)
I_{mpp} = 8,78 A (Amperios) (Corriente en el punto de máxima potencia)
V_{OC} = 37,3 V (Voltios) (Voltaje circuito abierto)
I_{SC} = 9,20 A (Amperios) (Corriente cortocircuito)
Peso por unidad = 19,5 Kg
Tipo de célula: Policristalina de 156 x 156 mm
Cristal frontal: 3,2 mm, alta transmisión y bajo en hierro

VISTAS. *VISTAS DEL PANEL FOTOVOLTAICO.*
Escala 1 : 20

PLANO DE DEFINICIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS
Escalas varias

Cotas en metros

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍAS AGRARIAS (PALENCIA)

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED EN EL AULARIO DEL CAMPUS UNIVERSITARIO "LA YUTERA" DE PALENCIA.
TÍTULO DEL PROYECTO

PLANO DE DEFINICIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS
TÍTULO DEL PLANO

NÚMERO 06/13
ESCALA Varias

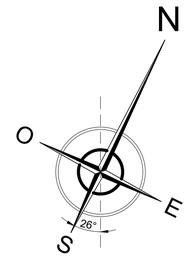
PROMOTOR Universidad de Valladolid

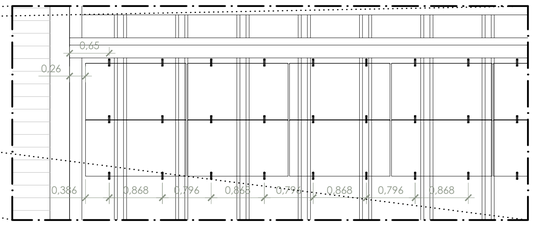
EMPLAZAMIENTO PALENCIA (Palencia)

Titulación: Master Universitario en Ingeniería Agronómica
Alumno/a: ALBERTO DEL BOSQUE GALLEGO
Fecha: En Palencia, a 3 de septiembre de 2019
FIRMA Y FECHA

PLANO DE PLANTA GENERAL DE SITUACIÓN DE LOS SOPORTES DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

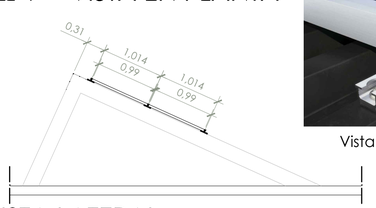
Escala 1 : 250





DETALLE 1 *VISTA EN PLANTA*

Vista 3D del montaje



VISTA LATERAL (EN DIENTE DE CUBIERTA)

VISTAS.

Escala 1 : 50 Cotas en metros

DISTRIBUCIÓN DE SOPORTES DE PANELES FOTOVOLTAICOS

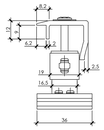
Vista 3D

Vista lateral

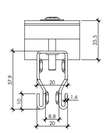
Alzado

Planta

PERFIL DE ANCLAJE A CUBIERTA PARA SOPORTE DE PANELES



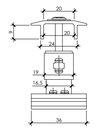
Vista lateral



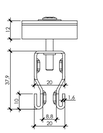
Alzado

Planta

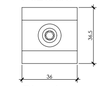
PIEZA TERMINAL DE FIJACIÓN DE PANELES



Vista lateral



Alzado



Planta

PIEZA INTERMEDIA DE FIJACIÓN DE PANELES

VISTAS.

Escala 1 : 2 Cotas en milímetros

DEFINICIÓN DE ELEMENTOS SOPORTE DE PANELES FOTOVOLTAICOS

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍAS AGRARIAS (PALENCIA)

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED EN EL AULARIO DEL CAMPUS UNIVERSITARIO "LA YUTERA" DE PALENCIA.

TÍTULO DEL PROYECTO

PLANO DE ESTRUCTURA DE SOPORTE DE LOS PANELES

TÍTULO DEL PLANO

NÚMERO 07/13

ESCALA Varias

PROMOTOR Universidad de Valladolid

EMPLAZAMIENTO PALENCIA (Palencia)

Titulación: Master Universitario en Ingeniería Agronómica

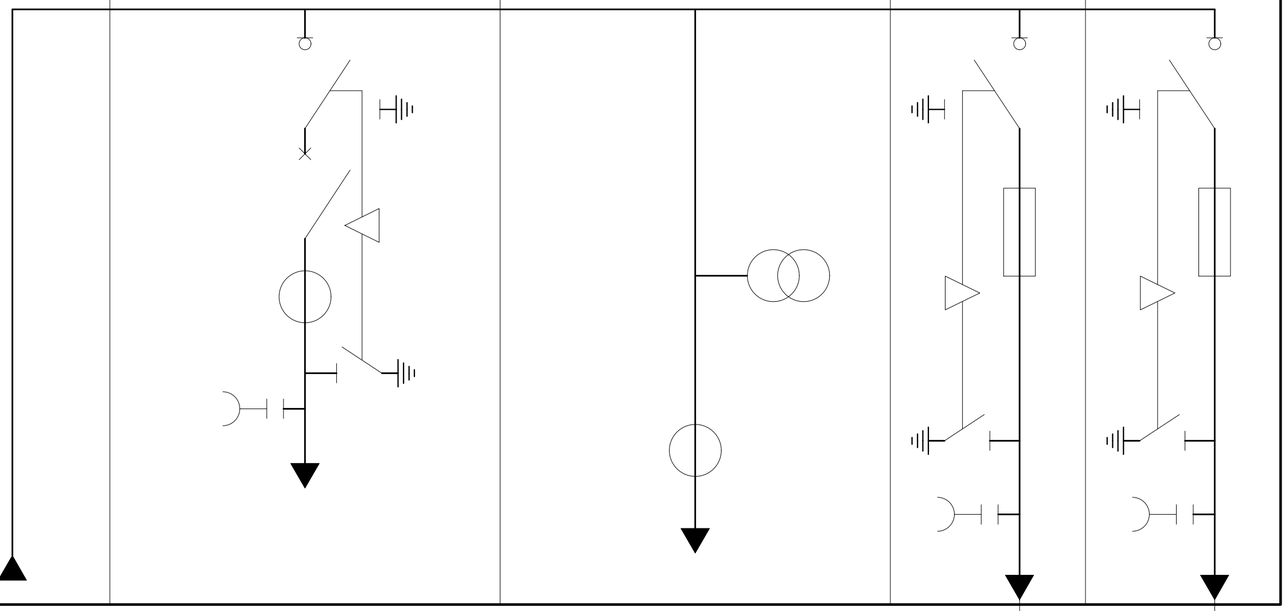
Alumno/a: ALBERTO DEL BOSQUE GALLEGO

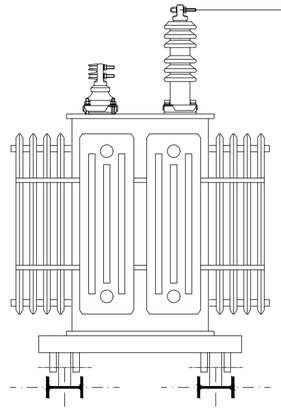
Fecha: En Palencia, a 3 de septiembre de 2019

FIRMA Y FECHA

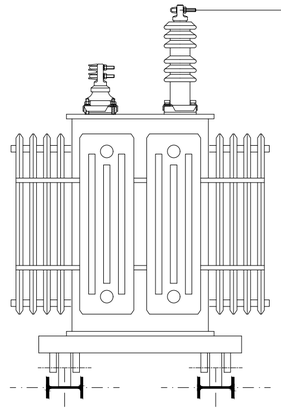
CUARTO DE INSTALACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DEL CAMPUS UNIVERSITARIO "LA YUTERA" DE PALENCIA

GAME	DM1 - D	GBC	QM	QM
CELDA 1	CELDA 2	CELDA 3	CELDA 4	CELDA 5
REMONTE	CELDA DEL DISYUNTOR	CELDA DEL DISYUNTOR	INT. COMB. FUS. TRANSF. 2	INT. COMB. FUS. TRANSF. 1





TRANSFORMADOR 2								
MARCA:	ALKARGO	kVA:	630	ALTA TENSIÓN			BAJA TENSIÓN	
TIPO:	630/175/132/B2 0-PA	Ucc %:	3.62		13.860 V	12.540 V	400 V	
	3 FASES	Grupo de conexión:	Dynil	AN	---- A	27.5 A	AN	909.3 A
FRECUENCIA:	50 Hz	PESO:	1 630 Kg	NIVEL DE AISLAMIENTO				
ENFRIAMIENTO:	ACEITE			ALTA TENSIÓN			BAJA TENSIÓN	
Nº FAB:	37016			IR 95 F1 38 Kv			IR F1 10 Kv	
AÑO FAB:	2001							



CELDA 1	CELDA 2	CELDA 3	CELDA 4	CELDA 5
MARCA: Schneider	MARCA: Schneider	MARCA: Schneider	MARCA: Schneider	MARCA: Schneider
MODELO: GAME	MODELO: DM1 - D	MODELO: GBC	MODELO: QM	MODELO: QM
REMONTE	DISYUNTOR	MEDIDA	INT. COMB. FUSIBL.	INT. COMB. FUSIBL.
Nº FAB: 9613G03C	Nº FAB: 9611057C	Nº FAB: 9613G01C	Nº FAB: 0124104C	Nº FAB: 9611050C
AÑO FAB: 1996	AÑO FAB: 2001	AÑO FAB: 1996	AÑO FAB: 2001	AÑO FAB: 2008

TRANSFORMADOR 1								
MARCA:	ALKARGO	kVA:	630	ALTA TENSIÓN			BAJA TENSIÓN	
TIPO:	630/175/132/B2 0-PA	Ucc %:	3.62		13.860 V	12.540 V	400 V	
	3 FASES	Grupo de conexión:	Dynil	AN	---- A	27.5 A	AN	909.3 A
FRECUENCIA:	50 Hz	PESO:	1 630 Kg	NIVEL DE AISLAMIENTO				
ENFRIAMIENTO:	ACEITE			ALTA TENSIÓN			BAJA TENSIÓN	
Nº FAB:	37016			IR 95 F1 38 Kv			IR F1 10 Kv	
AÑO FAB:	2001							

DETALLES DE LOS TRANSFORMADORES

Sin escala

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍAS AGRARIAS (PALENCIA)

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED EN EL AULARIO DEL CAMPUS UNIVERSITARIO "LA YUTERA" DE PALENCIA.

TÍTULO DEL PROYECTO

PLANO DE DETALLES DE LOS TRANSFORMADORES

TÍTULO DEL PLANO

NÚMERO 08/13

ESCALA Sin escala

PROMOTOR: Universidad de Valladolid

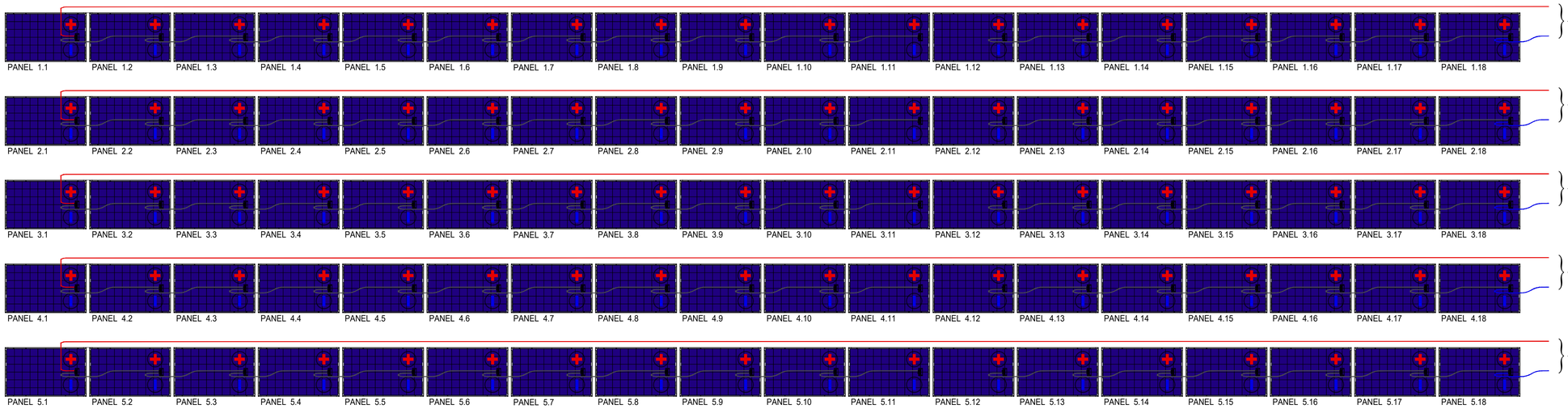
EMPLAZAMIENTO: PALENCIA (Palencia)

Titulación: Master Universitario en Ingeniería Agronómica

Alumno/a: ALBERTO DEL BOSQUE GALLEGO

Fecha: En Palencia, a 3 de septiembre de 2019

FIRMA Y FECHA



CONJUNTO DE PANELES

compuesto de 5 strings de 18 paneles fotovoltaicos de 275 W, con un total de 24.750 Wp, y un total global de 74.250 Wp (x3)

CAJA DE STRINGS

definida para 6 strings, de los cuales solo hay 5 conexiones. (x3)

PV ZZ 2 x 25 mm² (en tubo de Ø 32 mm)

INVERSOR Fronius ECO 25.0-3-S

(x3)

CUADRO GENERAL AULARIO. (CGA).

CAJA DE PROTECCCIONES C.A.

Entrada Internet UTP 485

RV-K 0,6/1 kV 5G 16 mm² Cu (en tubo de Ø 32 mm)

Smart Meter 50 kA-3

Entrada RED

Circuito consumo

RV-K 0,6/1 kV 3 x 50/25 mm² Cu (en tubo de Ø 50 mm)

RV-K 0,6/1 kV 3 x 50/25 mm² Cu (en tubo de Ø 50 mm)

Modbus RTU

TRANSFORMADOR DE MEDIDA

Trafo In 250/5. (x3)

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍAS AGRARIAS (PALENCIA)

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED EN EL AULARIO DEL CAMPUS UNIVERSITARIO "LA YUTERA" DE PALENCIA.

TÍTULO DEL PROYECTO

ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

TÍTULO DEL PLANO

NÚMERO 09/13

ESCALA Sin escala

PROMOTOR Universidad de Valladolid

EMPLAZAMIENTO PALENCIA (Palencia)

Titulación: Master Universitario en Ingeniería Agronómica

Alumno/a: ALBERTO DEL BOSQUE GALLEGO

Fecha: En Palencia, a 3 de septiembre de 2019

FIRMA Y FECHA

CONJUNTO DE VIDRIOS FV

compuesto de 8 strings de 14 vidrios fotovoltaicos de 221 W, con un total de 3.090 Wp, y un total global de 24.750 Wp.

VIDRIO 1.1 VIDRIO 1.2 VIDRIO 1.3 VIDRIO 1.4 VIDRIO 1.5 VIDRIO 1.6 VIDRIO 1.7 VIDRIO 1.8 VIDRIO 1.9 VIDRIO 1.10 VIDRIO 1.11 VIDRIO 1.12 VIDRIO 1.13 VIDRIO 1.14

RV-K 0,6/1 kV 2 (1 x 16 mm²)

VIDRIO 2.1 VIDRIO 2.2 VIDRIO 2.3 VIDRIO 2.4 VIDRIO 2.5 VIDRIO 2.6 VIDRIO 2.7 VIDRIO 2.8 VIDRIO 2.9 VIDRIO 2.10 VIDRIO 2.11 VIDRIO 2.12 VIDRIO 2.13 VIDRIO 2.14

RV-K 0,6/1 kV 2 (1 x 16 mm²)

VIDRIO 3.1 VIDRIO 3.2 VIDRIO 3.3 VIDRIO 3.4 VIDRIO 3.5 VIDRIO 3.6 VIDRIO 3.7 VIDRIO 3.8 VIDRIO 3.9 VIDRIO 3.10 VIDRIO 3.11 VIDRIO 3.12 VIDRIO 3.13 VIDRIO 3.14

RV-K 0,6/1 kV 2 (1 x 16 mm²)

VIDRIO 4.1 VIDRIO 4.2 VIDRIO 4.3 VIDRIO 4.4 VIDRIO 4.5 VIDRIO 4.6 VIDRIO 4.7 VIDRIO 4.8 VIDRIO 4.9 VIDRIO 4.10 VIDRIO 4.11 VIDRIO 4.12 VIDRIO 4.13 VIDRIO 4.14

RV-K 0,6/1 kV 2 (1 x 16 mm²)

VIDRIO 5.1 VIDRIO 5.2 VIDRIO 5.3 VIDRIO 5.4 VIDRIO 5.5 VIDRIO 5.6 VIDRIO 5.7 VIDRIO 5.8 VIDRIO 5.9 VIDRIO 5.10 VIDRIO 5.11 VIDRIO 5.12 VIDRIO 5.13 VIDRIO 5.14

RV-K 0,6/1 kV 2 (1 x 16 mm²)

VIDRIO 6.1 VIDRIO 6.2 VIDRIO 6.3 VIDRIO 6.4 VIDRIO 6.5 VIDRIO 6.6 VIDRIO 6.7 VIDRIO 6.8 VIDRIO 6.9 VIDRIO 6.10 VIDRIO 6.11 VIDRIO 6.12 VIDRIO 6.13 VIDRIO 6.14

RV-K 0,6/1 kV 2 (1 x 16 mm²)

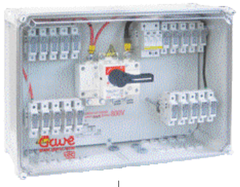
VIDRIO 7.1 VIDRIO 7.2 VIDRIO 7.3 VIDRIO 7.4 VIDRIO 7.5 VIDRIO 7.6 VIDRIO 7.7 VIDRIO 7.8 VIDRIO 7.9 VIDRIO 7.10 VIDRIO 7.11 VIDRIO 7.12 VIDRIO 7.13 VIDRIO 7.14

RV-K 0,6/1 kV 2 (1 x 16 mm²)

VIDRIO 8.1 VIDRIO 8.2 VIDRIO 8.3 VIDRIO 8.4 VIDRIO 8.5 VIDRIO 8.6 VIDRIO 8.7 VIDRIO 8.8 VIDRIO 8.9 VIDRIO 8.10 VIDRIO 8.11 VIDRIO 8.12 VIDRIO 8.13 VIDRIO 8.14

CAJA DE STRINGS

definida para 10 strings, de los cuales solo hay 8 conexiones.



RZ1 2 (1 x 16 mm²)
(en tubo de acero de Ø 32 mm)

CUADRO GENERAL AULARIO. (CGA).

Entrada RED

Circuito consumo

TRANSFORMADOR DE MEDIDA

Trafo In 250/5.

RZ1 4G 16 mm²
(en tubo de acero de Ø 32 mm)

Modbus RTU

CAJA DE PROTECCCIONES C.A.

INVERSOR Fronius SYMO 20.0-3-M

Entrada Internet UTP 485

RZ1 4G 16 mm²
(en tubo de acero de Ø 32 mm)

Smart Meter
50 kA-3

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍAS AGRARIAS (PALENCIA)

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED EN EL AULARIO DEL CAMPUS UNIVERSITARIO "LA YUTERA" DE PALENCIA.

TÍTULO DEL PROYECTO

ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN DE LOS VIDRIOS FOTOVOLTAICOS

TÍTULO DEL PLANO

NÚMERO 10/13

ESCALA Sin escala

PROMOTOR Universidad de Valladolid

EMPLAZAMIENTO PALENCIA (Palencia)

Titulación: Master Universitario en Ingeniería Agronómica

Alumno/a: ALBERTO DEL BOSQUE GALLEGO

Fecha: En Palencia, a 3 de septiembre de 2019

FIRMA Y FECHA

A

CAJA DE STRINGS nº1.

B

CORRIENTE CONTINUA | CORRIENTE ALTERNA

C

INVERSOR nº 1. (25 kW)

CAJA DE PROTECCIONES C.A.

D

STRING nº 1. PANEL 1.1 PANEL 1.2 ..... PANEL 1.18

STRING nº 2. PANEL 2.1 PANEL 2.2 ..... PANEL 2.18

STRING nº 3. PANEL 3.1 PANEL 3.2 ..... PANEL 3.18

STRING nº 4. PANEL 4.1 PANEL 4.2 ..... PANEL 4.18

STRING nº 5. PANEL 5.1 PANEL 5.2 ..... PANEL 5.18

1 x 10 mm² Cu

PV ZZ 1 x 10 mm²

PV ZZ 2 x 25 mm² (en tubo de Ø 32 mm)

Clase II 1 000 Vcc

Interruptor de acoplamiento

CONTROL

RV-K 0,6/1 kV SG 16 mm² Cu (en tubo de Ø 32 mm)

IM 4 x 50 A PdC 6 kA

Barra de tierra

1 x 16 mm² Cu

IGA 4 x 160 A PdC 10 kA

ID 300 mA 4 x 200 A Clase A

Sobretensiones Protección C.A. Tipo II

IM 4 x 150 A PdC 35 kA

Wh

CUADRO GENERAL AULARIO

Interruptor de corte en carga

RV-K 0,6/1 kV 3 x 50/25 mm² Cu (en tubo de Ø 50 mm)

RV-K 0,6/1 kV 4 (1 x 50 mm² Cu)

IM 4 x 150 A PdC 50 kA

X_1 X_2 X_3 N

Consumo MONOFÁSICO

Consumo TRIFÁSICO

1 x 120 mm² Al

HZ (4 x 6 (1 x 15 mm²)

Smart Meter 50 kA-3

kWh

HZ / 6 - 1 x 15 mm² Línea de comunicación

Transformadores de medida

Barra de tierra

1 x 120 mm² Al

Toma de tierra del edificio

1 x 25 mm² Cu

Toma de INTERNET

Cable UTP CAT VI

PUNTO	TENSIÓN	INTENSIDAD
A	563'40 Vcc	9'20 A
B	563'40 Vcc	46'00 A
C	230/400 Vca	43'75 A
D	230/400 Vca	133'24 A

DATOS

	Potencia por panel	Número de paneles	Potencia total
Panel solar	275 Wp	270	74'25 kWp

LEYENDA :

- Panel fotovoltaico.
- Interruptor portafusible.
- Interruptor sobretensiones.
- Interruptor-seccionador de potencia.
- Inversor de corriente C.C. - C.A.
- Interruptor de acoplamiento del inversor.
- Interruptor automático-magnetotérmico.
- Interruptor diferencial
- Interruptor magnetotérmico tetrapolar.
- Interruptor de corte en carga en caja moldeada.
- Contador bidideccional de inyección cero.
- Línea de tierra
- Toma de tierra.
- Cuadros de mando y protección.

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍAS AGRARIAS (PALENCIA)

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED EN EL AULARIO DEL CAMPUS UNIVERSITARIO "LA YUTERA" DE PALENCIA.

TÍTULO DEL PROYECTO

DIAGRAMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN SITUADA EN LOS DIENTES DE SIERRA

TÍTULO DEL PLANO

NÚMERO 11/13

ESCALA Sin escala

PROMOTOR Universidad de Valladolid

EMPLAZAMIENTO PALENCIA (Palencia)

Titulación: Master Universitario en Ingeniería Agronómica

Alumno/a: ALBERTO DEL BOSQUE GALLEGO

Fecha: En Palencia, a 3 de septiembre de 2019

FIRMA Y FECHA

CORRIENTE CONTINUA | CORRIENTE ALTERNA

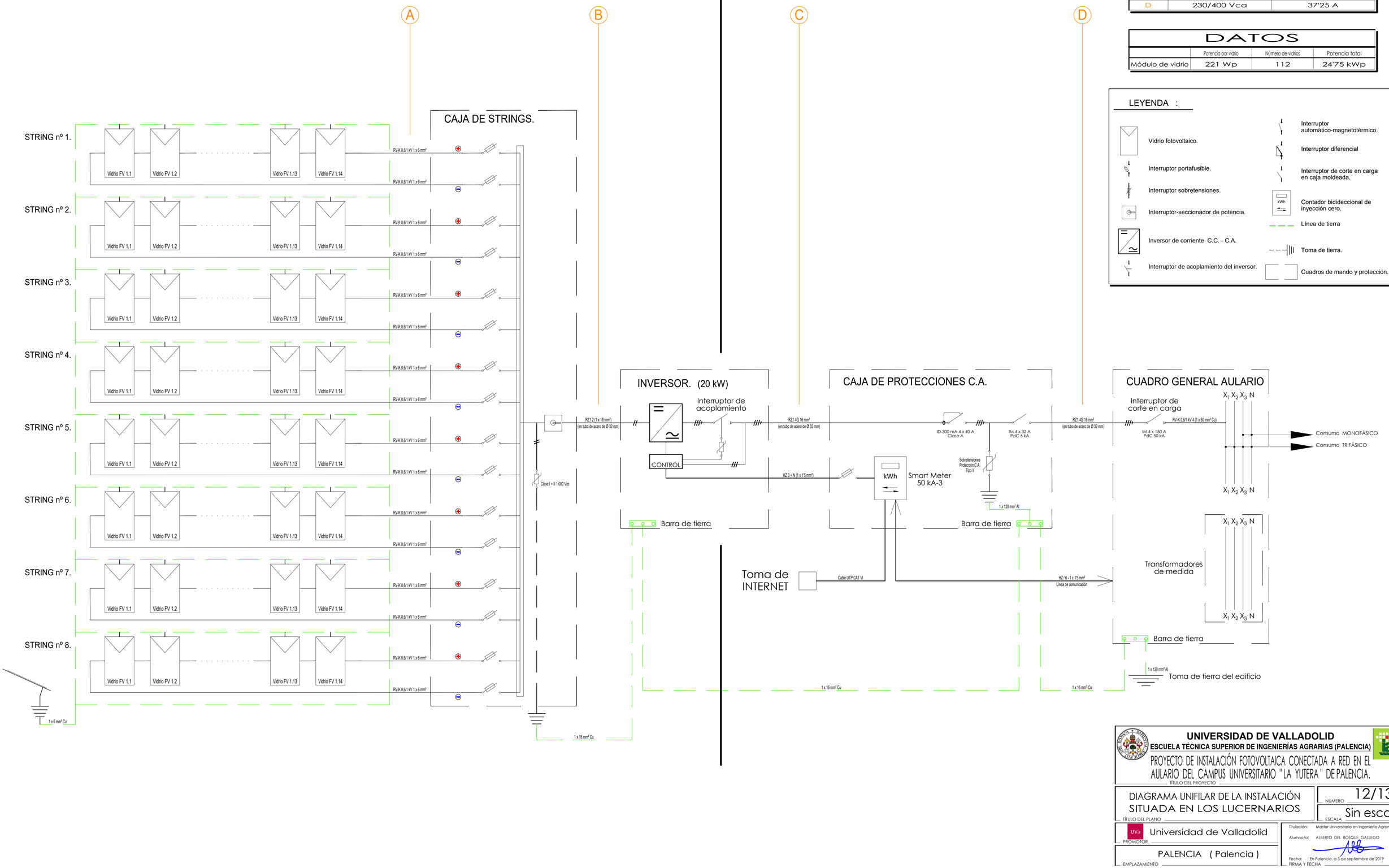
PUNTO	TENSIÓN	INTENSIDAD
A	448'00 Vcc	8'93 A
B	448'00 Vcc	71'44 A
C	230/400 Vca	29'80 A
D	230/400 Vca	37'25 A

DATOS

	Potencia por vidrio	Número de vidrios	Potencia total
Módulo de vidrio	221 Wp	112	24'75 kWp

LEYENDA :

- Vidrio fotovoltaico.
- Interruptor portafusible.
- Interruptor sobretensiones.
- Interruptor-seccionador de potencia.
- Inversor de corriente C.C. - C.A.
- Interruptor de acoplamiento del inversor.
- Interruptor automático-magnetotérmico.
- Interruptor diferencial
- Interruptor de corte en carga en caja moldeada.
- Contador bidideccional de inyección cero.
- Línea de tierra
- Toma de tierra.
- Cuadros de mando y protección.



UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍAS AGRARIAS (PALENCIA)

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED EN EL AULARIO DEL CAMPUS UNIVERSITARIO "LA YUTERA" DE PALENCIA.

TÍTULO DEL PROYECTO

DIAGRAMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN SITUADA EN LOS LUCERNARIOS

TÍTULO DEL PLANO

NÚMERO 12/13

ESCALA Sin escala

PROMOTOR Universidad de Valladolid

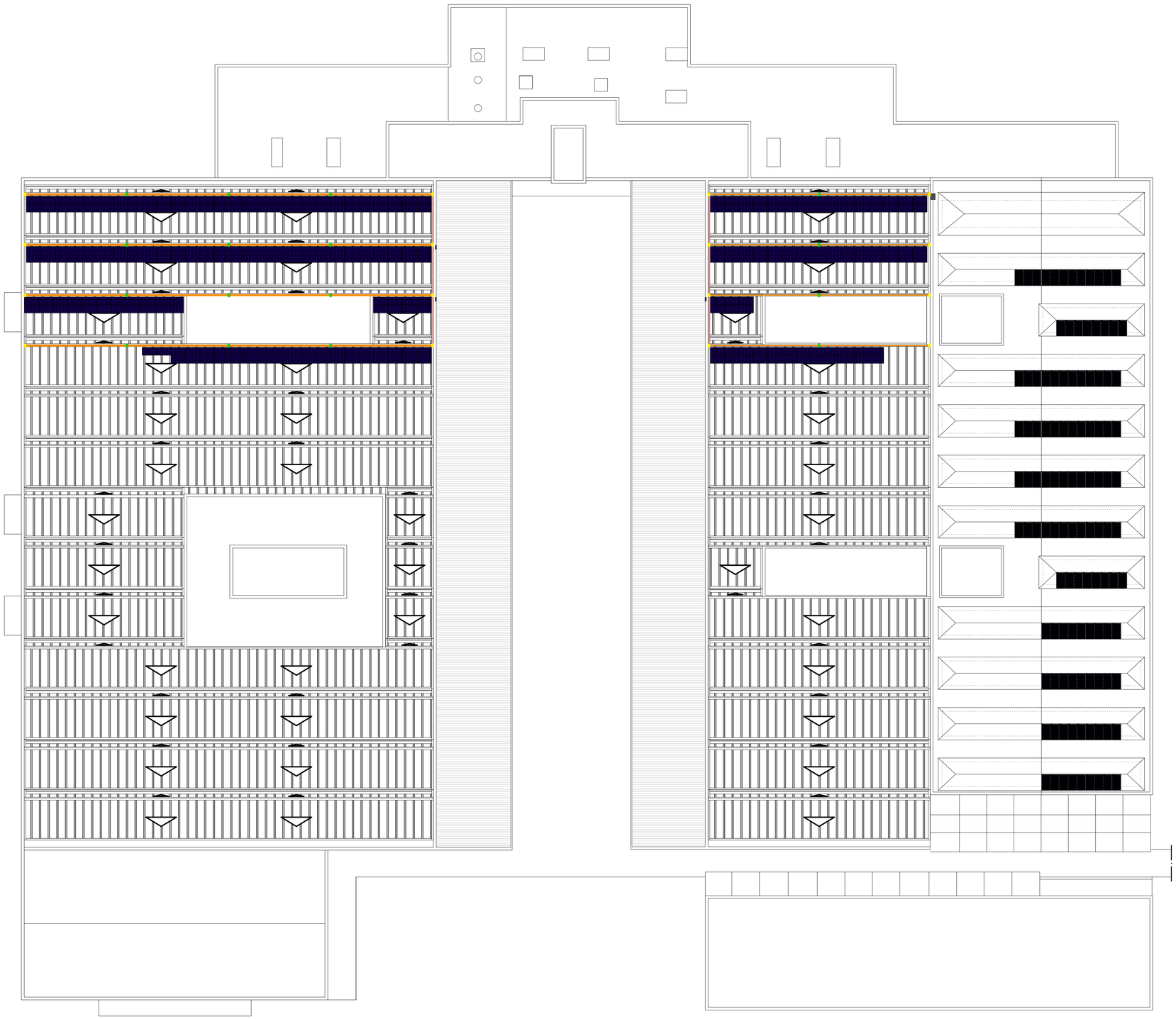
EMPLAZAMIENTO PALENCIA (Palencia)

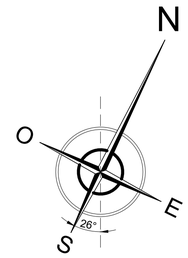
Titulación: Master Universitario en Ingeniería Agronómica

Alumno/a: ALBERTO DEL BOSQUE GALLEGO

Fecha: En Palencia, a 3 de septiembre de 2019

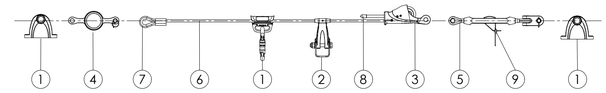
FIRMA Y FECHA



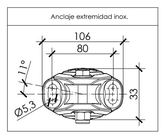


LEYENDA :

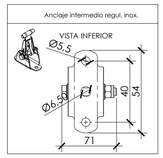
	Línea de vida 1	LV1
	Línea de vida 2	LV2
	Punto de anclaje fijo en extremo de línea	
	Punto de anclaje intermedio sobre línea	



Anclaje extremidad inox.



Anclaje intermedio regul. inox.



LEYENDA :

ESQUEMA DE LÍNEA DE VIDA

ELEMENTOS DEL CONJUNTO

1.- Punto de anclaje fijo en extremo de acero inoxidable
2.- Punto de anclaje intermedio regulable de acero inoxidable
3.- Terminal manual de acero inoxidable para cable
4.- Absorbedor de energía
5.- Tensor caja abierta Ojillo - Horquilla
6.- Metros de cable inoxidable Ø 8 mm 7 x 19
7.- Prensado terminal casquillo cobre + guarda cable
8.- Protector final P.V.C. final de cable
9.- Conjunto de dos precintos de seguridad grabado con número de serie de fabricación

Se ha de incluir en la línea una placa de señalización obligatoria que incluya número de serie

Cotas en milimetros

PLANO DE PLANTA DE MONTAJE DE LÍNEAS DE VIDA

Escala 1 : 250

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍAS AGRARIAS (PALENCIA)

PROYECTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED EN EL AULARIO DEL CAMPUS UNIVERSITARIO "LA YUTERA" DE PALENCIA.

TÍTULO DEL PROYECTO

PLANO DE MONTAJE DE LÍNEAS DE VIDA

TÍTULO DEL PLANO

NÚMERO 13/13

ESCALA 1 : 250

PROMOTOR Universidad de Valladolid

EMPLAZAMIENTO PALENCIA (Palencia)

Titulación: Master Universitario en Ingeniería Agronómica

Alumno/a: ALBERTO DEL BOSQUE GALLEGO

Fecha: En Palencia, a 3 de septiembre de 2019

FIRMA Y FECHA

Universidad de Valladolid
Campus de Palencia

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIERÍAS AGRARIAS

Máster Universitario en Ingeniería Agronómica

Proyecto de instalación fotovoltaica conectada a red en el Aulario del Campus Universitario “La Yutera” de Palencia

DOCUMENTO Nº3 PLIEGO DE CONDICIONES

Alumno: Alberto del Bosque Gallego

Tutor: Luis Manuel Navas Gracia

Septiembre de 2019

☐ Copia para el tutor/a

DOCUMENTO 3.

PLIEGO DE CONDICIONES

ÍNDICE DEL PLIEGO DE CONDICIONES

1. PLIEGO DE CLÁUSULAS ADMINISTRATIVAS 3

1.1 Disposiciones generales 3

1.2 Disposiciones facultativas 3

1.3 Disposiciones económicas 21

1.4 Pliego de condiciones técnicas particulares 34

1.4.1 Prescripciones sobre los materiales 34

2. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE LAS INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED (IDAE) 41

1. PLIEGO DE CLÁUSULAS ADMINISTRATIVAS

1.1 Disposiciones generales

Naturaleza y objeto del pliego general

Artículo 1. El presente pliego general de condiciones tiene carácter supletorio del pliego de condiciones particulares del proyecto.

Ambos, como parte del proyecto arquitectónico, tienen por finalidad regular la ejecución de las obras fijando los niveles técnicos y de calidad exigibles, precisando las intervenciones que corresponden, según el contrato y con arreglo a la legislación aplicable, al promotor o dueño de la obra, al contratista o constructor de la misma, sus técnicos y encargados, al ingeniero y al aparejador o ingeniero técnico y a los laboratorios y entidades de control de calidad, así como las relaciones entre todos ellos y sus correspondientes obligaciones en orden al cumplimiento del contrato de obra.

Documentación del contrato de obra

Artículo 2. Integran el contrato los siguientes documentos relacionados por orden de prelación en cuanto al valor de sus especificaciones en caso de omisión o aparente contradicción:

- 1º) Las condiciones fijadas en el propio documento de contrato de empresa o arrendamiento de obra, si existiera.
- 2º) El pliego de condiciones particulares.
- 3º) El presente pliego general de condiciones.
- 4º) El resto de la documentación de proyecto (memoria, planos, mediciones y presupuesto).

En las obras que lo requieran, también formarán parte el estudio de seguridad y salud y el proyecto de control de calidad de la edificación.
Deberá incluir las condiciones y delimitación de los campos de actuación de laboratorios y entidades de control de calidad, si la obra lo requiriese.
Las órdenes e instrucciones de la dirección facultativa de la obras se incorporan al proyecto como interpretación, complemento o precisión de sus determinaciones.
En cada documento, las especificaciones literales prevalecen sobre las gráficas y en los planos, la cota prevalece sobre la medida a escala.

1.2 Disposiciones facultativas

Delimitación general de funciones técnicas

DELIMITACIÓN DE FUNCIONES DE LOS AGENTES INTERVINIENTES

Artículo 3. Ámbito de aplicación de la Ley de Ordenación de la Edificación

La Ley de Ordenación de la Edificación (LOE) es de aplicación al proceso de la edificación, entendiendo por tal la acción y el resultado de construir un edificio de carácter permanente, público o privado, cuyo uso principal esté comprendido en los siguientes grupos:

a) Administrativo, sanitario, religioso, residencial en todas sus formas, docente y cultural.

b) Aeronáutico; agropecuario; de la energía; de la hidráulica; minero; de telecomunicaciones (referido a la ingeniería de las telecomunicaciones); del transporte terrestre, marítimo, fluvial y aéreo; forestal; industrial; naval; de la ingeniería de saneamiento e higiene, y accesorio a las obras de ingeniería y su explotación.

c) Todas las demás edificaciones cuyos usos no estén expresamente relacionados en los grupos anteriores.

Cuando el proyecto a realizar tenga por objeto la construcción de edificios para los usos indicados en el grupo a) la titulación académica y profesional habilitante será la de ingeniero.

Cuando el proyecto a realizar tenga por objeto la construcción de edificios para los usos indicados en el grupo b) la titulación académica y profesional habilitante, con carácter general, será la de ingeniero, ingeniero técnico o ingeniero y vendrá determinada por las disposiciones legales vigentes para cada profesión, de acuerdo con sus respectivas especialidades y competencias específicas.

Cuando el proyecto a realizar tenga por objeto la construcción de edificios para los usos indicados en el grupo c) la titulación académica y profesional habilitante será la de ingeniero, ingeniero técnico, ingeniero o ingeniero técnico y vendrá determinada por las disposiciones legales vigentes para cada profesión, de acuerdo con sus especialidades y competencias específicas.

EL PROMOTOR

Será promotor cualquier persona, física o jurídica, pública o privada, que, individual o colectivamente decida, impulse, programe o financie, con recursos propios o ajenos, las obras de edificación para sí o para su posterior enajenación, entrega o cesión a terceros bajo cualquier título.

Son obligaciones del promotor:

a) Ostentar sobre el solar la titularidad de un derecho que le faculte para construir en él.

b) Facilitar la documentación e información previa necesaria para la redacción del proyecto, así como autorizar al director de obra las posteriores

modificaciones del mismo.

c) Gestionar y obtener las preceptivas licencias y autorizaciones administrativas, así como suscribir el acta de recepción de la obra.

d) Designar al coordinador de seguridad y salud para el proyecto y la ejecución de la obra.

e) Suscribir los seguros previstos en la LOE.

f) Entregar al adquirente, en su caso, la documentación de obra ejecutada, o cualquier otro documento exigible por las administraciones competentes.

EL PROYECTISTA

Artículo 4. Son obligaciones del proyectista:

a) Estar en posesión de la titulación académica y profesional habilitante de ingeniero, ingeniero técnico o ingeniero técnico, según corresponda, y cumplir las condiciones exigibles para el ejercicio de la profesión. En caso de personas jurídicas, designar al técnico redactor del proyecto que tenga la titulación profesional habilitante.

b) Redactar el proyecto con sujeción a la normativa vigente y a lo que se haya establecido en el contrato y entregarlo, con los visados que en su caso fueran preceptivos.

c) Acordar, en su caso, con el promotor la contratación de colaboraciones parciales.

EL CONSTRUCTOR

Artículo 5. Son obligaciones del constructor:

a) Ejecutar la obra con sujeción al proyecto, a la legislación aplicable y a las instrucciones del director de obra y del director de la ejecución de la obra, a fin de alcanzar la calidad exigida en el proyecto.

b) Tener la titulación o capacitación profesional que habilita para el cumplimiento de las condiciones exigibles para actuar como constructor.

c) Designar al jefe de obra que asumirá la representación técnica del constructor en la obra y que por su titulación o experiencia deberá tener la capacitación adecuada de acuerdo con las características y la complejidad de la obra.

d) Asignar a la obra los medios humanos y materiales que su importancia requiera.

e) Organizar los trabajos de construcción, redactando los planes de obra que se precisen y proyectando o autorizando las instalaciones provisionales y medios auxiliares de la obra.

f) Elaborar el plan de seguridad y salud de la obra en aplicación del estudio correspondiente, y disponer, en todo caso, la ejecución de las medidas preventivas, velando por su cumplimiento y por la observancia de la normativa vigente en materia de seguridad y salud en el trabajo.

g) Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra, y en su caso de la dirección facultativa.

h) Formalizar las subcontrataciones de determinadas partes o instalaciones de la obra dentro de los límites establecidos en el contrato.

i) Firmar el acta de replanteo o de comienzo y el acta de recepción de la obra.

j) Ordenar y dirigir la ejecución material con arreglo al proyecto, a las normas técnicas y a las reglas de la buena construcción. A tal efecto, ostenta la jefatura de todo el personal que intervenga en la obra y coordina las intervenciones de los subcontratistas.

k) Asegurar la idoneidad de todos y cada uno de los materiales y elementos constructivos que se utilicen, comprobando los preparados en obra y rechazando, por iniciativa propia o por prescripción del aparejador o ingeniero técnico, los suministros o prefabricados que no cuenten con las garantías o documentos de idoneidad requeridos por las normas de aplicación.

l) Custodiar los libros de órdenes y seguimiento de la obra, así como los de seguridad y salud y el del control de calidad, éstos si los hubiere, y dar el enterado a las anotaciones que en ellos se practiquen.

m) Facilitar al aparejador o ingeniero técnico con antelación suficiente, los materiales precisos para el cumplimiento de su cometido.

n) Preparar las certificaciones parciales de obra y la propuesta de liquidación final.

o) Suscribir con el promotor las actas de recepción provisional y definitiva.

p) Concertar los seguros de accidentes de trabajo y de daños a terceros durante la obra.

q) Facilitar al director de obra los datos necesarios para la elaboración de la documentación de la obra ejecutada.

r) Facilitar el acceso a la obra, a los laboratorios y entidades de control de calidad contratados y debidamente homologados para el cometido de sus funciones.

s) Suscribir las garantías por daños materiales ocasionados por vicios y defectos de la construcción previstas en el artículo 19 de la LOE.

EL DIRECTOR DE OBRA

Artículo 6. Corresponde al director de obra:

a) Estar en posesión de la titulación académica y profesional habilitante de ingeniero, ingeniero técnico, ingeniero o ingeniero técnico, según corresponda, y cumplir las condiciones exigibles para el ejercicio de la profesión. En caso de personas jurídicas, designar al técnico director de obra que tenga la titulación profesional habilitante.

b) Verificar el replanteo y la adecuación de la cimentación y de la estructura proyectada a las características geotécnicas del terreno.

c) Dirigir la obra coordinándola con el proyecto de ejecución, facilitando su interpretación técnica, económica y estética.

d) Asistir a las obras, cuantas veces lo requiera su naturaleza y complejidad, a fin de resolver las contingencias que se produzcan en la obra y consignar en el libro de órdenes y asistencias las instrucciones precisas para la correcta interpretación del proyecto.

e) Elaborar, a requerimiento del promotor o con su conformidad, eventuales modificaciones del proyecto, que vengan exigidas por la marcha de la obra siempre que las mismas se adapten a las disposiciones normativas contempladas y observadas en la redacción del proyecto.

f) Coordinar, junto al aparejador o ingeniero técnico, el programa de desarrollo de la obra y el proyecto de control de calidad de la obra, con sujeción al Código Técnico de la Edificación (CTE) y a las especificaciones del proyecto.

g) Comprobar, junto al aparejador o ingeniero técnico, los resultados de los análisis e informes realizados por laboratorios y/o entidades de control de calidad.

h) Coordinar la intervención en obra de otros técnicos que, en su caso, concurran a la dirección con función propia en aspectos de su especialidad.

i) Dar conformidad a las certificaciones parciales de obra y la liquidación final.

j) Suscribir el acta de replanteo o de comienzo de obra y el certificado final de obra, así como conformar las certificaciones parciales y la liquidación final de las unidades de obra ejecutadas, con los visados que en su caso fueran preceptivos.

k) Asesorar al promotor durante el proceso de construcción y especialmente en el acto de la recepción.

l) Preparar con el contratista la documentación gráfica y escrita del proyecto definitivamente ejecutado para entregarlo al promotor.

m) A dicha documentación se adjuntará, al menos, el acta de recepción, la relación identificativa de los agentes que han intervenido durante el proceso de edificación, así como la relativa a las instrucciones de uso y mantenimiento del

edificio y sus instalaciones, de conformidad con la normativa que le sea de aplicación. Esta documentación constituirá el libro del edificio y será entregada a los usuarios finales del edificio.

EL DIRECTOR DE LA EJECUCIÓN DE LA OBRA

Artículo 7. Corresponde al aparejador o ingeniero técnico la dirección de la ejecución de la obra, que formando parte de la dirección facultativa, asume la función técnica de dirigir la ejecución material de la obra y de controlar cualitativa y cuantitativamente la construcción y la calidad de lo edificado. Siendo sus funciones específicas:

a) Estar en posesión de la titulación académica y profesional habilitante y cumplir las condiciones exigibles para el ejercicio de la profesión. En caso de personas jurídicas, designar al técnico director de la ejecución de la obra que tenga la titulación profesional habilitante.

b) Redactar el documento de estudio y análisis del proyecto para elaborar los programas de organización y de desarrollo de la obra.

c) Planificar, a la vista del proyecto arquitectónico, del contrato y de la normativa técnica de aplicación, el control de calidad y económico de las obras.

d) Redactar, cuando se le requiera, el estudio de los sistemas adecuados a los riesgos del trabajo en la realización de la obra y aprobar el Estudio de seguridad y salud para la aplicación del mismo.

e) Redactar, cuando se le requiera, el proyecto de control de calidad de la edificación, desarrollando lo especificado en el proyecto de ejecución.

f) Efectuar el replanteo de la obra y preparar el acta correspondiente, suscribiéndola en unión del ingeniero y del constructor.

g) Comprobar las instalaciones provisionales, medios auxiliares y medidas de seguridad y salud en el trabajo, controlando su correcta ejecución.

h) Realizar o disponer las pruebas y ensayos de materiales, instalaciones y demás unidades de obra según las frecuencias de muestreo programadas en el plan de control, así como efectuar las demás comprobaciones que resulten necesarias para asegurar la calidad constructiva de acuerdo con el proyecto y la normativa técnica aplicable. De los resultados informará puntualmente al constructor, impartiéndole, en su caso, las órdenes oportunas; de no resolverse la contingencia adoptará las medidas que corresponda, dando cuenta al ingeniero.

i) Realizar las mediciones de obra ejecutada y dar conformidad, según las relaciones establecidas, a las certificaciones valoradas y a la liquidación final de la obra.

j) Verificar la recepción en obra de los productos de construcción, ordenando la realización de ensayos y pruebas precisas.

k) Dirigir la ejecución material de la obra comprobando los replanteos, los

materiales, la correcta ejecución y disposición de los elementos constructivos y de las instalaciones, de acuerdo con el proyecto y con las instrucciones del director de obra.

l) Consignar en el libro de órdenes y asistencias las instrucciones precisas.

m) Suscribir el acta de replanteo o de comienzo de obra y el certificado final de obra, así como elaborar y suscribir las certificaciones parciales y la liquidación final de las unidades de obra ejecutadas.

n) Colaborar con los restantes agentes en la elaboración de la documentación de la obra ejecutada, aportando los resultados del control realizado.

EL COORDINADOR DE SEGURIDAD Y SALUD

El coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra deberá desarrollar las siguientes funciones:

a) Coordinar la aplicación de los principios generales de prevención y de seguridad.

b) Coordinar las actividades de la obra para garantizar que los contratistas y, en su caso, los subcontratistas y los trabajadores autónomos apliquen de manera coherente y responsable los principios de la acción preventiva que se recogen en el artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales durante la ejecución de la obra.

c) Aprobar el plan de seguridad y salud elaborado por el contratista y, en su caso, las modificaciones introducidas en el mismo.

d) Coordinar las acciones y funciones de control de la aplicación correcta de los métodos de trabajo.

e) Adoptar las medidas necesarias para que sólo las personas autorizadas puedan acceder a la obra. La dirección facultativa asumirá esta función cuando no fuera necesaria la designación de coordinador.

LAS ENTIDADES Y LOS LABORATORIOS DE CONTROL DE CALIDAD DE LA EDIFICACIÓN

Artículo 8. Las entidades de control de calidad de la edificación prestan asistencia técnica en la verificación de la calidad del proyecto, de los materiales y de la ejecución de la obra y sus instalaciones de acuerdo con el proyecto y la normativa aplicable.

Los laboratorios de ensayos para el control de calidad de la edificación prestan asistencia técnica, mediante la realización de ensayos o pruebas de servicio de los materiales, sistemas o instalaciones de una obra de edificación.

Son obligaciones de las entidades y de los laboratorios de control de calidad:

a) Prestar asistencia técnica y entregar los resultados de su actividad al agente autor del encargo y, en todo caso, al director de la ejecución de las obras.

b) Justificar la capacidad suficiente de medios materiales y humanos necesarios para realizar adecuadamente los trabajos contratados, en su caso, a través de la correspondiente acreditación oficial otorgada por las comunidades autónomas con competencia en la materia.

De las obligaciones y derechos generales del constructor o contratista

VERIFICACIÓN DE LOS DOCUMENTOS DEL PROYECTO

Artículo 9. Antes de dar comienzo a las obras, el constructor consignará por escrito que la documentación aportada le resulta suficiente para la comprensión de la totalidad de la obra contratada, o en caso contrario, solicitará las aclaraciones pertinentes.

PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD

Artículo10. El constructor, a la vista del proyecto de ejecución conteniendo, en su caso, el estudio de seguridad y salud, presentará el plan de seguridad y salud de la obra a la aprobación del aparejador o ingeniero técnico de la dirección facultativa.

PROYECTO DE CONTROL DE CALIDAD

Artículo 11. El constructor tendrá a su disposición el proyecto de control de calidad, si para la obra fuera necesario, en el que se especificarán las características y requisitos que deberán cumplir los materiales y unidades de obra, y los criterios para la recepción de los materiales, según estén avalados o no por sellos marcas e calidad; ensayos, análisis y pruebas a realizar, determinación de lotes y otros parámetros definidos en el proyecto por el ingeniero o aparejador de la dirección facultativa.

OFICINA EN LA OBRA

Artículo 12. El constructor habilitará en la obra una oficina en la que existirá una mesa o tablero adecuado, en el que puedan extenderse y consultarse los planos. En dicha oficina tendrá siempre el contratista a disposición de la dirección facultativa:

- El proyecto de ejecución completo, incluidos los complementos que en su caso redacte el ingeniero.
- La licencia de obras.
- El libro de órdenes y asistencias.
- El plan de seguridad y salud y su libro de incidencias, si hay para la obra.
- El proyecto de control de calidad y su libro de registro, si hay para la obra.
- El reglamento y ordenanza de seguridad y salud en el trabajo.
- La documentación de los seguros suscritos por el constructor.

REPRESENTACIÓN DEL CONTRATISTA. JEFE DE OBRA

Artículo 13. El constructor viene obligado a comunicar a la propiedad la persona designada como delegado suyo en la obra, que tendrá el carácter de jefe de obra de la misma, con dedicación plena y con facultades para representarle y adoptar en todo momento cuantas decisiones competan a la contrata.
Serán sus funciones las del constructor según se especifica en el artículo 5.

Cuando la importancia de las obras lo requiera y así se consigne en el pliego de condiciones particulares de índole facultativa, el delegado del contratista será un facultativo de grado superior o grado medio, según los casos.

El pliego de condiciones particulares determinará el personal facultativo o especialista que el constructor se obligue a mantener en la obra como mínimo, y el tiempo de dedicación comprometido.

El incumplimiento de esta obligación o, en general, la falta de cualificación suficiente por parte del personal según la naturaleza de los trabajos, facultará al ingeniero para ordenar la paralización de las obras sin derecho a reclamación alguna, hasta que se subsane la deficiencia.

PRESENCIA DEL CONSTRUCTOR EN LA OBRA

Artículo 14. El jefe de obra, por sí o por medio de sus técnicos, o encargados estará presente durante la jornada legal de trabajo y acompañará al ingeniero o al aparejador o ingeniero técnico, en las visitas que hagan a las obras, poniéndose a su disposición para la práctica de los reconocimientos que se consideren necesarios y suministrándoles los datos precisos para la comprobación de mediciones y liquidaciones.

TRABAJOS NO ESTIPULADOS EXPRESAMENTE

Artículo 15. Es obligación de la contrata el ejecutar cuando sea necesario para la buena construcción y aspecto de las obras, aun cuando no se halle expresamente determinado en los documentos de proyecto, siempre que, sin separarse de su espíritu y recta interpretación, lo disponga el ingeniero dentro de los límites de posibilidades que los presupuestos habiliten para cada unidad de obra y tipo de ejecución.

En defecto de especificación en el pliego de condiciones particulares, se entenderá que requiere reformado de proyecto con consentimiento expreso de la propiedad, promotor, toda variación que suponga incremento de precios de alguna unidad de obra en más del 20% del total del presupuesto en más de un 10%.

INTERPRETACIONES, ACLARACIONES Y MODIFICACIONES DE LOS DOCUMENTOS DEL PROYECTO

Artículo 16. El constructor podrá requerir del ingeniero o del aparejador o ingeniero técnico, según sus respectivos cometidos, las instrucciones o aclaraciones que se precisen para la correcta interpretación y ejecución de lo proyectado.

Cuando se trate de aclarar, interpretar o modificar preceptos de los pliegos de condiciones o indicaciones de los planos o croquis, las órdenes e instrucciones correspondientes se comunicarán precisamente por escrito al constructor, estando éste obligado a su vez a devolver los originales o las copias suscribiendo con su firma el enterado, que figurará al pie de todas las órdenes, avisos o instrucciones que reciba tanto del aparejador o ingeniero técnico como del ingeniero.

Cualquier reclamación que en contra de las disposiciones tomadas por éstos crea oportuno hacer el constructor, habrá de dirigirla, dentro precisamente del plazo de 3 días, a quién la hubiere dictado, el cual dará al constructor el correspondiente recibo,

si éste lo solicitase.

RECLAMACIONES CONTRA LAS ÓRDENES DE LA DIRECCIÓN FACULTATIVA

Artículo 17. Las reclamaciones que el contratista quiera hacer contra las órdenes o instrucciones dimanadas de la dirección facultativa, sólo podrá presentarlas, a través del ingeniero, ante la propiedad, si son de orden económico y de acuerdo con las condiciones estipuladas en los pliegos de condiciones correspondientes.
Contra disposiciones de orden técnico del ingeniero o del aparejador o ingeniero técnico, no se admitirá reclamación alguna, pudiendo el contratista salvar su responsabilidad, si lo estima oportuno, mediante exposición razonada dirigida al ingeniero, el cual podrá limitar su contestación al acuse de recibo, que en todo caso será obligatorio para este tipo de reclamaciones.

RECUSACIÓN POR EL CONTRATISTA DEL PERSONAL NOMBRADO POR EL INGENIERO

Artículo 18. El constructor no podrá recusar a los ingenieros, aparejadores o personal encargado por éstos de la vigilancia de las obras, ni pedir que por parte de la propiedad se designen otros facultativos para los reconocimientos y mediciones. Cuando se crea perjudicado por la labor de éstos procederá de acuerdo con lo estipulado en el artículo precedente, pero sin que por esta causa puedan interrumpirse ni perturbarse la marcha de los trabajos.

FALTAS DEL PERSONAL

Artículo 19. El ingeniero, en supuestos de desobediencia a sus instrucciones, manifiesta incompetencia o negligencia grave que comprometan o perturben la marcha de los trabajos, podrá requerir al contratista para que aparte de la obra a los dependientes u operarios causantes de la perturbación.

SUBCONTRATAS

Artículo 20. El contratista podrá subcontratar capítulos o unidades de obra a otros contratistas e industriales, con sujeción en su caso, a lo estipulado en el pliego de condiciones particulares y sin perjuicio de sus obligaciones como contratista general de la obra.

Responsabilidad civil de los agentes que intervienen en el proceso de la edificación

DAÑOS MATERIALES

Artículo 21. Las personas físicas o jurídicas que intervienen en el proceso de la edificación responderán frente a los propietarios y los terceros adquirentes de los edificios o partes de los mismos, en el caso de que sean objeto de división, de los siguientes daños materiales ocasionados en el edificio dentro de los plazos indicados, contados desde la fecha de recepción de la obra, sin reservas o desde la subsanación de éstas:

a) Durante 10 años, de los daños materiales causados en el edificio por vicios o defectos que afecten a la cimentación, los soportes, las vigas, los forjados, los

muros de carga u otros elementos estructurales, y que comprometan directamente la resistencia mecánica y la estabilidad del edificio.

b) Durante 3 años, de los daños materiales causados en el edificio por vicios o defectos de los elementos constructivos o de las instalaciones que ocasionen el incumplimiento de los requisitos de habitabilidad del artículo 3 de la LOE.

El constructor también responderá de los daños materiales por vicios o defectos de ejecución que afecten a elementos de terminación o acabado de las obras dentro del plazo de 1 año.

RESPONSABILIDAD CIVIL

Artículo 22. La responsabilidad civil será exigible en forma personal e individualizada, tanto por actos u omisiones de propios, como por actos u omisiones de personas por las que se deba responder.

No obstante, cuando pudiera individualizarse la causa de los daños materiales o quedase debidamente probada la concurrencia de culpas sin que pudiera precisarse el grado de intervención de cada agente en el daño producido, la responsabilidad se exigirá solidariamente. En todo caso, el promotor responderá solidariamente con los demás agentes intervinientes ante los posibles adquirentes de los daños materiales en el edificio ocasionados por vicios o defectos de construcción.

Sin perjuicio de las medidas de intervención administrativas que en cada caso procedan, la responsabilidad del promotor que se establece en la LOE se extenderá a las personas físicas o jurídicas que, a tenor del contrato o de su intervención decisoria en la promoción, actúen como tales promotores bajo la forma de promotor o gestor de cooperativas o de comunidades de propietarios u otras figuras análogas.

Cuando el proyecto haya sido contratado conjuntamente con más de un proyectista, los mismos responderán solidariamente.

Los proyectistas que contraten los cálculos, estudios, dictámenes o informes de otros profesionales, serán directamente responsables de los daños que puedan derivarse de su insuficiencia, incorrección o inexactitud, sin perjuicio de la repetición que pudieran ejercer contra sus autores.

El constructor responderá directamente de los daños materiales causados en el edificio por vicios o defectos derivados de la impericia, falta de capacidad profesional o técnica, negligencia o incumplimiento de las obligaciones atribuidas al jefe de obra y demás personas físicas o jurídicas que de él dependan.

Cuando el constructor subcontrate con otras personas físicas o jurídicas la ejecución de determinadas partes o instalaciones de la obra, será directamente responsable de los daños materiales por vicios o defectos de su ejecución, sin perjuicio de la repetición a que hubiere lugar.

El director de obra y el director de la ejecución de la obra que suscriban el certificado final de obra serán responsables de la veracidad y exactitud de dicho documento.

Quien acepte la dirección de una obra cuyo proyecto no haya elaborado él mismo,

asumirá las responsabilidades derivadas de las omisiones, deficiencias o imperfecciones del proyecto, sin perjuicio de la repetición que pudiere corresponderle frente al proyectista.

Cuando la dirección de obra se contrate de manera conjunta a más de un técnico, los mismos responderán solidariamente sin perjuicio de la distribución que entre ellos corresponda.

Las responsabilidades por daños no serán exigibles a los agentes que intervengan en el proceso de la edificación, si se prueba que aquellos fueron ocasionados por caso fortuito, fuerza mayor, acto de tercero o por el propio perjudicado por el daño.

Las responsabilidades a que se refiere este artículo se entienden sin perjuicio de las que alcanzan al vendedor de los edificios o partes edificadas frente al comprador conforme al contrato de compraventa suscrito entre ellos, a los artículos 1.484 y siguientes del Código Civil y demás legislación aplicable a la compraventa.

Prescripciones generales relativas a trabajos, materiales y medios auxiliares

CAMINOS Y ACCESOS

Artículo 23. El constructor dispondrá por su cuenta los accesos a la obra, el cerramiento o vallado de ésta y su mantenimiento durante la ejecución de la obra. El aparejador o ingeniero técnico podrá exigir su modificación o mejora.

REPLANTEO

Artículo 24. El constructor iniciará las obras con el replanteo de las mismas en el terreno, señalando las referencias principales que mantendrá como base de ulteriores replanteos parciales. Dichos trabajos se considerará a cargo del contratista e incluidos en su oferta.

El constructor someterá el replanteo a la aprobación del aparejador o ingeniero técnico y una vez esto haya dado su conformidad preparará un acta acompañada de un plano que deberá ser aprobada por el ingeniero, siendo responsabilidad del constructor la omisión de este trámite.

INICIO DE LA OBRA. RITMO DE EJECUCIÓN DE LOS TRABAJOS

Artículo 25. El constructor dará comienzo a las obras en el plazo marcado en el pliego de condiciones particulares, desarrollándolas en la forma necesaria para que dentro de los períodos parciales en aquellos señalados queden ejecutados los trabajos correspondientes y, en consecuencia, la ejecución total se lleve a efecto dentro del plazo exigido en el contrato.

Obligatoriamente y por escrito, deberá el contratista dar cuenta al ingeniero y al aparejador o ingeniero técnico del comienzo de los trabajos al menos con 3 días de antelación.

ORDEN DE LOS TRABAJOS

Artículo 26. En general, la determinación del orden de los trabajos es facultad de la

contrata, salvo aquellos casos en que, por circunstancias de orden técnico, estime conveniente su variación la dirección facultativa.

FACILIDADES PARA OTROS CONTRATISTAS

Artículo 27. De acuerdo con lo que requiera la dirección facultativa, el contratista general deberá dar todas las facilidades razonables para la realización de los trabajos que le sean encomendados a todos los demás contratistas que intervengan en la obra.

Ello sin perjuicio de las compensaciones económicas a que haya lugar entre contratistas por utilización de medios auxiliares o suministros de energía u otros conceptos.

En caso de litigio, ambos contratistas estarán a lo que resuelva la dirección facultativa.

AMPLIACIÓN DEL PROYECTO POR CAUSAS IMPREVISTAS O DE FUERZA MAYOR

Artículo 28. Cuando sea preciso por motivo imprevisto o por cualquier accidente, ampliar el proyecto, no se interrumpirán los trabajos, continuándose según las instrucciones dadas por el ingeniero en tanto se formula o se tramita el proyecto reformado.

El constructor está obligado a realizar con su personal y sus materiales cuanto la dirección de las obras disponga para apeos, apuntalamientos, derribos, recalzos o cualquier otra obra de carácter urgente, anticipando de momento este servicio, cuyo importe le será consignado en un presupuesto adicional o abonado directamente, de acuerdo con lo que se convenga.

PRÓRROGA POR CAUSA DE FUERZA MAYOR

Artículo 29. Si por causa de fuerza mayor o independiente de la voluntad del constructor, éste no pudiese comenzar las obras, o tuviese que suspenderlas, o no le fuera posible terminarlas en los plazos prefijados, se le otorgará una prorroga proporcionada para el cumplimiento de la contrata, previo informe favorable del ingeniero. Para ello, el constructor expondrá, en escrito dirigido al ingeniero, la causa que impide la ejecución o la marcha de los trabajos y el retraso que por ello se originaría en los plazos acordados, razonando debidamente la prórroga que por dicha causa solicita.

RESPONSABILIDAD DE LA DIRECCIÓN FACULTATIVA EN EL RETRASO DE LA OBRA

Artículo 30. El contratista no podrá excusarse de no haber cumplido los plazos de obras estipulados, alegando como causa la carencia de planos u órdenes de la dirección facultativa, a excepción del caso en que habiéndolo solicitado por escrito no se le hubiesen proporcionado.

CONDICIONES GENERALES DE EJECUCIÓN DE LOS TRABAJOS

Artículo 31. Todos los trabajos se ejecutarán con estricta sujeción al proyecto, a las

modificaciones del mismo que previamente hayan sido aprobadas y a las órdenes e instrucciones que bajo su responsabilidad y por escrito entreguen el ingeniero o el aparejador o ingeniero técnico al constructor, dentro de las limitaciones presupuestarias y de conformidad con lo especificado en el artículo 15.

DOCUMENTACIÓN DE OBRAS OCULTAS

Artículo 32. De todos los trabajos y unidades de obra que hayan de quedar ocultos a la terminación del edificio, se levantarán los planos precisos para que queden perfectamente definidos; estos documentos se extenderán por triplicado, entregándose: uno, al ingeniero; otro, al aparejador; y, el tercero, al contratista, firmados todos ellos por los tres. Dichos planos, que deberán ir suficientemente acotados, se considerarán documentos indispensables e irrecusables para efectuar las mediciones.

TRABAJOS DEFECTUOSOS

Artículo 33. El constructor debe emplear los materiales que cumplan las condiciones exigidas en las condiciones generales y particulares de índole técnica del pliego de condiciones y realizará todos y cada uno de los trabajos contratados de acuerdo con lo especificado también en dicho documento.
Por ello, y hasta que tenga lugar la recepción definitiva del edificio, es responsable de la ejecución de los trabajos que ha contratado y de las faltas y defectos que en éstos puedan existir por su mala ejecución o por la deficiente calidad de los materiales empleados o aparatos colocados, sin que le exonere de responsabilidad el control que compete al aparejador o ingeniero técnico, ni tampoco el hecho de que estos trabajos hayan sido valorados en las certificaciones parciales de obra, que siempre se entenderán extendidas y abonadas a buena cuenta.
Como consecuencia de lo anteriormente expresado, cuando el aparejador o ingeniero técnico advierta vicios o defectos en los trabajos ejecutados, o que los materiales empleados o los aparatos colocados no reúnen las condiciones preceptuadas, ya sea en el curso de la ejecución de los trabajos, o finalizados éstos, y antes de verificarse la recepción definitiva de la obra, podrá disponer que las partes defectuosas sean demolidas y reconstruidas de acuerdo con lo contratado, y todo ello a expensas de la contrata. Si ésta no estimase justa la decisión y se negase a la demolición y reconstrucción ordenadas, se planteará la cuestión ante el ingeniero de la obra, quien resolverá.

VICIOS OCULTOS

Artículo 34. Si el aparejador o ingeniero técnico tuviese fundadas razones para creer en la existencia de vicios ocultos de construcción en las obras ejecutadas, ordenará efectuar en cualquier tiempo, y antes de la recepción definitiva, los ensayos, destructivos o no, que crea necesarios para reconocer los trabajos que suponga defectuosos, dando cuenta de la circunstancia al ingeniero.
Los gastos que se ocasionen serán de cuenta del constructor, siempre que los vicios existan realmente, en caso contrario serán a cargo de la propiedad.

MATERIALES Y APARATOS. SU PROCEDENCIA

Artículo 35. El constructor tiene libertad de proveerse de los materiales y aparatos de todas clases en los puntos que le parezca conveniente, excepto en los casos en que el

pliego particular de condiciones técnicas preceptúe una procedencia determinada. Obligatoriamente, y antes de proceder a su empleo o acopio, el constructor deberá presentar al aparejador o ingeniero técnico una lista completa de los materiales y aparatos que vaya a utilizar en la que se especifiquen todas las indicaciones sobre marcas, calidades, procedencia e idoneidad de cada uno de ellos.

PRESENTACIÓN DE MUESTRAS

Artículo 36. A petición del ingeniero, el constructor le presentará las muestras de los materiales siempre con la antelación prevista en el calendario de la obra.

MATERIALES NO UTILIZABLES

Artículo 37. El constructor, a su costa, transportará y colocará, agrupándolos ordenadamente y en el lugar adecuado, los materiales procedentes de las excavaciones, derribos, etc., que no sean utilizables en la obra.
Se retirarán de esta o se llevarán al vertedero, cuando así estuviese establecido en el pliego de condiciones particulares vigente en la obra.
Si no se hubiese preceptuado nada sobre el particular, se retirarán de ella cuando así lo ordene el aparejador o ingeniero técnico, pero acordando previamente con el constructor su justa tasación, teniendo en cuenta el valor de dichos materiales y los gastos de su transporte.

MATERIALES Y APARATOS DEFECTUOSOS

Artículo 38. Cuando los materiales, elementos de instalaciones o aparatos no fuesen de la calidad prescrita en este pliego, o no tuvieran la preparación en él exigida o, en fin, cuando la falta de prescripciones formales de aquel se reconociera o demostrara que no eran adecuados para su objeto, el ingeniero a instancias del aparejador o ingeniero técnico, dará orden al constructor de sustituirlos por otros que satisfagan las condiciones o llenen el objeto a que se destinen. Si a los 15 días de recibir el constructor orden de que retire los materiales que no estén en condiciones, no ha sido cumplida, podrá hacerlo la propiedad cargando los gastos a la contrata. Si los materiales, elementos de instalaciones o aparatos fueran defectuosos, pero aceptables a juicio del ingeniero, se recibirán pero con la rebaja del precio que aquel determine, a no ser que el constructor prefiera sustituirlos por otros en condiciones.

GASTOS OCASIONADOS POR PRUEBAS Y ENSAYOS

Artículo 39. Todos los gastos originados por las pruebas y ensayos de materiales o elementos que intervengan en la ejecución de las obras, serán de cuenta de la contrata. Todo ensayo que no haya resultado satisfactorio o que no ofrezca las suficientes garantías podrá comenzarse de nuevo a cargo del mismo.

LIMPIEZA DE LAS OBRAS

Artículo 40. Es obligación del constructor mantener limpias las obras y sus alrededores, tanto de escombros como de materiales sobrantes, hacer desaparecer las instalaciones provisionales que no sean necesarias, así como adoptar las medidas y ejecutar todos los trabajos que sean necesarios para que la obra ofrezca buen aspecto.

OBRAS SIN PRESCRIPCIONES

Artículo 41. En la ejecución de trabajos que entran en la construcción de las obras y para los cuales no existan prescripciones consignadas explícitamente en este pliego ni en la restante documentación del proyecto, el constructor se atendrá, en primer término, a las instrucciones que dicte la dirección facultativa de las obras y, en segundo lugar, a las reglas y prácticas de la buena construcción.

De las recepciones de edificios y obras anejas

ACTA DE RECEPCIÓN

Artículo 42. La recepción de la obra es el acto por el cual el constructor, una vez concluida ésta, hace entrega de la misma al promotor y es aceptada por éste. Podrá realizarse con o sin reservas y deberá abarcar la totalidad de la obra o fases completas y terminadas de la misma, cuando así se acuerde por las partes.

La recepción deberá consignarse en un acta firmada, al menos, por el promotor y el constructor, y en la misma se hará constar:

a) Las partes que intervienen.
b) La fecha del certificado final de la totalidad de la obra o de la fase completa y terminada de la misma.
c) El coste final de la ejecución material de la obra.
d) La declaración de la recepción de la obra con o sin reservas, especificando, en su caso, éstas de manera objetiva, y el plazo en que deberán quedar subsanados los defectos observados. Una vez subsanados los mismos, se hará constar en un acta aparte, suscrita por los firmantes de la recepción.
e) Las garantías que, en su caso, se exijan al constructor para asegurar sus responsabilidades.
f) Se adjuntará el certificado final de obra suscrito por el director de obra (ingeniero) y el director de la ejecución de la obra (ingeniero técnico) y la documentación justificativa del control de calidad realizado.

El promotor podrá rechazar la recepción de la obra por considerar que la misma no está terminada o que no se adecua a las condiciones contractuales. En todo caso, el rechazo deberá ser motivado por escrito en el acta, en la que se fijará el nuevo plazo para efectuar la recepción.

Salvo pacto expreso en contrario, la recepción de la obra tendrá lugar dentro de los 30 días siguientes a la fecha de su terminación, acreditada en el certificado final de obra, plazo que se contará a partir de la notificación efectuada por escrito al promotor. La recepción se entenderá tácitamente producida si transcurridos 30 días desde la fecha indicada el promotor no hubiera puesto de manifiesto reservas o rechazo motivado por escrito.

RECEPCIÓN PROVISIONAL

Artículo 43. Ésta se realizará con la intervención de la propiedad, del constructor, del ingeniero y del aparejador o ingeniero técnico. Se convocará también a los restantes técnicos que, en su caso, hubiesen intervenido en la dirección con función propia en aspectos parciales o unidades especializadas.

Practicado un detenido reconocimiento de las obras, se extenderá un acta con tantos ejemplares como intervinientes y firmados por todos ellos. Desde esta fecha empezará a correr el plazo de garantía, si las obras se hallasen en estado de ser admitidas. Seguidamente, los técnicos de la dirección facultativa extenderán el correspondiente certificado de final de obra.

Cuando las obras no se hallen en estado de ser recibidas, se hará constar en el acta y se darán al constructor las oportunas instrucciones para remediar los defectos observados, fijando un plazo para subsanarlos, expirado el cual, se efectuará un nuevo reconocimiento a fin de proceder a la recepción provisional de la obra.
Si el constructor no hubiese cumplido, podrá declararse resuelto el contrato con pérdida de la fianza.

DOCUMENTACIÓN FINAL

Artículo 44. El ingeniero, asistido por el contratista y los técnicos que hubiesen intervenido en la obra, redactarán la documentación final de las obras, que se facilitará a la propiedad.

Dicha documentación se adjuntará, al acta de recepción, con la relación identificativa de los agentes que han intervenido durante el proceso de edificación, así como la relativa a las instrucciones de uso y mantenimiento del edificio y sus instalaciones, de conformidad con la normativa que le sea de aplicación. Esta documentación constituirá el libro del edificio, que ha de ser encargado por el promotor y será entregado a los usuarios finales del edificio.

A su vez dicha documentación se divide en:

a) DOCUMENTACIÓN DE SEGUIMIENTO DE OBRA

Dicha documentación según el CTE se compone de:

- Libro de órdenes y asistencias, de acuerdo con lo previsto en el Decreto 461/1971, de 11 de marzo.
- Libro de incidencias en materia de seguridad y salud, según el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre.
- Proyecto, con sus anejos y modificaciones debidamente autorizadas por el director de la obra.
- Licencia de obras, de apertura del centro de trabajo y, en su caso, de otras autorizaciones administrativas.

La documentación de seguimiento será depositada por el director de la obra en su colegio de ingenieros (COIACLC “Colegio de Ingenieros Agrónomos de Castilla y León y Cantabria).

b) DOCUMENTACIÓN DE CONTROL DE OBRA
Su contenido, cuya recopilación es responsabilidad del director de ejecución de obra,

se compone de:

- Documentación de control, que debe corresponder a lo establecido en el proyecto, más sus anejos y modificaciones.
- Documentación, instrucciones de uso y mantenimiento, así como garantías de los materiales y suministros, que debe ser proporcionada por el constructor, siendo conveniente recordárselo fehacientemente.
- En su caso, documentación de calidad de las unidades de obra, preparada por el constructor y autorizada por el director de ejecución en su colegio profesional.

c) CERTIFICADO FINAL DE OBRA

Éste se ajustará al modelo publicado en el Decreto 462/1971, de 11 de marzo, en donde el director de la ejecución de la obra certificará haber dirigido la ejecución material de las obras y controlado cuantitativa y cualitativamente la construcción y la calidad de lo edificado de acuerdo con el proyecto, la documentación técnica que lo desarrolla y las normas de buena construcción.

El director de la obra certificará que la edificación ha sido realizada bajo su dirección, de conformidad con el proyecto objeto de la licencia y la documentación técnica que lo complementa, hallándose dispuesta para su adecuada utilización con arreglo a las instrucciones de uso y mantenimiento.
Al certificado final de obra se le unirán como anejos los siguientes documentos:

- Descripción de las modificaciones que, con la conformidad del promotor, se hubiesen introducido durante la obra, haciendo constar su compatibilidad con las condiciones de la licencia.
- Relación de los controles realizados.

MEDICIÓN DEFINITIVA DE LOS TRABAJOS Y LIQUIDACIÓN PROVISIONAL DE LA OBRA

Artículo 45. Recibidas provisionalmente las obras, se procederá inmediatamente por el aparejador o ingeniero técnico a su medición definitiva, con precisa asistencia del constructor o de su representante. Se extenderá la oportuna certificación por triplicado que, aprobada por el ingeniero con su firma, servirá para el abono por la propiedad del saldo resultante salvo la cantidad retenida en concepto de fianza (según lo estipulado en el artículo 6 de la LOE).

PLAZO DE GARANTÍA

Artículo 46. El plazo de garantía deberá estipularse en el pliego de condiciones particulares y en cualquier caso nunca deberá ser inferior a 9 meses (1 año en contratos con las administraciones públicas).

CONSERVACIÓN DE LAS OBRAS RECIBIDAS PROVISIONALMENTE

Artículo 47. Los gastos de conservación durante el plazo de garantía comprendido entre las recepciones provisional y definitiva, correrán a cargo del contratista.
Si el edificio fuese ocupado o utilizado antes de la recepción definitiva, la guardería, limpieza y reparaciones causadas por el uso correrán a cargo del propietario y las reparaciones por vicios de obra o por defectos en las instalaciones, serán a cargo de la contrata.

RECEPCIÓN DEFINITIVA

Artículo 48. La recepción definitiva se verificará después de transcurrido el plazo de garantía en igual forma y con las mismas formalidades que la provisional, a partir de cuya fecha cesará la obligación del constructor de reparar a su cargo aquellos desperfectos inherentes a la normal conservación de los edificios y quedarán sólo subsistentes todas las responsabilidades que pudieran alcanzarle por vicios de la construcción.

PRORROGA DEL PLAZO DE GARANTÍA

Artículo 49. Si al proceder al reconocimiento para la recepción definitiva de la obra, no se encontrase ésta en las condiciones debidas, se aplazará dicha recepción definitiva y el ingeniero director marcará al constructor los plazos y formas en que deberán realizarse las obras necesarias y, de no efectuarse dentro de aquellos, podrá resolverse el contrato con pérdida de la fianza.

RECEPCIONES DE TRABAJOS CUYA CONTRATA HAYA SIDO RESCINDIDA

Artículo 50. En el caso de resolución del contrato, el contratista vendrá obligado a retirar, en el plazo que se fije en el pliego de condiciones particulares, la maquinaria, medios auxiliares, instalaciones, etc., a resolver los subcontratos que tuviese concertados y a dejar la obra en condiciones de ser reanudada por otra empresa.
Las obras y trabajos terminados por completo se recibirán provisionalmente con los trámites establecidos en este pliego de condiciones. Transcurrido el plazo de garantía se recibirán definitivamente según lo dispuesto en este pliego.
Para las obras y trabajos no determinados, pero aceptables a juicio del ingeniero director, se efectuará una sola y definitiva recepción.

1.3 Disposiciones económicas

Principio general

Artículo 51. Todos los que intervienen en el proceso de construcción tienen derecho a percibir puntualmente las cantidades devengadas por su correcta actuación, con arreglo a las condiciones contractualmente establecidas.
La propiedad, el contratista y, en su caso, los técnicos pueden exigirse recíprocamente las garantías adecuadas al cumplimiento puntual de sus obligaciones de pago.

Fianzas

Artículo 52. El contratista prestará fianza con arreglo a alguno de los siguientes procedimientos según se estipule:

a) Depósito previo, en metálico, valores, o aval bancario, por importe entre el 4% y el 10% del precio total de contrata.
b) Mediante retención en las certificaciones parciales o pagos a cuenta en igual proporción.

El porcentaje de aplicación para el depósito o la retención se fijará en el pliego de condiciones particulares.

FIANZA EN SUBASTA PÚBLICA

Artículo 53. En el caso de que la obra se adjudique por subasta pública, el depósito provisional para tomar parte en ella se especificará en el anuncio de la misma y su cuantía será de ordinario, y salvo estipulación distinta en el pliego de condiciones particulares vigente en la obra, de un 4% como mínimo, del total del presupuesto de contrata.

El contratista a quien se haya adjudicado la ejecución de una obra o servicio para la misma, deberá depositar en el punto y plazo fijados en el anuncio de la subasta, o el que se determine en el pliego de condiciones particulares del proyecto, la fianza definitiva que se señale y, en su defecto, su importe será el 10% de la cantidad por la que se haga la adjudicación de las formas especificadas en el apartado anterior.
El plazo señalado en el párrafo anterior, y salvo condición expresa establecida en el pliego de condiciones particulares, no excederá de 30 días naturales a partir de la fecha en que se le comunique la adjudicación, y dentro de él deberá presentar el adjudicatario la carta de pago o recibo que acredite la constitución de la fianza a que se refiere el mismo párrafo.

La falta de cumplimiento de este requisito dará lugar a que se declare nula la adjudicación, y el adjudicatario perderá el depósito provisional que hubiese hecho para tomar parte en la subasta.

EJECUCIÓN DE TRABAJOS CON CARGO A LA FIANZA

Artículo 54. Si el contratista se negase a hacer por su cuenta los trabajos precisos para ultimar la obra en las condiciones contratadas, el ingeniero director, en nombre y representación del propietario, los ordenará ejecutar a un tercero, o, podrá realizarlos directamente por administración, abonando su importe con la fianza depositada, sin perjuicio de las acciones a que tenga derecho el propietario, en el caso de que el importe de la fianza no bastara para cubrir el importe de los gastos efectuados en las unidades de obra que no fuesen de recibo.

DEVOLUCIÓN DE FIANZAS

Artículo 55. La fianza retenida será devuelta al contratista en un plazo que no excederá de 30 días una vez firmada el acta de recepción definitiva de la obra. La propiedad podrá exigir que el contratista le acredite la liquidación y finiquito de sus deudas causadas por la ejecución de la obra, tales como salarios, suministros,

subcontratos, etc.

DEVOLUCIÓN DE LA FIANZA EN EL CASO DE EFECTUARSE RECEPCIONES PARCIALES

Artículo 56. Si la propiedad, con la conformidad del ingeniero director, accediera a hacer recepciones parciales, tendrá derecho el contratista a que se le devuelva la parte proporcional de la fianza.

De los precios

COMPOSICIÓN DE LOS PRECIOS UNITARIOS

Artículo 57. El cálculo de los precios de las distintas unidades de obra es el resultado de sumar los costes directos, los indirectos, los gastos generales y el beneficio industrial.

a) COSTES DIRECTOS

- La mano de obra, con sus pluses y cargas y seguros sociales, que interviene directamente en la ejecución de la unidad de obra.
- Los materiales, a los precios resultantes a pie de obra, que queden integrados en la unidad de que se trate o que sean necesarios para su ejecución.
- Los equipos y sistemas técnicos de seguridad y salud para la prevención y protección de accidentes y enfermedades profesionales.
- Los gastos de personal, combustible, energía, etc., que tengan lugar por el accionamiento o funcionamiento de la maquinaria e instalaciones utilizadas en la ejecución de la unidad de obra.
- Los gastos de amortización y conservación de la maquinaria, instalaciones, sistemas y equipos anteriormente citados.

b) COSTES INDIRECTOS

Los gastos de instalación de oficinas a pie de obra, comunicaciones, edificación de almacenes, talleres, pabellones temporales para obreros, laboratorios, seguros, etc., los del personal técnico y administrativo adscrito exclusivamente a la obra y los imprevistos. Todos estos gastos, se cifrarán en un porcentaje de los costes directos.

c) GASTOS GENERALES

Los gastos generales de empresa, gastos financieros, cargas fiscales y tasas de la administración, legalmente establecidas. Se cifrarán como un porcentaje de la suma de los costes directos e indirectos (en los contratos de obras de la administración pública este porcentaje se establece entre un 13% y un 17%).

d) BENEFICIO INDUSTRIAL

El beneficio industrial del contratista se establece en el 6% sobre la suma de las anteriores partidas en obras para la administración.

e) PRECIO DE EJECUCIÓN MATERIAL

Se denominará precio de ejecución material el resultado obtenido por la suma de los anteriores conceptos a excepción del beneficio industrial.

f) PRECIO DE CONTRATA

El precio de contrata es la suma de los costes directos, los indirectos, los gastos generales y el beneficio industrial.
El IVA se aplica sobre esta suma (precio de contrata) pero no integra el precio.

g) PRECIOS DE CONTRATA. IMPORTE DE CONTRATA

Artículo 58. En el caso de que los trabajos a realizar en un edificio u obra aneja cualquiera se contratasen a riesgo y ventura, se entiende por precio de contrata el que importa el coste total de la unidad de obra, es decir, el precio de ejecución material, más el % sobre este último precio en concepto de beneficio industrial del contratista. El beneficio se estima normalmente en el 6%, salvo que en las condiciones particulares se establezca otro distinto.

h) PRECIOS CONTRADICTORIOS

Artículo 59. Se producirán precios contradictorios sólo cuando la propiedad por medio del ingeniero decida introducir unidades o cambios de calidad en alguna de las previstas, o cuando sea necesario afrontar alguna circunstancia imprevista. El contratista estará obligado a efectuar los cambios.

A falta de acuerdo, el precio se resolverá contradictoriamente entre el ingeniero y el contratista antes de comenzar la ejecución de los trabajos y en el plazo que determine el pliego de condiciones particulares. Si subsiste la diferencia se acudirá, en primer lugar, al concepto más análogo dentro del cuadro de precios del proyecto, y en segundo lugar al banco de precios de uso más frecuente en la localidad.
Los contradictorios que hubiere se referirán siempre a los precios unitarios de la fecha del contrato.

i) RECLAMACIÓN DE AUMENTO DE PRECIOS

Artículo 60. Si el contratista, antes de la firma del contrato, no hubiese hecho la reclamación u observación oportuna, no podrá bajo ningún pretexto de error u omisión reclamar aumento de los precios fijados en el cuadro correspondiente del presupuesto que sirva de base para la ejecución de las obras.

j) FORMAS TRADICIONALES DE MEDIR O DE APLICAR LOS PRECIOS

Artículo 61. En ningún caso podrá alegar el contratista los usos y costumbres del país respecto de la aplicación de los precios o de la forma de medir las unidades de obras ejecutadas, se estará a lo previsto en primer lugar, al pliego general de condiciones técnicas y en segundo lugar, al pliego de condiciones particulares técnicas.

k) REVISIÓN DE LOS PRECIOS CONTRATADOS

Artículo 62. Contratándose las obras a riesgo y ventura, no se admitirá la revisión de los precios en tanto que el incremento no alcance, en la suma de las unidades que falten por realizar de acuerdo con el calendario, un montante superior al 3% del importe total del presupuesto de contrato.

Caso de producirse variaciones en alza superiores a este porcentaje, se efectuará la correspondiente revisión de acuerdo con la fórmula establecida en el pliego de condiciones particulares, percibiendo el contratista la diferencia en más que resulte por la variación del IPC superior al 3%. No habrá revisión de precios de las unidades que puedan quedar fuera de los plazos fijados en el calendario de la oferta.

l) ACOPIO DE MATERIALES

Artículo 63. El contratista queda obligado a ejecutar los acopios de materiales o aparatos de obra que la propiedad ordene por escrito. Los materiales acopiados, una vez abonados por el propietario son, de la exclusiva propiedad de éste; de su guarda y conservación será responsable el contratista.

Obras por administración

ADMINISTRACIÓN

Artículo 64. Se denominan obras por administración aquellas en las que las gestiones que se precisan para su realización las lleva directamente el propietario, bien por sí o por un representante suyo o bien por mediación de un constructor.

Las obras por administración se clasifican en las dos modalidades siguientes:

a) OBRAS POR ADMINISTRACIÓN DIRECTA

Artículo 65. se denominan obras por administración directa aquellas en las que el propietario por sí o por mediación de un representante suyo, que puede ser el propio ingeniero director, expresamente autorizado a estos efectos, lleve directamente las gestiones precisas para la ejecución de la obra, adquiriendo los materiales, contratando su transporte a la obra y, en suma interviniendo directamente en todas las operaciones precisas para que el personal y los obreros contratados por él puedan realizarla; en estas obras el constructor, si lo hubiese, o el encargado de su realización, es un mero dependiente del propietario, ya sea como empleado suyo o como autónomo contratado por él, que es quien reúne en sí, por tanto, la doble personalidad de propietario y contratista.

b) OBRAS POR ADMINISTRACIÓN DELEGADA O INDIRECTA

Artículo 66. Se entiende por obra por administración delegada o indirecta la que convienen un propietario y un constructor para que éste, por cuenta de aquel y como delegado suyo, realice las gestiones y los trabajos que se precisen y se convengan. Son por tanto, características peculiares de las obras por administración delegada o indirecta las siguientes:

1) Por parte del propietario, la obligación de abonar directamente, o por mediación del constructor, todos los gastos inherentes a la realización de los trabajos convenidos, reservándose el propietario la facultad de poder ordenar, bien por sí o por medio del ingeniero director en su representación, el orden y la marcha de los trabajos, la elección de los materiales y aparatos que en los trabajos han de emplearse y, en suma, todos los elementos que crea preciso para regular la realización de los trabajos convenidos.

2) Por parte del constructor, la obligación de llevar la gestión práctica de los trabajos, aportando sus conocimientos constructivos, los medios auxiliares precisos y, en suma, todo lo que, en armonía con su cometido, se requiera para la ejecución de los trabajos, percibiendo por ello del propietario un % prefijado sobre el importe total de los gastos efectuados y abonados por el constructor.

LIQUIDACIÓN DE OBRAS POR ADMINISTRACIÓN

Artículo 67. Para la liquidación de los trabajos que se ejecuten por administración delegada o indirecta, regirán las normas que a tales fines se establezcan en las condiciones particulares de índole económica vigentes en la obra; a falta de ellas, las cuentas de administración las presentará el constructor al propietario, en relación valorada a la que deberá acompañarse y agrupados en el orden que se expresan los documentos siguientes todos ellos conformados por el ingeniero técnico:

a) Las facturas originales de los materiales adquiridos para los trabajos y el documento adecuado que justifique el depósito o el empleo de dichos materiales en la obra.

b) Las nóminas de los jornales abonados, ajustadas a lo establecido en la legislación vigente, especificando el número de horas trabajadas en la obra por los operarios de cada oficio y su categoría, acompañando. a dichas nóminas una relación numérica de los encargados, capataces, jefes de equipo, oficiales y ayudantes de cada oficio, peones especializados y sueltos, listeros, guardas, etc., que hayan trabajado en la obra durante el plazo de tiempo a que correspondan las nóminas que se presentan.

c) Las facturas originales de los transportes de materiales puestos en la obra o de retirada de escombros.

d) Los recibos de licencias, impuestos y demás cargas inherentes a la obra que haya pagado o en cuya gestión haya intervenido el constructor, ya que su abono es siempre de cuenta del propietario.

A la suma de todos los gastos inherentes a la propia obra en cuya gestión o pago haya intervenido el constructor se le aplicará, a falta de convenio especial, un 15%, entendiéndose que en este porcentaje están incluidos los medios auxiliares y los de seguridad preventivos de accidentes, los gastos generales que al constructor originen los trabajos por administración que realiza y el beneficio industrial del mismo.

ABONO AL CONSTRUCTOR DE LAS CUENTAS DE ADMINISTRACIÓN DELEGADA

Artículo 68. Salvo pacto distinto, los abonos al constructor de las cuentas de administración delegada los realizará el propietario mensualmente según las partes de

trabajos realizados aprobados por el propietario o por su delegado representante. Independientemente, el aparejador o ingeniero técnico redactará, con igual periodicidad, la medición de la obra realizada, valorándola con arreglo al presupuesto aprobado. Estas valoraciones no tendrán efectos para los abonos al constructor, salvo que se hubiese pactado lo contrario contractualmente.

NORMAS PARA LA ADQUISICIÓN DE LOS MATERIALES Y APARATOS

Artículo 69. No obstante las facultades que en estos trabajos por administración delegada se reserva el propietario para la adquisición de los materiales y aparatos, si al constructor se le autoriza para gestionarlos y adquirirlos, deberá presentar al propietario, o en su representación al ingeniero director, los precios y las muestras de los materiales y aparatos ofrecidos, necesitando su previa aprobación antes de adquirirlos.

DEL CONSTRUCTOR EN EL BAJO RENDIMIENTO DE LOS OBREROS

Artículo 70. Si de los partes mensuales de obra ejecutada que preceptivamente debe presentar el constructor al ingeniero director, éste advirtiese que los rendimientos de la mano de obra, en todas o en algunas de las unidades de obra ejecutada, fuesen notoriamente inferiores a los rendimientos normales generalmente admitidos para unidades de obra iguales o similares, se lo notificará por escrito al constructor, con el fin de que éste haga las gestiones precisas para aumentar la producción en la cuantía señalada por el ingeniero director.
Si hecha esta notificación al constructor, en los meses sucesivos, los rendimientos no llegasen a los normales, el propietario queda facultado para resarcirse de la diferencia, rebajando su importe del 15% que por los conceptos antes expresados correspondería abonarle al constructor en las liquidaciones quincenales que preceptivamente deben efectuársele. En caso de no llegar ambas partes a un acuerdo en cuanto a los rendimientos de la mano de obra, se someterá el caso a arbitraje.

RESPONSABILIDADES DEL CONSTRUCTOR

Artículo 71. En los trabajos de obras por administración delegada, el constructor sólo será responsable de los defectos constructivos que pudieran tener los trabajos o unidades por él ejecutadas y también de los accidentes o perjuicios que pudieran sobrevenir a los obreros o a terceras personas por no haber tomado las medidas precisas que en las disposiciones legales vigentes se establecen. En cambio, y salvo lo expresado en el artículo 70 precedente, no será responsable del mal resultado que pudiesen dar los materiales y aparatos elegidos con arreglo a las normas establecidas en dicho artículo.
En virtud de lo anteriormente consignado, el constructor está obligado a reparar por su cuenta los trabajos defectuosos y a responder también de los accidentes o perjuicios expresados en el párrafo anterior.

Valoración y abono de los trabajos

FORMAS DE ABONO DE LAS OBRAS

Artículo 72. Según la modalidad elegida para la contratación de las obras, y salvo que en el pliego particular de condiciones económicas se preceptúe otra cosa, el abono de los trabajos se efectuará así:

1) Tipo fijo o tanto alzado total. Se abonará la cifra previamente fijada como base de la adjudicación, disminuida en su caso en el importe de la baja efectuada por el adjudicatario.

2) Tipo fijo o tanto alzado por unidad de obra. Este precio por unidad de obra es invariable y se haya fijado de antemano, pudiendo variar solamente el número de unidades ejecutadas. Previa medición y aplicando al total de las diversas unidades de obra ejecutadas, del precio invariable estipulado de antemano para cada una de ellas, estipulado de antemano para cada una de ellas, se abonará al contratista el importe de las comprendidas en los trabajos ejecutados y ultimados con arreglo y sujeción a los documentos que constituyen el proyecto, los que servirán de base para la medición y valoración de las diversas unidades.

3) Tanto variable por unidad de obra. Según las condiciones en que se realice y los materiales diversos empleados en su ejecución de acuerdo con las órdenes del ingeniero director. Se abonará al contratista en idénticas condiciones al caso anterior.

4) Por listas de jornales y recibos de materiales, autorizados en la forma que el presente pliego general de condiciones económicas determina.

5) Por horas de trabajo, ejecutado en las condiciones determinadas en el contrato.

RELACIONES VALORADAS Y CERTIFICACIONES

Artículo 73. En cada una de las épocas o fechas que se fijen en el contrato o en los pliegos de condiciones particulares que rijan en la obra, formará el contratista una relación valorada de las obras ejecutadas durante los plazos previstos, según la medición que habrá practicado el ingeniero técnico.

Lo ejecutado por el contratista en las condiciones preestablecidas, se valorará aplicando al resultado de la medición general, cúbica, superficial, lineal, ponderada o numeral correspondiente para cada unidad de obra, los precios señalados en el presupuesto para cada una de ellas, teniendo presente además lo establecido en el presente pliego general de condiciones económicas respecto a mejoras o sustituciones de material y a las obras accesorias y especiales, etc.

Al contratista, que podrá presenciar las mediciones necesarias para extender dicha relación, se le facilitarán por el aparejador los datos correspondientes de la relación valorada, acompañándolos de una nota de envío, al objeto de que, dentro del plazo de 10 días a partir de la fecha del recibo de dicha nota, pueda el contratista examinarlos y devolverlos firmados con su conformidad o hacer, en caso contrario, las observaciones o reclamaciones que considere oportunas.

Dentro de los 10 días siguientes a su recibo, el ingeniero director aceptará o rechazará las reclamaciones del contratista si las hubiere, dando cuenta al mismo de su resolución, pudiendo éste, en el segundo caso, acudir ante el propietario contra la resolución del ingeniero director en la forma referida en los pliegos generales de

condiciones facultativas y legales.

Tomando como base la relación valorada indicada en el párrafo anterior, expedirá el ingeniero director la certificación de las obras ejecutadas. De su importe se deducirá el tanto por cien que para la construcción de la fianza se haya preestablecido.
El material acopiado a pie de obra por indicación expresa y por escrito del propietario, podrá certificarse hasta el 90% de su importe, a los precios que figuren en los documentos del proyecto, sin afectarlos del % de contrata.

Las certificaciones se remitirán al propietario, dentro del mes siguiente al período a que se refieren, y tendrán el carácter de documento y entregas a buena cuenta, sujetas a las rectificaciones y variaciones que se deriven de la liquidación final, no suponiendo tampoco dichas certificaciones aprobación ni recepción de las obras que comprenden. Las relaciones valoradas contendrán solamente la obra ejecutada en el plazo a que la valoración se refiere. En el caso de que el ingeniero director lo exigiera, las certificaciones se extenderán al origen.

MEJORAS DE OBRAS LIBREMENTE EJECUTADAS

Artículo 74. Cuando el contratista, incluso con autorización del ingeniero director, emplease materiales de más esmerada preparación o de mayor tamaño que el señalado en el proyecto o sustituyese una clase de fábrica con otra que tuviese asignado mayor precio o ejecutase con mayores dimensiones cualquiera parte de la obra, o, en general, introdujese en ésta y sin pedírsela, cualquiera otra modificación que sea beneficiosa a juicio del ingeniero director, no tendrá derecho, sin embargo, más que al abono de lo que pudiera corresponder en el caso de que hubiese construido la obra con estricta sujeción a la proyectada y contratada o adjudicada.

ABONO DE TRABAJOS PRESUPUESTADOS CON PARTIDA ALZADA

Artículo 75. Salvo lo preceptuado en el pliego de condiciones particulares de índole económica, vigente en la obra, el abono de los trabajos presupuestados en partida alzada, se efectuará de acuerdo con el procedimiento que corresponda entre los que a continuación se expresan:

a) Si existen precios contratados para unidades de obras iguales, las presupuestadas mediante partida alzada, se abonarán previa medición y aplicación del precio establecido.

b) Si existen precios contratados para unidades de obra similares, se establecerán precios contradictorios para las unidades con partida alzada, deducidos de los similares contratados.

c) Si no existen precios contratados para unidades de obra iguales o similares, la partida alzada se abonará íntegramente al contratista, salvo el caso de que en el presupuesto de la obra se exprese que el importe de dicha partida debe justificarse, en cuyo caso el ingeniero director indicará al contratista y con anterioridad a su ejecución, el procedimiento que de seguirse para llevar dicha cuenta, que en realidad será de administración, valorándose los materiales y jornales a los precios que figuren en el presupuesto aprobado o, en su defecto,

a los que con anterioridad a la ejecución convengan las dos partes, incrementándose su importe total con el porcentaje que se fije en el pliego de condiciones particulares en concepto de gastos generales y beneficio industrial del contratista.

ABONO DE AGOTAMIENTOS Y OTROS TRABAJOS ESPECIALES NO CONTRATADOS

Artículo 76. Cuando fuese preciso efectuar agotamientos, inyecciones y otra clase de trabajos de cualquiera índole especial y ordinaria, que por no estar contratados no sean de cuenta del contratista, y si no se contratasen con tercera persona, tendrá el contratista la obligación de realizarlos y de satisfacer los gastos de toda clase que ocasionen, los cuales le serán abonados por el propietario por separado de la contrata.

Además de reintegrar mensualmente estos gastos al contratista, se le abonará juntamente con ellos el tanto por cien del importe total que, en su caso, se especifique en el pliego de condiciones particulares.

PAGOS

Artículo 77. Los pagos se efectuarán por el propietario en los plazos previamente establecidos, y su importe corresponderá precisamente al de las certificaciones de obra conformadas por el ingeniero director, en virtud de las cuales se verifican aquellos.

ABONO DE TRABAJOS EJECUTADOS DURANTE EL PLAZO DE GARANTÍA

Artículo 78. Efectuada la recepción provisional y si durante el plazo de garantía se hubieran ejecutado trabajos cualesquiera, para su abono se procederá así:

1) Si los trabajos que se realicen estuvieran especificados en el proyecto, y sin causa justificada no se hubieran realizado por el contratista a su debido tiempo; y el ingeniero director exigiera su realización durante el plazo de garantía, serán valorados a los precios que figuren en el presupuesto y abonados de acuerdo con lo establecido en los pliegos particulares o en su defecto en los generales, en el caso de que dichos precios fuesen inferiores a los que rijan en la época de su realización; en caso contrario, se aplicarán estos últimos.

2) Si se han ejecutado trabajos precisos para la reparación de desperfectos ocasionados por el uso del edificio, por haber sido éste utilizado durante dicho plazo por el propietario, se valorarán y abonarán a los precios del día, previamente acordados.

3) Si se han ejecutado trabajos para la reparación de desperfectos ocasionados por deficiencia de la construcción o de la calidad de los materiales, nada se abonará por ellos al contratista.

Indemnizaciones mutuas

INDEMNIZACIÓN POR RETRASO DEL PLAZO DE TERMINACIÓN DE LAS OBRAS

Artículo 79. La indemnización por retraso en la terminación se establecerá en un tanto por mil del importe total de los trabajos contratados, por cada día natural de retraso, contados a partir del día de terminación fijado en el calendario de obra, salvo lo dispuesto en el pliego particular del presente proyecto. Las sumas resultantes se descontarán y retendrán con cargo a la fianza.

DEMORA DE LOS PAGOS POR PARTE DEL PROPIETARIO

Artículo 80. Si el propietario no efectuase el pago de las obras ejecutadas, dentro del mes siguiente al que corresponde el plazo convenido el contratista tendrá además el derecho de percibir el abono de un 5% anual (o el que se defina en el pliego particular), en concepto de intereses de demora, durante el espacio de tiempo del retraso y sobre el importe de la mencionada certificación.

Si aún transcurrieran 2 meses a partir del término de dicho plazo de 1 mes sin realizarse dicho pago, tendrá derecho el contratista a la resolución del contrato, procediéndose a la liquidación correspondiente de las obras ejecutadas y de los materiales acopiados, siempre que éstos reúnan las condiciones preestablecidas y que su cantidad no exceda de la necesaria para la terminación de la obra contratada o adjudicada.

No obstante lo anteriormente expuesto, se rechazará toda solicitud de resolución del contrato fundada en dicha demora de pagos, cuando el contratista no justifique que en la fecha de dicha solicitud ha invertido en obra o en materiales acopiados admisibles la parte de presupuesto correspondiente al plazo de ejecución que tenga señalado en el contrato.

Varios

MEJORAS, AUMENTOS Y/O REDUCCIONES DE OBRA.

Artículo 76. No se admitirán mejoras de obra, más que en el caso en que el ingeniero director haya ordenado por escrito la ejecución de trabajos nuevos o que mejoren la calidad de los contratados, así como la de los materiales y aparatos previstos en el contrato. Tampoco se admitirán aumentos de obra en las unidades contratadas, salvo caso de error en las mediciones del proyecto a menos que el ingeniero director ordene, también por escrito, la ampliación de las contratadas.

En todos estos casos será condición indispensable que ambas partes contratantes, antes de su ejecución o empleo, convengan por escrito los importes totales de las unidades mejoradas, los precios de los nuevos materiales o aparatos ordenados emplear y los aumentos que todas estas mejoras o aumentos de obra supongan sobre el importe de las unidades contratadas.

Se seguirán el mismo criterio y procedimiento, cuando el ingeniero director introduzca innovaciones que supongan una reducción apreciable en los importes de las unidades de obra contratadas.

UNIDADES DE OBRA DEFECTUOSAS, PERO ACEPTABLES

Artículo 77. Cuando por cualquier causa fuera menester valorar obra defectuosa, pero aceptable a juicio del ingeniero director de las obras, éste determinará el precio o partida de abono después de oír al contratista, el cual deberá conformarse con dicha resolución, salvo el caso en que, estando dentro del plazo de ejecución, prefiera demoler la obra y rehacerla con arreglo a condiciones, sin exceder de dicho plazo.

SEGURO DE LAS OBRAS

Artículo 78. El contratista estará obligado a asegurar la obra contratada durante todo el tiempo que dure su ejecución hasta la recepción definitiva; la cuantía del seguro coincidirá en cada momento con el valor que tengan por contrata los objetos asegurados.

El importe abonado por la sociedad aseguradora, en el caso de siniestro, se ingresará en cuenta a nombre del propietario, para que con cargo a ella se abone la obra que se construya, y a medida que ésta se vaya realizando.

El reintegro de dicha cantidad al contratista se efectuará por certificaciones, como el resto de los trabajos de la construcción. En ningún caso, salvo conformidad expresa del contratista, hecho en documento público, el propietario podrá disponer de dicho importe para menesteres distintos del de reconstrucción de la parte siniestrada.

La infracción de lo anteriormente expuesto será motivo suficiente para que el contratista pueda resolver el contrato, con devolución de fianza, abono completo de gastos, materiales acopiados, etc., y una indemnización equivalente al importe de los daños causados al contratista por el siniestro y que no se le hubiesen abonado, pero sólo en proporción equivalente a lo que suponga la indemnización abonada por la compañía aseguradora, respecto al importe de los daños causados por el siniestro, que serán tasados a estos efectos por el ingeniero director.

En las obras de reforma o reparación, se fijarán previamente la porción de edificio que debe ser asegurada y su cuantía, y si nada se prevé, se entenderá que el seguro ha de comprender toda la parte del edificio afectada por la obra.

Los riesgos asegurados y las condiciones que figuren en la póliza o pólizas de seguros, los pondrá el contratista, antes de contratarlos, en conocimiento del propietario, al objeto de recabar de éste su previa conformidad o reparos.
Además se han de establecer garantías por daños materiales ocasionados por vicios y defectos de la construcción, según se describe en el artículo 81, en base al artículo 19 de la LOE.

CONSERVACIÓN DE LA OBRA

Artículo 79. Si el contratista, siendo su obligación, no atiende a la conservación de la obra durante el plazo de garantía, en el caso de que el edificio no haya sido ocupado por el propietario antes de la recepción definitiva, el ingeniero director, en representación del propietario, podrá disponer todo lo que sea preciso para que se atienda a la guardería, limpieza y todo lo que fuese menester para su buena conservación, abonándose todo ello por cuenta de la contrata.

Al abandonar el contratista el edificio, tanto por buena terminación de las obras, como en el caso de resolución del contrato, está obligado a dejarlo desocupado y limpio en

el plazo que el ingeniero director fije.

Después de la recepción provisional del edificio y en el caso de que la conservación del edificio corra a cargo del contratista, no deberá haber en él más herramientas, útiles, materiales, muebles, etc., que los indispensables para su guardería y limpieza y para los trabajos que fuese preciso ejecutar.

En todo caso, ocupado o no el edificio, está obligado el contratista a revisar y reparar la obra, durante el plazo expresado, procediendo en la forma prevista en el presente pliego de condiciones económicas.

USO POR EL CONTRATISTA DE EDIFICIO O BIENES DEL PROPIETARIO

Artículo 80. Cuando durante la ejecución de las obras ocupe el contratista, con la necesaria y previa autorización del propietario, edificios o haga uso de materiales o útiles pertenecientes al mismo, tendrá obligación de repararlos y conservarlos para hacer entrega de ellos a la terminación del contrato, en perfecto estado de conservación, reponiendo los que se hubiesen inutilizado, sin derecho a indemnización por esta reposición ni por las mejoras hechas en los edificios, propiedades o materiales que haya utilizado.

En el caso de que al terminar el contrato y hacer entrega del material, propiedades o edificaciones, no hubiese cumplido el contratista con lo previsto en el párrafo anterior, lo realizará el propietario a costa de aquel y con cargo a la fianza.

PAGO DE ARBITRIOS

El pago de impuestos y arbitrios en general, municipales o de otro origen, sobre vallas, alumbrado, etc., cuyo abono debe hacerse durante el tiempo de ejecución de las obras y por conceptos inherentes a los propios trabajos que se realizan, correrán a cargo de la contrata, siempre que en las condiciones particulares del proyecto no se estipule lo contrario.

GARANTÍAS POR DAÑOS MATERIALES OCASIONADOS POR VICIOS Y DEFECTOS DE LA CONSTRUCCIÓN

Artículo 81. El régimen de garantías exigibles para las obras de edificación se hará efectivo de acuerdo con la obligatoriedad que se establece en la LOE (el apartado c) exigible para edificios cuyo destino principal sea el de vivienda, según disposición adicional segunda de la LOE), teniendo como referente a las siguientes garantías:

a) Seguro de daños materiales o seguro de caución, para garantizar, durante 1 año, el resarcimiento de los daños causados por vicios o defectos de ejecución que afecten a elementos de terminación o acabado de las obras, que podrá ser sustituido por la retención por el promotor de un 5% del importe de la ejecución material de la obra.

b) Seguro de daños materiales o seguro de caución, para garantizar, durante 3 años, el resarcimiento de los daños causados por vicios o defectos de los

elementos constructivos o de las instalaciones que ocasionen el incumplimiento de los requisitos de habitabilidad especificados en el artículo 3 de la LOE.

c) Seguro de daños materiales o seguro de caución, para garantizar, durante 10 años, el resarcimiento de los daños materiales causados por vicios o defectos que tengan su origen o afecten a la cimentación, los soportes, las vigas, los forjados, los muros de carga u otros elementos estructurales, y que comprometan directamente la resistencia mecánica y estabilidad del edificio.

1.4 Pliego de condiciones técnicas particulares

1.4.1 Prescripciones sobre los materiales

Condiciones generales

Artículo 1. Calidad de los materiales
Todos los materiales a emplear en la presente obra serán de primera calidad y reunirán las condiciones exigidas vigentes referentes a materiales y prototipos de construcción.

Artículo 2. Pruebas y ensayos de materiales

Todos los materiales a que este capítulo se refiere podrán ser sometidos a los análisis o pruebas, por cuenta de la contrata, que se crean necesarios para acreditar su calidad. Cualquier otro que haya sido especificado, y sea necesario emplear, deberá ser aprobado por la dirección de las obras, bien entendido que será rechazado el que no reúna las condiciones exigidas por la buena práctica de la construcción.

Artículo 3. Materiales no consignados en proyecto

Los materiales no consignados en proyecto que dieran lugar a precios contradictorios reunirán las condiciones de bondad necesarias, a juicio de la dirección facultativa, no teniendo el contratista derecho a reclamación alguna por estas condiciones exigidas.

Artículo 4. Condiciones generales de ejecución

Todos los trabajos incluidos en el presente proyecto se ejecutarán esmeradamente, con arreglo a las buenas prácticas de la construcción, de acuerdo con las condiciones establecidas en el Pliego de Condiciones Técnicas de la Dirección General de Arquitectura, aprobado por el Consejo Superior de los Colegios de Ingenieros en fecha 24 de abril de 1973, y cumpliendo estrictamente las instrucciones recibidas por la dirección facultativa, no pudiendo por tanto servir de pretexto al contratista la baja subasta para variar esa esmerada ejecución, ni la primerísima calidad de las instalaciones proyectadas en cuanto a sus materiales y mano de obra, ni pretender proyectos adicionales.

Condiciones que han de cumplir los materiales

Artículo 1. Instalaciones eléctricas

La ejecución de las instalaciones se ajustará a lo especificado en los reglamentos vigentes y a las disposiciones complementarias que puedan haber dictado la Delegación de Industria en el ámbito de su competencia. Así mismo, en el ámbito de las instalaciones que sea necesario, se seguirán las normas de la compañía suministradora de energía.

Se cuidará en todo momento que los trazados guarden:

- Maderamen, redes y nonas en número suficiente de modo que garanticen la seguridad de los operarios y transeúntes.
- Maquinaria, andamios, herramientas y todo el material auxiliar para llevar a cabo los trabajos de este tipo.
- Todos los materiales serán de la mejor calidad, con las condiciones que impongan los documentos que componen el Proyecto, o los que se determine en el transcurso de la obra, montaje o instalación.

a) CONDUCTORES ELÉCTRICOS

Serán de cobre electrolítico, aislados adecuadamente, siendo su tensión nominal de 0,6/1 kilovoltios para la línea repartidora y de 750 voltios para el resto de la instalación, debiendo estar homologados según las normas UNE citadas en la instrucción ITC-BT 06.

b) CONDUCTORES DE PROTECCIÓN

Serán de cobre y presentarán el mismo aislamiento que los conductores activos. Se podrán instalar por las mismas canalizaciones que éstos o bien en forma independiente, siguiéndose a este respecto lo que señalen las normas particulares de la empresa distribuidora de energía. La sección mínima de estos conductores será la obtenida utilizando la tabla 2 de la instrucción ITC-BT-19, apartado 2.3, en función de la sección de los conductores de la instalación.

c) IDENTIFICACIÓN DE LOS CONDUCTORES

Deberán poder ser identificados por el color de su aislamiento:

- Azul claro para el conductor neutro.
- Amarillo-verde para el conductor de tierra y protección.
- Marrón, negro y gris para los conductores activos o fases.

d) TUBOS PROTECTORES

Los tubos a emplear serán aislantes flexibles (corrugados) normales, con protección

de grado 5 contra daños mecánicos, y que puedan curvarse con las manos, excepto los que vayan a ir por el suelo o pavimento de los pisos, canaladuras o falsos techos, que serán del tipo Preplás, Reflex o similar, y dispondrán de un grado de protección de 7.

Los diámetros interiores nominales mínimos, medidos en milímetros, para los tubos protectores, en función del número, clase y sección de los conductores que deben alojar, se indican en las tablas de la instrucción ITC-BT-21. Para más de 5 conductores por tubo, y para conductores de secciones diferentes a instalar por el mismo tubo, la sección interior de éste será, como mínimo, igual a tres veces la sección total ocupada por los conductores, especificando únicamente los que realmente se utilicen.

e) CAJAS DE EMPALME Y DERIVACIONES

Serán de material plástico resistente o metálicas, en cuyo caso estarán aisladas interiormente y protegidas contra la oxidación.
Las dimensiones serán tales que permitan alojar holgadamente todos los conductores que deban contener. Su profundidad equivaldrá al diámetro del tubo mayor más un 50% del mismo, con un mínimo de 40 mm de profundidad y de 80 mm para el diámetro o lado interior.

La unión entre conductores, se realizarán siempre dentro de las cajas de empalme excepto en los casos indicados en el apartado 3.1 de la ITC-BT-21, no se realizará nunca por simple retorcimiento entre sí de los conductores, sino utilizando bornes de conexión, conforme a la instrucción ITC-BT-19.

f) APARATOS DE MANDO Y MANIOBRA

Son los interruptores y conmutadores, que cortarán la corriente máxima del circuito en que estén colocados sin dar lugar a la formación de arco permanente, abriendo o cerrando los circuitos sin posibilidad de tomar una posición intermedia. Serán del tipo cerrado y de material aislante. Las dimensiones de las piezas de contacto serán tales que la temperatura no pueda exceder en ningún caso de 65º C en ninguna de sus piezas.

Su construcción será tal que permita realizar un número del orden de 10.000 maniobras de apertura y cierre, con su carga nominal a la tensión de trabajo. Llevarán marcada su intensidad y tensiones nominales, y estarán probadas a una tensión de 500 a 1.000 voltios.

g) APARATOS DE PROTECCIÓN

Son los disyuntores eléctricos, fusibles e interruptores diferenciales.
Los disyuntores serán de tipo magnetotérmico de accionamiento manual, y podrán cortar la corriente máxima del circuito en que estén colocados sin dar lugar a la formación de arco permanente, abriendo o cerrando los circuitos sin posibilidad de tomar una posición intermedia.

Su capacidad de corte para la protección del cortocircuito estará de acuerdo con la intensidad del cortocircuito que pueda presentarse en un punto de la instalación, y para la protección contra el calentamiento de las líneas se regularán para una temperatura inferior a los 60 ºC.

Llevarán marcadas la intensidad y tensión nominal de funcionamiento, así como el signo indicador de su desconexionado. Estos automáticos magnetotérmicos serán de corte omnipolar, cortando la fase y neutro a la vez cuando actúe la desconexión.

Los interruptores diferenciales serán como mínimo de alta sensibilidad (30 mA) y además de corte omnipolar. Podrán ser “puros”, cuando cada uno de los circuitos vaya alojado en tubo o conducto independiente una vez que salen del cuadro de distribución, o del tipo con protección magnetotérmica incluida cuando los diferentes circuitos deban ir canalizados por un mismo tubo.

Los fusibles a emplear para proteger los circuitos secundarios o en la centralización de contadores serán calibrados a la intensidad del circuito que protejan. Se dispondrán sobre material aislante e incombustible, y estarán construidos de tal forma que no se pueda proyectar metal al fundirse. Deberán poder ser reemplazados bajo tensión sin peligro alguno, y llevarán marcadas la intensidad y tensión nominales de trabajo.

h) PUNTOS DE UTILIZACIÓN

Las tomas de corriente a emplear serán de material aislante, llevarán marcadas su intensidad y tensión nominales de trabajo y dispondrán, como norma general, todas ellas de puesta a tierra. El número de tomas de corriente a instalar, en función de los m² de la vivienda y el grado de electrificación, será como mínimo el indicado en la instrucción ITC-BT-25 en su apartado 4.

i) PUESTA A TIERRA

Las puestas a tierra podrán realizarse mediante placas de 500x500x3 mm o bien mediante electrodos de 2 m de longitud, colocando sobre su conexión con el conductor de enlace su correspondiente arqueta registrable de toma de tierra, y el respectivo borne de comprobación o dispositivo de conexión. El valor de la resistencia será inferior a 20 ohmios.

j) CONDICIONES GENERALES DE EJECUCIÓN DE LAS INSTALACIONES

Las cajas generales de protección se situarán en el exterior del portal o en la fachada del edificio, según la instrucción ITC-BT-13, artículo 1.1. Si la caja es metálica, deberá llevar un borne para su puesta a tierra.

La centralización de contadores se efectuará en módulos prefabricados, siguiendo la instrucción ITC-BT-16 y la norma u homologación de la compañía suministradora, y se procurará que las derivaciones en estos módulos se distribuyan independientemente, cada una alojada en su tubo protector correspondiente.

El local de situación no debe ser húmedo, y estará suficientemente ventilado e iluminado. Si la cota del suelo es inferior a la de los pasillos o locales colindantes, deberán disponerse sumideros de desagüe para que, en caso de avería, descuido o rotura de tuberías de agua, no puedan producirse inundaciones en el local.

Los contadores se colocarán a una altura mínima del suelo de 0,50 m y máxima de 1,80 m, y entre el contador más saliente y la pared opuesta deberá respetarse un pasillo de 1,10 m, según la instrucción ITC-BT-16, artículo 2.2.1.

El tendido de las derivaciones individuales se realizará a lo largo de la caja de la escalera de uso común, pudiendo efectuarse por tubos empotrados o superficiales, o por canalizaciones prefabricadas, según se define en la instrucción ITC-BT-14.
Los cuadros generales de distribución se situarán en el interior de las viviendas, lo más cerca posible a la entrada de la derivación individual, a poder ser próximo a la puerta, y en lugar fácilmente accesible y de uso general. Deberán estar realizados con materiales no inflamables, y se situarán a una distancia tal que entre la superficie del pavimento y los mecanismos de mando haya 200 cm.

En el mismo cuadro se dispondrá un borne para la conexión de los conductores de protección de la instalación interior con la derivación de la línea principal de tierra. Por tanto, a cada cuadro de derivación individual entrará un conductor de fase, uno de neutro y un conductor de protección.

El conexionado entre los dispositivos de protección situados en estos cuadros se ejecutará ordenadamente, procurando disponer regletas de conexionado para los conductores activos y para el conductor de protección. Se fijará sobre los mismos un letrero de material metálico en el que debe estar indicado el nombre del instalador, el grado de electrificación y la fecha en la que se ejecutó la instalación.

La ejecución de las instalaciones interiores de los edificios se efectuará bajo tubos protectores, siguiendo preferentemente líneas paralelas a las verticales y horizontales que limitan el local donde se efectuará la instalación.

Deberá ser posible la fácil introducción y retirada de los conductores en los tubos después de haber sido colocados y fijados éstos y sus accesorios, debiendo disponer de los registros que se consideren convenientes.

Los conductores se alojarán en los tubos después de ser colocados éstos. La unión de los conductores en los empalmes o derivaciones no se podrá efectuar por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí de los conductores, sino que deberá realizarse siempre utilizando bornes de conexión montados individualmente o constituyendo bloques o regletas de conexión, pudiendo utilizarse bridas de conexión. Estas uniones se realizarán siempre en el interior de las cajas de empalme o derivación.

No se permitirán más de tres conductores en los bornes de conexión.
Las conexiones de los interruptores unipolares se realizarán sobre el conductor de fase. No se utilizará un mismo conductor neutro para varios circuitos.

Todo conductor debe poder seccionarse en cualquier punto de la instalación en la que derive.

Los conductores aislados colocados bajo canales protectores o bajo molduras se deberán instalar de acuerdo con lo establecido en la instrucción ITC-BT-20.

Las tomas de corriente de una misma habitación deben estar conectadas a la misma fase. En caso contrario, entre las tomas alimentadas por fases distintas debe haber una separación de 1,5 m, como mínimo.

Las cubiertas, tapas o envolturas, manivela y pulsadores de maniobra de los aparatos instalados en cocinas, cuartos de baño o aseos, así como en aquellos locales en los

que las paredes y suelos sean conductores, serán de material aislante.

El circuito eléctrico del alumbrado de la escalera se instalará completamente independiente de cualquier otro circuito eléctrico.

Para las instalaciones en cuartos de baño o aseos, y siguiendo la instrucción ITC-BT-27, se tendrán en cuenta los siguientes volúmenes y prescripciones para cada uno de ellos:

- Volumen 0

Comprende el interior de la bañera o ducha. Grado de protección IPX7.
Cableado limitado al necesario para alimentar los aparatos eléctricos fijos situados en este volumen. No se permiten mecanismos. Aparatos fijos que únicamente pueden ser instalados en el volumen 0 y deben ser adecuados a las condiciones de este volumen.

- Volumen 1

Está limitado por el plano horizontal superior al volumen 0, el plano horizontal situado a 2,25 m por encima del suelo y el plano vertical alrededor de la bañera o ducha. Grado de protección IPX4; IPX2, por encima del nivel más alto de un difusor fijo e IPX5, en equipo eléctrico de bañeras de hidromasaje y en los baños comunes en los que se puedan producir chorros de agua durante la limpieza de los mismos. Cableado limitado al necesario para alimentar los aparatos eléctricos fijos situados en los volúmenes 0 y 1. No se permiten mecanismos, con la excepción de interruptores de circuitos MBTS alimentados a una tensión nominal de 12 V de valor eficaz en alterna o de 30 V en continua, estando la fuente de alimentación instalada fuera de los volúmenes 0, 1 y 2. Aparatos fijos alimentados a MBTS no superior a 12 V CA o 30 V CC.

- Volumen 2

Limitado por el plano vertical exterior al volumen 1, el plano horizontal y el plano vertical exterior a 0,60 m y el suelo y el plano horizontal situado a 2,25 m por encima del suelo. Grado de protección igual que en el volumen 1. Cableado limitado al necesario para alimentar los aparatos eléctricos fijos situados en los volúmenes 0, 1 y 2, y la parte del volumen 3 situado por debajo de la bañera o ducha. No se permiten mecanismos, con la excepción de interruptores o bases de circuitos MBTS cuya fuente de alimentación este instalada fuera de los volúmenes 0, 1 y 2. Aparatos fijos igual que en el volumen 1.

- Volumen 3

Limitado por el plano vertical exterior al volumen 2, el plano vertical situado a una distancia 2,4 m de éste y el suelo y el plano horizontal situado a 2,25 m de él.

Grado de protección IPX5, en los baños comunes, cuando se puedan producir chorros de agua durante la limpieza de los mismos. Cableado limitado al necesario para alimentar los aparatos eléctricos fijos situados en los volúmenes 0, 1, 2 y 3. Se

permiten como mecanismos las bases sólo si están protegidas bien por un transformador de aislamiento; o por MBTS; o por un interruptor automático de la alimentación con un dispositivo de protección por corriente diferencial de valor no superior a los 30 mA. Se permiten los aparatos fijos sólo si están protegidos bien por un transformador de aislamiento; o por MBTS; o por un dispositivo de protección de corriente diferencial de valor no superior a los 30 mA.

Las instalaciones eléctricas deberán presentar una resistencia mínima del aislamiento por lo menos igual a 1.000xU ohmios, siendo U la tensión máxima de servicio expresada en voltios, con un mínimo de 250.000 ohmios.
El aislamiento de la instalación eléctrica se medirá con relación a tierra y entre conductores mediante la aplicación de una tensión continua, suministrada por un generador que proporcione en vacío una tensión comprendida entre los 500 y los 1.000 voltios, y como mínimo 250 voltios, con una carga externa de 100.000 ohmios. Se dispondrá punto de puesta a tierra accesible y señalizado, para poder efectuar la medición de la resistencia de tierra.

Todas las bases de toma de corriente situadas en la cocina, cuartos de baño, cuartos de aseo y lavaderos, así como de usos varios, llevarán obligatoriamente un contacto de toma de tierra. En cuartos de baño y aseos se realizarán las conexiones equipotenciales.

Los circuitos eléctricos derivados llevarán una protección contra sobreintensidades, mediante un interruptor automático o un fusible de cortocircuito, que se deberán instalar siempre sobre el conductor de fase propiamente dicho, incluyendo la desconexión del neutro.

Los apliques del alumbrado situados al exterior y en la escalera se conectarán a tierra siempre que sean metálicos.

La placa de pulsadores del aparato de telefonía, así como el cerrojo eléctrico y la caja metálica del transformador reductor si éste no estuviera homologado con las normas UNE, deberán conectarse a tierra.

Los aparatos electrodomésticos instalados y entregados con las viviendas deberán llevar en sus clavijas de enchufe un dispositivo normalizado de toma de tierra. Se procurará que estos aparatos estén homologados según las normas UNE.

Los mecanismos se situarán a las alturas indicadas en las normas de instalaciones eléctricas de baja tensión.

Artículo 2. Precauciones a adoptar

Las precauciones a adoptar durante la construcción de la obra serán las previstas por la Ordenanza de Seguridad e Higiene en el Trabajo.

2. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE LAS INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED (IDAE)

Objeto

Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red, que por sus características estén comprendidas en el siguiente apartado. El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

Generalidades

Este Pliego es de aplicación en su integridad a todas las instalaciones solares fotovoltaicas destinadas a la producción de electricidad para ser vendida en su totalidad a la red de distribución.

Definiciones

RADIACIÓN SOLAR

- *Radiación solar* → Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

- *Irradiancia* → Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m2.

- *Irradiación* → Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo. Se mide en kWh/m2.

INSTALACIÓN

- *Instalaciones fotovoltaicas* → Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

- *Instalaciones fotovoltaicas interconectadas* → Aquellas que normalmente trabajan en paralelo con la empresa distribuidora.

- *Línea y punto de conexión y medida* → La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red

de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

- *Interruptor automático de la interconexión* → Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

- *Interruptor general* → Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

- *Generador fotovoltaico*→ Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

- *Rama fotovoltaica o string* → Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie – paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

- *Inversor* → Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.

- *Potencia nominal del generador* → Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

- *Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal* → Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

MÓDULOS

- *Célula solar o fotovoltaica* → Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

- *Célula de tecnología equivalente* (CTE) → Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

- *Módulo o panel fotovoltaico* → Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

- *Condiciones Estándar de Medida (CEM)* → Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

  - Irradiancia solar: 1000 W/m2

- Distribución espectral: A M 1,5 G
- Temperatura de célula: 25 ºC

- *Potencia pico* → Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

- *TONC* → Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800W/m2 con distribución espectral A M 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20ºC y la velocidad del viento de 1 m/s.

Diseño

DISEÑO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la siguiente tabla. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

Tabla 1: Pérdidas del generador expresadas en porcentaje, debidas a la orientación y sombras según el tipo de instalación dispuesto para el generador.

	Orientación e inclinación (OI)	**Sombras (S)**	**TOTAL (OI + S)**
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Fuente: Compendio de Energía solar fotovoltaica (Adaptado al CTE y al RITE).

DISEÑO DEL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN

El sistema de monitorización, cuando se instale, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.

- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.

- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

Los datos se representarán en forma de medias horarias.

El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

Componentes y materiales

GENERALIDADES

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico. El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable. Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

SISTEMAS GENERADORES FOTOVOLTAICOS

- Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE – EN 61215 para módulos de silicio cristalino, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

- El módulo fotovoltaico llevará 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:

- Los módulos 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 un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del ±10% de los valores nominales.

- 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.

- Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

ESTRUCTURA SOPORTE

- La estructura soporte de módulos debe resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en Código técnico de la edificación CTE DB SE AE (Acciones en 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.

- El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

- 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 arrojarán sombra sobre los módulos. La estructura soporte será calculada según la norma MV – 103 para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

INVERSORES

- 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.

- Autoconmutados.

- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.

- No funcionarán en isla o modo aislado.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias se 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 se 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.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superior a las CEM. Además soportará picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante periodos de hasta 10 segundos.

- Los valores de eficiencia al 25% y 100% de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85% y 88% respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90% al 92% para inversores mayores de 5 kW.

- 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 0,95 entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.

- A partir de potencias mayores del 10% de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

- Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP65 para inversores instalados a la intemperie.

- Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0ºC y 40ºC de temperatura y entre 0% y 85% de humedad relativa.

CABLEADO

- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a 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 2%, 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 enganche 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 el RD 1663/2000 (artículo 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

MEDIDAS

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 10) sobre medidas y facturación de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

PROTECCIONES

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

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.

PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

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

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como 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 Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Recepción y pruebas

El instalador entregará al usuario un documento – albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento de fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad. Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este Pliego de Condiciones, serán como mínimo, las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.

Determinación de la potencia instalada.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este Pliego de Condiciones.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este periodo el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá enseñar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán

protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 8 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

GENERALIDADES

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la instalación con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

Plan de mantenimiento preventivo → Operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

Plan de mantenimiento correctivo → Todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

La visita a la instalación en los plazos indicados más adelante, y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave de la misma.

El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.

Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de los equipos necesarias más allá del periodo de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por el personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá al menos una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia menor de 5 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

Comprobación de las protecciones eléctricas.

Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.

Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.

Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

Realización de un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

GARANTÍAS

Ámbito general de la garantía:

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

Plazos:

El suministrador garantizará la instalación durante un periodo mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 8 años.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

Condiciones económicas:

La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

Se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

Anulación de la garantía:

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque solo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador.

Lugar y tiempo de la prestación:

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

El suministrador atendrá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana

y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 15 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por **la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.**

Palencia, Septiembre de 2019.

El alumno de la titulación de Máster Universitario en Ingeniería Agronómica

Fdo.: Alberto del Bosque Gallego.

Universidad de Valladolid
Campus de Palencia

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIERÍAS AGRARIAS

Máster Universitario en Ingeniería Agronómica

Proyecto de instalación fotovoltaica conectada a red en el Aulario del Campus Universitario “La Yutera” de Palencia

DOCUMENTO Nº4 MEDICIONES

Alumno: Alberto del Bosque Gallego

Tutor: Luis Manuel Navas Gracia

Septiembre de 2019

☐ Copia para el tutor/a

DOCUMENTO 4.

MEDICIONES

ÍNDICE DE MEDICIONES

CAPÍTULO 01 ENERGÍA SOLAR.....3

CAPÍTULO 02 ELECTRICIDAD.....4

CAPÍTULO 03 SEGURIDAD Y SALUD 5

CAPÍTULO 01 ENERGÍA SOLAR

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD
	CAPÍTULO 01 ENERGÍA SOLAR						
	SUBCAPÍTULO 01.01 INSTALACIÓN PANELES SOLARES						
01.01.01	**ud CAJA DE AGRUPAMIENTO DE STRINGS P. 6 STRINGS**						
	Cuadro de agrupamiento de strings, con capacidad de conexión de hasta 6 strings, montado sobre caja estanca de poliéster con tapa-cristal transpartente de policarbonato, protegido frente a contactos directos y agentes externos y de dimensiones 436x418x148 mm. Incluye elementos de protección y mando necesarios, como fusibles 10x38 mm de 16 A intensidad máxima admisible y bases portafusibles unipolares,interruptor seccionador de potencia multipolar de 80 A con tensión de aislamiento (UI) de 1000V, protector contra sobretensiones tipo varistor de clase II. Se incluye prensaestopas y tapones para las entradas así como conexionado de pequeño material y cableado del mismo.						
		3				3,00	
							3,00
01.01.02	**ud UNIDAD INVERSORA DE CORRIENTE 25 kW**						
	Inversor de corriente CC-CA dimensiones 725x510x225 mm, potencia de salida 25.000 W con interruptor de acoplamiento seccionador incluido, y unidad de control de comunicación con el contador bidireccional smart-meter. Contiene seis entradas FV, y salida monófasica/trifásica mas barra de tierra, peso de 35,7 kg. Conexionado, cableado y pantalla para configuración incluidos. Rendimiento máximo del inversor 98,2 %.						
		3				3,00	
							3,00
01.01.03	**ud SIST. SOLAR FOTOV. AISLADO 275W.**						
	Sistema de energía solar fotovoltaica conectado a red, que consta de doscientos setenta paneles solares fotovoltaicos policristalinos, con una potencia pico total de 275 Wpico. Cables fotovoltaicos TopSolar PV ZZ 2x10 mm2 (desde los módulos hasta las cajas de strings) y TopSolar PV ZZ 2x25 mm2 (Desde las cajas de strings hasta los inversores), ambos cables cubiertos con tubo de canalización eléctrica de PE corrugado con bridas o abrazaderas de fijación. Incluye soportes/anclajes de aluminio para la fijación de los módulos en la cubierta en modo coplanar, con capacidad de montaje para 10 paneles. Totalmente conectado y funcionando.						
		1				1,00	
							1,00
	SUBCAPÍTULO 01.02 INSTALACIÓN VIDRIO FV						
01.02.01	**u Vidrio solar FV de 221 W**						
	Vidrio Solar FV de 221 Wp, en la instalación se contempla la sustituación del material de cubierta existente por la integración del vidrio como material arquitectónico.						
		56				56,00	
							56,00
01.02.02	**m CABLE RV-K 0,66/1kV 2 (1x16 mm2)**						
		85				85,00	
							85,00

CAPÍTULO 02 ELECTRICIDAD

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD
	CAPÍTULO 02 ELECTRICIDAD						
	SUBCAPÍTULO 02.01 INSTALACIÓN PARTE DE CORRIENTE ALTERNA						
02.01.01	**m BANDEJA DE REJILLA (REJIBAND). 100x40 mm.**						
	Suministro y colocación de bandeja de rejilla o rejiband con tapa superior, canal de dimensiones 100x40 mm. y 24 m. de longitud, para protección mecánica de las conducciones eléctricas dispuestas. Conforme al reglamento electrotécnico de baja tensión. Con protección contra impactos IPXX-(5), de material aislante y de reacción al fuego M1.						
		24				24,00	
							24,00
02.01.02	**m. CABLE RV-K 0,6/1kV 5G 16 mm2 (Multipolar)**						
	Total de línea trifásica de enlace desde los inversores hasta la caja de protecciones de corriente alterna (CA), incluye las obras necesarias del paso de los conductores a través del falso techo así como la perforación para pasar del piso primero a la planta baja, sobre todo en el cuatro de instalaciones del edificio Aulario donde se encontrará dispuesta la caja CA. La línea está formada por tres conductores y un neutro (tetrapolar) de cobre 4x16 mm2 + 1x16 mm2 (Tierra) (con aislamiento XLPE resistente a temperaturas de hasta 90ºC y con cubierta de PVC) canalizados bajo tubo corrugado de PE de 32 mm de diámetro exterior. Instalación, transporte y montaje incluidos.						
		75				75,00	
							75,00
02.01.03	**m. CABLE RV-K 0,6/1kV 3x 50/25 mm2 (Unipolares)**						
	Línea trifásica de enlace desde la caja de protecciones de CA hasta el el Cuadro General de Mando y Protección del Edificio Aulario. Esta formada por tres conductores (tripolar) de cobre 3(1x50)+ neutro 1x25 mm2 al que hay que añadir el conductor de protección 1x16 mm2 (Tierra) (con aislamiento XLPE resistente a temperaturas de hasta 90ºC) canalizados bajo tubo corrugado de PE de 50 mm de diámetro exterior. en montaje de rejilla o rejiband. Instalación, transporte y montaje incluidos.						
		15				15,00	
							15,00
02.01.04	**ud CAJA DE PROTECCIONES DE CORRIENTE CONTINUA.**						
	Caja estanca de protecciones de corriente alterna con tapa-cristal verde transpartente de policarbonato, protegido frente a contactos directos y agentes externos y de dimensiones 610x448x160 mm. Incluye elementos de protección y mando necesarios, como fusibles 10x38 mm de 6 A intensidad máxima admisible y bases portafusibles unipolares para proteger la entrada al contador bidireccional, 3 interruptores automáticos de entrada,interruptor general automático (IGA) donde convergen las 3 líneas de los tres inversores, un interruptor diferencial de 300mA y un magnetotérmico tetrapolar de salida de 4x150A con un PdC de 35kA. Por último, se incorpora un protector contra sobretensiones en corriente alterna de clase II. Se incluye conexionado de pequeño material y cableado del mismo.						
		1				1,00	
							1,00
02.01.05	**ud TOMA DE TIERRA INDEP. CON PICA**						
	Toma de tierra independiente con pica de acero cobrizado de D=14,3 mm. y 2 m. de longitud, cable de cobre de 35 mm2, unido mediante soldadura aluminotérmica, incluyendo registro de comprobación y puente de prueba.						
		1				1,00	
							1,00

CAPÍTULO 03 SEGURIDAD Y SALUD

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD
	CAPÍTULO 03 SEGURIDAD Y SALUD						
03.01	**Presupuesto de Seguridad y salud**						
		1				1,00	
							1,00

Universidad de Valladolid
Campus de Palencia

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIERÍAS AGRARIAS

Máster Universitario en Ingeniería Agronómica

Proyecto de instalación fotovoltaica conectada a red en el Aulario del Campus Universitario “La Yutera” de Palencia

DOCUMENTO Nº5 PRESUPUESTOS

Alumno: Alberto del Bosque Gallego

Tutor: Luis Manuel Navas Gracia

Septiembre de 2019

☐ Copia para el tutor/a

DOCUMENTO 5.

PRESUPUESTOS

ÍNDICE DEL PRESUPUESTO

1. CUADRO DE PRECIOS Nº1. (PRECIOS UNITARIOS) 3

2. CUADRO DE PRECIOS Nº2. (PRECIOS DESCOMPUESTOS) 4

3. PRESUPUESTOS PARCIALES 6

4. RESUMEN GENERAL DEL PRESUPUESTO 8

1. CUADRO DE PRECIOS Nº1. (PRECIOS UNITARIOS)

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
CAPÍTULO 01 ENERGÍA SOLAR			
SUBCAPÍTULO 01.01 INSTALACIÓN PANELES SOLARES			
01.01.01	**ud**	**CAJA DE AGRUPAMIENTO DE STRINGS P. 6 STRINGS**	**1.139,67**
		Cuadro de agrupamiento de strings, con capacidad de conexión de hasta 6 strings, montado sobre caja estanca de poliéster con tapa-cristal transpartente de policarbonato, protegido frente a contactos directos y agentes externos y de dimensiones 436x418x148 mm. Incluye elementos de protección y mando necesarios, como fusibles 10x38 mm de 16 A intensidad máxima admisible y bases portafusibles unipolares,interruptor seccionador de potencia multipolar de 80 A con tensión de aislamiento (UI) de 1000V, protector contra sobretensiones tipo varistor de clase II. Se incluye prensaestopas y tapones para las entradas así como conexionado de pequeño material y cableado del mismo.	
		MIL CIENTO TREINTA Y NUEVE EUROS con SESENTA Y SIETE CÉNTIMOS	
01.01.02	**ud**	**UNIDAD INVERSORA DE CORRIENTE 25 kW**	**2.999,44**
		Inversor de corriente CC-CA dimensiones 725x510x225 mm, potencia de salida 25.000 W con interruptor de acoplamiento seccionador incluido, y unidad de control de comunicación con el contador bidireccional smart-meter. Contiene seis entradas FV, y salida monófasica/trifásica mas barra de tierra, peso de 35,7 kg. Conexionado, cableado y pantalla para configuración incluidos. Rendimiento máximo del inversor 98,2 %.	
		DOS MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y NUEVE EUROS con CUARENTA Y CUATRO CÉNTIMOS	
01.01.03	**ud**	**SIST. SOLAR FOTOV. AISLADO 275W.**	**81.277,69**
		Sistema de energía solar fotovoltaica conectado a red, que consta de doscientos setenta paneles solares fotovoltaicos policristalinos, con una potencia pico total de 275 Wpico. Cables fotovoltaicos TopSolar PV ZZ 2x10 mm2 (desde los módulos hasta las cajas de strings) y TopSolar PV ZZ 2x25 mm2 (Desde las cajas de strings hasta los inversores), ambos cables cubiertos con tubo de canalización eléctrica de PE corrugado con bridas o abrazaderas de fijación. Incluye soportes/anclajes de aluminio para la fijación de los módulos en la cubierta en modo coplanar, con capacidad de montaje para 10 paneles. Totalmente conectado y funcionando.	
		OCHENTA Y UN MIL DOSCIENTOS SETENTA Y SIETE EUROS con SESENTA Y NUEVE CÉNTIMOS	
SUBCAPÍTULO 01.02 INSTALACIÓN VIDRIO FV			
01.02.01	**u**	**Vidrio solar FV de 221 W**	**635,95**
		Vidrio Solar FV de 221 Wp, en la instalación se contempla la sustituación del material de cubierta existente por la integración del vidrio como material arquitectónico.	
		SEISCIENTOS TREINTA Y CINCO EUROS con NOVENTA Y CINCO CÉNTIMOS	
01.02.02	**m**	**CABLE RV-K 0,66/1kV 2 (1x16 mm2)**	**20,74**
		VEINTE EUROS con SETENTA Y CUATRO CÉNTIMOS	

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
CAPÍTULO 02 ELECTRICIDAD			
SUBCAPÍTULO 02.01 INSTALACIÓN PARTE DE CORRIENTE ALTERNA			
02.01.01	**m**	**BANDEJA DE REJILLA (REJIBAND). 100x40 mm.**	**11,89**
		Suministro y colocación de bandeja de rejilla o rejiband con tapa superior, canal de dimensiones 100x40 mm. y 24 m. de longitud, para protección mecánica de las conducciones eléctricas dispuestas. Conforme al reglamento electrotécnico de baja tensión. Con protección contra impactos IPXX-(5), de material aislante y de reacción al fuego M1.	
		ONCE EUROS con OCHENTA Y NUEVE CÉNTIMOS	
02.01.02	**m.**	**CABLE RV-K 0,6/1kV 5G 16 mm2 (Multipolar)**	**23,26**
		Total de línea trifásica de enlace desde los inversores hasta la caja de protecciones de corriente alterna (CA), incluye las obras necesarias del paso de los conductores a través del falso techo así como la perforación para pasar del piso primero a la planta baja, sobre todo en el cuatro de instalaciones del edificio Aulario donde se encontrará dispuesta la caja CA.	
		La línea está formada por tres conductores y un neutro (tetrapolar) de cobre 4x16 mm2 + 1x16 mm2 (Tierra) (con aislamiento XLPE resistente a temperaturas de hasta 90ºC y con cubierta de	

PVC) canalizados bajo tubo corrugado de PE de 32 mm de diámetro exterior. Instalación, transporte y montaje incluidos.

VEINTITRES EUROS con VEINTISEIS CÉNTIMOS

02.01.03 **m.** **CABLE RV-K 0,6/1kV 3x 50/25 mm2 (Unipolares)** **27,89**

Línea trifásica de enlace desde la caja de protecciones de CA hasta el el Cuadro General de Mando y Protección del Edificio Aulario. Esta formada por tres conductores (tripolar) de cobre 3(1x50)+ neutro 1x25 mm2 al que hay que añadir el conductor de protección 1x16 mm2 (Tierra) (con aislamiento XLPE resistente a temperaturas de hasta 90ºC) canalizados bajo tubo corrugado de PE de 50 mm de diámetro exterior. en montaje de rejilla o rejiband. Instalación, transporte y montaje incluidos.

VEINTISIETE EUROS con OCHENTA Y NUEVE CÉNTIMOS

02.01.04 **ud** **CAJA DE PROTECCIONES DE CORRIENTE CONTINUA.** **2.738,33**

Caja estanca de protecciones de corriente alterna con tapa-cristal verde transpartente de policarbonato, protegido frente a contactos directos y agentes externos y de dimensiones 610x448x160 mm. Incluye elementos de protección y mando necesarios, como fusibles 10x38 mm de 6 A intensidad máxima admisible y bases portafusibles unipolares para proteger la entrada al contador bidireccional, 3 interruptores automáticos de entrada,interruptor general automático (IGA) donde convergen las 3 líneas de los tres inversores, un interruptor diferencial de 300mA y un magnetotérmico tetrapolar de salida de 4x150A con un PdC de 35kA. Por último, se incorpora un protector contra sobretensiones en corriente alterna de clase II. Se incluye conexionado de pequeño material y cableado del mismo.

DOS MIL SETECIENTOS TREINTA Y OCHO EUROS con TREINTA Y TRES CÉNTIMOS

02.01.05 **ud** **TOMA DE TIERRA INDEP. CON PICA** **124,62**

Toma de tierra independiente con pica de acero cobrizado de D=14,3 mm. y 2 m. de longitud, cable de cobre de 35 mm2, unido mediante soldadura aluminotérmica, incluyendo registro de comprobación y puente de prueba.

CIENTO VEINTICUATRO EUROS con SESENTA Y DOS CÉNTIMOS

CÓDIGO **UD** **RESUMEN** **PRECIO**

CAPÍTULO 03 SEGURIDAD Y SALUD

03.01 **Presupuesto de Seguridad y salud** **1.754,84**

MIL SETECIENTOS CINCUENTA Y CUATRO EUROS con OCHENTA Y CUATRO CÉNTIMOS

2. CUADRO DE PRECIOS Nº2. (PRECIOS DESCOMPUESTOS)

CÓDIGO **UD** **RESUMEN** **PRECIO**

CAPÍTULO 01 ENERGÍA SOLAR

SUBCAPÍTULO 01.01 INSTALACIÓN PANELES SOLARES

01.01.01 **ud** **CAJA DE AGRUPAMIENTO DE STRINGS P. 6 STRINGS**

Cuadro de agrupamiento de strings, con capacidad de conexión de hasta 6 strings, montado sobre caja estanca de poliéster con tapa-cristal transpartente de policarbonato, protegido frente a contactos directos y agentes externos y de dimensiones 436x418x148 mm. Incluye elementos de protección y mando necesarios, como fusibles 10x38 mm de 16 A intensidad máxima admisible y bases portafusibles unipolares,interruptor seccionador de potencia multipolar de 80 A con tensión de aislamiento (UI) de 1000V, protector contra sobretensiones tipo varistor de clase II. Se incluye prensaestopas y tapones para las entradas así como conexionado de pequeño material y cableado del mismo.

Mano de obra.....	96,66
Resto de obra y materiales.....	1.043,01
TOTAL PARTIDA.....	**1.139,67**

01.01.02 **ud** **UNIDAD INVERSORA DE CORRIENTE 25 kW**

Inversor de corriente CC-CA dimensiones 725x510x225 mm, potencia de salida 25.000 W con interruptor de acoplamiento seccionador incluido, y unidad de control de comunicación con el con-

tador bidireccional smart-meter. Contiene seis entradas FV, y salida monófasica/trifásica mas barra de tierra, peso de 35,7 kg. Conexionado, cableado y pantalla para configuración incluidos. Rendimiento máximo del inversor 98,2 %.

Mano de obra	169,43
Resto de obra y materiales	2.830,01
TOTAL PARTIDA	**2.999,44**

01.01.03 ud SIST. SOLAR FOTOV. AISLADO 275W.

Sistema de energía solar fotovoltaica conectado a red, que consta de doscientos setenta paneles solares fotovoltaicos policristalinos, con una potencia pico total de 275 Wpico. Cables fotovoltaicos TopSolar PV ZZ 2x10 mm2 (desde los módulos hasta las cajas de strings) y TopSolar PV ZZ 2x25 mm2 (Desde las cajas de strings hasta los inversores), ambos cables cubiertos con tubo de canalización eléctrica de PE corrugado con bridas o abrazaderas de fijación. Incluye soportes/anclajes de aluminio para la fijación de los módulos en la cubierta en modo coplanar, con capacidad de montaje para 10 paneles. Totalmente conectado y funcionando.

Mano de obra	649,38
Resto de obra y materiales	80.628,31
TOTAL PARTIDA	**81.277,69**

SUBCAPÍTULO 01.02 INSTALACIÓN VIDRIO FV

01.02.01 u Vidrio solar FV de 221 W

Vidrio Solar FV de 221 Wp, en la instalación se contempla la sustituación del material de cubierta existente por la integración del vidrio como material arquitectónico.

Mano de obra	128,88
Resto de obra y materiales	507,07
TOTAL PARTIDA	**635,95**

01.02.02 m CABLE RV-K 0,66/1kV 2 (1x16 mm2)

Mano de obra	4,51
Resto de obra y materiales	16,23
TOTAL PARTIDA	**20,74**

CÓDIGO UD RESUMEN PRECIO

CAPÍTULO 02 ELECTRICIDAD

SUBCAPÍTULO 02.01 INSTALACIÓN PARTE DE CORRIENTE ALTERNA

02.01.01 m BANDEJA DE REJILLA (REJIBAND). 100x40 mm.

Suministro y colocación de bandeja de rejilla o rejiband con tapa superior, canal de dimensiones 100x40 mm. y 24 m. de longitud, para protección mecánica de las conducciones eléctricas dispuestas. Conforme al reglamento electrotécnico de baja tensión. Con protección contra impactos IPXX-(5), de material aislante y de reacción al fuego M1.

Mano de obra	2,96
Resto de obra y materiales	8,93
TOTAL PARTIDA	**11,89**

02.01.02 m. CABLE RV-K 0,6/1kV 5G 16 mm2 (Multipolar)

Total de línea trifásica de enlace desde los inversores hasta la caja de protecciones de corriente alterna (CA), incluye las obras necesarias del paso de los conductores a través del falso techo así como la perforación para pasar del piso primero a la planta baja, sobre todo en el cuatro de instalaciones del edificio Aulario donde se encontrará dispuesta la caja CA.

La línea está formada por tres conductores y un neutro (tetrapolar) de cobre 4x16 mm2 + 1x16 mm2 (Tierra) (con aislamiento XLPE resistente a temperaturas de hasta 90ºC y con cubierta de PVC) canalizados bajo tubo corrugado de PE de 32 mm de diámetro exterior. Instalación, transporte y montaje incluidos.

Mano de obra	4,51
Resto de obra y materiales	18,75
TOTAL PARTIDA	**23,26**

02.01.03 m. CABLE RV-K 0,6/1kV 3x 50/25 mm2 (Unipolares)

Línea trifásica de enlace desde la caja de protecciones de CA hasta el el Cuadro General de Mando y Protección del Edificio Aulario. Esta formada por tres conductores (tripolar) de cobre 3(1x50)+ neutro 1x25 mm2 al que hay que añadir el conductor de protección 1x16 mm2 (Tierra) (con aislamiento XLPE resistente a temperaturas de hasta 90ºC) canalizados bajo tubo corrugado

de PE de 50 mm de diámetro exterior. en montaje de rejilla o rejiband. Instalación, transporte y montaje incluidos.

Mano de obra	4,51
Resto de obra y materiales	23,38
TOTAL PARTIDA	**27,89**

02.01.04 ud CAJA DE PROTECCIONES DE CORRIENTE CONTINUA.

Caja estanca de protecciones de corriente alterna con tapa-cristal verde transpartente de policarbonato, protegido frente a contactos directos y agentes externos y de dimensiones 610x448x160 mm. Incluye elementos de protección y mando necesarios, como fusibles 10x38 mm de 6 A intensidad máxima admisible y bases portafusibles unipolares para proteger la entrada al contador bidireccional, 3 interruptores automáticos de entrada,interruptor general automático (IGA) donde convergen las 3 líneas de los tres inversores, un interruptor diferencial de 300mA y un magnetotérmico tetrapolar de salida de 4x150A con un PdC de 35kA. Por último, se incorpora un protector contra sobretensiones en corriente alterna de clase II. Se incluye conexionado de pequeño material y cableado del mismo.

Mano de obra	96,66
Resto de obra y materiales	2.641,67
TOTAL PARTIDA	**2.738,33**

02.01.05 ud TOMA DE TIERRA INDEP. CON PICA

Toma de tierra independiente con pica de acero cobrizado de D=14,3 mm. y 2 m. de longitud, cable de cobre de 35 mm2, unido mediante soldadura aluminotérmica, incluyendo registro de comprobación y puente de prueba.

Mano de obra	32,22
Resto de obra y materiales	92,40
TOTAL PARTIDA	**124,62**

CÓDIGO	UD	RESUMEN	PRECIO
CAPÍTULO 03 SEGURIDAD Y SALUD			
03.01		**Presupuesto de Seguridad y salud**	
		TOTAL PARTIDA	**1.754,84**

3. PRESUPUESTOS PARCIALES

CÓDIGO	UD	RESUMEN	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
		CAPÍTULO 01 ENERGÍA SOLAR							
		SUBCAPÍTULO 01.01 INSTALACIÓN PANELES SOLARES							
01.01.01	**ud**	**CAJA DE AGRUPAMIENTO DE STRINGS P. 6 STRINGS**							
		Cuadro de agrupamiento de strings, con capacidad de conexión de hasta 6 strings, montado sobre caja estanca de poliéster con tapa-cristal transpartente de policarbonato, protegido frente a contactos directos y agentes externos y de dimensiones 436x418x148 mm. Incluye elementos de protección y mando necesarios, como fusibles 10x38 mm de 16 A intensidad máxima admisible y bases portafusibles unipolares,interruptor seccionador de potencia multipolar de 80 A con tensión de aislamiento (UI) de 1000V, protector contra sobretensiones tipo varistor de clase II. Se incluye prensaestopas y tapones para las entradas así como conexionado de pequeño material y cableado del mismo.							
						3	3,00		
							3,00	1.139,67	3.419,01
01.01.02	**ud**	**UNIDAD INVERSORA DE CORRIENTE 25 kW**							
		Inversor de corriente CC-CA dimensiones 725x510x225 mm, potencia de salida 25.000 W con inte-							

rruptor de acoplamiento seccionador incluido, y unidad de control de comunicación con el contador bi-direccional smart-meter. Contiene seis entradas FV, y salida monófasica/trifásica mas barra de tierra, peso de 35,7 kg. Conexionado, cableado y pantalla para configuración incluidos. Rendimiento máximo del inversor 98,2 %.

	3	3,00			
			3,00	2.999,44	8.998,32

01.01.03 **ud SIST. SOLAR FOTOV. AISLADO 275W.**

Sistema de energía solar fotovoltaica conectado a red, que consta de doscientos setenta paneles solares fotovoltaicos policristalinos, con una potencia pico total de 275 Wpico. Cables fotovoltaicos Top-Solar PV ZZ 2x10 mm2 (desde los módulos hasta las cajas de strings) y TopSolar PV ZZ 2x25 mm2 (Desde las cajas de strings hasta los inversores), ambos cables cubiertos con tubo de canalización eléctrica de PE corrugado con bridas o abrazaderas de fijación. Incluye soportes/anclajes de aluminio para la fijación de los módulos en la cubierta en modo coplanar, con capacidad de montaje para 10 paneles. Totalmente conectado y funcionando.

	1	1,00			
			1,00	81.277,69	81.277,69

TOTAL SUBCAPÍTULO 01.01 INSTALACIÓN PANELES..... 93.695,02

SUBCAPÍTULO 01.02 INSTALACIÓN VIDRIO FV

01.02.01 **u Vidrio solar FV de 221 W**

Vidrio Solar FV de 221 Wp, en la instalación se contempla la sustituación del material de cubierta existente por la integración del vidrio como material arquitectónico.

	56	56,00			
			56,00	635,95	35.613,20

01.02.02 **m CABLE RV-K 0,66/1kV 2 (1x16 mm2)**

	85	85,00			
			85,00	20,74	1.762,90

TOTAL SUBCAPÍTULO 01.02 INSTALACIÓN VIDRIO FV..... 37.376,10

TOTAL CAPÍTULO 01 ENERGÍA SOLAR..... 131.071,12

CÓDIGO	UD RESUMEN	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE

CAPÍTULO 02 ELECTRICIDAD

SUBCAPÍTULO 02.01 INSTALACIÓN PARTE DE CORRIENTE ALTERNA

02.01.01 **m BANDEJA DE REJILLA (REJIBAND). 100x40 mm.**

Suministro y colocación de bandeja de rejilla o rejiband con tapa superior, canal de dimensiones 100x40 mm. y 24 m. de longitud, para protección mecánica de las conducciones eléctricas dispuestas. Conforme al reglamento electrotécnico de baja tensión. Con protección contra impactos IPXX-(5), de material aislante y de reacción al fuego M1.

	24	24,00			
			24,00	11,89	285,36

02.01.02 **m. CABLE RV-K 0,6/1kV 5G 16 mm2 (Multipolar)**

Total de línea trifásica de enlace desde los inversores hasta la caja de protecciones de corriente alterna (CA), incluye las obras necesarias del paso de los conductores a través del falso techo así como la perforación para pasar del piso primero a la planta baja, sobre todo en el cuatro de instalaciones del edificio Aulario donde se encontrará dispuesta la caja CA.

La línea está formada por tres conductores y un neutro (tetrapolar) de cobre 4x16 mm2 + 1x16 mm2 (Tierra) (con aislamiento XLPE resistente a temperaturas de hasta 90ºC y con cubierta de PVC) canalizados bajo tubo corrugado de PE de 32 mm de diámetro exterior. Instalación, transporte y montaje incluidos.

	75	75,00			
			75,00	23,26	1.744,50

02.01.03 **m. CABLE RV-K 0,6/1kV 3x 50/25 mm2 (Unipolares)**

Línea trifásica de enlace desde la caja de protecciones de CA hasta el el Cuadro General de Mando y Protección del Edificio Aulario. Esta formada por tres conductores (tripolar) de cobre 3(1x50)+ neutro 1x25 mm2 al que hay que añadir el conductor de protección 1x16 mm2 (Tierra) (con aislamiento

XLPE resistente a temperaturas de hasta 90ºC) canalizados bajo tubo corrugado de PE de 50 mm de diámetro exterior. en montaje de rejilla o rejiband. Instalación, transporte y montaje incluidos.

	15	15,00			
		15,00	27,89		418,35

02.01.04 **ud CAJA DE PROTECCIONES DE CORRIENTE CONTINUA.**

Caja estanca de protecciones de corriente alterna con tapa-cristal verde transpartente de policarbonato, protegido frente a contactos directos y agentes externos y de dimensiones 610x448x160 mm. Incluye elementos de protección y mando necesarios, como fusibles 10x38 mm de 6 A intensidad máxima admisible y bases portafusibles unipolares para proteger la entrada al contador bidireccional, 3 interruptores automáticos de entrada,interruptor general automático (IGA) donde convergen las 3 líneas de los tres inversores, un interruptor diferencial de 300mA y un magnetotérmico tetrapolar de salida de 4x150A con un PdC de 35kA. Por último, se incorpora un protector contra sobretensiones en corriente alterna de clase II. Se incluye conexionado de pequeño material y cableado del mismo.

	1	1,00			
		1,00	2.738,33		2.738,33

02.01.05 **ud TOMA DE TIERRA INDEP. CON PICA**

Toma de tierra independiente con pica de acero cobrizado de D=14,3 mm. y 2 m. de longitud, cable de cobre de 35 mm2, unido mediante soldadura aluminotérmica, incluyendo registro de comprobación y puente de prueba.

	1	1,00			
		1,00	124,62		124,62

TOTAL SUBCAPÍTULO 02.01 INSTALACIÓN PARTE DE 5.311,16

TOTAL CAPÍTULO 02 ELECTRICIDAD 5.311,16

CÓDIGO	UD RESUMEN	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
	CAPÍTULO 03 SEGURIDAD Y SALUD							
	SUBCAPÍTULO 03.01 Presupuesto de Seguridad y salud							

TOTAL SUBCAPÍTULO 03.01 Presupuesto de Seguridad y.. 1.754,84

TOTAL CAPÍTULO 03 SEGURIDAD Y SALUD..... 1.754,84

TOTAL 138.137,12

4. RESUMEN GENERAL DEL PRESUPUESTO

El resumen del presupuesto es el que aparece detallado a continuación, con él se cerraría el Documento nº5 "Presupuestos".

CAPÍTULO	RESUMEN		EUROS	%
1	ENERGÍA SOLAR		131.071,12	94,88
-01.01	-INSTALACIÓN PANELES SOLARES	93.695,02		
-01.02	-INSTALACIÓN VIDRIO FV	37.376,10		
2	ELECTRICIDAD		5.311,16	3,84
-02.01	-INSTALACIÓN PARTE DE CORRIENTE ALTERNA	5.311,16		
3	SEGURIDAD Y SALUD		1.754,84	1,27
-03.01	-Presupuesto de Seguridad y salud	1.754,84		
	TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL		**138.137,12**	
	13,00 % Gastos generales	17.957,83		
	6,00 % Beneficio industrial	8.288,23		
	SUMA DE G.G. y B.I.		26.246,06	
	21,00 % I.V.A.		34.520,47	
	TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA		**198.903,65**	

HONORARIOS DEL INGENIERO

Proyecto	3,00 % s/ P.E.M.	4.144,11	
I.V.A.	21,00 % s/ proyecto	870,26	
	TOTAL HONORARIOS PROYECTO		5.014,37
	TOTAL HONORARIOS INGENIERO		**5.014,37**
	TOTAL HONORARIOS		**5.014,37**
	TOTAL PRESUPUESTO GENERAL		**203.918,02**

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de DOSCIENTOS TRES MIL NOVECIENTOS DIECIOCHO EUROS con DOS CÉNTIMOS

Palencia, a 23 de Septiembre de 2019.

El promotor **La dirección facultativa**

ANEXOS

A1. CONSUMOS

1. SÓTANO

a) Luminarias:

Número	Nombre	Elemento	Cantidad	Potencia (W)	Potencia total(W)	Control
1	Escaleras	Fluorescente	2	36	72	Manual
2	Pasillo	Fluorescente	6	36	216	Manual
3	Nave bodega	Fluorescente	8	36	288	Manual
4	Nave bodega	Fluorescente	24	36	864	Manual
5	Laboratorio	Fluorescente	4	36	144	Manual
6	Cámara	Bombilla	2	60	120	Manual
7	Cámara	Bombilla	2	60	120	Manual
8	Nave barricas	Fluorescente	12	36	432	Manual
9	Nave barricas	Fluorescente	20	36	720	Manual
10	Escaleras	Fluorescente	2	36	72	Manual
10	Escaleras	Bombilla	1	60	60	Manual
11	Cuarto ascensor	Fluorescente	2	36	72	Manual
12	Sala máquinas	Fluorescente	2	36	72	Manual
13	Pasillo	Fluorescente	8	36	288	Manual
14	Cuarto ascensor	Fluorescente	2	36	72	Manual
15	Pasillo	Fluorescente	24	36	864	Manual
16	Depósito	Fluorescente	20	36	720	Manual
17	Almacén	Fluorescente	24	36	864	Manual
18	Depósito	Fluorescente	24	36	864	Manual
19	Depósito	Fluorescente	24	36	864	Manual
20	Pasillo	Fluorescente	4	36	144	Manual
21	Cuarto ascensor	Fluorescente	2	36	72	Manual
22	Depósito	Fluorescente	10	36	360	Manual
23	Almacén	Fluorescente	6	36	216	Manual
24	Escaleras	Fluorescente	2	36	72	Manual
				Potencia total (kW)	**8.652**	**8,65 kW**

b) Instalaciones:

Número	Nombre	Elemento	Cantidad	Potencia (W)	Potencia total (W)
3	Nave cavas	Ordenador	1	500	500
3	Nave cavas	Aparataje	3	334	1.002
3	Nave cavas	Sensores oxígeno	2	150	300
6	Cámara	Máquina frío	1	2.500	2.500
7	Cámara	Máquina frío	2	2.500	5.000
8	Nave barrica	Máquina tratamiento	1	1.000	1.000
9	Nave barrica	Ordenador	2	500	1.000
9	Nave barrica	Impresora	1	100	100
9	Nave barrica	Motor	1	750	750
9	Nave barrica	Depuradora	1	85	85
9	Nave barrica	Estufa	1	1.500	1.500
12	Sala máquinas	Ordenador	1	500	500
12	Sala máquinas	Máquina control	1	750	750
* 22	Depósito	Máquina ventilación	2	368	736
					15.723

Control humedad y temperatura

Potencia total (kW)
15,72 kW

* 22	Depósito	Máquina ventilación			
	Marca	Chiven nº AISCO	**Ventilador**	9/9	
	Modelo	DA-9-9-CM	**M/H**	3000	**Potencia (kW)**
	Presión	50 M	**Potencia (CV)**	**0,5**	**0,37**

c) Refrigeración:

Número	Nombre	Elemento	Cantidad	Potencia (W)	Potencia (kW)
3	Nave cavas	Split	2	81	
4	Nave cavas	Split	2	81	
				162	**0,16 kW**

d) Máquinas:

Número	Nombre	Elemento
12	Cuarto ascensor	Motor ascensor

Potencia (kW)	Potencia (W)	Tensión (V)	Frecuencia (Hz)	Intensidad (A)	Caudal (l/m)	Caudal (l/m)
28	**28.000**	380-400	50	64-61	210-46	375

Número	Nombre	Elemento
14	Cuarto ascensor	Motor ascensor

Marca	GMV	**RPM**	2690
Modelo	MI-100/15	**Clase**	F
Frecuencia	50 Hz	**Cos φ**	0,86
Potencia (CV)	15	**Intermitente**	40%
Potencia (W)	**11.000**	**Potencia (kW)**	**11**

		Tensión (V)	Intensidad (A)	Imax (A)
Triangulo	Δ	230	46,3	56,5
Estrella	λ	400	26,6	32,5

Número	Nombre	Elemento
14	Cuarto ascensor	Bomba

Caudal (l/min)	125	**Aprobación**	CS
Potencia motor (W)	**11.000**	**Referencia**	5190/97 EUR
V.Bobina	110	**Potencia (kW)**	**11**

Número	Nombre	Elemento
21	Cuarto ascensor	Motor ascensor

Marca	GMV	**RPM**	2760
Modelo	MI-100/17	**Clase**	F
Frecuencia	50 Hz	**Cos φ**	0,85
Potencia (CV)	17	**Intermitente**	40%
Potencia (W)	**12.500**	**Potencia (kW)**	**12,5**

	Tensión (V)	**Intensidad (A)**	**Imax (A)**
Δ	400	28,5	35

Número	Nombre	Elemento
21	Cuarto ascensor	Bomba

Caudal (l/min)	150	**Aprobación**	CS
Potencia motor (W)	**12.500**	**Referencia**	5935/97
V.Bobina	110	**Potencia (kW)**	**12,5**

2. PLANTA BAJA

a) Luminarias:

Número	Nombre	Elemento	Cantidad	Potencia (W)	Potencia total(W)	Control
1	Servicio chico	Bombillas	6	100	600	Manual
2	Servicio chica	Bombillas	6	100	600	Manual
3	Bodega elaboración	Focos (vapor sodio)	6	250	1.500	Manual
4	Pasillo	Bombilla bajo consumo	10	26	260	Manual
5	Laboratorio	Fluorescentes luz blanca	30	36	1.080	Manual
6	Laboratorio	Fluorescentes luz blanca	36	36	1.296	Manual
6	Laboratorio	Fluorescentes	4	36	144	Manual
7	Laboratorio	Fluorescentes luz blanca	40	36	1.440	Manual
8	Laboratorio	Fluorescentes luz blanca	42	36	1.512	Manual
9	Sala investigación	Fluorescentes luz blanca	16	36	576	Manual
10	Sala estudio	Fluorescentes luz blanca	12	36	432	Manual
11	Salida	Bombilla bajo consumo	2	26	52	Manual
12	Biblioteca	Bombilla bajo consumo	42	26	1.092	Manual
12	Biblioteca	Focos halogenuro metálico	71	70	4.970	Manual
12	Biblioteca	Halógenos	8	50	400	Manual
13	Cuarto	Bombilla bajo consumo	2	26	52	Manual
14	Cuarto	Bombilla bajo consumo	2	26	52	Manual
15	Cuarto	Bombilla bajo consumo	2	26	52	Manual
16	Auxiliares	Fluorescentes luz blanca	8	36	288	Manual
17	Recepción	Bombilla bajo consumo	38	26	988	Manual
18	Pasillo	Focos halogenuro metálico	2	150	300	Manual
19	Aula	Fluorescentes	12	36	432	Manual
20	Aula	Fluorescentes	12	36	432	Manual
21	Operador informático	Fluorescentes	27	36	972	Manual
22	Laboratorio	Fluorescentes	12	36	432	Manual
23	Servicio chica	Bombillas	6	100	600	Manual
24	Servivio chico	Bombillas	6	100	600	Manual
25	Aula	Fluorescentes luz blanca	18	36	648	Manual

26	Aula	Fluorescentes luz blanca	18	36	648	Manual
27	Aula	Fluorescentes luz blanca	18	36	648	Manual
28	Despacho	Fluorescentes luz blanca	18	36	648	Manual
29	Despacho	Fluorescentes luz blanca	18	36	648	Manual
30	Laboratorio	Fluorescentes	42	36	1.512	Manual
31	Seminario	Fluorescentes luz blanca	9	36	324	Manual
32	Laboratorio	Fluorescentes luz blanca	18	36	648	Manual
33	Pasillo	Bombillas	2	60	120	Manual
34	Vestuarios	Fluorescentes	10	36	360	Manual
34	Vestuarios	Bombillas	9	60	540	Manual
35	Servicio minusválidos	Bombillas	2	60	120	Manual
36	Servicio minusválidos	Bombillas	3	60	180	Manual
37	Gimnasio	Focos (vapor sodio)	15	250	3.750	Manual
38	Pasillo	Bombilla bajo consumo	6	26	156	Manual
39	Gimnasio	Focos (vapor sodio)	15	250	3.750	Manual
40	Vestuarios	Fluorescentes	12	36	432	Manual
40	Vestuarios	Bombillas	9	100	900	Manual
41	Servicio minusválidos	Bombillas	2	60	120	Manual
42	Servicio minusválidos	Bombillas	3	60	180	Manual
43	Almacén	Focos (vapor sodio)	2	250	500	Manual
43	Almacén	Fluorescentes	16	36	576	Manual
44	Pasillo	Bombilla bajo consumo	10	26	260	Manual
46	Aula	Fluorescentes	16	36	576	Manual
46	Aula	Fluorescentes	2	58	116	Manual
48	Aula	Fluorescentes	24	36	864	Manual
49	Pasillo	Focos halogenuro metálico	6	150	900	Manual
50	Conserjería	Fluorescentes	6	36	216	Manual
51	Pasillo	Fluorescentes	2	36	72	Manual
52	Pasillo	Fluorescentes	1	36	36	Manual
53	Sala calderas	Fluorescentes	8	36	288	Manual
54	Servicio minusválidos	Bombillas	1	100	100	Manual

55	Pasillo	Bombillas	1	100	100	Manual
56	Pasillo	Focos halogenuro metálico	9	150	1.350	Manual
57	Despacho datos	Fluorescentes	12	36	432	Manual
58	Despacho	Fluorescentes	6	36	216	Manual
59	Despacho	Fluorescentes	6	36	216	Manual
60	Vestuarios	Bombillas	5	100	500	Manual
60	Vestuarios	Fluorescentes	6	36	216	Manual
61	Servicio minusválidos	Bombillas	1	100	100	Manual
62	Vestuarios	Bombillas	6	100	600	Manual
62	Vestuarios	Fluorescentes	4	36	144	Manual
63	Reprografía	Fluorescentes	12	36	432	Manual
64	Aula música	Fluorescentes	10	36	360	Manual
64	Aula música	Focos (vapor sodio)	2	250	500	Manual
65	Cuarto	Fluorescentes	1	36	36	Manual
66	Aula informática	Fluorescentes	16	36	576	Manual
67	Aula informática	Fluorescentes	16	36	576	Manual
68	Taller agrarias	Focos (vapor sodio)	4	250	1.000	Manual
68	Taller agrarias	Fluorescentes	4	36	144	Manual
69	Planta piloto	Fluorescentes	8	36	288	Manual
70	Almacén	Fluorescentes	2	36	72	Manual
71	Taller	Fluorescentes	10	36	360	Manual
71	Taller	Focos (vapor sodio)	4	250	1.000	Manual
72	Despacho	Fluorescentes	2	36	72	Manual
73	Cámara	Fluorescentes	3	36	108	Manual
74	Taller	Focos (vapor sodio)	5	250	1.250	Manual
75	Laboratorio	Fluorescentes	12	36	432	Manual
76	Taller	Focos (vapor sodio)	5	250	1.250	Manual
76	Taller	Bombillas	1	60	60	Manual
77	Laboratorio	Fluorescentes	10	36	360	Manual
78	Laboratorio	Fluorescentes	12	36	432	Manual
79	Laboratorio	Fluorescentes	12	36	432	Manual

80	Laboratorio	Fluorescentes	6	36	216	Manual
81	Laboratorio	Focos (vapor sodio)	5	250	1.250	Manual
82	Laboratorio	Fluorescentes	28	36	1.008	Manual
83	Laboratorio	Focos (vapor sodio)	4	250	1.000	Manual
83	Laboratorio	Fluorescentes	5	36	180	Manual
84	Laboratorio	Fluorescentes	8	36	288	Manual
85	Laboratorio	Fluorescentes	4	36	144	Manual
86	Laboratorio	Fluorescentes	12	36	432	Manual
86	Laboratorio	Focos (vapor sodio)	4	250	1.000	Manual
87	Seminario	Fluorescentes	12	36	432	Manual
87	Seminario	Flexo(halógeno)	1	50	50	Manual
88	Laboratorio	Fluorescentes	12	36	432	Manual
89	Despacho	Fluorescentes	16	18	288	Manual
90	Despacho	Fluorescentes	16	18	288	Manual
91	Despacho	Bombilla bajo consumo	10	26	260	Manual
92	Pasillo	Bombilla bajo consumo	10	26	260	Manual
93	Pasillo	Bombilla bajo consumo	6	26	156	Manual
94	Laboratorio	Focos (vapor sodio)	2	250	500	Manual
95	Laboratorio	Fluorescentes	12	36	432	Manual
96	Aula	Fluorescente	24	36	864	Manual
97	Aula	Fluorescente	18	36	648	Manual
98	Aula	Fluorescente	32	36	1.152	Manual
99	Aula	Fluorescente	32	36	1.152	Manual
100	Aula	Fluorescente	32	36	1.152	Manual
101	Cuarto limpieza	Fluorescente	2	36	72	Manual
102	Pasillo	Fluorescente	12	36	432	Manual
103	Aula informática	Fluorescente	16	36	576	Manual
104	Aula informática	Fluorescente	16	36	576	Manual
105	Aula dibujo	Fluorescentes	30	36	1.080	Manual
105	Aula dibujo	Fluorescentes	1	58	58	Manual
106	Aula	Fluorescente luz blanca	24	36	864	Manual

107	Aula	Fluorescente luz blanca	24	36	864	Manual
107	Aula	Fluorescentes	2	58	116	Manual
108	Aula	Fluorescentes	18	36	648	Manual
108	Aula	Fluorescentes	2	58	116	Manual
109	Aula	Fluorescentes	18	36	648	Manual
109	Aula	Fluorescentes	2	58	116	Manual
110	Aula	Fluorescentes	24	36	864	Manual
111	Aula	Fluorescentes	24	18	432	Manual
111	Aula	Fluorescentes	2	36	72	Manual
112	Aula	Fluorescentes	24	18	432	Manual
112	Aula	Fluorescentes	2	36	72	Manual
113	Aula	Fluorescentes	24	18	432	Manual
113	Aula	Fluorescentes	2	36	72	Manual
114	Aula	Fluorescentes	24	18	432	Manual
114	Aula	Fluorescentes	2	36	72	Manual
115	Aula	Fluorescentes	24	18	432	Manual
115	Aula	Fluorescentes	2	36	72	Manual
116	Aula	Fluorescentes	24	18	432	Manual
116	Aula	Fluorescentes	2	36	72	Manual
117	Sala reuniones	Halógenos	16	150	2.400	Manual
117	Sala reuniones	Bombilla bajo consumo	40	26	1.040	Manual
118	Oficina Santander	Bombilla bajo consumo	40	26	1.040	Manual
119	Sala informática	Fluorescente luz blanca	27	36	972	Manual
120	Pasillo	Fluorescentes	6	36	216	Manual
121	Pasillo	Fluorescentes	56	36	2.016	Manual
122	Vestíbulo	Bombillas	8	60	480	Manual
123	Entrada	Bombilla bajo consumo	6	26	156	Manual
124	Servicios	Fluorescentes	4	36	144	Manual
124	Servicios	Fluorescentes	16	18	288	Manual
125	Servicios	Fluorescentes	18	18	324	Manual
125	Servicios	Fluorescentes	2	36	72	Manual

126	Sala de máquinas	Fluorescentes	2	36	72	Manual
127	Pasillo	Focos halógenos	8	150	1.200	Manual
127	Pasillo	Bombilla bajo consumo	20	26	520	Manual
128	Pasillo	Focos halógenos	13	150	1.950	Manual
128	Pasillo	Bombilla bajo consumo	8	26	208	Manual
129	Servicio chicos	Bombilla bajo consumo	6	26	156	Manual
130	Servicio chica	Bombilla bajo consumo	6	26	156	Manual
131	Servicio minusválidos	Bombillas	1	60	60	Manual
132	Cuarto eléctrico	Fluorescentes	4	58	232	Manual
		Potencia total (kW)	**92,94**	**Potencia total (W)**	**92.944**	

b) Instalaciones:

Número	Nombre	Elemento	Cantidad	Potencia (W)	Potencia total (W)
3	Bodega elaboración	Balanza	1	10	10
3	Bodega elaboración	Deshuesadora	1	3.000	3.000
3	Bodega elaboración	Equipo enología	1	3.000	3.000
3	Bodega elaboración	Máquina limpieza	1	4.043	4.043
3	Bodega elaboración	Compresor	1	1.500	1.500
3	Bodega elaboración	Bombas	2	1.200	2.400
3	Bodega elaboración	Máquina vino	1	1.100	1.100
3	Bodega elaboración	Bombas	3	900	2.700
3	Bodega elaboración	Máquina recogida	1	550	550
5	Laboratorio	Frigorífico	2	500	1.000
5	Laboratorio	Phmetro	11	50	550
5	Laboratorio	Agitadores	2	500	1.000
5	Laboratorio	Baños	3	2.000	6.000
5	Laboratorio	Baños	1	1.500	1.500
5	Laboratorio	Balanzas	2	50	100
5	Laboratorio	Centrífugas	1	120	120
5	Laboratorio	Termo calentador	1	2.200	2.200
5	Laboratorio	Campana extracción	1	450	450

5	Laboratorio	Cámara	1	750	750
5	Laboratorio	Agitador orbital	1	50	50
6	Laboratorio	Termo calentador	1	2.200	2.200
6	Laboratorio	Agitador	1	800	800
6	Laboratorio	Agitador	1	450	450
6	Laboratorio	Espectrómetro	1	1.500	1.500
6	Laboratorio	Phmetro	2	50	100
6	Laboratorio	Ordenador	1	500	500
6	Laboratorio	Espectrómetro	1	1.500	1.500
6	Laboratorio	Cromatógrafo	1	1.750	1.750
6	Laboratorio	Placa calentamiento	1	800	800
6	Laboratorio	Balanza	1	50	50
6	Laboratorio	Centrífugas	11	250	2.750
6	Laboratorio	Centrífugas	1	190	190
6	Laboratorio	Destilador	1	2.000	2.000
6	Laboratorio	Agitador	1	50	50
6	Laboratorio	Campana extracción	1	450	450
6	Laboratorio	Analizador químico	1	400	400
6	Laboratorio	Baños	1	1.500	1.500
6	Laboratorio	Espectrómetro	1	1.500	1.500
6	Laboratorio	Baños	1	2.500	2.500
7	Laboratorio	Estufa	1	3.500	3.500
7	Laboratorio	Estufa	1	1.500	1.500
7	Laboratorio	Microscopios	15	50	750
7	Laboratorio	Microondas	1	800	800
7	Laboratorio	Baños	1	3.000	3.000
7	Laboratorio	Estufa	1	2.500	2.500
7	Laboratorio	Destilador	1	1.500	1.500
7	Laboratorio	Cámara	3	750	2.250
7	Laboratorio	Frigorífico	2	500	1.000
7	Laboratorio	Liofilizador	1	525	525

7	Laboratorio	Autoclaves	2	3.000	6.000
7	Laboratorio	Cámara	1	750	750
7	Laboratorio	Baño	1	1.500	1.500
7	Laboratorio	Agitador	1	550	550
8	Laboratorio	Ordenador	4	500	2.000
8	Laboratorio	Portátil	2	300	600
8	Laboratorio	Espectrómetro	1	1.500	1.500
8	Laboratorio	Placa calentamiento	1	800	800
8	Laboratorio	Impresora	2	100	200
8	Laboratorio	Cromatógrafo	2	1.750	3.500
8	Laboratorio	Analizador	2	250	500
8	Laboratorio	Balanza	1	50	50
8	Laboratorio	Baño	1	1.500	1.500
8	Laboratorio	Agitador	1	2.000	2.000
8	Laboratorio	Frigorífico	2	500	1.000
9	Sala reuniones	Ordenador	2	500	1.000
9	Sala reuniones	TV	2	40	80
9	Sala reuniones	Video-DVD	2	30	60
10	Sala estudio	Portátil	5	300	1.500
12	Biblioteca	Fotocopiadora	1	1.500	1.500
12	Biblioteca	Ordenador	1	500	500
12	Biblioteca	Rack	1	3.500	3.500
12	Biblioteca	Portátil	3	300	900
16	Auxiliar	Ordenador	1	500	500
16	Auxiliar	Impresora	1	100	100
16	Auxiliar	Cafetera	1	1.000	1.000
17	Recepción	Ordenador	5	500	2.500
17	Recepción	Desmagnetizador	1	300	300
17	Recepción	Desmagnetizador	1	450	450
19	Aula	TV	1	80	80
19	Aula	Video	1	30	30

19	Aula	Proyector	1	400	400
19	Aula	Ordenador	1	500	500
19	Aula	Proyector diapositivas	1	200	200
19	Aula	Cañón	1	250	250
20	Aula	Pizarra electrónica	1	150	150
20	Aula	TV	1	80	80
20	Aula	Cañón	2	250	500
20	Aula	Ordenador	1	500	500
20	Aula	Video	1	30	30
21	Operador informático	Ordenador	15	500	7.500
21	Operador informático	Batería	1	250	250
21	Operador informático	Armario comunicaciones	1	3.500	3.500
21	Operador informático	Impresora	3	100	300
22	Laboratorio	Agitador	5	500	2.500
22	Laboratorio	Agitador	1	800	800
22	Laboratorio	Estufa	1	2.000	2.000
22	Laboratorio	Ordenador	1	500	500
22	Laboratorio	Balanza	2	50	100
25	Aula	TV	3	80	240
25	Aula	Monitores	2	50	100
25	Aula	Video	2	30	60
25	Aula	Mesa de sonido	1	450	450
25	Aula	Minicadena	1	120	120
25	Aula	Ordenador	1	500	500
25	Aula	Impresora	1	100	100
25	Aula	Escáner	1	150	150
26	Aula	TV	1	80	80
26	Aula	Video	1	30	30
26	Aula	Proyector	1	300	300
26	Aula	Cañón	1	250	250
27	Aula	Pizarra electrónica	1	150	150

27	Aula	Cañón	1	250	250
27	Aula	Altavoz	2	50	100
27	Aula	Rack	1	1.500	1.500
28	Despacho	Ordenador	1	500	500
28	Despacho	Portátil	1	300	300
28	Despacho	Impresora	1	100	100
29	Despacho	Ordenador	3	500	1.500
29	Despacho	Impresora	1	100	100
30	Laboratorio	Máquina hidráulica	4	180	720
30	Laboratorio	Bombas	3	1.500	4.500
30	Laboratorio	Ordenador	1	500	500
31	Seminario	Ordenador	1	500	500
31	Seminario	Escáner	1	150	150
31	Seminario	Plotter	1	1.500	1.500
31	Seminario	Microondas	1	800	800
37	Gimnasio	Minicadena	1	150	150
37	Gimnasio	Altavoz	6	70	420
39	Gimnasio	Cadena musical	1	75	75
39	Gimnasio	Altavoz	6	50	300
39	Gimnasio	Equipo música	1	75	75
46	Aula	TV	1	80	80
46	Aula	Video	1	30	30
46	Aula	Ordenador	1	500	500
46	Aula	Proyector diapositivas	1	200	200
48	Aula	TV	1	80	80
48	Aula	Video	1	30	30
48	Aula	Ordenador	1	500	500
48	Aula	Proyector diapositivas	1	200	200
50	Conserjería	Ordenador	1	500	500
50	Conserjería	Portátil	1	300	300
50	Conserjería	Radio	1	30	30

50	Conserjería	Impresora	1	100	100
57	Despacho datos	Ordenador	2	500	1.000
57	Despacho datos	Batería	1	450	450
57	Despacho datos	Tarificador	2	100	200
57	Despacho datos	Rack	3	1.500	4.500
57	Despacho datos	Servidor	2	3.500	7.000
58	Despacho datos	Ordenador	2	500	1.000
58	Despacho datos	Impresora	1	100	100
59	Despacho datos	Ordenador	1	500	500
59	Despacho datos	Impresora	1	100	100
60	Vestuario	Termo calentador	1	2.200	2.200
62	Vestuario	Termo calentador	1	2.200	2.200
62	Vestuario	Frigorífico	1	500	500
62	Vestuario	Microondas	1	800	800
62	Vestuario	Cafetera	1	1.500	1.500
63	Reprografía	Fotocopiadora	3	1.500	4.500
63	Reprografía	Ordenador	1	500	500
63	Reprografía	Radio	1	50	50
63	Reprografía	Perforadora	1	50	50
64	Aula música	Ordenador	1	500	500
64	Aula música	TV	1	80	80
64	Aula música	DVD	1	30	30
64	Aula música	Video	1	30	30
64	Aula música	Cadena musical	1	120	120
64	Aula música	Altavoz	2	70	140
66	Aula informática	Ordenador	31	500	15.500
66	Aula informática	Cañón	1	250	250
67	Aula informática	Cañón	1	300	300
67	Aula informática	Ordenador	23	500	11.500
67	Aula informática	Pizarra electrónica	1	150	150
68	Taller	Termo calentador	1	2.200	2.200

68	Taller	Baño	1	1.000	1.000
68	Taller	Molino	1	1.000	1.000
68	Taller	Motor	1	550	550
68	Taller	Estufa	2	2.000	4.000
68	Taller	Manta	1	400	400
68	Taller	Amasadora	1	240	240
68	Taller	Picadora	1	300	300
68	Taller	Trituradora	1	300	300
68	Taller	Aparataje vario		6.000	0
69	Planta piloto	Máquina pasta	1	400	400
69	Planta piloto	Batidora	2	1.500	3.000
69	Planta piloto	Campana extracción	1	450	450
69	Planta piloto	Horno	2	5.000	10.000
69	Planta piloto	Mezcladora	2	2.000	4.000
69	Planta piloto	Balanza	2	50	100
69	Planta piloto	Freidora	1	3.000	3.000
71	Taller	Ordenador	1	500	500
71	Taller	Motor	4	550	2.200
71	Taller	Termo calentador	1	2.200	2.200
71	Taller	Motor	2	1.100	2.200
71	Taller	Termo calentador	1	6.000	6.000
72	Despacho	Ordenador	1	500	500
72	Despacho	Máquina taller varias		3.500	0
73	Cámaras	Máquina refrigeradora	3	2.000	6.000
74	Taller	Motor	12	550	6.600
74	Taller	Motor	8	1.500	12.000
74	Taller	Taladro	1	300	300
74	Taller	Termo calentador	1	2.200	2.200
74	Taller	Frigorífico	1	500	500
74	Taller	Congeladores	1	750	750
74	Taller	Ordenador	1	500	500

75	Laboratorio	Ordenador	5	500	2.500
75	Laboratorio	Aparataje vario		3.000	0
76	Taller	Phmetro	2	50	100
76	Taller	Estufa	2	750	1.500
76	Taller	Ordenador	2	500	1.000
76	Taller	Estufa	2	1.500	3.000
76	Taller	Destilador	1	1.500	1.500
76	Taller	Digestor	1	300	300
76	Taller	Motor	1	150	150
76	Taller	Balanza	1	50	50
76	Taller	Termo calentador	1	1.000	1.000
77	Laboratorio	Placa calentamiento	2	2.000	4.000
77	Laboratorio	Campana extracción	2	450	900
77	Laboratorio	Estufa	1	1.000	1.000
78	Laboratorio	Campana extracción	2	450	900
78	Laboratorio	Baño	1	2.000	2.000
78	Laboratorio	Congeladores	1	750	750
78	Laboratorio	Digestor	1	300	300
78	Laboratorio	Scrubber	1	250	250
78	Laboratorio	Destilador	3	1.500	4.500
79	Laboratorio	Cámara congelación	1	750	750
79	Laboratorio	Frigorífico	1	500	500
79	Laboratorio	Estufa	1	3.500	3.500
79	Laboratorio	Molino	1	800	800
80	Laboratorio	Balanza	1	50	50
81	Laboratorio	Prensadora	1	1.000	1.000
81	Laboratorio	Ordenador	1	500	500
81	Laboratorio	Secadora	1	4.000	4.000
82	Laboratorio	Sierra	1	5.152	5.152
82	Laboratorio	Aspirador	1	2.208	2.208
82	Laboratorio	Sierra-cepillo	1	2.200	2.200

83	Laboratorio	Secadora	1	4.000	4.000
84	Laboratorio	Campana extracción	1	450	450
84	Laboratorio	Termo calentador	1	2.200	2.200
84	Laboratorio	Ordenador	2	500	1.000
84	Laboratorio	Microscopios	1	50	50
84	Laboratorio	Máquina motor	1	350	350
85	Laboratorio	Secadora	2	2.500	5.000
85	Laboratorio	Estufa	1	3.000	3.000
85	Laboratorio	Balanza	1	50	50
86	Laboratorio	Impresora	1	100	100
86	Laboratorio	Ordenador	1	500	500
86	Laboratorio	Horno	2	3.000	6.000
86	Laboratorio	Centrífugas	1	2.000	2.000
86	Laboratorio	Arcón	2	300	600
86	Laboratorio	Termo calentador	1	2.200	2.200
86	Laboratorio	Congeladores	1	750	750
86	Laboratorio	Destilador	1	1.500	1.500
86	Laboratorio	Campana extracción	2	450	900
86	Laboratorio	Frigorífico	1	500	500
86	Laboratorio	Horno	1	4.000	4.000
86	Laboratorio	Filtro de agua	1	1.000	1.000
86	Laboratorio	Balanza	2	50	100
86	Laboratorio	Microscopios	1	50	50
86	Laboratorio	Autoclaves	1	3.000	3.000
86	Laboratorio	Ordenador	2	500	1.000
87	Seminario	Impresora	1	100	100
87	Seminario	Arcón	1	300	300
88	Laboratorio	Congeladores	1	750	750
88	Laboratorio	Frigorífico	1	500	500
88	Laboratorio	Estufa	2	1.500	3.000
88	Laboratorio	Centrífugas	1	2.000	2.000

88	Laboratorio	Ordenador	1	1.500	1.500
88	Laboratorio	Analizador	1	750	750
88	Laboratorio	Phmetro	2	2.000	4.000
88	Laboratorio	Placa calentamiento	2	800	1.600
88	Laboratorio	Digestor	1	2.000	2.000
88	Laboratorio	Máquina analisis	3	2.000	6.000
88	Laboratorio	SAI	1	750	750
88	Laboratorio	Campana extracción	1	450	450
89	Despacho	Ordenador	1	500	500
90	Despacho	Ordenador	1	500	500
91	Despacho	Ordenador	1	500	500
94	Laboratorio	Horno	1	3.000	3.000
94	Laboratorio	Microondas	1	1.500	1.500
94	Laboratorio	Placa calentamiento	3	750	2.250
94	Laboratorio	Centrífugas	1	1.500	1.500
94	Laboratorio	Balanza	1	50	50
94	Laboratorio	Olla	1	2.500	2.500
94	Laboratorio	Campana extracción	1	450	450
94	Laboratorio	Baño	4	1.500	6.000
94	Laboratorio	Estufa	1	3.000	3.000
94	Laboratorio	Envasadora	1	250	250
95	Laboratorio	Congeladores	3	750	2.250
95	Laboratorio	Frigorífico	1	500	500
95	Laboratorio	Arcón	2	300	600
95	Laboratorio	Ordenador	1	500	500
95	Laboratorio	Impresora	2	100	200
95	Laboratorio	Termobalanza	1	75	75
95	Laboratorio	Fermentómetro	1	150	150
95	Laboratorio	Alveógrafo	1	750	750
95	Laboratorio	Ansistógrafo	1	750	750
95	Laboratorio	Balanza	2	20	40

95	Laboratorio	Molino	2	700	1.400
95	Laboratorio	Agitador	1	800	800
95	Laboratorio	Termo calentador	1	2.200	2.200
96	Aula	TV	1	80	80
96	Aula	Video	1	30	30
96	Aula	Cañón	1	250	250
96	Aula	Ordenador	1	500	500
96	Aula	Proyector	1	400	400
96	Aula	Proyector diapositivas	1	200	200
97	Aula	TV	1	80	80
97	Aula	Video	1	30	30
97	Aula	Cañón	1	250	250
97	Aula	Ordenador	1	500	500
97	Aula	Proyector	1	400	400
97	Aula	Proyector diapositivas	1	200	200
97	Aula	Cañón	1	250	250
98	Aula	TV	1	80	80
98	Aula	Video	1	30	30
98	Aula	Cañón	1	250	250
98	Aula	Ordenador	1	500	500
98	Aula	Proyector	1	400	400
98	Aula	Proyector diapositivas	1	200	200
99	Aula	TV	1	80	80
99	Aula	Video	1	30	30
99	Aula	Cañón	1	250	250
99	Aula	Ordenador	1	500	500
99	Aula	Proyector	1	400	400
99	Aula	Proyector diapositivas	1	200	200
100	Aula	TV	1	80	80
100	Aula	Video	1	30	30
100	Aula	Cañón	1	250	250

100	Aula	Ordenador	1	500	500
100	Aula	Proyector	1	400	400
100	Aula	Proyector diapositivas	1	200	200
100	Aula	Pizarra electrónica	1	150	150
103	Aula informática	Ordenador	23	500	11.500
104	Aula informática	Cañón	1	250	250
104	Aula informática	Ordenador	23	500	11.500
105	Aula dibujo	Cañón	1	200	200
105	Aula dibujo	Proyector	1	400	400
105	Aula dibujo	Ordenador	1	500	500
106	Aula	TV	1	80	80
106	Aula	Video	1	30	30
106	Aula	Cañón	1	250	250
106	Aula	Ordenador	1	500	500
106	Aula	Proyector	1	400	400
106	Aula	Proyector diapositivas	1	200	200
107	Aula	TV	1	80	80
107	Aula	Video	1	30	30
107	Aula	Cañón	1	250	250
107	Aula	Ordenador	1	500	500
107	Aula	Proyector	1	400	400
107	Aula	Proyector diapositivas	1	200	200
108	Aula	TV	1	80	80
108	Aula	Video	1	30	30
108	Aula	Cañón	1	250	250
108	Aula	Ordenador	1	500	500
108	Aula	Proyector	1	400	400
108	Aula	Proyector diapositivas	1	200	200
108	Aula	Pizarra electrónica	1	150	150
108	Aula	Cañón	1	200	200
109	Aula	TV	1	80	80

109	Aula	Video	1	30	30
109	Aula	Cañón	1	250	250
109	Aula	Ordenador	1	500	500
109	Aula	Proyector	1	400	400
109	Aula	Proyector diapositivas	1	200	200
109	Aula	Cañón	1	200	200
109	Aula	Pizarra electrónica	1	150	150
110	Aula	TV	1	80	80
110	Aula	Video	1	30	30
110	Aula	Cañón	1	250	250
110	Aula	Ordenador	1	500	500
110	Aula	Proyector	1	400	400
110	Aula	Proyector diapositivas	1	200	200
111	Aula	TV	1	80	80
111	Aula	Video	1	30	30
111	Aula	Cañón	1	250	250
111	Aula	Ordenador	1	500	500
111	Aula	Proyector	1	400	400
111	Aula	Proyector diapositivas	1	200	200
112	Aula	TV	1	80	80
112	Aula	Video	1	30	30
112	Aula	Cañón	1	250	250
112	Aula	Ordenador	1	500	500
112	Aula	Proyector	1	400	400
112	Aula	Proyector diapositivas	1	200	200
112	Aula	Pizarra electrónica	1	150	150
112	Aula	Cañón	1	200	200
113	Aula	TV	1	80	80
113	Aula	Video	1	30	30
113	Aula	Cañón	1	250	250
113	Aula	Ordenador	1	500	500

113	Aula	Proyector	1	400	400
113	Aula	Proyector diapositivas	1	200	200
113	Aula	Pizarra electrónica	1	150	150
113	Aula	Cañón	1	200	200
114	Aula	TV	1	80	80
114	Aula	Video	1	30	30
114	Aula	Cañón	1	250	250
114	Aula	Ordenador	1	500	500
114	Aula	Proyector	1	400	400
114	Aula	Proyector diapositivas	1	200	200
114	Aula	Pizarra electrónica	1	150	150
114	Aula	Cañón	1	200	200
115	Aula	TV	1	80	80
115	Aula	Video	1	30	30
115	Aula	Cañón	1	250	250
115	Aula	Ordenador	1	500	500
115	Aula	Proyector	1	400	400
115	Aula	Proyector diapositivas	1	200	200
115	Aula	Pizarra electrónica	1	150	150
115	Aula	Cañón	1	200	200
116	Aula	TV	1	80	80
116	Aula	Video	1	30	30
116	Aula	Cañón	1	250	250
116	Aula	Ordenador	1	500	500
116	Aula	Proyector	1	400	400
116	Aula	Proyector diapositivas	1	200	200
117	Sala reuniones	Equipo videoconferencia	1	150	150
117	Sala reuniones	TV	1	80	80
117	Sala reuniones	Megafonía	1	50	50
117	Sala reuniones	Pantalla eléctrica	1	150	150
117	Sala reuniones	Cañón	1	250	250

118	Oficina santander	Ordenador	3	500	1.500
119	Sala informática	Ordenador	16	500	8.000
119	Sala informática	Impresora	1	100	100
121	Pasillo	Fotocopiadora	1	1.500	1.500
121	Pasillo	Máquina café	1	3.000	3.000
121	Pasillo	Máquina UVA	1	500	500
121	Pasillo	Máquina refrescos	1	900	900
121	Pasillo	Máquina alimentos	1	300	300
124	Servicio	Termo calentador	1	1.600	1.600
		Potencia total (kW)	**485,97**	**Potencia total (W)**	**485.973**

c) Calefacción:

Número	Nombre	Elemento	Cantidad	Potencia (W)	Elementos	Otros datos	Potencia total (W)
3	Bodega de elaboración	Termoventilador	4	6.000			24.000
4	Pasillo	Fan coil	2	50		Roca grandes	100
5	Laboratorio	Fan coil	1	50		Roca grandes	50
6	Laboratorio	Fan coil	1	50		Roca pequeño	50
7	Laboratorio	Fan coil	2	50		Roca grandes	100
8	Laboratorio	Fan coil	1	50		Tapado totalmente	50
9	Sala de investigación	Fan coil	1	50		York mediano	50
10	Sala de estudio	Fan coil	1	50		York mediano	50
12	Biblioteca	Climatización con 36 salidas (difusores) circulares					
16	Auxiliar	Fan coil	1	50		York mediano	50
16	Auxiliar	Estufa	1	2.000			2.000
17	Recepción	Fan coil	1	50		Roca grandes	50
19	Aula	Radiador	3		18 elementos	Aluminio con válvulas	0
20	Aula	Radiador	3		18 elementos	Aluminio con válvulas	0
21	Operador informático	Fan coil	1	50		York grande	50
22	Laboratorio	Fan coil	1	50		York grande	50

23	Servicio chica	Radiador	2		12 elementos	Aluminio sin válvulas	0
24	Servicio chico	Radiador	2		12 elementos	Aluminio sin válvulas	0
25	Aula	Fan coil	1	50		York grande	50
26	Aula	Fan coil	1	50		York grande	50
27	Aula	Fan coil	1	50		York grande	50
28	Despacho	Fan coil	1	50		York grande	50
28	Despacho	Estufa	1	2.000			2.000
29	Despacho	Fan coil	1	50		York grande	50
30	Laboratorio	Fan coil	4	50		York grande	200
31	Seminario	Fan coil	1	50		Roca mediano	50
32	Laboratorio	Fan coil	1	50		York grande	50
34	Vestuarios	Radiador	1		5 elementos	Aluminio sin válvulas	0
34	Vestuarios	Radiador	2		17 elementos	Aluminio sin válvulas	0
35	Servicio minusválidos	Radiador	1		6 elementos	Aluminio sin válvulas	0
36	Servicio	Radiador	1		7 elementos	Aluminio sin válvulas	0
37	Gimnasio	Termoventiladores					0
39	Gimnasio	Termoventiladores					0
40	Vestuarios	Radiador	1		5 elementos	Aluminio sin válvulas	0
40	Vestuarios	Radiador	2		17 elementos	Aluminio sin válvulas	0
41	Servicio minusválidos	Radiador	1		6 elementos	Aluminio sin válvulas	0
42	Servicio	Radiador	1		7 elementos	Aluminio sin válvulas	0
46	Aula	Radiador	5		17 elementos	Aluminio con válvulas	0
48	Aula	Radiador	4		13 elementos	Aluminio con válvulas	0
48	Aula	Radiador	4		12 elementos	Aluminio con válvulas	0
49	Pasillo	Fan coil	3	50		Roca grandes	150
50	Conserjería	Radiador	2		6 elementos	Aluminio con válvulas	0

56	Pasillo	Fan coil	3	50		Roca grandes	150
57	Despacho datos	Radiador	1		15 elementos	Aluminio sin válvulas	0
58	Despacho	Radiador	1		15 elementos	Aluminio sin válvulas	0
59	Despacho	Radiador	1				0
60	Vestuarios	Radiador	2		15 elementos		0
62	Vestuarios	Radiador	1		15 elementos		0
62	Vestuarios	Estufa	1	1.500			1.500
64	Aula música	Fan coil	2	50		York grande	100
66	Aula informática	Radiador	5		14 elementos	Aluminio sin válvulas	0
67	Aula informática	Radiador	4		14 elementos	Aluminio sin válvulas	0
68	Taller	Fan coil	4	2.800		York mediano	11.200
68	Taller	Fan coil	1	2.000		Roca mediano	2.000
69	Planta piloto	Fan coil	1				0
71	Taller	Fan coil	4			York	0
71	Taller	Fan coil	1	2.000		Roca	2.000
74	Taller	Fan coil	3	2.800		York	8.400
75	Laboratorio	Fan coil	2			York	0
76	Taller	Fan coil	2	2.800		York	5.600
77	Laboratorio	Fan coil	1			Roca	0
78	Laboratorio	Fan coil	1			Roca	0
79	Laboratorio	Fan coil	1			Roca	0
80	Laboratorio	Fan coil	1			Roca	0
81	Laboratorio	Fan coil	3	2.800		York	8.400
82	Laboratorio	Fan coil	2			York	0
83	Laboratorio	Fan coil	3				0

84	Laboratorio	Fan coil	1		Tapado totalmente	0
86	Laboratorio	Fan coil	4	2.800	York	11.200
87	Laboratorio	Fan coil	1		Roca	0
88	Laboratorio	Fan coil	2		Tapado totalmente	0
89	Despacho	Fan coil	1	3.020	Frío=2340 W	3.020
90	Despacho	Fan coil	1	3.020	Frío=2340 W	3.020
91	Despacho	Fan coil	1	3.020	Frío=2340 W	3.020
94	Laboratorio	Fan coil	2	2.800	York	5.600
			Potencia total (kW)	**94,56**	**Potencia total (W)**	**94.560**

d) Refrigeración:

Número	Nombre	Elemento	Cantidad	Potencia (W)	Otros datos	
21	Operador informático	Split	2	3.500	Techo(Mitsubishi electric)	
64	Aula música	Split	2	3.450	York (3450W para frío, 5320 W para calor)	
*8	Laboratorio	Aire acondicionado portátil	2	1.150	2300	Capacidad=2352 W
* 8	Laboratorio	Aire acondicionado portátil	1	1.150		

Marca	Bluesky	**Refrigerante**	R407C
Tipo	BMC 9000	**Cantidad de refrigerante**	390 gramos
Aire circulado	350 m3/h	**Ruido**	60 dB (A)
P succión	1 Mpa	**Potencia**	1150 W
Presión	2,8 Mpa	**Capacidad deshumidificador**	1,7 l/h
Tensión	230 V	**Frecuencia**	50 Hz
Peso	30 Kg	**Protección**	IP20
Clase	I		

e) Máquinas:

Sala de calderas **Caldera 1**

Marca	Ygnis Industrie	**Presión (bar)**	6
Tipo	LRRNT	**Tª max (ºC)**	120
Potencia (kW)	500	**Nº fabricación**	278328/1
Combustible	Gas natural	**Año de fabricación**	2001

Quemador 1

Marca	Weishaupt	**Nº fabricación**	5034317
Tipo	Modulante	**Categoría**	II2H3
Modelo	G3/1-E	**Año de fabricación**	2001
Ejecución	ZMD	**Potencias min/max (KW)**	90-630
Protección	IP40	**P.conex min/max (mbar)**	15-500
T mando (V)	230 (1 fase)	**Frecuencia (Hz)**	50
T red (V)	400 (3 fases)	**Pot.eléctrica (kW)**	1,62

Caldera 2

Marca	Ygnis Industrie	**Pmax servicio (bar)**	5,5
Tipo	EM-NT-815	**P diseño (bar)**	5,5
Volumen agua (l)	1,05	**Tª max (ºC)**	110
P calorífica nom (kW)	886	**Nº fabricación**	1228
Rendimiento (%)	92	**Contraseña registro**	05/FAC/0433
Combustible	Gas natural	**Año de fabricación**	01/10/1999

Quemador 2

Marca	Weishaupt	**Nº fabricación**	5034255
Tipo	Modulante	**Categoría**	II2H3
Modelo	G7/1-D	**Año de fabricación**	2001
Ejecución	ZMD	**Potencias min/max (KW)**	300-1750
Protección	IP40	**P.conex min/max (mbar)**	15-500
T mando (V)	230 (1 fase)	**Frecuencia (Hz)**	50
T red (V)	400 (3 fases)	**Pot.eléctrica (kW)**	3,68

Bombas primario (caldera 1): 2 bombas iguales

Marca	Wilo	**Potencia (W)**	165-220
Modelo	D80	**Tensión (V)**	230-400
Frecuencia (Hz)	50	**Intensidad (A)**	1-1,1
R.P.M	1400		
PN	6		

Bombas primario (caldera 2): 2 bombas iguales

Marca	Wilo
Modelo	TOP-S 80/10
Frecuencia (Hz)	50
Tª max (ºC)	130
Tensión (V)	230-400
Clase	F
PN	6

Potencia 1 (W)	**Intensidad (A)**	
	400 V	**230V**
1685	3,27	5,66
1390	2,47	4,28
1100	2	3,46

Bombas secundario: 1 bombas para climatizadora

Marca	Wilo
Modelo	TOP-S 40/10
Frecuencia (Hz)	50
Tª max (ºC)	130
Tensión (V)	230-400
IEC	IEC 38
Protección	IP43
SW	SW≥8
Clase	F
PN	6

Potencia 1 (W)	**Intensidad (A)**	
	400 V	**230V**
585	1,17	2,02
465	0,82	1,43
365	0,65	1,12

Bombas secundario: 1 bombas para biblioteca

Marca	Wilo
Modelo	TOP-S 40/10
Frecuencia (Hz)	50
Tª max (ºC)	130
Tensión (V)	230-400
IEC	IEC 38
Protección	IP43
SW	SW≥8
Clase	F
PN	6

Potencia 1 (W)	**Intensidad (A)**	
	400 V	**230V**
585	1,17	2,02
465	0,82	1,43
365	0,65	1,12

Bombas secundario: 2 bombas para climatización de biblioteca

Marca	Wilo
Modelo	TOP-S 65/13
Frecuencia (Hz)	50
Tª max (ºC)	130
Tensión (V)	230-400
IEC	IEC 38
Protección	IP43
SW	SW≥8
Clase	F
PN	6

Potencia 1 (W)	**Intensidad (A)**	
	400 V	**230V**
1450	2,93	5,05
1170	2,1	3,6
960	1,75	3

Talleres y enología zona 4: 2 bombas iguales

Marca	Wilo
Modelo	IPN100/200-3/4G12
Frecuencia (Hz)	50
Tª max (ºC)	120/140
Presión (bar)	16/13
IK	IK08
Protección	IP55
	3 fases LS100L
Clase	F
Peso (kg)	28

Δ/Y	Tensión (V)	Frecuencia (Hz)	Velocidad (min-1)	Potencia (kW)	cosξ	Intensidad (A)
Y	380	50	1415	3	0,83	7,1
Δ	230	50	1420	3	0,78	12,5
Y	400	50	1420	3	0,78	7,2
Y	415	50	1430	3	0,74	7,3
Y	440	60	1715	3,6	0,83	7,1
Y	460	60	1715	3,6	0,8	7,1

Bombas secundario: 2 bombas para fan coils seminarios y despacho zona 5

Marca	Wilo
Modelo	TOP-S 80/10
Frecuencia (Hz)	50
Tª max (ºC)	130
Tensión (V)	230-400
IEC	IEC 38
Protección	IP43
SW	SW≥6,2
Clase	F
PN	6

Potencia 1 (W)	Intensidad (A)	
	400 V	230V
1675	3,05	5,25
1365	2,35	3,6
1050	1,85	2,25

Bombas secundario: 2 bombas para radiadores Este-Oeste zona 3

Marca	Wilo
Modelo	TOP-S 80/10
Frecuencia (Hz)	50
Tª max (ºC)	130
Tensión (V)	230-400
IEC	IEC 38
Protección	IP43
SW	SW≥6,2
Clase	F
PN	6

Potencia 1 (W)	**Intensidad (A)**	
	400 V	**230V**
1675	3,05	5,25
1365	2,35	3,6
1050	1,85	2,25

Bombas secundario: 2 bombas para aerotermos gimnasio zona 2

Marca	Wilo
Modelo	TOP-S 50/7
Frecuencia (Hz)	50
Tª max (ºC)	130
Tensión (V)	230-400
IEC	IEC 38
Protección	IP43
SW	SW≥8
Clase	F
PN	6

Potencia 1 (W)	**Intensidad (A)**	
	400 V	**230V**
625	1,23	2,13
495	0,87	1,51
380	0,68	1,17

Bombas secundario: 2 bombas para radiadores administración-dirección zona 1

Marca	Wilo
Modelo	TOP-S 5/4
Frecuencia (Hz)	50
Tª max (ºC)	130
Tensión (V)	230-400
IEC	IEC 38
Protección	IP43
SW	SW≥8
Clase	F
PN	6

Potencia 1 (W)	**Intensidad (A)**	
	400 V	**230V**
330	0,71	1,25
240	0,44	0,78
180	0,32	0,56

Depósitos de acumulación

2 depósitos de acumulación

Marca	Lagvens y Pérez	**Nº fabricación**	PRO10775
P trabajo (bar)	8	**P prueba (bar)**	12
Capacidad (m3)	1,5	**Nº registro**	FAC-3715
Fecha registro	08/01/1996	**Fecha fabricación**	05/07/2001

Sala máquinas ascensores

Motor ascensor

Marca	GMV
Tipo	MI-100/13
Potencia (CV)	13
Potencia (kW)	9,5
Velocidad (rpm)	2.750
Frecuencia (Hz)	50
Clase	F
Cosξ	0,86
Intermitencia	40%

Tensión (V)	Intensidad (A)	Imax(A)
230 (Δ)	38,1	49,6
400 (λ)	21,9	23,5

Bomba del ascensor

Capacidad (l/min)	100	**Aprobación**	C8
Potencia motor (kW)	**9,5**	**Referencia**	5180-97
V.Bobina	110		

3. PLANTA PRIMERA

a) Luminarias:

Número	Nombre	Elemento	Cantidad	Potencia (W)	Potencia total(W)	Control
1	Despacho	Fluorescente	8	18	144	Manual
2	Despacho	Fluorescente	8	18	144	Manual
3	Despacho	Fluorescente	8	18	144	Manual
4	Sala de catas	Fluorescente	72	18	1.296	Manual

5	Almacén	Fluorescente	4	18	72	Manual
6	Seminario	Fluorescente	16	18	288	Manual
7	Despacho	Fluorescente	8	18	144	Manual
8	Despacho	Fluorescente	8	18	144	Manual
9	Despacho	Fluorescente	8	18	144	Manual
9	Despacho	Flexo	1	50	50	Manual
10	Despacho	Fluorescente	8	18	144	Manual
11	Sala reuniones	Fluorescente	24	18	432	Manual
12	Pasillo	Bombilla bajo consumo	12	26	312	Manual
13	Escaleras	Bombilla bajo consumo	2	26	52	Manual
14	Escaleras	Bombilla bajo consumo	2	26	52	Manual
15	Pasillo	Bombilla bajo consumo	6	26	156	Manual
16	Sala proyectos	Fluorescente luz blanca	12	36	432	Manual
16	Sala proyectos	Focos halogenuro metálico	6	150	900	Manual
17	Cuarto	Fluorescente luz blanca	3	36	108	Manual
18	Sala estudio	Fluorescente luz blanca	8	36	288	Manual
19	Biblioteca estudio	Fluorescente luz blanca	6	36	216	Manual
20	Despacho	Focos halogenuro metálico	6	150	900	Manual
21	Despacho	Focos halogenuro metálico	4	150	600	Manual
22	Despacho	Focos halogenuro metálico	4	150	600	Manual
23	Despacho	Focos halogenuro metálico	4	150	600	Manual
24	Pasillo	Fluorescente	6	36	216	Manual
24	Pasillo	Focos halógenos	2	150	300	Manual
25	Despacho	Fluorescente	6	36	216	Manual
26	Seminario	Fluorescente	6	36	216	Manual
27	Seminario	Fluorescente	6	36	216	Manual
28	Climatizadora	Fluorescente	8	36	288	Manual
29	Despacho	Fluorescente	4	36	144	Manual
31	Despacho	Fluorescente	18	36	648	Manual
32	Sala reuniones	Fluorescente	12	36	432	Manual
33	Despacho	Fluorescente	6	36	216	Manual

34	Despacho	Fluorescente	8	36	288	Manual
35	Despacho	Fluorescente	30	36	1.080	Manual
36	Despacho	Fluorescente	12	36	432	Manual
37	Despacho	Fluorescente	12	36	432	Manual
38	Pasillo	Bombilla bajo consumo	6	26	156	Manual
39	Almacén	Bombilla bajo consumo	2	26	52	Manual
40	Despacho	Fluorescente	8	18	144	Manual
41	Despacho	Fluorescente	8	18	144	Manual
42	Despacho	Fluorescente	8	18	144	Manual
43	Despacho	Fluorescente	4	36	144	Manual
43	Despacho	Flexo	1	50	50	Manual
44	Despacho	Fluorescente	4	36	144	Manual
45	Despacho	Fluorescentes	12	36	432	Manual
45	Despacho	Flexo	1	13	13	Manual
46	Laboratorio	Fluorescente	8	36	288	Manual
47	Despacho	Fluorescente	4	36	144	Manual
48	Laboratorio	Fluorescente	12	36	432	Manual
49	Despacho	Fluorescente	12	36	432	Manual
50	Patinillo	Fluorescente	3	36	108	Manual
51	Patinillo	Fluorescente	3	36	108	Manual
52	Patinillo	Fluorescente	3	36	108	Manual
53	Patinillo	Fluorescente	3	36	108	Manual
54	Patinillo	Fluorescente	3	36	108	Manual
55	Patinillo	Fluorescente	3	36	108	Manual
56	Patinillo	Fluorescente	3	36	108	Manual
57	Patinillo	Fluorescente	3	36	108	Manual
58	Patinillo	Fluorescente	3	36	108	Manual
59	Patinillo	Fluorescente	3	36	108	Manual
60	Patinillo	Fluorescente	3	36	108	Manual
61	Despacho	Fluorescente	12	36	432	Manual
62	Despacho	Fluorescente	8	36	288	Manual

63	Despacho	Fluorescente	8	36	288	Manual
64	Despacho	Fluorescente	8	36	288	Manual
65	Despacho	Fluorescente	8	36	288	Manual
66	Despacho	Fluorescente	16	36	576	Manual
67	Pasillo	Fluorescente	2	36	72	Manual
68	Pasillo	Fluorescente	5	36	180	Manual
69	Pasillo	Fluorescente	2	36	72	Manual
70	Almacén	Fluorescente	2	36	72	Manual
71	Pasillo	Focos halógenos	12	150	1.800	Manual
72	Escaleras	Bombilla	2	60	120	Manual
73	Sala de espera	Fluorescente	4	36	144	Manual
73	Sala de espera	Lámpara	1	100	100	Manual
74	Despacho	Fluorescente	12	36	432	Manual
74	Despacho	Flexo	1	120	120	Manual
75	Despacho	Fluorescente	8	36	288	Manual
76	Despacho	Fluorescente	12	36	432	Manual
76	Despacho	Flexo	1	120	120	Manual
77	Despacho	Fluorescente	12	36	432	Manual
78	Pasillo	Fluorescente	5	36	180	Manual
79	Despacho	Fluorescente	8	36	288	Manual
79	Despacho	Flexo	1	50	50	Manual
80	Despacho	Fluorescente	8	36	288	Manual
81	Despacho	Fluorescente	8	36	288	Manual
82	Despacho	Fluorescente	6	36	216	Manual
82	Despacho	Lámpara	1	150	150	Manual
83	Servicio	Fluorescente	2	36	72	Manual
84	Pasillo	Fluorescente	8	36	288	Manual
85	Patinillo	Fluorescente	3	36	108	Manual
86	Patinillo	Fluorescente	3	36	108	Manual
87	Patinillo	Fluorescente	3	36	108	Manual
88	Patinillo	Fluorescente	3	36	108	Manual

Potencia total (kW)	26,19	Potencia total (W)	26.189

b) Instalaciones:

Número	Nombre	Elemento	Cantidad	Potencia (W)	Potencia total (W)
1	Despacho	Ordenador	2	500	1.000
1	Despacho	Impresora	1	100	100
2	Despacho	Impresora	1	100	100
2	Despacho	Ordenador	1	500	500
3	Despacho	Ordenador	1	500	500
3	Despacho	Impresora	1	100	100
5	Almacén	Congelador	1	750	750
5	Almacén	Cámaras	3	450	1.350
5	Almacén	Lavavajillas	1	1.000	1.000
6	Seminario	Ordenador	4	500	2.000
6	Seminario	Microondas	1	800	800
7	Despacho	Ordenador	1	500	500
7	Despacho	Impresora	1	100	100
8	Despacho	Ordenador	1	500	500
8	Despacho	Impresora	1	100	100
8	Despacho	Escáner	1	150	150
9	Despacho	Ordenador	1	500	500
9	Despacho	Impresora	1	100	100
9	Despacho	Portátil	1	300	300
10	Despacho	Ordenador	1	500	500
10	Despacho	Impresora	1	100	100
11	Sala de reuniones	Proyector	1	400	400
18	Sala de estudio	Portátil	6	300	1.800
19	Sala de estudio	Portátil	1	300	300
20	Despacho	Ordenador	2	500	1.000
20	Despacho	Impresora	1	100	100

20	Despacho	Escáner	1	150	150
21	Despacho	Fotocopiadora	1	1.500	1.500
21	Despacho	Ordenador	1	500	500
21	Despacho	Escáner	1	150	150
22	Despacho	Ordenador	1	500	500
22	Despacho	Impresora	1	100	100
23	Despacho	Ordenador	1	500	500
23	Despacho	Impresora	1	100	100
25	Despacho	Ordenador	2	500	1.000
25	Despacho	Impresora	1	100	100
25	Despacho	Escáner	1	150	150
26	Seminario	Ordenador	1	500	500
29	Despacho	Ordenador	1	500	500
30	Despacho	Portátil	1	300	300
30	Despacho	Ordenador	1	500	500
30	Despacho	Impresora	1	100	100
31	Despacho	Ordenador	3	500	1.500
31	Despacho	Impresora	1	100	100
32	Despacho	Ordenador	3	500	1.500
32	Despacho	Portátil	1	300	300
33	Despacho	Impresora	1	100	100
33	Despacho	Máquina agua	1	600	600
33	Despacho	Triturapapel	1	150	150
34	Despacho	Ordenador	1	500	500
34	Despacho	Impresora	1	100	100
34	Despacho	Escáner	1	150	150
35	Despacho	Placa calefactora	3	1.500	4.500
35	Despacho	Prensadora	1	160	160
36	Despacho	Proyector	1	400	400
36	Despacho	Ordenador	1	500	500
36	Despacho	Ventilador	1	50	50

37	Despacho	Ordenador	1	500	500
37	Despacho	Impresora	1	100	100
40	Despacho	Ordenador	1	500	500
41	Despacho	Ordenador	1	500	500
41	Despacho	Impresora	1	100	100
42	Despacho	Ordenador	1	500	500
42	Despacho	Portátil	1	300	300
43	Despacho	Ordenador	1	500	500
43	Despacho	Impresora	1	100	100
44	Despacho	Ordenador	1	500	500
44	Despacho	Impresora	1	100	100
45	Despacho	Ordenador	1	500	500
45	Despacho	Impresora	1	100	100
46	Laboratorio	Placa calefactora	2	1.500	3.000
46	Laboratorio	Estufa	3	2.000	6.000
46	Laboratorio	Termo calentador	1	1.200	1.200
46	Laboratorio	Autoclave	1	3.000	3.000
46	Laboratorio	Cámara congeladora	2	750	1.500
46	Laboratorio	Congelador	1	750	750
46	Laboratorio	Campana extractora	1	450	450
47	Despacho	Cañón	1	250	250
47	Despacho	Ordenador	1	500	500
48	Laboratorio	Ordenador	4	500	2.000
48	Laboratorio	Estufa	1	3.000	3.000
48	Laboratorio	Baño	1	900	900
48	Laboratorio	Viscosímetro	1	1.500	1.500
48	Laboratorio	Impresora	1	100	100
48	Laboratorio	Centrífuga	1	1.500	1.500
48	Laboratorio	Phmetro	1	50	50
49	Despacho	Ordenador	2	500	1.000
49	Despacho	Impresora	2	100	200

49	Despacho	TV	1	80	80
49	Despacho	Cadena musical	1	100	100
49	Despacho	Video	1	30	30
49	Despacho	Tocadiscos	1	120	120
49	Despacho	Máquina de escribir	1	50	50
61	Despacho	Ordenador	4	500	2.000
61	Despacho	Impresora	1	100	100
61	Despacho	Proyector	1	400	400
62	Despacho	Ordenador	3	500	1.500
62	Despacho	Impresora	2	100	200
63	Despacho	Impresora	2	100	200
63	Despacho	Ordenador	2	500	1.000
63	Despacho	Triturapapel	1	75	75
63	Despacho	Ventilador	1	50	50
64	Despacho	Ordenador	2	500	1.000
64	Despacho	Portátil	1	300	300
64	Despacho	Ventilador	1	50	50
64	Despacho	Impresora	1	100	100
65	Despacho	Ordenador	2	500	1.000
65	Despacho	Portátil	1	300	300
65	Despacho	Impresora	1	100	100
65	Despacho	Ventilador	1	50	50
66	Despacho	Ventilador	1	50	50
66	Despacho	Ordenador	3	500	1.500
66	Despacho	Impresora	2	100	200
70	Almacén	Impresora	2	100	200
74	Despacho	Ordenador	1	500	500
74	Despacho	Impresora	1	100	100
75	Despacho	Impresora	1	100	100
75	Despacho	Ordenador	1	500	500
76	Despacho	Ordenador	2	500	1.000

76	Despacho	Impresora	1	100	100
77	Despacho	Ordenador	2	500	1.000
77	Despacho	Impresora	2	100	200
77	Despacho	Fotocopiadora	1	1.500	1.500
77	Despacho	Máquina de escribir	1	50	50
79	Despacho	Ordenador	1	500	500
79	Despacho	Impresora	1	100	100
80	Despacho	Ordenador	2	500	1.000
80	Despacho	Impresora	1	100	100
81	Despacho	Ordenador	1	500	500
81	Despacho	Impresora	2	100	200
81	Despacho	Fotocopiadora	1	1.500	1.500
81	Despacho	Máquina de escribir	1	50	50
81	Despacho	Ventilador	1	40	40
82	Despacho	Ordenador	1	500	500
82	Despacho	Impresora	1	100	100
83	Servicio	Secamanos	1	2.000	2.000
		Potencia total (kW)	**85,50**	**Potencia total (W)**	**85.505**

c) Calefacción:

Número	Nombre	Elemento	Cantidad	Potencia (W)	Potencia total (W)	Otros datos
1	Despacho	Fan coil	1		0	
2	Despacho	Fan coil	1		0	
3	Despacho	Fan coil	1		0	
4	Sala cata	Fan coil	3		0	
6	Seminario	Fan coil	2		0	
7	Despacho	Fan coil	1		0	
8	Despacho	Fan coil	1		0	

9	Despacho	Fan coil	1		0	
10	Despacho	Fan coil	1		0	
11	Sala reuniones	Fan coil	1		0	
12	Pasillo	Fan coil	2		0	
*16	Sala proyectos	BB frío/calor	2	2.800	5.600	
18	Sala de estudio	BB frío/calor	1	2.800	2.800	
19	Sala de estudio	BB frío/calor	1	2.800	2.800	
20	Despacho	Radiador aceite	2	2.000	4.000	
20	Despacho	BB frío/calor	1	2.800	2.800	
*21	Despacho	BB frío/calor	1	2.190	2.190	
22	Despacho	BB frío/calor	1	2.190	2.190	
22	Despacho	Radiador aceite	1	1.500	1.500	
23	Despacho	BB frío/calor	1	2.190	2.190	
24	Pasillo	Radiador	1	10 elementos		Aluminio
25	Despacho	Radiador	1	10 elementos		Aluminio
26	Despacho	Radiador	1	11 elementos		Aluminio
27	Despacho	Radiador	1	12 elementos		Aluminio
27	Despacho	Radiador aceite	1	1.500	1.500	
29	Despacho	Radiador	1	7 elementos		Aluminio
30	Despacho	Radiador	1	8 elementos		Aluminio
31	Despacho	Fan coil	1		0	
32	Despacho	Fan coil	1		0	
33	Despacho	BB frío/calor	1		0	
34	Despacho	Fan coil	1		0	
35	Despacho	Fan coil	1		0	
36	Despacho	Fan coil	1		0	
37	Despacho	Fan coil	1		0	
37	Despacho	Estufa	1	2.000	2.000	
40	Despacho	Fan coil	1	3.020	3.020	
41	Despacho	Fan coil	1	3.020	3.020	
42	Despacho	Fan coil	1	3.020	3.020	

43	Despacho	Estufa	1	1.500	1.500	
44	Despacho	Fan coil	1		0	
45	Despacho	Fan coil	1		0	
46	Laboratorio	Fan coil	1		0	
46	Laboratorio	Estufa	1	2.000	2.000	
47	Despacho	Estufa	1	2.200	2.200	
48	Laboratorio	Fan coil	1		0	
49	Despacho	Fan coil	1		0	
61	Despacho	Fan coil	1		0	
62	Despacho	Fan coil	1		0	
63	Despacho	Fan coil	1		0	
64	Despacho	Fan coil	1		0	
64	Despacho	Estufa	1	2.200	2.200	
65	Despacho	Fan coil	1		0	
66	Despacho	Fan coil	1		0	
66	Despacho	Estufa	1	2.200	2.200	
71	Pasillo	Fan coil	5		0	
73	Sala espera	Radiador	1	15 elementos		Hierro fundido
74	Despacho	Radiador	1	8 elementos		Hierro fundido
74	Despacho	Radiador	1	20 elementos		Hierro fundido
74	Despacho	Radiador aceite	1	1.500	1.500	
75	Despacho	Estufa	1	1.500	1.500	
75	Despacho	Radiador	1	14 elementos		Hierro fundido
76	Despacho	Radiador	1	23 elementos		Hierro fundido
77	Despacho	Radiador	1	21 elementos		Hierro fundido
78	Pasillo	Radiador	1	8 elementos		Hierro fundido
78	Pasillo	Radiador	1	10 elementos		Hierro fundido
79	Despacho	Estufa	1	1.500	1.500	

79	Despacho	Radiador	1	15 elementos		Hierro fundido
80	Despacho	Radiador	1	14 elementos		Hierro fundido
80	Despacho	Estufa	1	1500	1.500	
81	Despacho	Estufa	1	1500	1.500	
81	Despacho	Radiador	1	15 elementos		Hierro fundido
82	Despacho	Radiador	1	7 elementos		Hierro fundido
82	Despacho	Estufa	1	2000	2.000	
83	Servicio	Radiador	1	6 elementos		Hierro fundido
84	Pasillo	Radiador	1	13 elementos		Hierro fundido
84	Pasillo	Radiador	1	11 elementos		Hierro fundido
				Potencia total (W)	**58.230**	

Número	**Nombre**	**Elemento**	**Marca**	**Modelo**	**Capacidad calorífica**	**Capacidad frigorífica**
*16	Sala proyectos	BB frío/calor	York	MHY11H15	**5520 W**	**2800 W**
*21	Despacho	BB frío/calor	York		**3500 W**	**2190 W**
			Otros datos	0,28 A;220-240V;	**Pot. motor**	**60 W**

d) Refrigeración:

Número	**Nombre**	**Elemento**	**Cantidad**	**Potencia (W)**	**Pot.absorción (W)**
46	Laboratorio	Aire acondicionado portátil	1	**2.640**	**1.100**

e) Maquinaria:

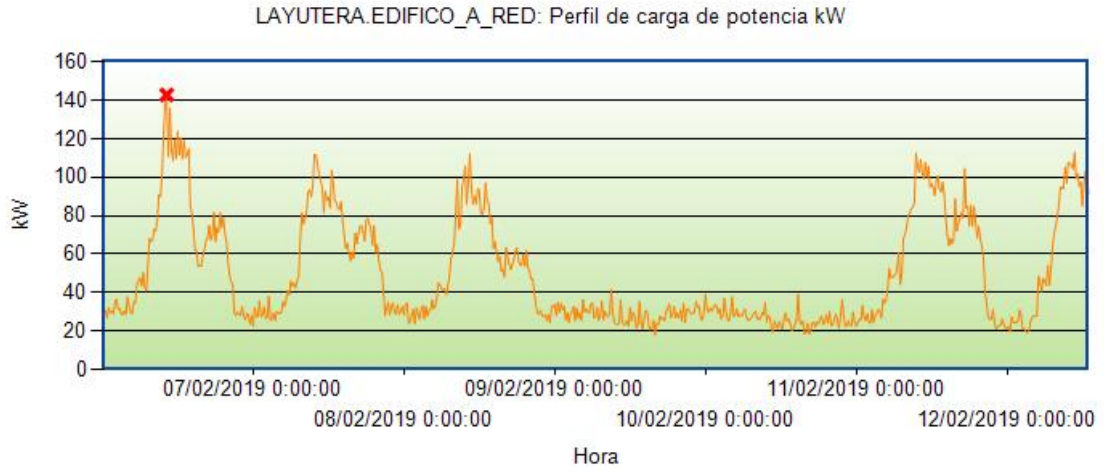
28	Climatizadoras	Tubo de salida roto Características (preguntar a Abel)		
28	Climatizadoras	Ventiladores	2	**245 W**
29	Climatizadoras	Termos acumulación	2	

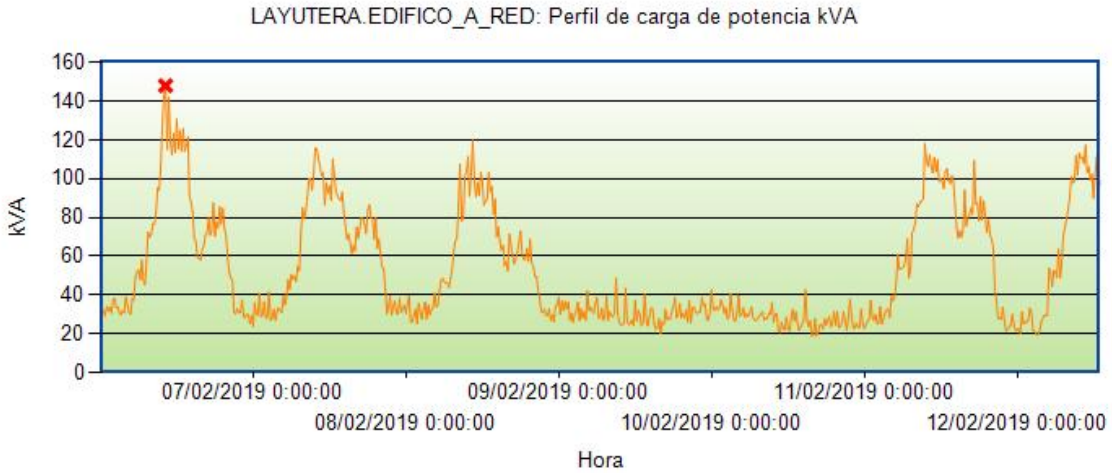
Marca	Thermor	**Tensión (V)**	230
Modelo	281065	**Protección**	IP25
Capacidad (l)	200	**Potencia (W)**	**2.200**
Tiempo (min)	360	**Presión (N/cm2)**	60
Potencia (kW)	**2,2**	**GB**	200N

A2. CURVA DE CARGA

1. INFORME DEL PERFIL DE CARGA: (Desde 06/02/2019 a las 0:00 h hasta el 13/02/2019 a las 0:00 h) Local del servidor.

Se registró un pico de potencia activa en la fecha: 04/02/2019 a las 10:45 h de 146,15 kW y de potencia aparente 151,71 kVA.





La curva de carga nos facilita la justificación de no proyectar un almacenamiento de la energía en acumuladores tipo baterías. Debido a que los consumos que se producen de noche bien sea por aparatos de laboratorio o bien por la acción de consumos en Stand – by (también denominados vampiros eléctricos), es relativamente pequeño en comparación con las necesidades energéticas en horas de funcionamiento o diurnas, con ello, queda desechada la posibilidad de proyectar baterías para el almacenamiento de la energía producida en los paneles, aprovechando la conexión y suministro a red existente en periodo valle o nocturno para abastecer a estos consumos.

Figura: Perfil de la curva de carga del edificio Aulario durante la semana del 06/02/2019 hasta el 13/02/2019, la potencia activa (kW) está representada en color verde y la potencia aparente (kVA) queda reflejada en color naranja. *Fuente de los datos: Schneider Electric.*