

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



“MODELO DE AUTOCONSUMO PARA  
CENTROS EDUCATIVOS”

TRABAJO FIN DE GRADO

Septiembre - 2020

*AUTOR: Victor Manuel Martínez Lledó  
DIRECTOR: Miguel López García*



## ÍNDICE GENERAL

<b>1. MEMORIA.....</b>	<b>4</b>
<b>Anexo 1: Cálculos justificativo.....</b>	<b>97</b>
<b>Anexo 2: Seguridad y salud.....</b>	<b>125</b>
<b>Anexo 3: Bibliografía consultada.....</b>	<b>144</b>
<b>Anexo 4: Explotación del sistema.....</b>	<b>146</b>
<b>2. PLANOS.....</b>	<b>154</b>
<b>3. PLIEGO DE CONDICIONES.....</b>	<b>163</b>
<b>4. PRESUPUESTO.....</b>	<b>225</b>



# 1. MEMORIA



## ÍNDICE MEMORIA

CAPÍTULO I: Introducción .....	7
1.1. Preámbulo.....	7
1.2. Antecedentes .....	7
1.3. Objeto del proyecto.....	8
1.4. Alcance.....	8
1.5. Emplazamiento de la instalación.....	9
1.6. Descripción general de la instalación .....	9
1.6.1. Características constructivas de la instalación. ....	12
1.7. Promotor de la instalación.....	12
1.8. Proyectista .....	12
CAPÍTULO II: Bases de diseño .....	13
1.9. Transición energética.....	13
1.9.1. Objetivos de la transición energética.....	13
1.9.2. Situación en España .....	14
1.10. Energía solar fotovoltaica.....	14
1.10.1. Modalidades energía solar fotovoltaica.....	16
1.10.2. Componentes .....	16
1.10.3. Situación actual en España .....	24
1.10.4. Real decreto 244/2019.....	25
1.10.5. Modalidad proyecto.....	26
1.11. Bomba de calor de aerotermia.....	26
1.11.1. Tipos de bombas de calor.....	27
1.11.2. Componentes .....	28
1.11.3. Situación actual en España .....	29
1.11.4. Real decreto 314/2006.....	30
CAPÍTULO III: Justificación de la solución adoptada .....	31
1.12. Estudio de la potencia FV demandada por la instalación .....	31
1.12.1. Producción solar .....	31
1.12.2. Factura eléctrica .....	32
1.12.3. Climatización añadida .....	33
1.13. Justificación de la solución adoptada .....	34

1.13.1.	Criterios de diseño FV .....	35
1.13.2.	Criterios de diseño Climatización.....	41
1.14.	Producción neta instalación FV .....	42
1.14.1.	Pérdidas Sistema.....	42
1.14.2.	Performance Ratio y Producción estimada .....	46
	Ahorro emisiones.....	47
1.15.	Potencia eléctrica Climatización.....	48
1.15.1.	Metodología aplicada.....	48
1.15.2.	Potencia térmica necesaria .....	49
CAPÍTULO IV: Descripción y justificación de los materiales empleados .....		51
1.16.	Instalación fotovoltaica.....	51
1.16.1.	Sistema generador.....	51
1.16.2.	Inversor .....	53
1.16.3.	Estructura soporte .....	56
1.16.4.	Cableado.....	57
1.16.5.	Protecciones .....	60
1.16.6.	Otros componentes .....	67
1.16.7.	Medida .....	71
CAPÍTULO V: Descripción de la instalación eléctrica .....		73
1.17.	Características de la instalación eléctrica .....	73
1.17.1.	Potencia total prevista .....	73
1.17.2.	Acometida .....	73
1.17.3.	Descripción de la instalación de enlace .....	74
1.17.4.	Puesta a tierra.....	79
CAPÍTULO VI: Aspectos económicos .....		82
1.10.	Rentabilidad Inversión .....	82
1.10.1.	Curvas de consumo .....	82
1.10.2.	Curvas de demanda – producción .....	85
1.10.3.	Facturas .....	87
1.10.4.	Compensación de los excedentes.....	93
1.10.5.	Cuantía de las ayudas.....	94
1.10.6.	VAN Y TIR.....	94
1.10.7.	Conclusiones.....	96

# CAPÍTULO I: Introducción

## 1.1. Preámbulo

Nuevos tiempos están por llegar en materia energética, por cambios político-económicos, emergencia climática, o por el mero hecho de cambios ético-morales en la sociedad para proteger un bien preciado como es el planeta, pero por la situación que sea, se plantea este proyecto como idea para mejorar la gestión energética en los centros de enseñanza en vista al estilo de vida de las próximas décadas y ayudar a cumplir los objetivos ambiciosos en materia de transición energética.

El proyecto se realiza en un centro educativo y la idea en síntesis consta de un apartado, pero incluye, además, un breve anexo sobre otra posibilidad de explotar la instalación FV.

La idea general es implementar un sistema de climatización eficiente que, junto al resto de necesidades de consumo diarias del centro, sean abastecidas por energía solar fotovoltaica de autoconsumo o conectada a red.

El anexo nombrado es una sugerencia para realizar a medio y largo plazo, es otra manera de explotar mejor la instalación en los meses de baja utilización del centro, como por ejemplo recarga de vehículos eléctricos o incluso venta directa de electricidad. El anexo incide directamente en la posibilidad de explotarlo como instalación de recarga para vehículos particulares en horario no lectivo.

Es una pequeña valoración ya que el objetivo es obtener información sobre la posibilidad de mejorar la explotación y conocer que detalles hay que tener en cuenta en la venta de energía en un estacionamiento de un centro público, siempre teniendo en cuenta que son previsiones y no pudiendo indagar en detalles.

## 1.2. Antecedentes

Actualmente el centro obtiene la energía eléctrica a través de una empresa comercializadora llamada Fox Energía, dispone de una tarifa contratada indexada de alta tensión, llamada tarifa 3.1A, dispuesta de 3 tramos horarios, valle, llano y punta.

En cuanto a la ubicación de los módulos solares en las instalaciones, el centro dispone de tres tejados, uno de ellos con superficie plana perfecto para poder ubicar la instalación FV y dos de ellos con tejado a dos aguas, teniendo más dificultades para la instalación de los paneles.

El centro dispone de un perfil idóneo de consumo que puede hacer viable el proyecto que se plantea debido a una buena superficie para ubicar paneles y sobre todo, el horario lectivo, que hace que sea mucho más interesante poder aprovechar la producción solar a esas horas del día.

### 1.3. Objeto del proyecto

Tiene como objeto definir las condiciones técnicas y económicas para la instalación de un sistema de generación de energía eléctrica a través de tecnología fotovoltaica conectada a red y la instalación de un sistema eficiente de aire acondicionado, de forma que este documento sirva para la realización, ejecución de las instalaciones y la legalización ante los organismos competentes del centro proyectado con el fin de obtener la autorización competente.

Además, se pretende, que sirva de base para un futuro el estudio sobre la rentabilidad en la explotación de venta de energía eléctrica para la carga de vehículos eléctricos en los centros públicos.

Cumpliendo varios objetivos:

- Reducción emisiones de efecto invernadero o contaminantes provocadas por los combustibles fósiles como (CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, Sox).
- Rentabilidad económica a medio y largo plazo, reduciendo la factura eléctrica y obteniendo beneficios para la administración pública.
- Mejora de la imagen pública de la administración obteniendo un sistema eficiente a nivel económico y medioambiental.
- Obtener un sistema de climatización eficiente para el confort del estudiante según la ley de prevención de riesgos laborales.

### 1.4. Alcance

El alcance del proyecto se estructura de la siguiente forma:

- Descripción de la instalación solar fotovoltaica diseñada y de sus componentes.
- Descripción de la instalación de bomba de calor de aerotermia y de sus componentes.
- Dimensión de la instalación sobre la superficie de los tejados de los edificios del centro, teniendo en cuenta la ubicación de los paneles.
- Estudio económico sobre la viabilidad de la instalación
- Estudio sobre la posibilidad de mejorar la explotación del sistema FV a través de otros sistemas como cargadores de vehículos eléctricos.



### 1.5. Emplazamiento de la instalación

El centro educativo llamado IES Cabo de la Huerta se sitúa en la avenida costa blanca nº17, con código postal 03540 en Alicante, con coordenadas geográficas 38.359, -0.4306.



▪ Imagen 1: Vista situación I.E.S. Cabo de la Huerta

### 1.6. Descripción general de la instalación

El recinto dispone de 410 metros de perímetro vallado, donde tiene 2 accesos, uno para el profesorado a través de sus vehículos particulares por la calle del curricán y otro para el alumnado a pie a través de la avenida costa blanca. Dispone de un edificio principal, una ampliación del principal y otro edificio complementario de planta baja. Ambos edificios disponen de sótano, planta baja, primera planta y segunda planta.



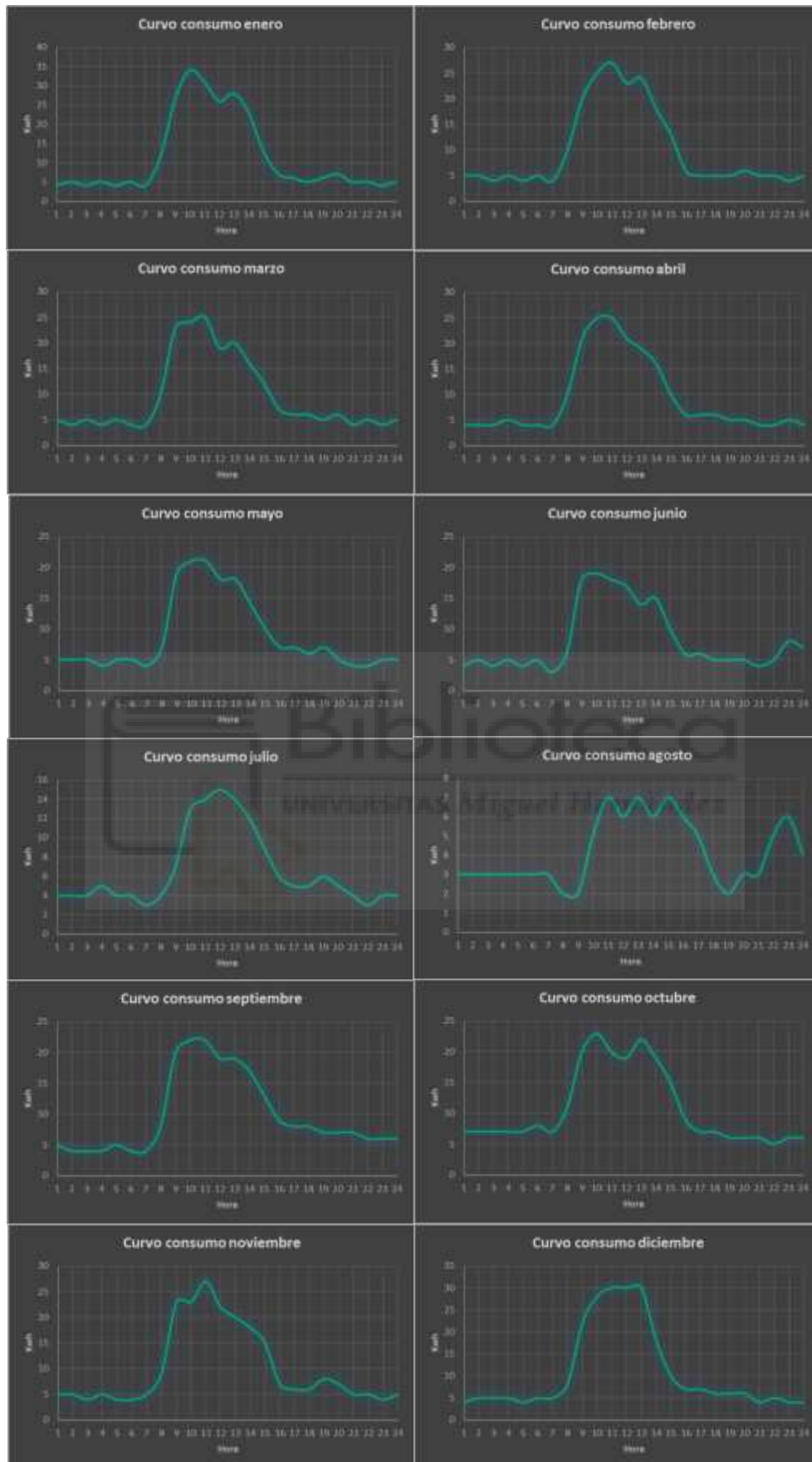
▪ Imagen 2: Vista emplazamiento I.E.S. Cabo de la huerta

Como se especifica en el punto 1.2, el centro tiene contratada una tarifa de tres tramos horarios y el encargado de la gestión eléctrica del centro nos facilita la factura anual del último año, obteniendo unos gastos anuales de 10.131,231 €.

Mes Factura	Potencia (Kw)	Potencia (€)	Energía (Kwh)	Energía (€)	Subtotal (€)	Imp E. 5,11% (€)	Alq. Eq. (€)	Total +IVA 21% (€)
Enero	Punta (25,5)	148,83	686	72	220,83	11,290	34,32	1084,087
	Llano (31)	111,57	3230	322,31	433,88	22,183		
	Valle (42,5)	35,08	1650	129,92	165	8,436		
Febrero	Punta (25,5)	119,89	701	73,58	193,47	9,892	27,65	1038,890
	Llano (32)	92,78	3612	360,42	453,2	23,171		
	Valle (42,5)	28,26	1468	115,59	143,85	7,355		
Marzo	Punta (25,5)	132,29	655	68,75	201,04	10,279	30,51	995,483
	Llano (30,6)	97,89	3028	302,15	400,04	20,453		
	Valle (42,5)	31,18	1542	121,41	152,59	7,801		
Abril	Punta (25,5)	119,89	1335	140,12	260,01	13,294	27,65	883,735
	Llano (30,6)	88,72	1925	192,09	280,81	14,357		
	Valle (42,5)	28,26	1263	99,45	127,71	6,529		
Mayo	Punta (28)	131,64	1266	132,88	264,52	13,524	27,65	818,552
	Llano (30,6)	88,72	1409	140,66	229,38	11,728		
	Valle (42,5)	28,26	1208	95,12	123,38	6,308		
Junio	Punta (25,5)	111,62	1485	155,87	267,49	13,676	25,74	826,582
	Llano (30,6)	82,6	1521	151,77	234,37	11,983		
	Valle (42,5)	26,31	1235	97,24	123,55	6,317		
Julio	Punta (25,5)	148,83	1115	117,03	265,86	13,593	34,32	849,746
	Llano (30,6)	110,13	1189	118,64	228,77	11,696		
	Valle (42,5)	35,08	1343	105,75	140,83	7,200		
Agosto	Punta (25,5)	119,89	355	37,26	157,15	8,035	27,65	562,475
	Llano (30,6)	88,72	662	66,06	154,78	7,913		
	Valle (42,5)	28,26	962	75,75	104,01	5,318		
Septiembre	Punta (25,5)	37,21	83	8,71	45,92	2,348	8,58	161,492
	Llano (30,6)	27,53	186	18,56	46,09	2,356		
	Valle (42,5)	8,77	229	18,03	26,8	1,370		
Octubre	Punta (26)	126,45	1516	159,12	285,57	14,600	28,6	881,693
	Llano (30,6)	91,78	1586	158,26	250,04	12,784		
	Valle (42,5)	29,23	1285	101,18	130,41	6,667		
Noviembre	Punta (27)	135,69	1764	185,15	320,84	16,404	29,56	1041,659
	Llano (30,6)	94,84	2273	226,81	321,65	16,445		
	Valle (42,5)	30,2	1501	118,19	148,39	7,587		
Diciembre	Punta (25,5)	124,02	646	67,8	191,82	9,807	28,6	986,838
	Llano (32)	95,98	3229	322,21	418,19	21,381		
	Valle (42,5)	29,23	1390	109,45	138,68	7,090		
TOTAL FACTURACIÓN ANUAL								10131,231

▪ *Tabla 1: Coste total de facturación último año.*

Con ayuda de la distribuidora se han obtenido las curvas de consumo mensuales, se ha escogido el día de más consumo de cada mes del año 2019.



■ Imagen 3: Curvas de consumo kwh - hora del día

### 1.6.1. Características constructivas de la instalación.

Debido a la mala orientación de los dos tejados a dos aguas del edificio principal, se propone no integrar arquitectónicamente las estructuras de soporte de los paneles en los tejados, sino orientarlos de manera perpendicular. Además, de estos dos tejados, se propone el tejado de la ampliación, ya que cumple con las condiciones idóneas, ya que, dispone de un buen tejado, accesible, con superficie plana y, ante todo, una óptima orientación,  $-19^{\circ}$  hacia el este.

Y en cuanto a la explotación del parking del centro, dispone de una buena superficie para la instalación de marquesinas de aparcamiento, pudiendo estacionar los vehículos para cargarlos de manera cómoda y sin ningún inconveniente.

### 1.7. Promotor de la instalación

I.E.S. Cabo de la huerta con C.I.F. Q5355569D, con domicilio social en Avd. Costa Blanca, 17. C.P.03540. Alicante

### 1.8. Proyectista

Victor Manuel Martínez Lledó, con DNI 74011150-W. Ingeniería eléctrica por la Escuela Politécnica Superior de Elche, de la universidad Miguel Hernández.



## CAPÍTULO II: Bases de diseño

### 1.9. Transición energética

Es indudable que nos encontramos en un momento clave en cuanto a transición energética. Esto implica dejar atrás los combustibles fósiles y contaminantes, pasando a energías limpias y renovables, siendo el sector fotovoltaico el máximo impulsor de esta transición energética, y este punto ha sido clave a la hora de elegir este proyecto.

Tanto en España como en la Unión Europea se han planteado objetivos muy ambiciosos y este proyecto pretende ser un granito de arena a la contribución de ese gran objetivo.

En noviembre de 2016, La comisión europea presentó el paquete “Energía Limpia para todos los europeos”, cuyas propuestas y medidas tienen como finalidad acelerar la transición energética hacia una energía limpia en línea con el cumplimiento de los objetivos establecidos en el acuerdo de París 2015 contra el cambio climático, manteniendo a la vez un sistema energético seguro y competitivo.

#### 1.9.1. Objetivos de la transición energética

En cuanto a los objetivos energéticos europeos, se establece tres periodos fundamentales, objetivos 2020, objetivos 2030 y objetivos 2050.

Objetivos 2020:

- 20% reducción de emisiones de GEI frente a niveles de 1990.
- 20% de energía renovables en la UE.
- 20% de mejora de la eficiencia energética.

Objetivos 2030:

- 40% reducción de emisiones de GEI frente a niveles de 1990.
- 32% de energías renovables en la UE.
- 32,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 15% para interconexiones eléctricas.

Objetivos 2050:

- 85-90% reducción de emisiones de GEI frente a niveles de 1990.

A nivel estatal, existe un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 cuyo plan define los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, de penetración de energías renovables y de eficiencia energética. Estos objetivos son:

- 21% reducción de emisiones de GEI respecto de los niveles de 1990
- 42% de energías renovables sobre la energía final.
- 39,6% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% contribución energías renovables en el mix eléctrico.

Los objetivos nombrados en el PNIEC 2021-2030 son necesarios para la transición energética, consiguiendo una economía prácticamente descarbonizada en 2050.

### 1.9.2. Situación en España

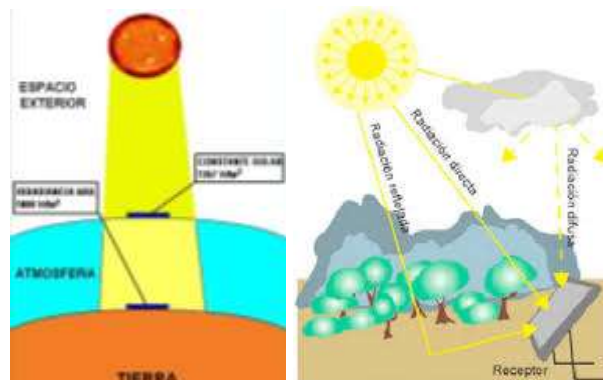
En la actualidad, España es un país fuertemente dependiente de las importaciones energéticas y esto tiene una consecuencia directa sobre el precio de la electricidad, además de debilitar el tejido industrial propio y estar a merced de la volatilidad del mercado exterior. Esta dependencia sobre los combustibles fósiles y la necesidad de lograr los objetivos de la transición energética hace que se replantee un nuevo modelo energético.

## 1.10. Energía solar fotovoltaica

La mayor parte de energía que llega a nuestro planeta proviene del sol, en forma de radiación electromagnética. La potencia radiante del sol que recibe el límite exterior de la atmósfera terrestre es de aproximadamente  $1360 \text{ w/m}^2$ , cuyo valor se denomina constante solar (GSC).

El valor de la GSC, se reduce al pasar por la atmósfera, de modo que al llegar a la superficie de la tierra alcanza un valor máximo de  $1000 \text{ w/m}^2$ . Este valor de irradiancia total que incide sobre una superficie terrestre se denomina irradiancia global y se compone por la irradiancia directa, la irradiancia difusa y la irradiancia reflejada o albedo (irradiancia muy útil en sistemas FV bifaciales) y estas componentes se pueden aprovechar con la tecnología actual. Según conversiones cabe destacar que una hora de  $1000 \text{ w/m}^2$  equivale a una HSP (hora solar pico), importante a la hora de hacer el dimensionado de la instalación.

Teniendo en cuenta de que la energía no se distribuye igual en todas las situaciones geográficas y no se aprovecha del mismo modo y dependerá de las variaciones estacionales.



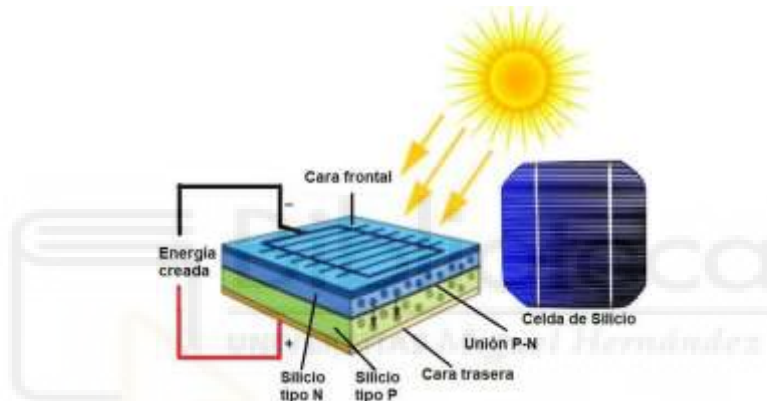
▪ Imagen 4: Visualización incidencia solar sobre la superficie

El principio de funcionamiento de la energía fotovoltaica se basa en las propiedades de los semiconductores.

En un panel solar se utilizan dos capas de silicio, una dopada con electrones y la otra dopada con huecos:

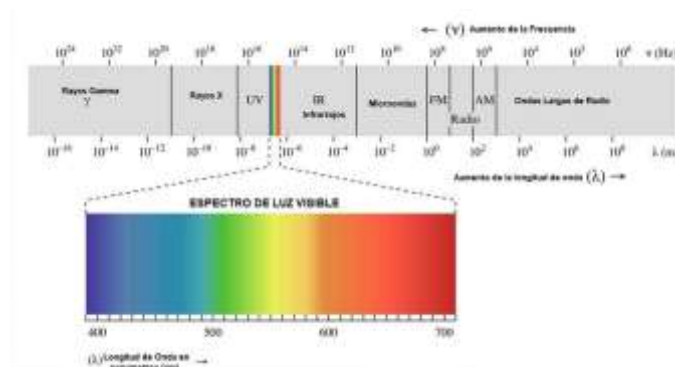
Al silicio normal se le llama semiconductor intrínseco tipo N el cuál a temperatura ambiente se comporta como un aislante debido a que no tiene electrones libres y forman enlaces covalentes. Al añadir impurezas de silicio extrínseco tipo P y tipo N modifica sus electrones en la última capa, y esto es provocado al dopar silicio con otros semiconductores como el boro o el fósforo. En el momento que unes los dos átomos, uno de silicio dopado con huecos (boro) y otro de silicio dopado con electrones (fósforo), aportas un hueco libre o un electrón más a la última capa, y esto, más el aporte de energía provoca un movimiento libre de electrones.

El sol aporta la energía necesaria en forma de fotones, que inciden en los electrones el cual provoca que estos puedan moverse libremente por los huecos sobrantes creando una diferencia de potencial como corriente continua.



▪ *Imagen 5: Esquema funcionamiento módulo FV*

También es importante destacar, que no toda la energía proveniente del sol se puede “capturar”, esto se debe a su espectro solar y a sus diferentes longitudes de onda. Cuanta menor longitud de onda, más energía contiene y la tecnología FV no es capaz de capturarla ya que se refleja en el material. Además, la longitud de onda que menor energía tiene y a la vez mayor longitud, no dispone de la suficiente fuerza para poder mover los electrones, por lo que, por este motivo los rendimientos de los paneles comerciales oscilan entre un 6 y un 22%.



▪ *Imagen 6: Representación de las distintas longitudes de onda que componen la luz*

La longitud de onda en el que trabaja los paneles solares es el espectro de luz visible y oscila entre los 400 nm y los 700 nm.

En cuanto más se acerca al color negro en el espectro significa que más energía del espectro solar puede absorber. Esto explica por qué el módulo FV monocristalino (color que tiende a negro azulado) es más eficiente que el policristalino (color azul marino). El monocristalino absorbe más longitudes de ondas que el policristalino.

#### 1.10.1. Modalidades energía solar fotovoltaica

Existen dos tipos de instalaciones fotovoltaicas, aislada y conexión a red.

En aquellos lugares donde no llega el tendido eléctrico convencional, o puede llegar, pero los costes de las líneas eléctricas son tan elevados, que se convierte en inviable su instalación, pueden utilizarse sistemas de instalación eléctrica autónomos, como una instalación solar fotovoltaica aislada.

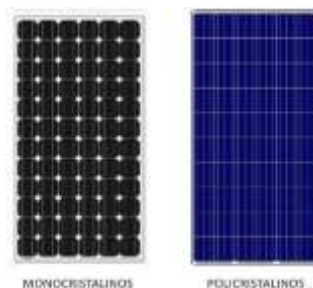
En el proyecto, se utiliza un tipo de instalación diferente, que es la instalación fotovoltaica conectada a red, o también conocida como autoconsumo. Este tipo de instalación está preparada para cualquier infraestructura que se encuentre conectada con una conexión eléctrica física con la red eléctrica y en casos de baja o nula generación fotovoltaica se recurre a la red eléctrica para cubrir el consumo demandado de la vivienda o industria.

#### 1.10.2. Componentes

Con diferencia respecto a un sistema fotovoltaico aislado, el sistema que vamos a proyectar no necesita acumuladores, salvo que quieras instalar un sistema de acumulación y utilizarlo en horario de no producción solar, pero no tendría sentido con las características del centro. Por lo que este proyecto se centra en los equipos necesarios para una instalación de autoconsumo sin acumuladores.

##### 1.10.2.1. Panel FV

Es el encargado de captar la energía solar y existen dos tipos comerciales, monocristalinos y policristalinos, la elección de uno de los dos dependerá del espacio que disponga la instalación para ubicarlos, si se dispone de menos espacio, monocristalino, ya que, el monocristalino tiene un mejor comportamiento y una mejor eficiencia, siendo también más caro.



▪ Imagen 7: Módulos FV Monocristalinos y Policristalinos



Existen varios tipos de características en un panel solar, como el número de células y existen de tres tipos principalmente, de 36, 60 y 72 células. Los paneles con 36 células son idóneos para instalaciones aisladas de pequeña potencia.

Los paneles de 60 células son las más polivalentes del mercado ya que pueden usarse para cualquier tipo de instalación, como huertas solares, instalaciones aisladas o autoconsumo.

Y, los paneles con 72 células, adecuados para autoconsumo y huertas solares.

Además, existen también dos tecnologías recientes, panel FV de tipo célula partida (Half-Cell o Half-Cut) o la célula PERC (Passivated Emitter Rear Cell).

Célula partida: se divide en dos partes, generando mayor número de células y más pequeñas, esto provoca que el flujo de la corriente también se divida, por lo que se reduce disminuyendo también las pérdidas de corriente al ser transportadas por las pistas conductoras. Al tener menos pérdidas en forma de calor, obtiene un mayor rendimiento. Esta tecnología también se ve favorecida en caso de un sombreado parcial, ya que no afectará a la totalidad del módulo fotovoltaico.

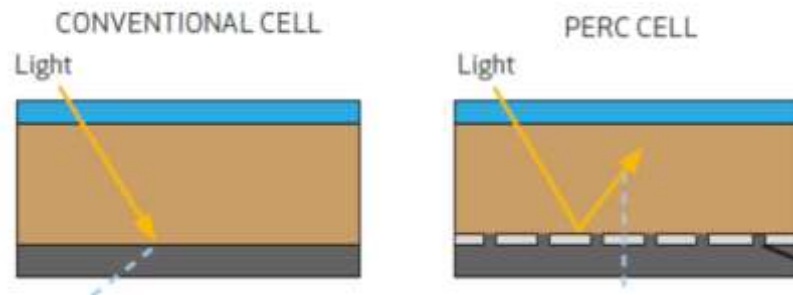


▪ *Imagen 8: Módulos FV con tecnología Half-Cell y Esquema funcionamiento*

Y la tecnología PERC consiste en colocar una capa reflectante para aprovechar al máximo la radiación, esta capa permite reflejar de nuevo hacia la célula parte de los fotones que atraviesan la célula aumentando así la eficiencia total del panel. Por lo tanto, en los paneles solares fabricados con esta tecnología, las células disponen de una capa posterior que ayuda a captar más irradiación solar y una lámina que hace que la luz solar sobrante “rebote” dentro de la célula, aumentando así la eficiencia.



▪ *Imagen 9: Modulo monocristalino con tecnología PERC y Half-Cell*



▪ Imagen 10: Comparativa tecnología convencional vs PERC

#### 1.10.2.1.1. Parámetros característicos FV

Además de considerar la tecnología, el aspecto más importante que provoca el uso de esta son los parámetros que caracterizan un panel solar, y son los siguientes:

- Tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ ): Valor de tensión cuando no tenemos conectada carga a la salida del panel.
- Tensión punto de máxima potencia ( $V_{mp}$ ): Es el valor de tensión en el punto  $P_{mpp}$ .
- Potencia nominal o Potencia pico ( $P_{mpp}$ ): Máxima potencia que puede entregar el panel en un momento determinado.
- Corriente de punto de máxima potencia ( $I_{mp}$ ): Es el valor de la corriente en el punto de potencia nominal.
- Rendimiento o Eficiencia del módulo: Los valores teóricos de rendimiento se sitúan cerca del 30%. En instalaciones reales, alcanza los 17-20%.
- Corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ): Valor de salida de la corriente cuando la salida esta cortocircuitada.

Los valores técnicos anteriores, dados por los fabricantes en sus hojas de características, están calculados en Condiciones Estándar de Medida (STM) o en temperatura de operación nominal de la célula (NOCT). Estas condiciones son las siguientes:

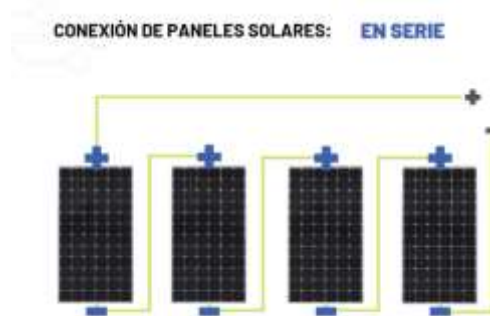


▪ Imagen 11: Condiciones sobre las que se hacen las medidas de los módulos FV

#### 1.10.2.1.2. Tipos de conexionado

Tratando el conexionado de los paneles, hay tres posibles configuraciones: serie, paralelo y serie-paralelo

- Conexión en serie: El voltaje total de la instalación es el sumatorio de los voltajes de los paneles y el valor de la intensidad es igual en todo el circuito.

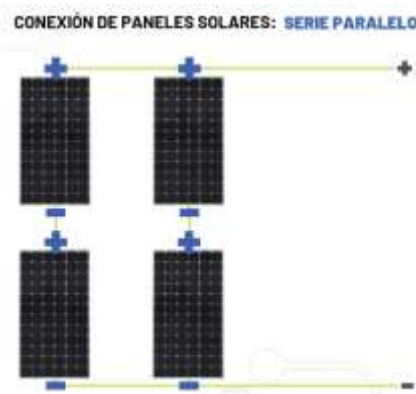


▪ *Imagen 12: Conexión serie Paneles FV*

- Conexión en paralelo: El voltaje total de la instalación es el mismo que el de un panel, no es el sumatorio de los voltajes de los paneles y el valor de la intensidad de la instalación es el sumatorio de todas las intensidades de cada panel.



▪ *Imagen 13: Conexión paralelo Paneles FV*



▪ *Imagen 14: Conexión serie- paralelo Paneles FV*

#### 1.10.2.2. Inversor

Equipo encargado de transformar la energía continua que llega de los paneles fotovoltaicos en energía alterna que puede inyectar directamente a la vivienda o

industria, además de servir para la conexión a red o controlar el estado de la batería, todo ello monitorizado.

El tipo de inversor que se utilice dependerá del tipo de instalación, para este proyecto, se tendrán en cuenta los de autoconsumo fotovoltaico y se dividen en varios tipos, Inversores string (o en cadena), Microinversores y Optimizadores de potencia.

El inversor string es la opción más utilizada en todo el mundo, si la vivienda dispone un tejado sin sombras y tiene una única dirección, es la mejor opción, ya que, su función reside en captar tanta electricidad como el panel menos eficiente del ramal, es decir, si un panel del ramal se ve afectado por una sombra a cualquier hora del día o de forma estacionaria, la potencia de la rama se ve reducida a la potencia del panel que se encuentra en la zona sombreada, como consecuencia de esto, el inversor string no es una buena opción cuando están orientados a varias direcciones o se ven afectados por sombras.



▪ *Imagen 15: Ejemplo inversor comercial*

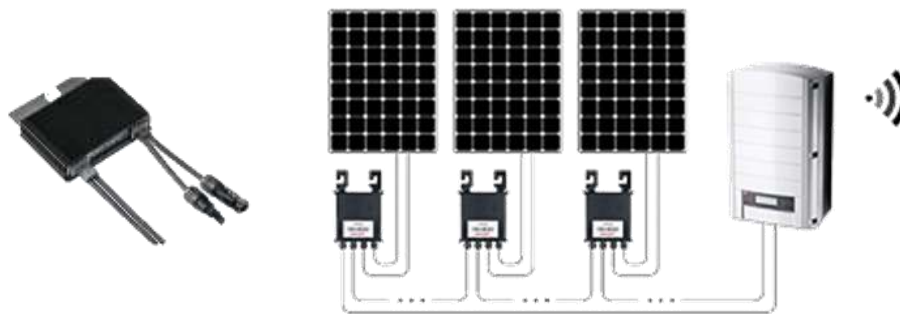
Microinversores, han ganado popularidad en los últimos años en las instalaciones residenciales, aunque suelen ser bastante más caros que el resto. Su funcionamiento es instalar el microinversor en cada panel solar de manera individual y transforma la corriente continua en alterna en el momento, sin necesidad de que la corriente continua recorra varios metros hacia el centro de inversión, por lo que, además de este beneficio, incluye que elimina el impacto negativo de que se puedan producir sombras parciales o totales y, además, poder monitorizar cada panel fotovoltaico.



▪ *Imagen 16: Ejemplo de microinversor*

Los optimizadores de potencia combinan lo mejor de los inversores string y los microinversores, pero son ligeramente más baratos que estos últimos. Al igual que los microinversores, son aparatos que se colocan en el panel solar y la principal diferencia, es que los optimizadores de potencia no convierten la

corriente continua en corriente alterna. Son convertidores de corriente continua cuya función es modificar el punto de funcionamiento de la curva I-V (Intensidad-Tensión) de los paneles que reciben sombras ya que el resto sigue funcionando igual. En resumen, los optimizadores consiguen mantener fija la tensión de cada circuito, siguen el punto de máxima potencia (MPPT) lo que permite unificar las intensidades del ramal conectado al inversor string. Todo esto tiene beneficios, además de ser más asequibles económicamente que los microinversores, tienen menores costes de mantenimiento, permite la monitorización individual de cada panel y reducir el efecto sombras.



▪ *Imagen 17: Ejemplo de optimizadores de potencia y esquema conexionado*

- Contador bidireccional: se trata de un dispositivo que se utiliza en instalaciones de autoconsumo con excedentes y es capaz de medir tanto la energía que se demanda de la red, como hace cualquier otro contador digital convencional, como la que se invierte en ella con la producción fotovoltaica. Hay dos tipos de contadores bidireccionales, los acumulativos y los de intervalo bidireccionales. La única diferencia reside en que los de intervalo hace lecturas en intervalos definidos y un contador bidireccional acumulativo no.

- Equipos de protección: magnetotérmico, fusible, sobretensiones transitorias y sistema de puesta a tierra.

Un fusible es un componente que se utiliza para proteger los circuitos eléctricos o electrónicos de las sobreintensidades, este dispositivo dispone de un filamento o lámina de metal que está diseñado para quemarse, en el momento que por el circuito empieza a circular un valor demasiado alto de intensidad, el filamento se quemará y dejará de circular la corriente interrumpiendo todo el sistema al que está conectado. Existen varios tipos de fusibles y de varias clases, dependiendo de la aplicación y la máxima tensión operación y corriente que puedan soportar.

La función del magnetotérmico sirve para proteger la instalación eléctrica frente a sobrecargas o cortocircuitos, por lo qué, es imprescindible colocarlo para la protección de nuestro sistema FV y el principio de funcionamiento se basa en dos efectos, magnético y térmico, para la protección de cortocircuito se aplica el efecto magnético y para la protección de sobrecarga se aplica el efecto térmico. Existen varios tipos

dependiendo de la conexión del hilo, unipolar o bipolar, además de existir varios tipos clasificándolos según la curva de actuación y la potencia que es capaz de soportar.

El dispositivo de sobretensiones transitorias se utilizará para evitar aumentos de tensión muy elevados, del orden de kV, y de muy corta duración, originados principalmente por el impacto de un rayo, pero también pueden ocasionarse por conmutaciones defectuosas de la red, causadas por la rotura de un conductor de neutro, elevando la tensión de 230 V a 400 V, causando daños importantes en los equipos receptores. Su principio de funcionamiento se basa en la conducción de esta sobretensión a un sistema de tierra por un componente electrónico llamado varistor.

Respecto al sistema de puesta a tierra, debido a ausencia de reglamento específico, genera controversia. En España, la puesta a tierra de instalación de placas solares queda libre al criterio y buen hacer del instalador de paneles solares, en el caso del proyecto, como se asume que tiene una tensión igual o por encima de 48 voltios, se dispondrá de este sistema. Se conectarán todos los conductores de protección y todas las partes metálicas del sistema FV a un mismo sistema de tierra, asegurando en el caso de una posible falla o defecto a tierra.

#### 1.10.2.2.1. *Parámetros característicos*

Los parámetros característicos de un inversor solar son:

- Tensión Nominal: es la tensión que se debe aplicar a los terminales de entrada del inversor.
- Potencia Nominal: Es la potencia que puede suministrar el inversor de forma continuada.
- Capacidad de sobrecarga: se refiere a la capacidad del inversor para suministrar una potencia considerablemente superior a la nominal, así como el tiempo que puede mantener esta situación.
- Forma de onda: en los terminales de salida del inversor aparece una señal alterna caracterizada principalmente por su forma de onda y los valores de tensión eficaz y frecuencia de la misma.
- Eficiencia o Rendimiento: es la relación, expresada en tanto por ciento, entre la potencia presente a la salida y a la entrada del inversor. Su valor depende de las condiciones de carga del mismo, es decir de la potencia total de los aparatos de consumo alimentados por el inversor en relación con su potencia nominal.

#### 1.10.2.2. Clasificación según tipo de onda

La clasificación de este tipo de inversores según su forma de onda:

- De onda cuadrada: característica de algunos inversores económicos de baja potencia, aptos para la alimentación exclusiva de aparatos puramente resistivos, como elementos de iluminación y otros.
- De onda cuadrada modulada: característica de inversores de baja potencia, pero con un espectro de posibles elementos de consumo más amplio que el tipo anterior, que incluye alumbrado, pequeños motores y equipos electrónicos no muy sensibles a la señal de alimentación.
- De onda senoidal pura: este tipo de inversores proporciona una forma de onda que, a efectos prácticos, se puede considerar idéntica a la de la red eléctrica general, permitiendo así la alimentación de cualquier aparato de consumo o, en su caso, a la conexión a red.
- De onda senoidal modificada o trapezoidal: caso intermedio entre los dos anteriores, permite ampliar el espectro de elementos de consumo y de potencia, limitado en el de onda cuadrada modulada.

#### 1.10.2.3. Partes fundamentales de un inversor

Algunas de las partes fundamentales en un inversor son:

- Etapa de potencia: según los módulos disponibles, puede ser única, de la propia potencia del inversor, o modular, en cuyo caso se utilizan varias hasta obtener la potencia deseada, lo cual hace decrecer la fiabilidad, pero asegura el funcionamiento.
- Control de red: es el punto intermedio entre la red y el control principal. Proporciona el correcto funcionamiento del sistema al sincronizar la forma de onda generada a la de la red eléctrica, ajustando tensión, fase, sincronismo, etc.
- Seguidor del punto de máxima potencia: es uno de los factores más importantes en un inversor. Su función es acoplar la entrada del inversor a los valores de potencia variables que produce el generador, obteniendo en todo momento la mayor cantidad de energía disponible, la máxima potencia.
- Protecciones: los inversores de conexión a red disponen de unas protecciones adecuadas a la función a la que están destinados. Aparte de la normativa genérica de protección contra daños a las personas y compatibilidad electromagnética, que deben cumplir todos los dispositivos eléctricos fabricados y/o comercializados en Europa según normativa de mercado CE, estos equipos suelen incorporar como mínimo las siguientes protecciones:
  - \* Tensión de red fuera de márgenes
  - \* Frecuencia de red fuera de márgenes

- \* Temperatura de trabajo elevada
- \* Tensión baja del generador fotovoltaico
- \* Intensidad del generador fotovoltaico insuficiente
- \* Fallo de la red eléctrica
- \* Transformador de aislamiento

- Monitorización de datos: los inversores más avanzados utilizan microprocesadores para su funcionamiento que facilitan una cantidad de datos importante, no sólo de los parámetros clásicos: tensión e intensidad de entrada y salida, kWh producidos y suministrados, frecuencia; sino de otros datos fundamentales: temperaturas internas de trabajo de los puentes inversores, radiación solar directa y global o temperatura ambiente.

#### 1.10.2.3. Estructura soporte

Los módulos fotovoltaicos precisan de estructuras estables, rígidas y durables para el apoyo de estos, que soporten el desgaste climatológico, la fuerza del viento, el peso de la nieve y otras condiciones igualmente adversas. Existen dos tipos, estructuras fijas y estructuras móviles, los de estructuras fijas son muy utilizados en el ámbito de los módulos fotovoltaicos planos, dotando los paneles con ángulos y orientación fijos, determinados por la latitud del lugar, que maximizan la eficiencia de la instalación. Estructuras móviles, se suelen aplicar en estructuras con poste y gracias a uno o dos ejes móviles consiguen aumentar la captación solar de los módulos fotovoltaicos realizando un seguimiento del Sol, existiendo seguidores solares de 1 o 2 ejes. Esta movilidad requiere un consumo eléctrico extra y su mayor complejidad mecánica también conlleva más operaciones de mantenimiento.

En resumen, en la mayoría de aplicaciones, tendrá una mayor rentabilidad económica instalar estructuras fijas y dependiendo de factores específicos, se instalarán estructuras móviles, ya que el aumento de producción oscilará entre un 15 y un 40% dependiendo de la ubicación de la instalación y el número de ejes que le apliques, aumentando costes y teniendo una rentabilidad económica más baja. También existen estructuras de diferentes materiales, aluminio, hormigón, acero galvanizado y acero inoxidable, y este tipo de estructura y la nombrada anteriormente encarecerá o abaratará la instalación.

#### 1.10.3. **Situación actual en España**

Después de años de incertidumbre y de vaivenes políticos, la energía solar ha vuelto a brillar, el 2019 ha sido el año del resurgir de la industria renovable, con récord de nueva potencia instalada, con 8623 MW instalados de energía solar fotovoltaica. La eliminación de polémicos reales decretos, la competitividad alcanzada por algunas tecnologías renovables y políticas de transición energética han reactivado el sector y ha provocado el crecimiento más alto de los últimos años.



Aunque lejos del objetivo del plan de Energías Renovables 2011-2020, el objetivo para 2020 se fijaba en un 20% de energía final bruta procedente de energías renovables quedándose en 17 puntos porcentuales.

#### 1.10.4. Real decreto 244/2019



- *Imagen 18: Publicación BOE Real Decreto 244/2019*

El real decreto esperado por la mayoría, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas, eliminando así el famoso impuesto al sol y trabas burocráticas. Se resume los puntos más importantes:

- Modalidades de autoconsumo, 3 tipos:
  - a) Modalidad de suministro con autoconsumo sin excedentes.
  - b) Modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes.
    - b1) Modalidad con excedentes acogida a compensación.
    - b2) Modalidad con excedentes no acogida a compensación.
- Potencia instalada será la potencia máxima del inversor o inversores.
- Simplificación de tramitación:
  - Para potencias de menos de 15 kW o sin excedentes, no necesitan permisos de acceso y conexión, simplemente con el certificado eléctrico de menos de 10 kW.
  - Para instalaciones de hasta 100 Kw conectadas a baja tensión el contrato de acceso con la distribuidora será realizado de oficio por la empresa distribuidora.
  - Registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica menor de 100 kW automático con el boletín o proyecto BT.
  - Registro administrativo para autoconsumo con excedentes mayores a 15 kW.
- Tipos de autoconsumidores:
  - a) Autoconsumo individual
  - b) Autoconsumo colectivo

El consumidor y el propietario de la instalación podrán ser diferentes, excepto en la modalidad de autoconsumo sin excedentes que deberá ser el mismo

- Instalaciones monofásicas hasta 15 kW

#### 1.10.5. Modalidad proyecto

La potencia nominal de la instalación es inferior a 100 kW, por lo que la instalación se acoge a la modalidad de autoconsumo individual con excedentes con acogida a compensación, vertiendo a la red toda la energía sobrante y pudiendo ser compensando por ello.

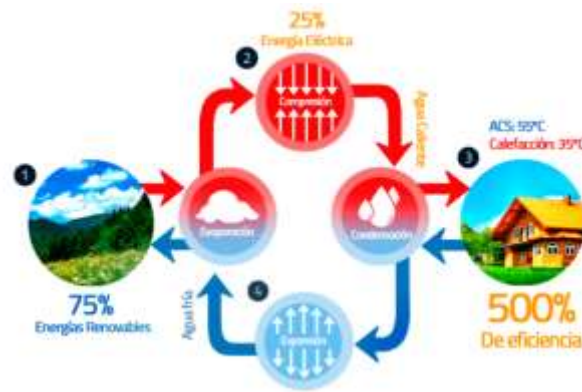
Debido a que la instalación es inferior a 100 kW el propietario o gestor no debe darse de alta como productor en régimen especial para vender la energía en el mercado mayorista, automáticamente, por la distribuidora, será compensado.

### 1.11. Bomba de calor de aerotermia

Una bomba de calor es un aparato cuyo funcionamiento se basa en el principio de la termodinámica. Aprovecha la energía que se encuentra en el aire para obtener calefacción, ACS (agua caliente sanitaria) o frío y consiste en transportar esa energía en forma de calor de un ambiente a otro, este proceso se genera a través del cambio de estado de gas a líquido de un fluido refrigerante por medio de la temperatura ambiente y con ayuda de un compresor.

El principio de funcionamiento se puede estructurar en 4 pasos:

- 1- El fluido refrigerante se encuentra a baja temperatura y a baja presión y, por lo tanto, en estado líquido. El aire aspirado del ambiente pasa a través del evaporador, donde el fluido refrigerante absorbe la temperatura del aire ambiente y cambia de estado. Al mismo tiempo, el aire es expulsado a una temperatura más baja.
- 2- El fluido refrigerante llega al paso 2 en forma de vapor, pero todavía a baja presión. Pasándolo a través del compresor se produce un aumento de la presión con el consiguiente aumento de temperatura.
- 3- Como resultado se obtiene vapor en un estado elevado de energía. Este vapor situado en el paso 3 es el que circula por el condensador situado a lo largo del calderín donde va cediendo toda la energía al agua acumulada o al aire a transportar, volviendo así a estado líquido.
- 4- El fluido refrigerante ya en estado líquido se hace pasar por la válvula de expansión para obtener de nuevo el fluido en sus condiciones iniciales, es decir, a baja presión y a baja temperatura. De esa forma se puede volver a iniciar el proceso.



▪ Imagen 19: Ciclo Aerotermia mediante bomba de calor

Este sistema es considerado como renovable porque se extrae de un recurso que siempre vuelve a regenerarse y porque tiene una elevada eficiencia. Solo depende del suministro eléctrico, no utiliza ningún otro combustible para generar calor o frío, como el gas o la biomasa.

Existen varios tipos de aire acondicionado, como el aire acondicionado portátil, sistemas compactos y sistemas partidos, sistemas reversibles o no reversibles o sistemas evaporativos. Se escoge un sistema reversible como la bomba de calor de aerotermia debido a sus diversas ventajas: Energía limpia y segura, elevado rendimiento, gran ahorro, bajo consumo, buena combinación con la energía fotovoltaica y la posibilidad de incluir en el mismo equipo la calefacción, ACS y frío.

Además de las ventajas que tenemos debemos incluir unas desventajas como que se reduce el rendimiento en climas extremos, aunque en esta instalación no será de gran relevancia siempre hay que tenerlo en cuenta, además, se necesita una inversión alta inicial y produce ruido.

#### 1.11.1. Tipos de bombas de calor

Se dividen en 5 tipos principales:

- Bomba a calor aire-aire: el calor que se toma del aire se transfiere directamente al aire del local que debe calentarse
- Bomba a calor agua-aire: el sistema toma el calor del agua (tierra, río, capa freática) por medio de un circuito de agua para transferirlo al aire del local que debe calentarse.
- Bomba a calor aire-agua: el calor se toma del aire y se transfiere a un circuito de agua que abastecerá un suelo o techo radiante o refrescante, radiadores, ventiloconvectores (fan coils) o aerotermos.
- Bomba a calor agua-agua: el sistema toma el calor de un circuito de agua en contacto con un elemento que le proporcionara calor (tierra, río, capa freática) para transferirlo a otro circuito de agua como en el caso anterior.

- Bomba de calor geotérmica: este tipo de bombas de calor obtiene la energía del terreno a través de un fluido caloportador que absorbe el calor del suelo y lo transmite al circuito frigorífico de la bomba.

Los sistemas que se utilizan van a depender del tipo de bomba de calor que utilices. El sistema split o multisplit, se utilizará para una bomba aire-aire y los sistemas suelo radiante, radiadores de baja temperatura, Fan coils, Agua caliente sanitaria.

### 1.11.2. Componentes

Los principales componentes de una bomba de calor aerotérmica son los que permiten llevar a cabo el ciclo frigorífico que se desarrolla en el equipo para producir calor o frío, según el tipo de uso.

- Compresor: en él se produce la compresión, y para ello el compresor a través del uso de la energía eléctrica, eleva la presión y temperatura del fluido refrigerante.
- Condensador: se lleva a cabo la condensación del refrigerante, y este pasa de estado gaseoso a estado líquido mediante el intercambiador de calor. En este proceso el fluido cede su calor al foco caliente que puede ser, según el modo de operación, el aire exterior o el fluido de trabajo del interior del edificio.
- Válvula de expansión: en este componente se produce la expansión del fluido refrigerante. Este componente es un dispositivo que genera una elevada pérdida de carga, reduciéndose la temperatura.
- Evaporador: se produce la evaporación del fluido frigorífico y está situado en el foco frío. Se produce una absorción de calor y se vuelve a iniciar el ciclo.

Estos 4 componentes principales se instalan a través de varios equipos y se clasifican de la siguiente manera:

#### 1- Bomba de calor aerotérmica.

- Bomba de calor monobloc: incluyen todo el circuito frigorífico en una sola unidad que se coloca en el exterior.
- Bomba de calor bibloc: los equipos de aerotermia bibloc están compuestos de 2 unidades: la unidad exterior y la unidad interior.

El bibloc se podrá incorporar con o sin acumulador de agua.

#### 2- Acumulador de ACS (Acumulador de agua caliente sanitaria)

- Debido a que en el proyecto no se plantea modificar el sistema ACS del centro educativo, solamente se informa de la posibilidad de mejorar el sistema, ya que, existe otra tecnología como la energía solar térmica para hacer esta función, haciendo en otro proyecto el estudio pertinente.

Los depósitos de ACS son un elemento imprescindible en nuestra instalación. En ellos acumulamos o producimos el agua caliente sanitaria. En algunos casos, es la propia unidad interior de la bomba de calor la que ya lo incorpora. En los demás casos, sería necesario instalar un acumulador exterior para producir el ACS.

### 3- Depósito de inercia

En los casos en los que las bombas de calor no dispongan de tecnología inverter, el uso de un acumulador de inercia sería imprescindible para el buen funcionamiento de todo el sistema. La función del componente es reducir el número de arrancadas y paradas, aprovechando el almacenamiento provisional de la energía procedente de otro sistema. Además, conseguiremos que la bomba de calor tenga una mayor vida útil y por lo tanto, rentabilizar la inversión.

### 4- Grupos de impulsión

Los grupos de impulsión son los encargados de mover el agua hasta nuestro sistema de emisión: suelo radiante, fan coils, radiadores, splits o multisplits y está compuesto por bomba circuladora, válvula mezcladora, termómetros, colector, aislamiento

#### 1.11.3. Situación actual en España

Hoy en día, la aerotermia ha pasado de ser la gran desconocida a convertirse en una de las opciones más solicitadas por los españoles para climatizar sus hogares y se ha convertido en una tecnología consolidada.

El gran desarrollo tecnológico experimentado en este país ha sido en gran medida, a la evolución normativa proveniente de Europa. Esto ha hecho que los fabricantes pongan en el mercado equipos cada vez más eficientes, seguros y respetuosos con el medio ambiente, siguiendo las directrices marcadas por los reglamentos de ecodiseño y etiquetado.

En cuanto a normativa se refiere, el RITE (Reglamento de instalaciones térmicas en los edificios) recoge los parámetros básicos de eficiencia energética de las instalaciones térmicas y fue el reglamento que empezó a perfilar los requisitos básicos de las instalaciones de climatización y ACS.

Y el CTE (Código técnico de la edificación), es el marco normativo que establece las exigencias que debe cumplir los edificios en relación con los requisitos básicos de seguridad y habitabilidad.

##### 1.11.3.1. Situación actual en los centros docentes

Existe una Ley de prevención de riesgos laborales que establece que la temperatura de los locales donde se realicen trabajos sedentarios propios de oficinas o similares debe de estar comprendidos entre 17 y 27°C.

Actualmente, la mayoría de los centros educativos del país no están preparados para afrontar situaciones de calor adversas, por eso, existe un movimiento

proveniente de sindicatos, padres y profesores para que empiecen a instalar en todos los centros educativos una buena ventilación y climatización en las aulas.

#### 1.11.4. Real decreto 314/2006

Esta norma contiene un Documento básico de ahorro de energía (DB HE) donde se establecen las exigencias básicas en eficiencias energética y energías renovables que deben cumplirse en los edificios de nueva construcción y en las intervenciones en edificios existentes.

De modo resumido, la bomba de calor toma una cantidad de energía procedente de fuente renovable, necesitando estos equipos de la electricidad u otra energía auxiliar para funcionar estableciéndose, que solo deben tener en cuenta las bombas de calor cuya producción supere de forma significativa la energía primaria para impulsarlas. La directiva establece que solo podrá considerarse como renovable, aquella bomba de calor accionada el que acredite un rendimiento estacional superior a 2,5.



## CAPÍTULO III: Justificación de la solución adoptada

### 1.12. Estudio de la potencia FV demandada por la instalación

El estudio realizado para dimensionar la instalación FV tiene varios factores a considerar.

- La demanda de la potencia requerida para cubrir todas las necesidades del proyecto se cubrirá en tres tramos y se instala la máxima potencia que permita instalar la superficie disponible.
- La demanda de la potencia eléctrica para la climatización, en algún caso, no será suficiente la producción FV, teniendo que obtener energía de la red en un instante dado de la mañana.
- La potencia FV instalada cubriría la demanda requerida para la carga de vehículos eléctricos en el caso de que se hiciera en el futuro.

Teniendo estas consideraciones, el estudio de la potencia FV requerida va a depender de 3 puntos.

#### 1.12.1. Producción solar

Para hacer el cálculo de la potencia necesaria a instalar se necesitan los datos históricos de la producción solar media diaria en la ubicación. Se utiliza el software PVGIS y se obtienen los datos de años anteriores.

Se realizan dos configuraciones, una para verano (20° de inclinación) y otra para invierno (50° de inclinación) y los datos proporcionados en kWh/m<sup>2</sup> (HSP) de los últimos 11 años (de 2006 hasta \*2016) son los siguientes:

\*Año 2016 es el último año de registro del PVGIS.

Inclinación 20°												
Mes	Año											Media
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Abril	179,25	155,49	198,81	189,23	185,56	186,79	183,43	173,97	203,53	182,35	180,09	183,500
Mayo	198,69	230,36	180,83	211,5	219,28	204,82	233,16	218,52	215,75	231,1	209,05	213,915
Junio	223,69	234,69	223,45	229,83	217,14	224,85	232,77	230,78	221,71	236,12	234,75	228,162
Julio	241,95	239,63	230,05	243,13	237,4	231,75	241,89	244,25	242,86	239,8	236,25	238,996
Agosto	223,6	215,9	221,07	217,89	218,51	228,28	222,51	222,99	226,35	216,48	228,74	222,029
Septiembre	174,38	172,74	158,6	155,17	181,16	192,48	174,62	179,3	174,86	165,33	189,13	174,343

■ *Tabla 2: Producción kWh/m<sup>2</sup> para 20° meses verano.*

Inclinación 50°												
Mes	Año											Media
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Enero	133,85	154,17	162,81	141,79	129,41	140,98	177,35	164,62	141,36	181,8	131,24	150,853
Febrero	136,45	131,9	146,56	149,11	115,18	161,24	182,7	152,46	133,66	141,69	141,2	144,741
Marzo	179,37	187,8	189,21	181,29	151,83	161,77	205,61	150,04	192,04	181,55	180,18	178,245
Octubre	171,9	145,68	144	187,99	181,3	182,94	167,77	184,58	193,04	154,67	164,68	170,777
Noviembre	128,87	145,22	146,19	162,31	134,05	124,48	118,4	154,98	130,91	166,88	130,32	140,237
Diciembre	135,68	151,02	131,48	122,5	126,49	155,35	145,39	132,75	159,78	153,84	117,89	139,288

■ *Tabla 3: Producción kWh/m<sup>2</sup> para 50° meses invierno.*

Una vez obtenidos los datos históricos mensuales se pasan a días:

Datos HSP PVGIS		
	kWh/m2 Medio	HSP Dia 2015
Enero	150,853	4,866
Febrero	144,741	5,169
Marzo	178,245	5,750
Abril	183,500	6,117
Mayo	213,915	6,900
Junio	228,162	7,605
Julio	238,996	7,710
Agosto	222,029	7,162
Septiembre	174,343	5,811
Octubre	170,777	5,509
Noviembre	140,237	4,675
Diciembre	139,288	4,493

- *Tabla 4: Producción en Hora Solar Pico mes a mes.*

#### 1.12.2. Factura eléctrica

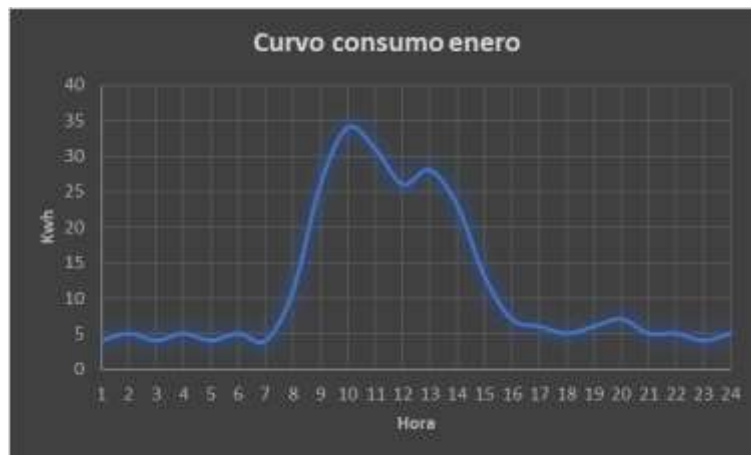
Con ayuda de mi registro en i-d Iberdrola, con la autorización del propietario y una factura eléctrica se ha podido acceder a los datos de consumo hora a hora como antes se ha comentado. Este apartado es el más importante a la hora de dimensionar una instalación FV ya que, junto a las HSP del día va a depender el número de paneles a instalar para cubrir la demanda de la factura eléctrica.

En este proyecto, como el consumo que se intenta cubrir no es íntegramente solo de las facturas, teniendo en cuenta la ampliación de receptores, en el siguiente apartado, se decidirá qué número de paneles son necesarios en la instalación.

Período factura	Mes facturación	Energía Período (kwh)	Días	Energía media diaria (kwh)
21-nov-18 / 18-dic-18	21-dic-18	4958	27	183,630
18-dic-18 / 23-ene-19	29-ene-19	5566	36	154,611
23-ene-19 / 21-feb-19	26-feb-19	5781	29	199,345
21-feb-19 / 25-mar-19	29-mar-19	5225	32	163,281
25-mar-19 / 23-abr-19	25-abr-19	4523	29	155,966
23-abr-19 / 22-may-19	24-may-19	3883	29	133,897
22-may-19 / 18-jun-19	19-jun-19	4241	27	157,074
18-jun-19 / 24-jul-19	29-jul-19	3647	36	101,306
24-jul-19 / 22-ago-19	27-ago-19	1979	29	68,241
22-ago-19 / 31-ago-19	20-sep-19	498	9	55,333
31-ago-19 / 30-sept19	03-oct-19	4387	30	146,233
30-sept-19 / 31-oct-19	06-nov-19	5538	31	178,645
31-oct-19 / 30-nov-19	04-dic-19	5265	30	175,500

- *Tabla 5: Factura eléctrica con la media diaria de energía consumida.*





- *Imagen 20: Curva consumo Día y hora de mayor consumo según i-d Iberdrola.*

A priori, la potencia instalada para cubrir las necesidades del centro serían 35 kW pero debido a la instalación de climatización en todas las aulas esta potencia se queda corta, debiendo decidir según varios criterios que potencia en realidad necesita ser instalada.

### 1.12.3. Climatización añadida

Se realiza el cálculo de la potencia térmica requerida a cubrir en las aulas del centro y dependiendo del EER (Coeficiente de rendimiento) de cada equipo se obtiene la potencia eléctrica necesaria.

Algunos locales del centro educativo como despachos o salas de profesores ya disponen de aire acondicionado por lo que el proyecto se centra en climatizar exclusivamente las aulas.

El uso de la climatización estará restringido para exclusivamente los días de más calor, para un correcto resultado del estudio energético se utilizará como mucho en los meses de abril (15 días), mayo, junio (15 días) y septiembre (15 días).

Una vez considerados todos los receptores y habiendo incrementado la potencia necesaria a cubrir por la climatización en los meses necesarios se estima que potencia será la necesaria a instalar (punto 1.15 del proyecto).

LOCAL	Equipo y Rango Refrigeración (Kw)	Potencia Refrigeración (Kw)	EER	COP	CARGA ELÉCTRICA Climatización (W)	CARGA ELÉCTRICA Calefacción (W)
<b>PRIMERA PLANTA</b>						
Aula 1	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	14	3,23	3,74	4343,91	3751,56
Aula 2	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	14	3,23	3,74	4289,48	3704,55
Aula 3	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	14	3,23	3,74	4325,14	3735,35
Aula 4	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	14	3,23	3,74	4312,62	3724,54
Aula 5	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	14	3,23	3,74	4258,19	3677,53
Aula 6	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	14	3,23	3,74	4281,33	3697,51
Aula 7	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	14	3,23	3,74	4945,96	4271,51
Aula 8	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	14	3,23	3,74	4872,76	4208,29
Aula 9	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	14	3,23	3,74	4908,41	4239,08
<b>SEGUNDA PLANTA</b>						
Aula Informática	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	14	3,23	3,74	4400,39	3800,34
Aula 11	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	14	3,23	3,74	4258,19	3677,53
Aula 12	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	14	3,23	3,74	4312,62	3724,54
Aula 13	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	14	3,23	3,74	4293,85	3708,32
Aula 14	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	14	3,23	3,74	4281,33	3697,51
Aula 15	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	14	3,23	3,74	4866,50	4202,88
Aula 16	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	14	3,23	3,74	4872,76	4208,29
Aula 17	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	14	3,23	3,74	4895,89	4228,27
<b>AMPLIACIÓN EDIFICIO PRINCIPAL</b>						
<b>PRIMERA PLANTA</b>						
Aula 1	Daytona Cassette R32 - (2,6 - 14)	12,5	3,65	4,11	3511,00	3118,04
Aula 2	Daytona Cassette R32 - (2,6 - 14)	12,5	3,65	4,11	3518,53	3124,73
<b>SEGUNDA PLANTA</b>						
Aula de Música	Daytona Cassette R32 - (2,6 - 14)	12,5	3,65	4,11	3599,27	3196,43
Aula 1	Daytona Cassette R32 - (2,6 - 14)	12,5	3,65	4,11	3511,00	3118,04
Aula 2	Daytona Cassette R32 - (2,6 - 14)	12,5	3,65	4,11	3518,53	3124,73
<b>TOTAL CARGA ELÉCTRICA (W)</b>					<b>94377,65</b>	<b>81939,57</b>

- *Tabla 6: Resumen equipos y consumo eléctrico "Equipo aerotermia".*

La carga eléctrica obtenida es el resultado obtenido entre la carga térmica y el EER y el COP (Eficiencia del equipo en la producción de frío y calor respectivamente).

La potencia eléctrica a añadir a los receptores del centro actuales es de 94,377 kW, debido a ser el cálculo más restrictivo y el más importante en cuanto a uso e importancia, ya que los equipos serán utilizados mayormente en los meses de más calor.

### 1.13. Justificación de la solución adoptada

Una vez considerados los puntos más relevantes del estudio de la potencia FV demandada por la instalación, se determina que, para los meses de abril (15 días), mayo, junio (15 días) y septiembre (15 días) se tiene en cuenta la climatización programada en las horas lectivas del centro, considerando estas horas entre las 8-9 am y las 14:00 pm. Estas horas y días programados son de carácter orientativo y dependerá de la temperatura en las aulas estipuladas según la ley de prevención de riesgos laborales.

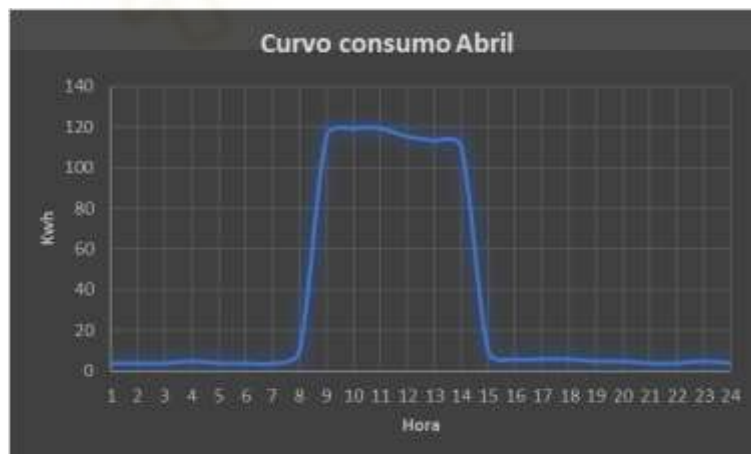
Se le añade el consumo de climatización con factor de simultaneidad 1 a todos los meses nombrados y se realiza el estudio junto al resto de meses:

Potencia demandada mensual		Nº paneles (340 w)	
Mes	kW		
enero	115,94	enero	341
febrero	108,94	febrero	321
marzo	25,00	marzo	74
abril	119,40	abril	352
mayo	115,40	mayo	340
junio	113,40	junio	334
julio	15,00	julio	45
agosto	7,00	agosto	21
septiembre	116,40	septiembre	343
octubre	23,00	octubre	68
noviembre	108,94	noviembre	321
diciembre	111,94	diciembre	330

- *Tabla 7 y 8: A la izquierda: Suma Consumo climatización + Consumos receptores del centro docente. A la derecha: Número de paneles a instalar para cubrir el consumo de cada mes según las HSP.*

Para obtener el número de paneles FV para cubrir la demanda de consumo se ha dividido el consumo pico mensual entre la potencia del panel escogido. Considerando más adelante el resto de factores, como pérdidas, tipo de conexión, ubicación, se escoge realmente el número de paneles a instalar.

Se obtiene que la curva de consumo del mes de abril es la más desfavorable.



*Imagen 21: Curva consumo día abril incluyendo sistema climatización*

### 1.13.1. Criterios de diseño FV

Se consideran dos puntos importantes a la hora de rentabilizar mejor la instalación.

### 1.13.1.1. Inclinación paneles

Se ha simulado con el software las condiciones de la instalación para escoger la inclinación ideal en el dimensionado FV del tejado.

Estos datos ya se han tenido en cuenta en los puntos anteriores.

El dimensionado de la marquesina no se podrá modificar la inclinación.

Las condiciones simuladas son:

- Potencia FV pico instalada = 1 kW
- Pérdidas en el sistema 14% (por defecto).
- Meses invierno: octubre, noviembre, diciembre, enero, febrero y marzo
- Meses verano: abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre.

Producción FV [kWh]		
Condiciones	Invierno	Verano
Acimut -19° Inclinación 15°	584,41	980,20
Acimut -19° Inclinación 20°	617,52	979,35
Acimut -19° Inclinación 30°	670,68	961,57
Acimut -19° Inclinación 35°	690,60	944,64
Acimut -19° Inclinación 40°	705,96	923,09
Acimut -19° Inclinación 45°	716,87	898,05
Acimut -19° Inclinación 50°	722,93	866,22
Acimut -19° Inclinación 60°	721,27	787,05

▪ *Tabla 9: Producción FV en condiciones simuladas PVGIS*

Como se aprecia en la tabla anterior, la producción FV depende de la inclinación y la época del año, por lo que, se escoge para los meses de invierno 50° de inclinación y para los meses de verano 20° de inclinación y el encargado de mantenimiento se encargará dos veces al año de modificar las estructuras de la instalación.

Producción FV [kWh]		
Condiciones	Invierno	Verano
Acimut -19° Inclinación 40°	705,96	923,09

- *Tabla 10: Producción FV en condiciones simuladas PVGIS 40° inclinación para todo el año*

La diferencia de energía producida en un año con una única inclinación anual de 40° para 1kwp instalado de ejemplo sería de 1629,05 kWh y modificando la inclinación 2 veces al año, aprovechando el mantenimiento de esta, sería de 1702,28 kWh. Se obtiene una diferencia de 73,23 kWh de energía más si se modifica la inclinación, solamente con 1 kWp de potencia instalado. Por lo que, sin contar las pérdidas en este apartado se obtendría con 108,8 kWp instalados:

Producción FV [kWh]			
Condiciones	Invierno	Verano	Total
Acimut -19° Inclinación 40°	76808,45	100432,19	177240,64
Acimut -19° Inclinación 50°/20°	78654,78	106553,28	185300,54
Diferencia			-8059,90

- *Tabla 11: Comparación kWh producidos con inclinación fija anual o cambiante*

La diferencia de producción estaría en 8059,90 kwh y sería el equivalente a lo que consume el centro actualmente en término de energía, durante 2 meses de invierno, por lo que, por eso es muy importante realizar el cambio de inclinación cada 6 meses por el responsable de mantenimiento.

#### 1.13.1.2. Ubicación paneles

Considerando la cantidad de paneles necesarios a instalar para cubrir toda la demanda y el poco espacio que dispone el centro, se proponen varias ubicaciones.

La ubicación ideal para cubrir toda o casi toda la demanda es el tejado de los edificios.

Debido al diseño arquitectónico del edificio principal y su ampliación es posible integrar el sistema FV, pero modificando su orientación, por lo que se utilizará unas estructuras especiales para asentar la estructura soporte a los tejados de a dos aguas.

Se utilizan tres tramos para ubicar la instalación FV.



▪ *Imagen 22: Zona ubicación instalación FV*

### 1.13.1.3. Número máximo de paneles a instalar

Se considera la cantidad total de paneles necesarios según el mes más desfavorable para cubrir toda la demanda del nuevo sistema de climatización, pero debido al poco espacio que dispone el centro, se propone instalar el número de paneles que quepan en la zona “verde” de los tejados en filas.

Se realiza el cálculo de los paneles que caben en los tejados a través de los planos y entre la distancia de separación entre filas y la superficie disponible en los tejados en total se instalan 320 paneles.

Se dispondrán de la siguiente manera:

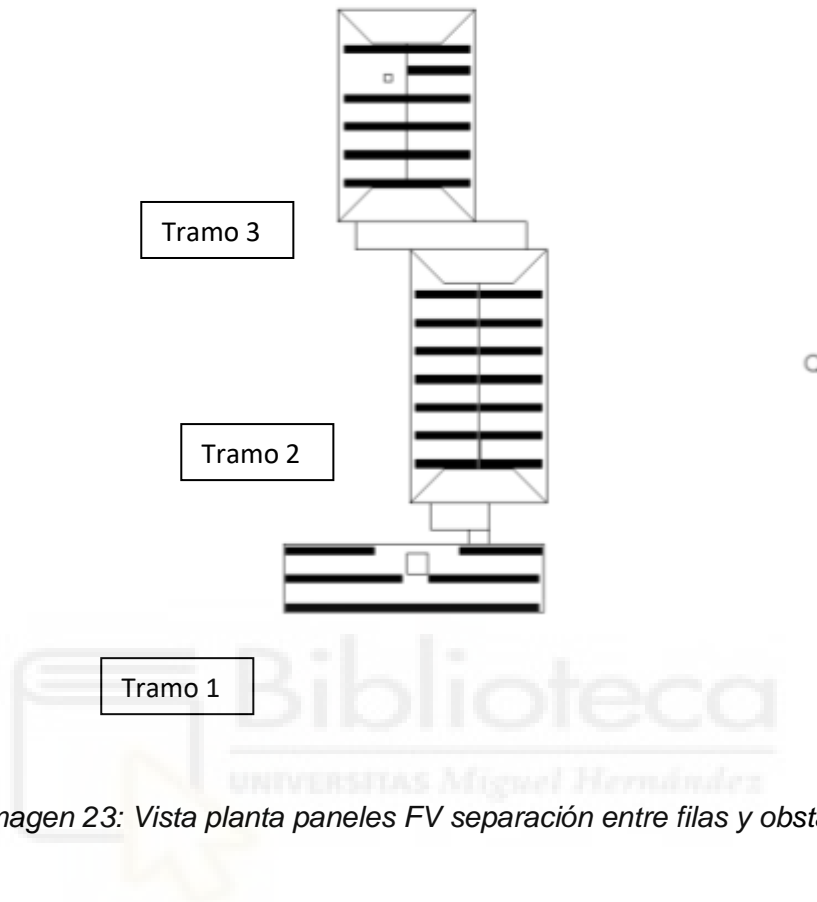
Tramo 1: 95 paneles.

Tramo 2: 126 paneles.

Tramo 3: 99 paneles.

#### 1.13.1.3.1. Distancia mínima entre filas

Se tienen en cuenta las dos inclinaciones previamente calculadas, para 50 y 20 grados.



- *Imagen 23: Vista planta paneles FV separación entre filas y obstáculos*

La distancia entre filas más desfavorable entre las dos inclinaciones será de 3,03 metros, por lo que habrá que dejar esta distancia entre todas las filas, independientemente de que inclinación se instale al inicio del proyecto.

En los planos también se observa la distancia que se dejan las filas entre los obstáculos de los tejados.

#### 1.13.1.4. Conexionado

Según los cálculos realizados la configuración puede quedar de las 3 siguientes maneras:

Configuración Fronius Eco			
Paneles serie	Ramas paralelo	Total Paneles	Potencia pico (W)
20	4	80	27200
21	4	84	28560
22	4	88	29920

- *Tabla 12: Rango configuración Fronius Eco*

Configuración Fronius Symo			
Paneles serie	Ramas paralelo	Total Paneles	Potencia pico (W)
13	3	39	13260
14	3	42	14280
15	3	45	15300
16	3	48	16320
17	3	51	17340
18	3	54	18360
19	3	57	19380
20	3	60	20400
21	3	63	21420
22	3	66	22440

▪ *Tabla 13: Rango configuración Fronius Symo*

Se debe realizar la combinación para obtener los 320 paneles sin llegar a sobrepasar el límite impuesto por los inversores. Se combina utilizando la configuración de 22 paneles en serie y 4 ramas en paralelo para los dos primeros grupos de conexionado más un grupo de 21 paneles en serie y 4 ramas en paralelo y, por último, el inversor Symo, 20 paneles en serie y 3 ramas en paralelo. sumando un total de 320 paneles.

La configuración quedará de la siguiente manera, 3 tramos de tejado y 4 grupos formados por la siguiente configuración:

- Del tramo 1 quedaran 7 paneles por conectar que pasaran al tramo 2.
- Del tramo 3 quedaran 39 paneles por conectar que pasaran al tramo 2.
- El tramo 2 dispone de 2 grupos, formando un total de  $126+7+39=172$  paneles.

**Tramo 1: Grupo 1 (88/88) paneles (verde) + Grupo 2 (7/88) paneles (negro).**

**Tramo 2: Grupo 2 (81/88) paneles (negro) + Grupo 3 (45/84) paneles (rojo).**

**Tramo 3: Grupo 4 (80/80) paneles (morado) + Grupo 3 (39/84) paneles (morado).**

Se adjunta en planos vista planta de la configuración.



### 1.13.2. Criterios de diseño Climatización

Con el fin de obtener la mayor eficiencia energética se programará un sistema que permita activar la climatización una vez supere la temperatura límite estipulada en la ley de prevención.

Se establecen distintos horarios según mes:

- abril, de 9:00 am a 14:00 pm (se contemplan 15 días)
- mayo, de 9:00 am a 14:00 pm
- junio, de 8:00 am a 14:00 pm (se contemplan 15 días)
- septiembre, de 8:00 a 14:00 pm (se contemplan 15 días)

Con los datos horarios, el número de alumnos, superficie y orientación de cada aula se realizan los cálculos para obtener la potencia térmica necesaria para obtener una temperatura y ventilación idónea en cada aula.

#### 1.13.2.1. Elección equipos climatización

Se escoge el equipo Daytonna cassette R32 con diferentes potencias para satisfacer la potencia térmica calculada en cada aula.

Se elige el aire acondicionado cassette por su mayor potencia frente a los de tipo Split y debido a que aclimatan de arriba a abajo y tienen 4 salidas diferentes tienen la ventaja de hacer una distribución más uniforme. Otras de las ventajas por las que se ha escogido este sistema es que con un equipo interior cassette puedes aclimatar una estancia enorme y, además, es bastante silencioso.



- *Imagen 24: Equipos escogidos para hacer la instalación de climatización*

#### 1.13.2.2. Número de equipos interiores y exteriores

El cálculo se ha realizado con el modelo DAYTONA SDI 160Y de la marca Toshiba y los modelos exteriores e interiores (cassette) se denominan: RAV-GP1601 AT8-E y RAV-RM1601UTP-E.

Se utilizan en total 22 equipos interiores y 22 equipos exteriores, uno por cada aula. Debido a la gran potencia que requiere no es posible utilizar un exterior para varios interiores.

### 1.14. Producción neta instalación FV

Se analiza cuanta producción de energía neta va a producir teóricamente la instalación contando las pérdidas en el sistema.

Después de haber calculado el número de paneles que se ubicarán en los tejados, se procede a calcular la energía que producirán los 320 paneles FV, obteniendo una potencia instalada total de 108,8 kW pico.

Una vez tenido en cuenta las pérdidas en el sistema se tendrá en cuenta la PR, que es el rendimiento energético de la instalación.

#### 1.14.1. Pérdidas Sistema

Se tienen en cuenta además de que las pérdidas por orientación, inclinación y sombreado estén dentro de los límites establecidos por el pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red, el resto de pérdidas del sistema que se ven en los siguientes apartados.

Los valores en porcentajes límites de las pérdidas por orientación, inclinación y sombras viene establecido en el pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red.

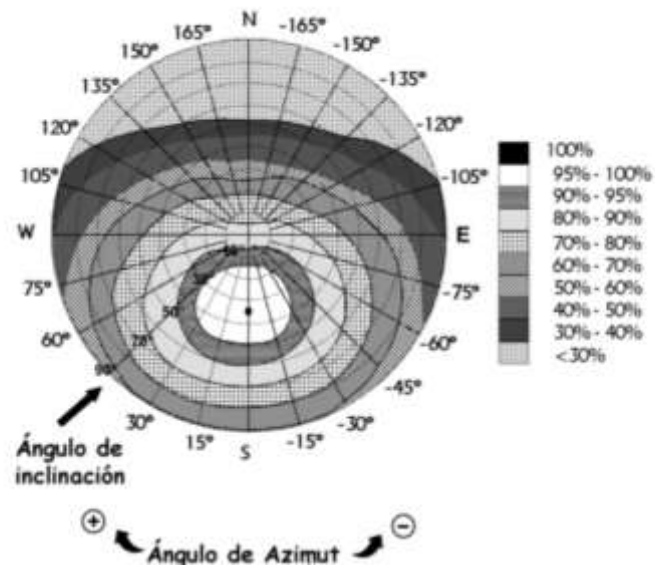
	<i>Orientación e inclinación (OI)</i>	<i>Sombras (S)</i>	<i>Total (OI+S)</i>
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

- *Imagen 25: Valores de porcentaje de pérdidas permitidos según el PCTE de instalaciones conectadas a red.*

#### 1.14.1.1. Pérdidas por orientación e inclinación

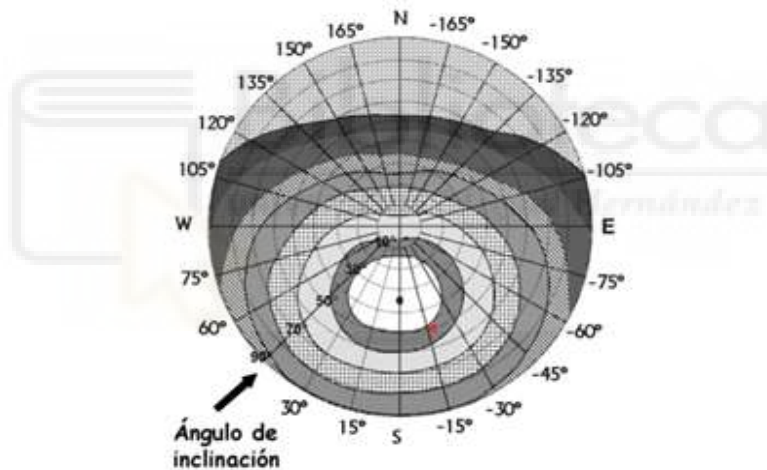
Mediante representación gráfica se establece el porcentaje de pérdidas que tendrá la instalación debido a la orientación.

La orientación de la instalación como se ha nombrado anteriormente es de  $-19^\circ$  hacia el este.



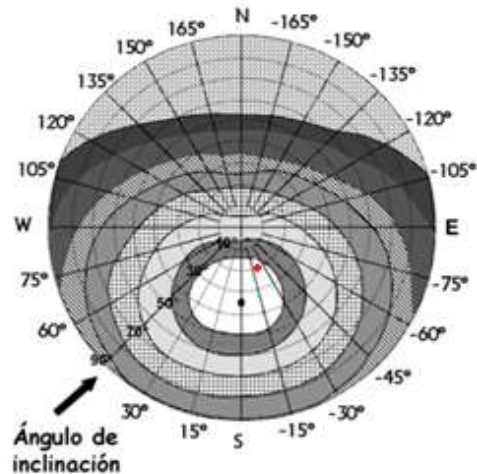
- *Imagen 26: Plantilla pérdidas orientación e inclinación según PCTE*

Pérdidas por orientación e inclinación para  $50^\circ$ :



- *Imagen 27: Pérdidas orientación e inclinación para  $50^\circ$ .*

El porcentaje de pérdidas para la inclinación de  $50^\circ$  están dentro del rango de las pérdidas que puede tener la instalación dentro del pliego de condiciones técnicas, ya que serán de un 6%.



- *Imagen 28: Pérdidas orientación e inclinación para 20°.*

El porcentaje de pérdidas para la inclinación de 20° están dentro del rango de las pérdidas que puede tener la instalación dentro del pliego de condiciones técnicas, ya que serán de un 4%.

#### 1.14.1.2. Pérdidas por sombreado

Debido a que se han solventado mediante distanciamiento de los paneles las sombras producidas por los dos pequeños obstáculos que había en el tejado, no se tienen en cuenta las pérdidas en este apartado.

#### 1.14.1.3. Resto de pérdidas

En este apartado se tiene en cuenta el resto de pérdidas que se tienen en cuenta a la hora de dimensionar una instalación.

Se tienen en cuenta las siguientes:

- Perdidas por suciedad en los paneles
- Perdidas por temperatura de la célula
- Pérdidas por cableado en AC y CC
- Pérdidas por error de valores de referencia
- Eficiencia del inversor

##### 1.14.1.3.1. Pérdidas por suciedad en los paneles

Estas pérdidas por suciedad pueden ir desde el 0% después de una lluvia hasta el 8% cuando hay mucha suciedad acumulada. Para un cálculo estándar puede tomarse un valor del 4% considerando que se realizaran operaciones de limpieza periódicamente.

El punto positivo de este apartado es que, si se hace un correcto mantenimiento de los paneles, estas pérdidas se reducirán notablemente y se tendrá una producción un poco mayor de la esperada.

$P_{suc} = 4\%$ .

#### 1.14.1.3.2. Pérdidas por temperatura de la célula

Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura de los módulos y los 25°C de las CEM, del tipo de célula y encapsulado y del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, esta diferencia es del orden de 30°C sobre la temperatura ambiente, para una irradiancia de 1000 w/m<sup>2</sup>. Para el caso de integración de edificios donde los módulos no están separados de las paredes o tejados, esta diferencia podrá llegar a 35°C – 45°C por encima de la temperatura ambiente.

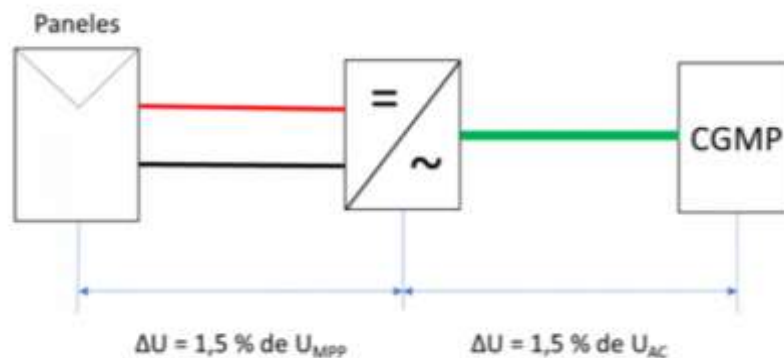
En nuestro caso, como no está integrada arquitectónicamente la instalación al tejado, se tiene en cuenta solamente un aumento de 30°C.

Las pérdidas por temperatura calculadas en el anexo I de cálculos justificativos da un  $P_{temp} = 5,529\%$  de media anual.

#### 1.14.1.3.3. Pérdidas en el cableado en DC y AC

La caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la red de distribución pública o a la instalación interior (lado alterna), no será superior a una caída de tensión del 1,5% para la intensidad nominal según el punto 5 de la ITC-BT 40 del REBT.

En el lado de DC, de los paneles al inversor, la caída de tensión la estipula el pliego de condiciones técnicas conectadas a red del IDAE y por tanto, dice que los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5%.



▪ Imagen 29: Caída de tensión del lado de DC y AC.

No es habitual que la instalación funcione a potencia nominal, así que se considera el 50% de la caída de tensión total.

$P_{cableado} = 1,5\%$

#### 1.14.1.3.4. Pérdidas por error en valores de referencia

Son ocasionadas por diferencia entre los valores de potencia de panel que proporciona el fabricante, y los que realmente genera el panel. Por normativa, esta diferencia debe ser como máximo del 3%. Habrá que tener en consideración que, debido al envejecimiento de los paneles, es habitual que las pérdidas referenciadas aumenten. En estos casos, el fabricante garantiza un rendimiento al cabo de unos años, por ejemplo, un 80% en 20 años.

En este proyecto se considera una pérdida por error en valores de referencia del 3%, lo estipulado por el fabricante, pero es importante conocer que, en el paso del tiempo, se tendrá menos producción energética. En el anexo de cálculos se especifica el valor del rendimiento anual en el transcurso de los años.

$P_e=3\%$ .

#### 1.14.1.3.5. Pérdidas en el inversor

El fabricante del inversor indica que, el rendimiento europeo del inversor que se va a emplear es del 98%, por lo tanto, tendremos unas pérdidas del 2%.

$P_{inv}=2\%$ .

### 1.14.2. Performance Ratio y Producción estimada

El rendimiento global de la instalación será de un 84,9%, por lo tanto, unas pérdidas del 15,1%.

La producción la tendremos en cuenta con el software PVGIS, indicando la ubicación, inclinación de los paneles, potencia pico instalada y el rendimiento de la instalación.

**RENDIMIENTO DE UN SISTEMA FV CONECTADO A RED**

Base de datos de radiación solar*	PVGIS-SARAH
Tecnología FV*	Silicio cristalino
Potencia FV pico instalada [kWp]*	108.8
Pérdidas sistema [%]*	15.1
<b>Opciones de montaje fijo</b>	
Posición de montaje.*	Posición libre
Inclinación [°]*	20
Azimut [°]*	-19
	<input type="checkbox"/> Optimizar inclinación
	<input type="checkbox"/> Optimizar inclinación y azimut

- *Imagen 30: Datos de introducción producción según PVGIS.*

La producción estimada anual será de 182.855,24 kwh.

Mes	Inclinación 20º	Inclinación 50º
	Producción (kwh)	Producción (kwh)
octubre		13885,87
noviembre		11642,72
diciembre		11719,36
enero		12990,98
febrero		12303,25
marzo		15123,73
abril	16000,15	
mayo	18056,26	
junio	18801,55	
julio	19392,24	
agosto	18249,13	
septiembre	14690	
Total estación (kwh)	105189,33	77665,91
Total anual (kwh)	182855,24	

- *Tabla 14: Producción de energía mensual y anual de la instalación FV.*

#### Ahorro emisiones

En este apartado se tiene en cuenta las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas por la instalación de autoconsumo de energía solar fotovoltaica.

Para determinar la disminución del impacto ambiental van a utilizarse los coeficientes de paso del anexo II de la orden de convocatoria de subvenciones de eficiencia energética y energías renovables de la región de Murcia del año 2019.

La producción eléctrica de la instalación se realiza en baja tensión, por lo que se utiliza el dato de referencia de 0,2 tep/Mwh final y 4,05 tCO<sub>2</sub>/tep final.

A partir de estos datos, obtenemos las tep no consumidas y las tCO<sub>2</sub> que se ha evitado emitir.

Mes	Producción (kwh)	tep ahorradas	tCO <sub>2</sub> evitadas
octubre	13885,87	2,78	11,25
noviembre	11642,72	2,33	9,43
diciembre	11719,36	2,34	9,49
enero	12990,98	2,60	10,52
febrero	12303,25	2,46	9,97
marzo	15123,73	3,02	12,25
abril	16000,15	3,20	12,96
mayo	18056,26	3,61	14,63
junio	18801,55	3,76	15,23
julio	19392,24	3,88	15,71
agosto	18249,13	3,65	14,78
septiembre	14690	2,94	11,90
Total anual	182855,24	36,57	148,11

- *Tabla 15: Producción y toneladas de petróleo y CO<sub>2</sub>*

Anualmente la instalación FV ahorrará 36,57 toneladas de petróleo y evitará verter a la atmósfera 148,11 toneladas de CO<sub>2</sub>.

### **1.15. Potencia eléctrica Climatización**

Debido a que las aulas disponen de grandes superficies y gran ocupación de alumnos se ha hecho un estudio detallado para obtener la potencia adecuada y así rentabilizar la instalación de climatización, tanto a nivel de eficiencia energética y por tanto ahorro económico como a nivel de confort de los ocupantes de los locales.

La potencia eléctrica total necesaria para cubrir la demanda de la nueva instalación será de 94,377 kW.

En los cálculos justificativos se especifica los cálculos desarrollados.

#### **1.15.1. Metodología aplicada**

Para el cálculo de la potencia térmica y eléctrica del aire acondicionado se va a utilizar el método de las cargas térmicas ya que es un cálculo bastante detallado.

Se especifican 3 puntos que son los siguientes:

##### **1. Datos del local**

Se tiene en cuenta la ubicación, ocupación, altura del local, ventanas, orientación paredes, pisos intermedios.

##### **2. Condiciones interiores y exteriores de diseño**

En este punto se detallan las temperaturas y las humedades relativas.

Las condiciones exteriores de diseño se determinan mediante la guía técnica: condiciones climáticas exteriores de proyecto del IDAE.

Las condiciones interiores las especifica el Reglamento de instalaciones en edificios (RITE).

##### **3. Factores de cálculo de la potencia de un aire acondicionado**

Para enfriar un local con un climatizador o aire acondicionado hay que extraer calorías del local. A medida que se extraen calorías del local se tienen nuevas aportaciones de calor por diversas causas:

- Transmisión: transmisión de calor a través de paredes, techo y suelo.
- Radiación: radiación solar a través de ventanas.
- Ventilación: aportación de calor a través del aire de renovación del local.
- Ocupación: aportación de calor que generan las personas.



- Otras cargas térmicas: otras fuentes de calor como, por ejemplo, ordenadores.

En el proceso de enfriar o calentar el aire, se tienen dos tipos de calor en función de si se tiene en cuenta la fracción de agua que contiene una determinada masa de aire:

- Calor sensible: es el necesario para aumentar o disminuir la temperatura del aire.
- Calor latente: es el necesario para evaporar o condensar el agua presente en el aire.

Solo se tendrá en cuenta el calor latente en el caso de ventilación y ocupación, ya que son los dos únicos casos en que se mezclan aires con diferentes humedades relativas, en el resto de casos solo se tendrá en cuenta el calor sensible.

#### 1.15.2. Potencia térmica necesaria

Se adjunta la tabla resumen de los resultados obtenidos en el anexo de cálculos justificativos.

	TOTAL carga sensible (W)	TOTAL carga latente(W)	GARGA TÉRMICA TOTAL (w)
<b>PRIMERA PLANTA</b>			
Aula 1	6002,80	8028,04	14030,84
Aula 2	5826,99	8028,04	13855,03
Aula 3	5950,12	8020,08	13970,20
Aula 4	5915,00	8014,77	13929,77
Aula 5	5739,18	8014,77	13753,95
Aula 6	5827,19	8001,51	13828,69
Aula 7	7960,69	8014,77	15975,46
Aula 8	7732,19	8006,81	15739,00
Aula 9	7855,32	7998,85	15854,17
<b>SEGUNDA PLANTA</b>			
Aula Informática	6198,50	8014,77	14213,27
Aula 11	5739,18	8014,77	13753,95
Aula 12	5915,00	8014,77	13929,77
Aula 13	5862,31	8006,81	13869,12
Aula 14	5827,19	8001,51	13828,69
Aula 15	7714,63	8004,16	15718,78
Aula 16	7732,19	8006,81	15739,00
Aula 17	7820,19	7993,55	15813,74

	TOTAL carga sensible (W)	TOTAL carga latente(W)	GARGA TÉRMICA TOTAL (w)
<b>PRIMERA PLANTA</b>			
Aula 1	4934,92558	7880,225	12815,15058
Aula 2	4958,60744	7884,015	12842,62244
<b>SEGUNDA PLANTA</b>			
Aula de Música	5214,06233	7923,2794	13137,34173
Aula 1	4934,92558	7880,225	12815,15058
Aula 2	4958,60744	7884,015	12842,62244

- *Tabla 16: Carga térmica total demandada mínima por el equipo de climatización*



## CAPÍTULO IV: Descripción y justificación de los materiales empleados

### 1.16. Instalación fotovoltaica

Las características más destacadas de esta instalación fotovoltaica son las siguientes:

- Modalidad Autoconsumo con venta de excedentes para una potencia superior de 100 kwp instalados, sin baterías o acumuladores.
- La instalación se hará en 3 tejados considerados como tramos. Tramo 1 será plano, tramo 2 será sobre tejas con una pequeña inclinación de 10°, tramo 3 será sobre tejas con una pequeña inclinación de 10°.
- Dentro de los 3 tramos nombrados se dividirá la conexión de los paneles en 4 grupos, para así establecer el rendimiento más óptimo en los inversores solares.

Seguidamente, se citan los componentes de nuestra instalación:

#### 1.16.1. Sistema generador

Para la instalación se escoge un panel solar FV de 60 células monocristalino con un alto rendimiento, con tecnología PERC y Half Cell, obteniendo los beneficios anteriormente explicados en el punto 1.11.1.

Se utiliza este panel específico del estudio realizado en esta instalación, si no, se dispone de un panel con características similares, teniendo en cuenta el posible cambio del rendimiento y la producción en la instalación.



- *Imagen 31: Módulo monocristalino modelo Cheetah HC 60 M marca Jinko*

Especificaciones		
Tipo de módulo	JKM335M-60H	
Condiciones	STC	NOCT
Potencia nominal (wp)	335	250
VMPP (V)	34	32
IMP (A)	9,87	7,82
VOC (V)	41,5	38,4
ISC (A)	10,36	8,74
Eficiencia módulo (%)	19,85	

▪ *Tabla 17: Especificaciones módulo JKM335M-60H*

Especificaciones	
Temp. funcionamiento (°C)	[-40,+85]
Tensión máx sistema (V)	1000 DC
Coef. Temp. Pmax (%/°C)	-0,37
Coef. Temp. Voc (%/°C)	-0,29
Coef. Temp. Isc (%/°C)	0,048
Temp. Operacional célula (°C)	45+-2

▪ *Tabla 18: Especificaciones modelo Cheetah HC 60M*

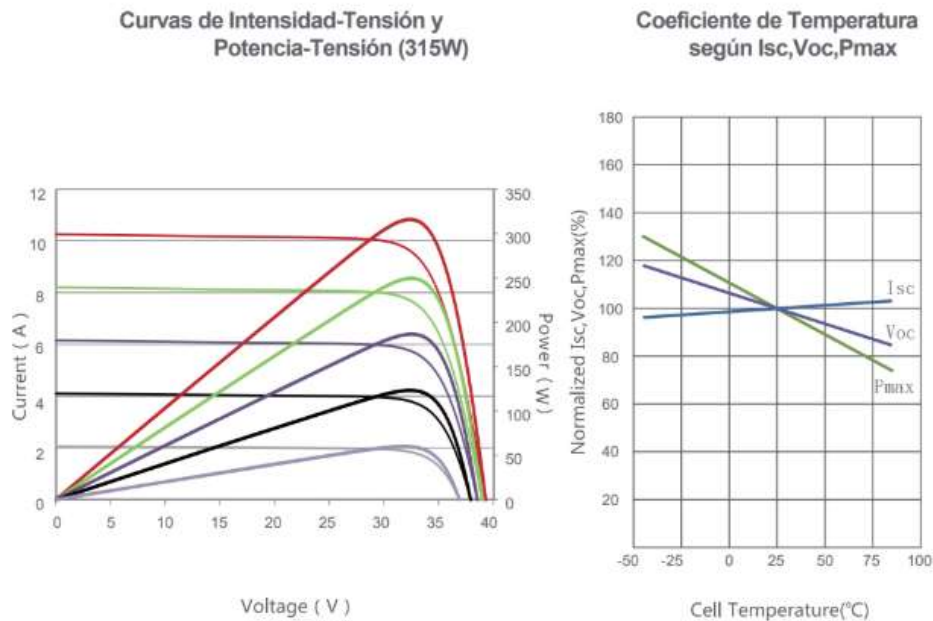
Los coeficientes de temperatura muestran que cada bajada o subida de 1 grado de temperatura a partir de la medida estándar, muestra cierto porcentaje de ganancia o pérdida según el caso.

Para tensión y potencia, cada grado de temperatura por debajo o por encima de la temperatura estándar, aumenta o disminuye 0,29 %y 0,37 % respectivamente, aumentándolos si bajan las temperaturas. Con respecto a la intensidad, es a la inversa, pero prácticamente no influyen las temperaturas del mismo modo que la tensión.

Características mecánicas	
Tipo de Célula	Mono PERC 158.75×158.75mm
NºMedia Células	120 (6×20)
Dimensiones	1684×1002×35mm (66.30×39.45×1.38 pulgadas)
Peso	19.0 kg (41.9 libras)
Vidrio Frontal	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Estructura	Aleación de Aluminio Anodizado
Caja de conexión	Clase IP67
Cables de salida	TÜV 1x4.0mm², Anode 290mm, Cathode 145mm o Longitud personalizada

▪ *Imagen 32: características mecánicas panel Cheetah HC 60M*

## Rendimiento eléctrico y dependencia de la temperatura



- *Imagen 33: Curva I-V modelo 315 w y Dependencia temperatura*

### 1.16.2. Inversor

Debido a la gran potencia pico de la instalación se requerirá disponer de varios inversores en paralelo para cubrir la demanda total del centro, en concreto, 4 inversores, 3 Fronius Eco y 1 Fronius Symu, uno por cada grupo de paneles.

Se elige el modelo Fronius ECO 27.0-3-S, debido a su diseño, especialmente para instalación es de gran potencia. Además, se dispone de un segundo modelo de la misma familia llamado Fronius Symo 17.5-3-M, paralelable, igual que el anterior. Estos inversores sin transformador, tienen un peso muy ligero y sistemas de montaje sencillo, permite una instalación rápida tanto dentro como fuera de cualquier local. Disponen de protección IP66 en cuanto a protección mecánica. Como equipamiento de seguridad eléctrica disponen de medidor de aislamiento CC, Seccionador CC, Portafusibles integrado para string, protección contra polaridad inversa y protección contra sobretensiones y, además, no se necesitan cajas de conexiones CC o de concentración. La única diferencia del modelo Eco y Symo además de la potencia, es el MPPT, mientras que el modelo S tiene 1, el modelo M, dispone de 2 MPPT.

La elección de un segundo modelo tiene que ver con el límite de potencia de la instalación, debido a que, una vez que superas los 100 kW de potencia nominal en los inversores el propietario debería acogerse a un régimen especial como vendedor de energía, y el proyecto contempla la compensación, facilitando al propietario o a la administración cuestiones técnicas de compra-venta de

energía, ya que la idea es que el propio propietario o administrador pueda hacerse cargo.

### FRONIUS ECO 27.0-3-S



■ Imagen 34: Inversor Fronius ECO

Datos técnicos FRONIUS ECO 27.0-3-S	
<b>Datos de entrada</b>	
Idc max (A)	47,7
Máxima corriente cc por serie FV (A)	71,6
Vdc min (V)	580
Vdc arranque (V)	650
Vdc nominal (V)	580
Vdc max (V)	1000
Rango de tensión MPP (V)	580-850
Pdc max (kWpico)	37,8
<b>Datos de salida</b>	
Pac nominal (kW)	27
Máxima potencia salida (kVA)	27
Iac max (A)	39

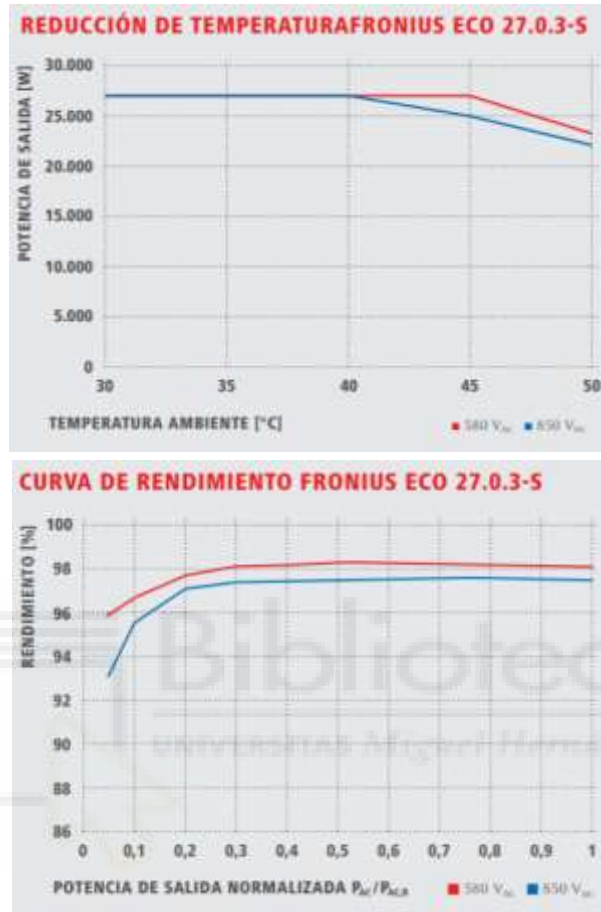
■ Tabla 19: Datos técnicos FRONIUS ECO 27.0-3-S

Este inversor también dispone de hasta 6 entradas de strings para conectar, un pequeño carril din para poner conectar cualquier protección proveniente de aguas abajo lo más importante, protección contra sobretensiones.

DATOS GENERALES	FRONIUS ECO 23.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	725 x 510 x 225 mm	725 x 510 x 225 mm
Peso	15,7 kg	15,7 kg
Tipo de protección	IP 66	IP 66
Clase de protección	II	II
Categoría de sobretensiones (C/CA)	1	1 + 2 / 3
Distancia máxima	0-200 m	0-200 m
Categoría de conexión	Sin transformador	Sin transformador
Polifaseado	Polifaseado de tres cables	Polifaseado de tres cables
Estándar	Estándar sin conexión y estándar	Estándar sin conexión y estándar
Módulo de protección adicional	SI / NO	SI / NO
Alargador de cable admisible	0 a 100 %	0 a 100 %
Alargador admisible	2000 m	2000 m
Tecnología de conexión CC	Conexión de los CC+ y los CC- juntos (máximo 2,3 mm <sup>2</sup> / 18 mm <sup>2</sup> )	Conexión de los CC+ y los CC- juntos (máximo 2,3 mm <sup>2</sup> / 18 mm <sup>2</sup> )
Tecnología de conexión CA	Conexión de 3 cables CA (máximo 2,5 / 16 mm <sup>2</sup> )	Conexión de 3 cables CA (máximo 2,5 / 16 mm <sup>2</sup> )
Certificación y cumplimiento de normas	DNV - GERM E 8001-4-712, IEC 61730 V, VDE 0126-1-1/1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/2, IEC 62106, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, IEC 60796, IEC 60335, IEC 284367-1, AS 4777-2/3/4/10, IEC 60335-2-1	DNV - GERM E 8001-4-712, IEC 61730 V, VDE 0126-1-1/1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/2, IEC 62106, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, IEC 60796, IEC 60335, IEC 284367-1, AS 4777-2/3/4/10, IEC 60335-2-1

● Imagen 35: Datos generales modelo FRONIUS ECO

Por último, dispone de un máximo rendimiento del 98,3% y un rendimiento europeo del 98%, teniendo en cuenta que, a mayor temperatura, peor será su rendimiento. Además, se debe considerar que, el rendimiento del inversor dependerá del uso de la potencia nominal en ac, por lo que, cuanto más se aproxime al 100% de la potencia nominal en ac, mayor será su rendimiento.



- *Imagen 36: Gráficos relación Potencia - Temp. y Rendimiento-Pot.nominal*

### FRONIUS SYMO 17.5-3-M



- *Imagen 37: Inversor Fronius Symo*

Datos técnicos FRONIUS SYMO 17.5-3-M	
Datos de entrada	
Idc max (A)	33/27
Máxima corriente cc por serie FV (A)	49,5/40,5
Vdc min (V)	200
Vdc arranque (V)	200
Vdc nominal (V)	600
Vdc max (V)	1000
Rango de tensión MPP (V)	370-800
Pdc max (kWpico)	26,3
Datos de salida	
Pac nominal (kW)	17,5
Máxima potencia salida (kVA)	17,5
Iac max (A)	25,3

▪ *Tabla 20: Datos técnicos FRONIUS ECO 17.5-3-M*

DATOS GENERALES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)			725 x 510 x 225 mm		
Peso		34,8 kg		41,4 kg	
Tipo de protección			IP 66		
Clase de protección			1		
Categoría de sobretensión (C.C./C.A.) <sup>1</sup>			1 + 2 / 3		
Catálogo de accesorios			+1 W		
Concepto de acceso			Sin transformador		
Autoprotección			Autoprotección auto regulable		
Instalación			Instalable interior y exterior		
Alcance de temperatura ambiente			-40...+40 °C		
Humedad de aire admisible			0...100 %		
Máxima altura			3,000 m / 3,000 m (rango de tensión sin transformador / con transformador)		
Tecnología de conexión CC			6 x CC <sup>2</sup> y 6 x CC Inverso encañado 2,5...16 mm <sup>2</sup>		
Tecnología de conexión AC			3 x 16 mm <sup>2</sup> CA Inverso Incañado 2,5...16 mm <sup>2</sup>		

• *Imagen 38: Datos generales modelo FRONIUS SYMO*

### 1.16.3. Estructura soporte

Es la parte más engorrosa de la instalación y requiere de especialistas para el montaje, sobre todo en el tramo 2 y 3, ya que la superficie de apoyo de la estructura soporte de los paneles son tejas.

Para la instalación se dispone de una estructura soporte triangular metálica regulable y con esto, se consigue de manera sencilla poder regular la inclinación. Habrá un encargado de mantenimiento que lo hará 2 veces al año, a 20 y 50 grados respectivamente.

Se elige la estructura SUNFER CVE915XL ya que es regulable, triangular y cumple con lo exigido, se puede utilizar tanto en cubierta plana (Tramo 1) como en la cubierta inclinada de teja (Tramo 2 y 3).

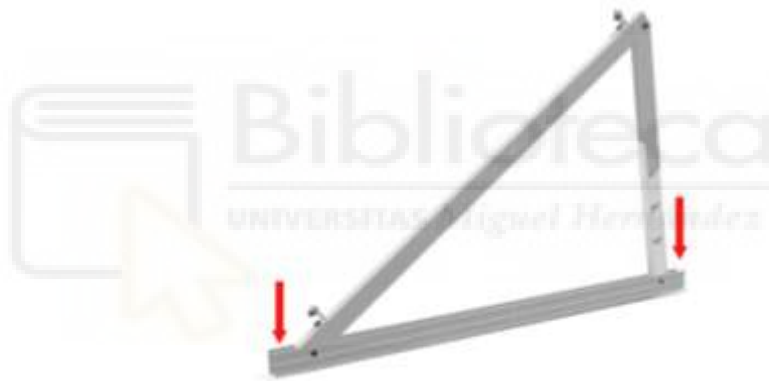


Es válida para módulos en vertical, para paneles de hasta 72 células y dispone de todas las inclinaciones regulables estándar, pudiendo ampliarse en cualquier momento dependiendo de las necesidades de la instalación.

Tiene capacidad de 1 a 20 módulos FV dispuestos en una fila en vertical y el material de la estructura es aluminio y la tornillería de acero inoxidable.



- *Imagen 39: Estructura soporte SUNFER CVE915XL*



- *Imagen 40: Regulación estructura soporte triángulo SUNFER CVE915XL*

#### 1.16.4. Cableado

En este apartado se especifica la sección obtenida en el anexo de cálculos justificativos y el cable comercial escogido.

Se clasifica por tramos:

### 1.16.4.1. Tramo Paneles – Caja de conexiones

#### Secciones

Grupo conexión	String	Sección (mm2)	Longitud (m)
Grupo 1 (verde)	1.20	6	11,4
	2.20	6	5,25
	3.20	6	18
	4.20	6	13,7
Grupo 2 (negro)	1.20	6	26
	2.20	6	17,3
	3.20	6	30
	4.20	6	32,7
Grupo 3 (rojo)	1.20	6	29,6
	2.20	6	33,4
	3.20	6	18,3
	4.20	6	25
Grupo 4 (violeta)	1.20	6	25,8
	2.20	6	40
	3.20	6	39
	4.20	6	50,67

- *Tabla 21: Secciones y longitudes tramo de paneles a las cajas de conexiones*

#### Cable escogido

El cable Topsolar ZZ-F , certificado TÜV y EN, es apto para instalaciones fotovoltaicas, tanto en servicio móvil como en instalación fija. Especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor de corriente continua a alterna. Gracias al diseño de sus materiales, puede ser instalado a la intemperie en plenas garantías. Color Negro y Rojo. S=6mm<sup>2</sup>.



- *Imagen 41: Cable TOPSOLAR PV*

### 1.16.4.2. Tramo Caja de conexiones – Inversor

#### Secciones

Grupo conexión	Sección (mm <sup>2</sup> )	Longitud (m)
Grupo 1 (verde)	16	20
Grupo 2 (negro)	16	15
Grupo 3 (rojo)	25	64,5
Grupo 4 (violeta)	25	64,5

- *Tabla 22: Secciones y longitudes tramo de las cajas de conexiones a los inversores*

#### Cable escogido

El cable Topsolar ZZ-F , certificado TÜV y EN, es apto para instalaciones fotovoltaicas, tanto en servicio móvil como en instalación fija. Especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor de corriente continua a alterna. Gracias al diseño de sus materiales, puede ser instalado a la intemperie en plenas garantías. Color Negro y Rojo. S=6,10 y 25 mm<sup>2</sup>.



- *Imagen 42: Cable TOPSOLAR PV*

#### 1.16.4.3. Tramo Inversor – Caja de conexionado inversor

##### Secciones y cable escogido

El cable escogido viene integrado en el sistema Fronius AC combiner.

#### 1.16.4.4. Tramo Caja conexionado inversor – Cuadro general de distribución

##### Secciones

Sección cable= 95 mm<sup>2</sup>. Longitud cable = 30m.

##### Cable escogido

Cable flexible de General Cable RZ1-K 0,6/1Kv con cubierta exterior de Poliefina termoplástica libre de halógenos y aislamiento de polietileno reticulado (XLPE)



- *Imagen 43: Cable flexible L.H. de 95 mm<sup>2</sup> RZ1-K de Exzhellent General Cable*

#### 1.16.5. Protecciones

##### 1.16.5.1. Corriente continua

Los dispositivos de protección están previstos para interrumpir toda corriente de sobrecarga en los conductores del circuito antes de que pueda provocar un calentamiento perjudicial al aislamiento, a las conexiones, a las cargas, a las propias canalizaciones o al medio ambiente del entorno. Para ello la intensidad nominal de los dispositivos de protección debe ser inferior a la intensidad máxima admisible por las conducciones a fin de interrumpir el funcionamiento del circuito antes de que estas se vean dañadas. Se tiene en cuenta la repartición de cargas y el máximo equilibrio de los diferentes conductores.

Las características de funcionamiento de un dispositivo que protege un cable contra sobrecargas deben satisfacer la condición siguiente:

$$I \leq I_n \leq 0,91 * I_z$$

Donde,

- $I_B$ =Corriente de empleo del circuito.
- $I_N$ =Intensidad nominal del interruptor magnetotérmico.
- $I_Z$ =Intensidad máxima que soporta el cable.

Para averiguar la corriente de empleo del circuito utilizaremos la siguiente fórmula:

Para la intensidad en monofásica.  $I_b$

$$I_b = \frac{P}{V}$$

Para averiguar la intensidad máxima que soporta el cableado ( $I_z$ ) hay que dirigirse a las tablas del reglamento electrotécnico de media y baja tensión, donde tendremos indicado la intensidad máxima admisible del cable.

El automático o magnetotérmico que queremos utilizar tiene que tener un disparo por sobrecarga con un amperaje mayor o igual que la corriente de empleo de suministro ( $I_b$ ) y menor o igual que la intensidad máxima que soporta el cableado ( $I_z$ ).

Además, en dichos registros se dispone de una protección contra sobretensiones, ya disponible en los inversores.

#### *Tramo Paneles – Caja de conexiones*

Además de la regleta para el conexionado de toda la rama, se añade un fusible de protección previamente antes de conectar en la regleta legrand.

Fusible 10A 10\*38:

El fusible 10A está preparado para fundirse cuando el panel solar está experimentando una intensidad mayor de 10 amperios, garantizando que no existan cortocircuitos ni problemas con los dispositivos conectados.



- *Imagen 44: Fusible cilíndrico utilizado para instalaciones FV*

Portafusibles 10\*38 1000V:

El Portafusible 1000V 15A CMS101 cuenta con una fisonomía compacta y de sencilla instalación, así como con unas características técnicas adaptadas para conectar correctamente el fusible y soportar la sobretensión a la que el fusible puede verse expuesto.




- *Imagen 45: Portafusibles para fusibles cilíndricos utilizado para instalaciones FV*

#### *Tramo Caja de conexiones – Inversor*

En el tramo Caja de conexiones – Inversor, aguas abajo del inversor, se instala dentro del inversor ya que, dispone de carril DIN para integrar módulos.

Fusible FV gPV NHX 1000v DC: Los cartuchos fusibles de cuchilla NH gPV para instalaciones fotovoltaicas de DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección, en arrays, subarrays o en la entrada DC de los inversores de las instalaciones fotovoltaicas. Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la Norma IEC 60269-6 y UL248-19), con una corriente mínima de fusión de  $1,35 \cdot I_n$ . Están contruidos con cuerpo de cerámica de alta resistencia a la presión interna y a los choques

térmicos. Los contactos están realizados en cobre o latón plateado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características. Se escoge fusible In 63 A.

NH1 B	In (A)	REFERENCIA	EMBALAJE UN/CAJA	
II 1000V DC Poder de corte 30kA Contactos Pletina	25	373210 B	1/30	
	32	373215 B	1/30	
	40	373225 B	1/30	
	50	373230 B	1/30	
	63	373235 B	1/30	
	80	373240 B	1/30	
	100	373245 B	1/30	
	125	373250 B	1/30	
	160	373255 B	1/30	
	200	373260 B	1/30	

▪ Imagen 46: Fusible gPV nH en catálogo de dfelectric.es

**Portafusibles ST NH 1000V DC:** Bases portafusibles para fusibles de cuchilla (NH). Fabricadas con materiales de alta calidad. Contactos de cobre electrolítico plateados. Materiales plásticos autoextinguibles y de alta resistencia a la temperatura. Todos los materiales utilizados son conformes a la Directiva europea RoHS (restricción de ciertas sustancias peligrosas en el material eléctrico). Montaje mediante fijación a raíl DIN o tornillos. Modelos unipolares. Conexión mediante tornillos. Contactos tipo pinza con doble resorte para un óptimo funcionamiento.

NH1	POLOS	FIJACION	CONEXION	REFERENCIA	EMBALAJE UN/CAJA	
II 1000V DC III 75kA NORMA IEC 60282-1	UNIPOLAR	RAIL DIN/TORNILLO	TORNILLO	354172	1	

▪ Imagen 47: Portafusible gPV nH en catálogo de dfelectric.es

#### 1.16.5.2. Corriente alterna

Los dispositivos de protección están previstos para interrumpir toda corriente de sobrecarga en los conductores del circuito antes de que pueda provocar un calentamiento perjudicial al aislamiento, a las conexiones, a las cargas, a las propias canalizaciones o al medio ambiente del entorno. Para ello la intensidad nominal de los dispositivos de protección es inferior a la intensidad máxima admisible por las conducciones a fin de interrumpir el funcionamiento del circuito antes de que estas se vean dañadas. Se tiene en cuenta la repartición de cargas y el máximo equilibrio de los diferentes conductores.

Las características de funcionamiento de un dispositivo que protege un cable contra sobrecargas deben satisfacer la condición siguiente:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Donde,

- $I_b$ =Corriente de empleo del circuito.
- $I_n$ =Intensidad nominal del interruptor magnetotérmico.
- $I_z$ =Intensidad máxima que soporta el cable.

Para averiguar la corriente de empleo del circuito utilizaremos la siguiente formula:

Para la intensidad en monofásica.  $I_b$

$$I_b = \frac{P}{V} * \cos \varphi$$

Donde,

- $P$ =Potencia nominal que pasa por e

Para la intensidad en trifásica.  $I_b$

$$I_b = P / \sqrt{3} * V * \cos \varphi$$

Para averiguar la intensidad máxima que soporta el cableado ( $I_z$ ) hay que dirigirse a las tablas del reglamento electrotécnico de media y baja tensión, donde tendremos indicado la intensidad máxima admisible del cable.

El automático o magnetotérmico que queremos utilizar tiene que tener un disparo por sobrecarga con un amperaje mayor o igual que la corriente de empleo de suministro ( $I_b$ ) y menor o igual que la intensidad máxima que soporta el cableado ( $I_z$ ).

Curva AC y 300mA para la protección frente a contactos directos e indirectos de la línea de Corriente Alterna situada en el cuarto destinado para conexión y gestión de la energía generada hasta el punto frontera con la compañía suministradora (CGPM).



### *Tramo Inversor – Caja de conexionado inversor*

En el tramo del inversor a la caja de conexionado de los inversores se coloca el Fronius AC combiner para combinar los 4 inversores, se colocan 4 magnetotérmicos de 4P, 3 de 40 A y 1 de 32 A para proteger y poder aislar cada uno de los inversores.

Se elige el Magnetotérmico Schneider IC60N 4P 40 A con las siguientes características:

- Fases: 4 polos
- Intensidad: 40 Amperios
- Poder de corte: 6000 A (UNE-EN 60898) y 10 kA (UNE-EN 60947-2)
- Curva C
- Permite el acoplamiento de auxiliares eléctricos y accesorios
- Tensión de empleo 230/400 V CA



- *Imagen 48: Magnetotérmico Schneider IC60N 4P 40 A.*

Falta imagen del Magnetotérmico Schneider IC60 L. Se especifica producto en el presupuesto.

No se instala ningún Interruptor diferencial debido a que viene integrado en el Fronius AC combiner.

### *Tramo Caja de conexionado inversor – CGPM*

En el tramo del Fronius AC combiner al cuadro de distribución eléctrica, se instalará un interrupto automático en caja moldeada con interruptor diferencial integrado:

Interruptor automático en caja moldeada trifásico 4 polos de 160A de intensidad nominal, con protección diferencial integrada. Poder de corte de 30kA y elevada vida eléctrica y mecánica. Situación del neutro en el lado derecho. Sensibilidad y tiempo de retardo ajustables para la protección diferencial clase AC.



- *Imagen 49: Interruptor automático en caja moldeada HGE160-L4P160*

### 1.16.5.3. Toma de tierra

Se opta por realizar una instalación fotovoltaica centrada a tierra, en este tipo de instalación de tierra existe el campo FV puesto a tierra con respecto al cual se establece la tensión de los dos conductores activos.

Por lo que, se pone una tierra diferente a la de la instalación eléctrica, optando por poner todas las masas de las estructuras FV en una tierra independiente con una pica y del inversor al CGPM otra tierra.

En este punto se especifican los conductores de protección que se necesitan para la instalación FV.

Como dice el punto 3.4. de la ITC-BT 18, se utiliza un conductor de 4 mm<sup>2</sup> para poner a tierra las estructuras FV. Además, se instalará, con una pica de 2 metros, y una arqueta.

Para el tramo de los paneles a los inversores se utiliza la sección S=25 mm<sup>2</sup> para poder conectarlo en el inversor Fronius ECO por cada grupo de conexión.

Para el tramo del inversor al CGPM se utilizará la sección S=70 mm<sup>2</sup> de conductor de protección y 30 m.

La resistencia total del sistema calculada es de 29,41Ω

### 1.16.6. Otros componentes

En este apartado se introducen una lista de materiales a utilizar para que la instalación disponga de las mejores garantías de durabilidad y funcionamiento.

#### *Conexión Cable-Panel*

Los conectores Weidmuller PVStick, son los más recomendados en el caso de no tener una crimpadora para poder conectar los conectores habituales MC4. Son compatibles con todos los modelos de conectores que se ofrecen de serie en los paneles solares y no requiere de ningún tipo de herramienta para poder ensamblarlos en el cable.



- *Imagen 50: Conectores Weidmuller PVStick*

#### *Conexión String – Caja de conexiones*

Caja de conexiones donde lleguen todos los strings (1.20, 2.20,3.20 y 4.20) de cada grupo de conexión.

La caja estanca se deberá colocar lo más próximo a los paneles solares y aquí, reunir todos los cables que proceden de los paneles solares. Desde este punto, tan sólo saldrá un cable positivo y otro negativo. Esta caja estanca es perfecta para encapsular al repartidor de corriente de 40A



- *Imagen 51: Caja de conexiones estanca 150\*120 mm*

Repartidor de corriente:

El repartidor LEGRAND conexión paralelo Módulos 40 A es perfecto para reunir los cables provenientes de los paneles solares y conectarlos al repartidor. A partir de este momento, podremos ir con sólo 2 cables (1 positivo y 1 negativo) hacia el inversor. Produce un ahorro importante en los metros de cableado.



- *Imagen 52: Repartidor Legrand 40 A y visto dentro de la caja de conexiones*

### *Protección cable*

Canaleta cableado:

La canaleta de cableado permite la correcta ubicación y protección de los cables de la instalación realizada, la canaleta también evita enredos del cableado por lo que en el caso de que haga falta realizar un cambio de cable o comprobación la labor resulta más fácil. Además, la instalación del cableado dentro de la canaleta preparada para tal fin vuelve más estética la instalación.

Su uso estará destinado a todo cable que esté sobre cualquier superficie, tanto suelo o pared.



- *Imagen 53: Canaleta Cableado*

### Tubo Corrugado:

Tubo corrugado libre de halógenos gris para canalizaciones empotradas ordinarias en obra (paredes, techos y falsos techos), huecos de la construcción y canales protectoras de obra.

Se utiliza en los casos que el cable quede a la intemperie para evitar el deterioro del cable y que aumente su vida útil. Solamente se usará en los casos que el cable esté fuera de la canaleta en la zona exterior de la instalación.



- *Imagen 54: Tubo corrugado 40 mm libre halógenos 40 mm*

### Cuadro y cajas de protecciones

#### Cuadro eléctrico en el cuarto de mantenimiento:

Se utiliza un cuadro eléctrico para ubicar las protecciones del inversor a la caja de conexiones de los inversores. Se alojan 4 magnetotérmicos de 4 polos, por lo que harán falta 16 módulos mínimo. Este cuadro se alojará en el cuarto de mantenimiento, donde estarán alojados todos los inversores.



- *Imagen 55: Cuadro eléctrico FAMATEL Nuova de 24 módulos en superficie*

Caja estanca para ubicación de fusibles:

Se utilizan cajas estancas de 8 módulos e IP54 para ubicar los fusibles por cada rama, están ubicados antes de las regletas de conexiones legrand.



- *Imagen 56: Caja estanca de automáticos IP54 8 módulos Solera*

Para la conexión de los 4 inversores en paralelo se utiliza el Fronius AC Combiner:

Habiendo sido desarrollado para las series de inversores Fronius Symo y Fronius Eco, el Fronius AC Combiner supone la interface ideal entre el inversor y la red de corriente en instalaciones de generación de energía descentralizadas. Ofreciendo una serie de opciones, como la protección contra la sobretensión interna, cables de conexión CA prefabricados y una entrada de servicio, el Fronius AC Combiner es una solución personalizada para proyectos FV individuales. El cumplimiento con los estándares más comunes de la industria, las pruebas y el uso de materiales de alta calidad garantiza la máxima disponibilidad durante toda la vida útil de la instalación FV.



- *Imagen 57: Fronius AC combiner*

### 1.16.7. Medida

Se sustituye el actual contador de la compañía suministradora por el Smart Meter, requisito para la instalación, colocar un sistema de medición bidireccional.

En el pliego de condiciones se adjunta el catálogo del Smart meter, un sistema que se integra con los inversores Fronius ECO.

Es un contador bidireccional que optimiza el autoconsumo y registra la curva de consumo. Gracias a la medición de alta precisión y la rápida comunicación a través de la interface Modbus RTU, la limitación de potencia remota, cuando hay límites impuestos, es más rápida y precisa que con el controlador S0. Junto con Fronius Solar.web, ofrece una visión detallada del consumo de energía en su hogar. Para la solución de almacenaje Fronius Energy Package basada en el Fronius Symo Hybrid, el Fronius Smart Meter permite realizar una gestión sistematizada de los distintos flujos de energía, optimizando así la energía total

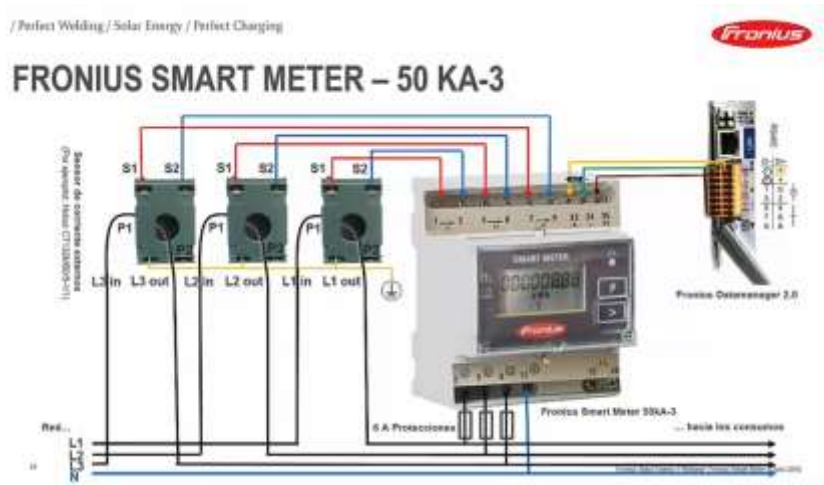


- *Imagen 58: Fronius Smart meter*



- *Imagen 59: Transformador núcleo abierto 200/5 A*

Para la realización de la lectura será necesario instalar sensores de corriente para poder realizar la lectura en el Smart meter.



- *Imagen 60: Esquema instalación sensores corriente según fabricante*





## CAPÍTULO V: Descripción de la instalación eléctrica

### 1.17. Características de la instalación eléctrica

Se detalla una descripción general de la instalación eléctrica a modo que se pueda entender la nueva configuración de la instalación eléctrica, debido a la nueva incorporación de los circuitos de climatización, que irán conectados en paralelo a la antigua instalación del centro educativo. Se especifica toda la instalación eléctrica, desde la acometida hasta el cuadro general de mando y protección.

#### 1.17.1. Potencia total prevista

Según datos calculados en el Anexo 1 la potencia total instalada es:

$$\text{Potencia Total instalada}=168,737 \text{ kW.}$$

La potencia prevista en la instalación dependerá del mes y otros factores.

En el horario establecido no lectivo o toda la energía sobrante, aprovechará para verterla a la red y así poder ser compensado.

#### 1.17.2. Acometida

Queda definida por la ITC-BT-11 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión como:

“Parte de la instalación de la red de distribución, que alimenta la caja o cajas generales de protección o unidad funcional equivalente (en adelante CGP)”.

En este caso particular, como se indica más adelante, la alimentación llega de forma directa a la Caja de protección y medida CPM.

El tipo de acometida que llega a la instalación es subterráneo y se realizará de acuerdo con lo establecido en ITC-BT-07 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

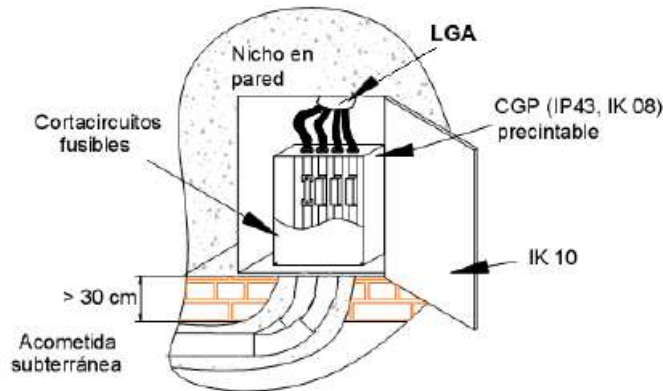
Se tiene en cuenta las separaciones mínimas indicadas en la ITC-BT-07 en los cruces y paralelismos con otras canalizaciones de agua, gas, líneas de telecomunicación y con otros conductores de energía eléctrica.

El gráfico mostrado a continuación es un ejemplo de una caja general de protección CGP con acometida subterránea.

En esta instalación quedaría alterada la acometida, incrementando la sección a 120 mm<sup>2</sup> y la protección a 250 A respecto a la actual.

Por tanto, la actual sección instalada no es suficiente y se ha tenido en cuenta, pero no forma parte de este proyecto, por tanto, debería tenerse en

consideración para modificarla. Se asume que Iberdrola nos autoriza a hacer esta instalación independientemente si el CT es válido o no para este proyecto.



- *Imagen 61: Acometida subterránea de la ITC-BT 11*

### 1.17.3. Descripción de la instalación de enlace

Atendiendo a la instrucción técnica complementaria ITC-BT-12 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, se define instalación de enlace como:

“[...] aquellas que unen la caja general de protección o cajas generales de protección, incluidas estas, con las instalaciones interiores o receptoras del usuario.”

Estas instalaciones se situarán y discurrirán siempre por lugares de uso común y quedarán de propiedad del usuario, que se responsabilizará de su conservación y mantenimiento.

Como en la instalación del centro es para un único usuario ni dispone ni de LGA (Línea general de alimentación) ni de centralización de contadores, ya que solamente dispondrá de uno propio.

En este caso, al tratarse de la instalación de un nuevo circuito, se decide instalar en paralelo a la CGP de la instalación actual y se modifican las protecciones y secciones pertinentes.

Se detalla en el esquema eléctrico.

El esquema de la instalación de enlace resulta de la siguiente forma:

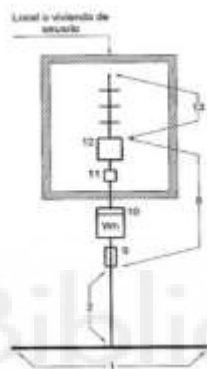


- *Imagen 62: Esquema instalación enlace nueva según el REBT*

### 1.17.3.1. Caja general de protección

Según la ITC-BT-13 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, las cajas generales de protección son definidas como “las cajas que alojan los elementos de protección y medida de las líneas generales de alimentación”.

Para el caso de suministros para un único usuario alimentados desde el mismo lugar, conforme al esquema 2.1 de la Instrucción ITC-BT-12, al no existir línea general de alimentación, podrá simplificarse la instalación colocando en un único elemento, la caja general de protección y el equipo de medida; dicho elemento se denominará caja de protección y medida CPM.



• *Imagen 63: Esquema 2.1. ITC-BT 12 para un usuario*

Con respecto al emplazamiento e instalación, la CPM se situará empotrada en la fachada de la Avenida costa Blanca, lo más cercana posible de la red de distribución y tendrá libre y permanente acceso desde la vía pública. No se admite el montaje superficial.

Su emplazamiento se fijará de común acuerdo entre el propietario y la empresa suministradora de energía, en este caso, Iberdrola.

Se instalará a una altura tal, que los dispositivos de lectura estén situados entre 0,70 y 1,80 m sobre el nivel del suelo, y además, los fusibles de protección estarán situados a una altura mínima del suelo de 0,30 m.

Según la norma Iberdrola N.I. 42-72-00 la CGP instalada es la CGPM2-E4M y contiene:

- Equipos de medida digitales para energía de red y fotovoltaica.
- Las bases portafusibles para el seccionamiento.
- Borne de neutro con puesta a tierra

El grado de protección es IP43-IK09.

### 1.17.3.2. *Derivación individual*

Atendiendo a la instrucción técnica complementaria ITC-BT-15 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, la derivación individual “[...] es la parte de la instalación que, partiendo de la línea general de alimentación, suministra energía eléctrica a una instalación de usuario.

La derivación individual enlazará el equipo de protección y medida, ubicado en la fachada principal del centro empotrada en la valla, con el cuadro general de protección y mando situado en el interior.



• *Imagen 64: Caída de tensión – Derivación individual ITC-BT 15*

Las secciones elegidas serán tales que la caída de tensión no superará, en ningún caso, el 1,5% según la instrucción ITC-BT-15 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

La derivación individual discurrirá por lugares de uso común e independiente de otro servicio.

Esta derivación individual aplica a los nuevos circuitos de climatización. No existe una normativa específica para centros educativos, pero se hará acorde a lo dictado en la normativa del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

Los conductores a utilizar serán de cobre con una tensión asignada no inferior a 0,6/1KV, designación RZ1.

Según los cálculos realizados, habrán dos secciones, una DI para los circuitos anteriores que no se ve modificada y otra para los circuitos de climatización, que será de 120 mm<sup>2</sup>.

Y a la hora de calcular el diámetro exterior de los tubos se tiene en cuenta la siguiente tabla. Viene determinada según tipo de montaje y tipología de cable:

Sección nominal conductor (mm <sup>2</sup> )	Sección eficaz mínima canales protectoras (mm <sup>2</sup> )			Diámetro exterior de los tubos (mm)								
				Montaje superficial			Empotrado			Enterrado		
	ES07Z1-K	RZ1-K	1T(*)	ES07Z1-K	RZ1-K	1T	ES07Z1-K	RZ1-K	1T	ES07Z1-K	RZ1-K	1T
6	236	560	618	32	32	32	32	40	40	40	40	40
10	388	744	789	32	40	40	32	40	40	50	50	50
16	551	975	1.179	40	40	50	40	50	50	50	63	63
25	874	1.283	1.558	50	50	50	50	50	63	63	63	63
35	1.150	1.581	2.005	63	50	63	50	63	63	63	63	75

*Nota: U: Cable unipolar  
T: Cable 3 conductores  
(\*) Para este sistema particular de instalación, por coincidencia en su trazado se pueden colocar varias derivaciones individuales en el interior del mismo canal protector, en cuyo caso se multiplica la sección eficaz por el número de derivaciones individuales.*

• *Imagen 65: ITC-BT 15 Diámetro exterior tubo*

### 1.17.3.3. Cuadro general de mando y protección

Según la ITC-BT-17 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, los dispositivos generales de mando y protección, se situarán lo más cerca posible del punto de entrada de la derivación individual en el local.

En locales industriales en los que proceda, se colocará una caja para el interruptor de control de potencia, inmediatamente antes de los demás dispositivos, en compartimento independiente y precintable. Dicha caja se podrá colocar en el mismo cuadro donde se coloquen los dispositivos generales de mando y protección.

En los locales destinados a actividades industriales o comerciales, deberán situarse lo más próximo posible a una puerta de entrada de éstos.

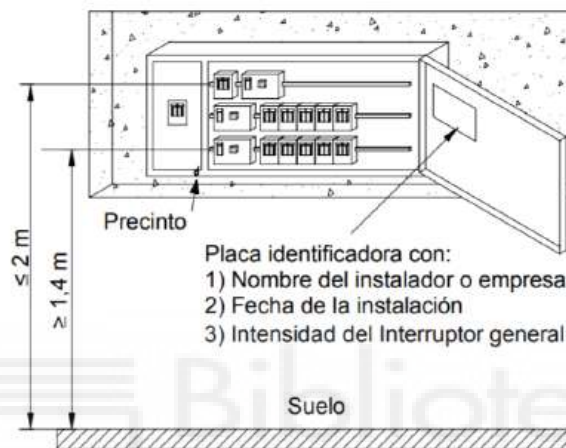


Ilustración 33 - ITC-BT-17 Cuadro general de mando y protección CGMP

- Imagen 66: ITC-BT 17 Cuadro general de mando y protección CGMP

La altura a la cual se situarán los dispositivos generales e individuales de mando y protección de los circuitos, medida desde el nivel del suelo, estará comprendida entre 1,4 y 2 m, para locales.



- Imagen 67: ITC-BT 17 Ejemplo de Cuadro general de mando y protección CGMP

Como se puede observar en la figura anterior, el cuadro general de mando y protección tiene como entrada la derivación individual y, como salida, los circuitos interiores del centro.

Las envolventes de los cuadros se ajustarán a las normas UNE 20.451 y UNE-EN 60.439-3, con un grado de protección mínimo IP 30 según UNE 20.324 e IK07 según UNE-EN 50.102. La envolvente para el interruptor de control de potencia será precintable y sus dimensiones estarán de acuerdo con el tipo de suministro y tarifa a aplicar. Sus características y tipo corresponderán a un modelo oficialmente aprobado.

La composición del cuadro general, así como la relación de los circuitos y los interruptores automáticos de mando, maniobra y protección contra contactos directos e indirectos, vienen reflejados en planos, en su esquema unifilar correspondiente.

En caso de que se instale más de un interruptor diferencial en serie, existirá una selectividad de disparo frente a cortocircuitos. Por lo tanto, se abrirá el interruptor más cercano al punto donde ha tenido lugar, dejando así fuera de servicio la mínima parte de la instalación en la incidencia.

#### 1.17.3.4. Otros cuadros

Este subapartado recoge información acerca de los nuevos circuitos proyectados del sistema de climatización en la instalación, al margen del Cuadro General de mando y protección ya existente que se verá modificado.

Por lo que, la ubicación idónea para el mismo sea en las proximidades de la CGP actual.

Las envolventes de los cuadros se ajustarán a las normas UNE 20.451 y UNE-EN 60.439 -3, con un grado de protección mínimo IP 30 según UNE 20.324 e IK07 según UNE-EN 50.102. Sus características y tipo corresponderán a un modelo oficialmente aprobado.

La nueva CGP modificada estará constituida por los anteriores circuitos y los circuitos del sistema de climatización. Estos nuevos circuitos están dispuestos con las secciones e intensidades siguientes:

EDIFICIO PRINCIPAL				
PRIMERA PLANTA				
Local	Equipo	Intensidad Equipo (A)	Intensidad circuito (A)	Sección (mm2)
Aula 1	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	6,3	18,7	4
Aula 2	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	6,2		
Aula 3	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	6,25		
Aula 4	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	6,23	18,55	4
Aula 5	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	6,15		
Aula 6	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	6,18		
Aula 7	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	7,14	21,25	6
Aula 8	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	7,05		
Aula 9	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	7,1		
SEGUNDA PLANTA				
Aula Informática	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	6,35	18,73	4
Aula 11	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	6,15		
Aula 12	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	6,23		
Aula 13	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	6,2	12,38	2,5
Aula 14	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	6,18		
Aula 15	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	7,03	21,12	6
Aula 16	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	7,04		
Aula 17	Daytona Cassette R32 - (2 - 16)	7,07		
AMPLIACIÓN EDIFICIO PRINCIPAL				
PRIMERA PLANTA				
Aula 1	Daytona Cassette R32 - (2,6 - 14)	5,07	10,15	2,5
Aula 2	Daytona Cassette R32 - (2,6 - 14)	5,08		
SEGUNDA PLANTA				
Aula de Música	Daytona Cassette R32 - (2,6 - 14)	5,2	5,2	1,5
Aula 1	Daytona Cassette R32 - (2,6 - 14)	5,07	10,15	2,5
Aula 2	Daytona Cassette R32 - (2,6 - 14)	5,08		
Total			136,23	70

• *Tabla 23: Intensidades y secciones circuitos climatización*

En el esquema del circuito eléctrico de climatización también se puede apreciar la longitud de cable del circuito y el diámetro de tubo según la ITC-BT 21 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

#### 1.17.4. Puesta a tierra

##### 1.17.4.1. Protección contra contactos indirectos

La protección contra contactos indirectos se conseguirá mediante "corte automático de la alimentación". Esta medida consiste en impedir, después de la aparición de un fallo, que una tensión de contacto de valor suficiente se mantenga durante un tiempo tal que pueda dar como resultado un riesgo. La tensión límite convencional es igual a 50 V, valor eficaz en corriente alterna, en condiciones normales y a 24 V en locales húmedos.

Todas las masas de los equipos eléctricos protegidos por un mismo dispositivo de protección, deben ser interconectadas y unidas por un conductor de protección a una misma toma de tierra. El punto neutro de cada generador o transformador debe ponerse a tierra.

Se cumplirá la siguiente condición:

$$Ra * Ia \leq U$$

Donde,

RA: suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masas.

la: corriente que asegura el funcionamiento automático del dispositivo de protección. Cuando el dispositivo de protección es un dispositivo de corriente diferencial-residual es la corriente diferencial-residual asignada.

U = tensión de contacto límite convencional (50 ó 24 V).

#### 1.9.1.1. Toma de tierra

Las tomas de tierra estarán constituidas por:

- Electrodo o pica vertical
- Conductores enterrados horizontalmente
- Bornes de puesta a tierra

Debe preverse sobre los conductores de tierra y en lugar accesible, un dispositivo que permita medir la resistencia de la toma de tierra correspondiente. Este dispositivo puede estar combinado con el borne principal de tierra, debe ser desmontable necesariamente por medio de un útil, tiene que ser mecánicamente seguro y debe asegurar la continuidad eléctrica.

Se situarán puntos de puesta a tierra en lugar próximo al cuadro general de protección y mando.

#### 1.9.1.2. Líneas principales de tierra

Las líneas principales de tierra estarán formadas por conductores que partirán del punto de puesta a tierra y a los cuales estarán conectadas las derivaciones necesarias para la puesta a tierra de las masas a través de los conductores de protección.

Los conductores serán de cobre de igual sección que la fijada para los conductores de protección, y no podrán ser, en ningún caso, de menos de 16 mm<sup>2</sup> de sección.

El recorrido de los conductores de la línea principal de tierra serán lo más corto posible y sin cambios bruscos de dirección, estarán protegidos contra la corrosión y desgaste mecánico.

#### 1.9.1.3. Conductores de protección

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos con el fin de asegurar la protección contra los contactos indirectos.

Siguiendo las directrices expuestas en la ITC-BT-19 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, los conductores de protección unirán las masas a la línea principal de tierra. La sección mínima de los conductores corresponderá a



Secciones de los conductores de fase o polares de la instalación (mm <sup>2</sup> )	Secciones mínimas de los conductores de protección (mm <sup>2</sup> )
$S < 16$	$S(*)$
$16 < S \leq 35$	16
S	S/2
* Tendrán un mínimo de: 2,5 mm <sup>2</sup> si tienen protección mecánica 4 mm <sup>2</sup> si no tienen una protección mecánica	

- *Imagen 68: Sección mínima del conductor de protección según la ITC-BT 19*

#### 1.9.1.4. Equipotencialidad

Este sistema de protección consiste en unir todas las masas de la instalación entre sí y los elementos conductores simultáneamente accesibles para evitar que puedan aparecer diferencias de potencial peligrosas que puedan causar daños.

El conductor principal de equipotencialidad debe tener una sección no inferior a la mitad de la del conductor de protección de sección mayor de la instalación, con un mínimo de 2,5 mm<sup>2</sup> de cobre.



## CAPÍTULO VI: Aspectos económicos

### 1.10. Rentabilidad Inversión

En este último apartado se pretende calcular la viabilidad del proyecto y cuál es el beneficio reportado y el tiempo de amortización de la instalación solar fotovoltaica y la instalación del sistema de climatización, objeto de este proyecto. Además, siguiendo con la idea del proyecto, se pretende demostrar que, siguiendo y adoptando un consumo responsable de la energía, la rentabilidad del proyecto aumenta.

Para la rentabilidad de la inversión se consideran varios factores importantes, como previsión de curvas de consumo mes a mes, curvas de producción mes a mes, facturas esperadas con y sin instalación FV y por último, la compensación de los excedentes vertidos a la red.

Además, no se considera una subida anual de la electricidad debido a diversos factores, por un lado, existe una tendencia al alza por la alta demanda de vehículos eléctricos en los próximos años, o si se sigue dependiendo del petróleo, y una tendencia a la baja debido a la mejora de la tecnología renovable, crisis del petróleo o mejora de la explotación de este, y esto abaratará los precios, por lo tanto, existe una posibilidad de equilibrar los precios y no se aplica ningún porcentaje anual de subida en el término del precio de la electricidad.

Para la subida del IPC, se considera una del 2 % anual.

#### 1.10.1. Curvas de consumo

En este apartado se intenta generar una curva tipo de cada mes, consideran un día lectivo y en el caso del día más desfavorable del mes. Además, se inserta una tabla con los datos esperados en un día festivo o no lectivo.

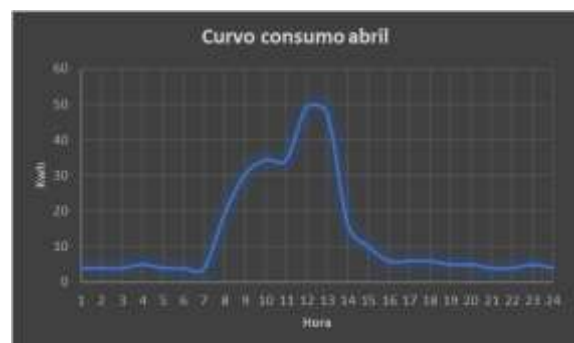
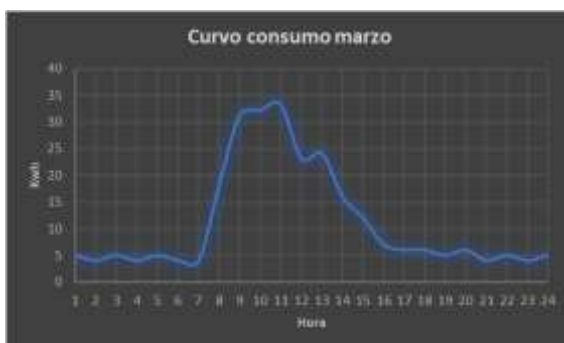
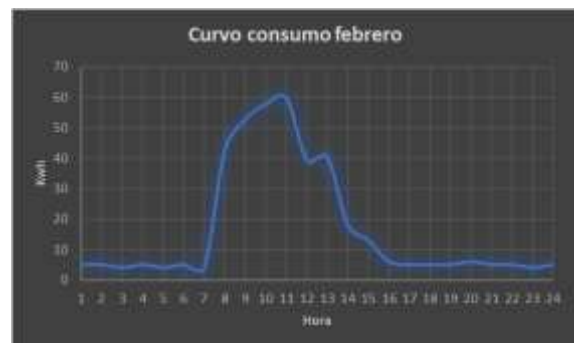
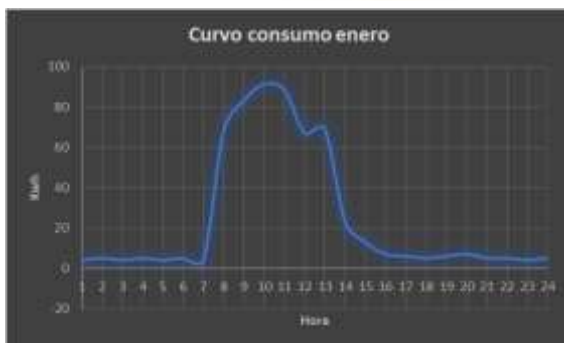
En el apartado de balance de compensaciones se detalla los días que se prevé una inyección, demanda o si es suficiente la energía que produce la instalación para satisfacer las necesidades de consumo del centro.

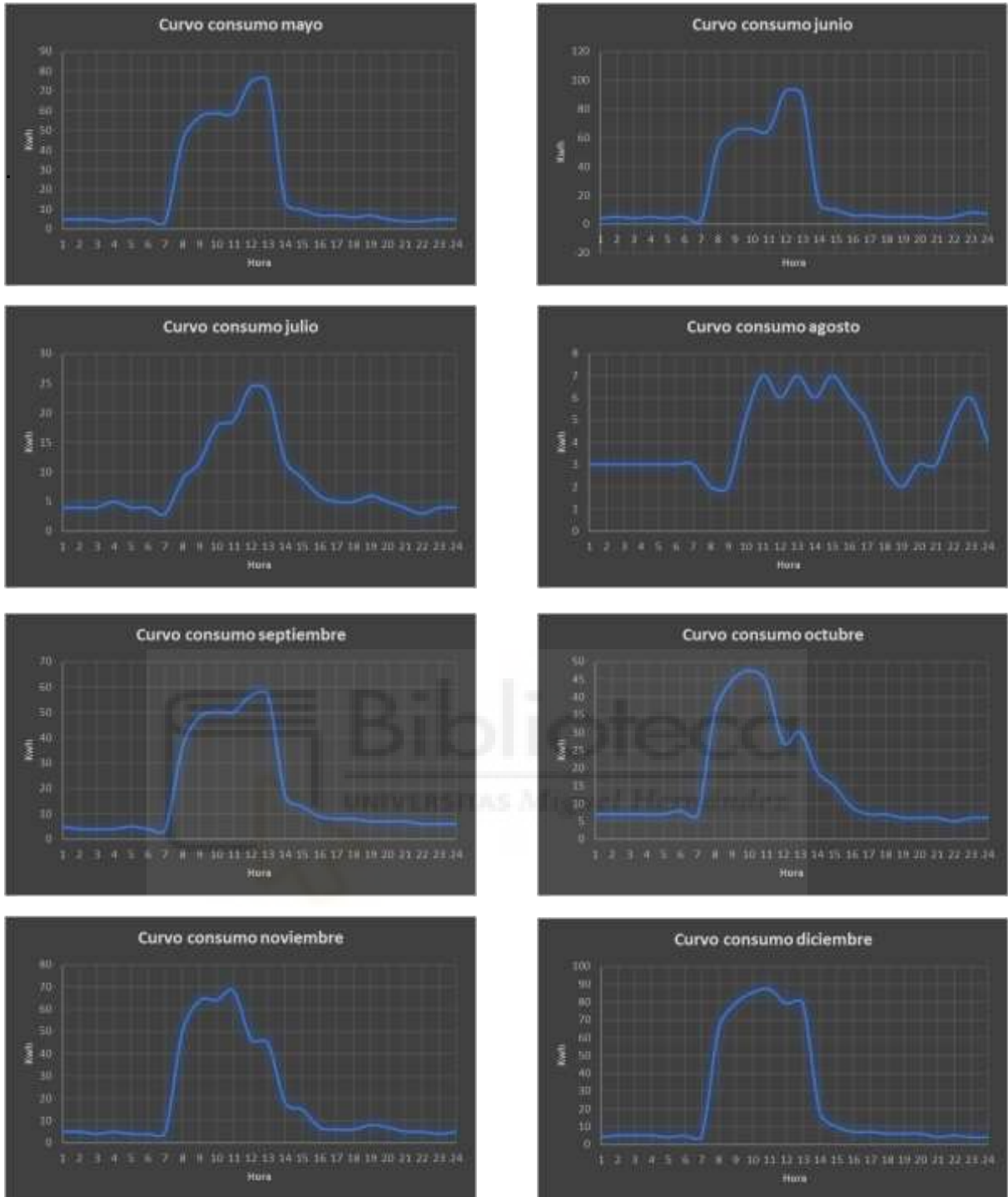
Se prevé que no todos los meses se va a utilizar el 100% del sistema de aerotermia, por lo que se pronostica de manera orientativa que porcentaje de utilización tiene el sistema mes a mes y en los días lectivos.

- Enero: Se prevé una utilización del 70% de la calefacción de 8:00 a 12:00 h y una utilización del 50% de 12:00 a 14:00 h.
- Febrero: Se prevé una utilización del 40% de la calefacción de 8:00 a 12:00 h y una utilización del 20% de 12:00 a 14:00 h.
- Marzo: Se prevé una utilización del 10% de la calefacción de 8:00 a 12:00 h y una utilización del 5% de 12:00 a 14:00 h.

- Abril: Se prevé una utilización del 10% de la climatización de 8:00 a 12:00 h y una utilización del 30% de 12:00 a 14:00 h.
- Mayo: Se prevé una utilización del 40% de la climatización de 8:00 a 12:00 h y una utilización del 60% de 12:00 a 14:00 h.
- Junio: Se prevé una utilización del 50% de la climatización de 8:00 a 12:00 h y una utilización del 80% de 12:00 a 14:00 h.
- Julio: Se prevé una utilización del 5% de la climatización de 8:00 a 12:00 h y una utilización del 10% de 12:00 a 14:00 h.
- Agosto: Se prevé una utilización del 0% de la climatización en todo el día.
- Septiembre: Se prevé una utilización del 30% de la climatización de 8:00 a 12:00 h y una utilización del 40% de 12:00 a 14:00 h.
- Octubre: Se prevé una utilización del 30% de la calefacción de 8:00 a 12:00 h y una utilización del 10% de 12:00 a 14:00 h.
- Noviembre: Se prevé una utilización del 50% de la calefacción de 8:00 a 12:00 h y una utilización del 30% de 12:00 a 14:00 h.
- Diciembre: Se prevé una utilización del 70% de la calefacción de 8:00 a 12:00 h y una utilización del 60% de 12:00 a 14:00 h.

Con estas estimaciones se procede a realizar las curvas de consumo tipo:





- *Imagen 69: Curvas de demanda o consumo de un día lectivo de cada mes*

Se adjunta tabla valores de consumo para días lectivos y no lectivos o festivos:

Consumo día lectivo (kwh)												
Mes												
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	4,00	5,00	5,00	4,00	5,00	4,00	4,00	3,00	5,00	7,00	5,00	4,00
2	5,00	5,00	4,00	4,00	5,00	5,00	4,00	3,00	4,00	7,00	5,00	5,00
3	4,00	4,00	5,00	4,00	5,00	4,00	4,00	3,00	4,00	7,00	4,00	5,00
4	5,00	5,00	4,00	5,00	4,00	5,00	5,00	3,00	4,00	7,00	5,00	5,00
5	4,00	4,00	5,00	4,00	5,00	4,00	4,00	3,00	5,00	7,00	4,00	4,00
6	5,00	5,00	4,00	4,00	5,00	5,00	4,00	3,00	4,00	8,00	4,00	5,00
7	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	3,00	3,00	3,00	4,00	7,00	5,00	5,00
8	68,36	42,78	18,19	19,44	44,75	53,19	8,72	2,00	36,31	35,58	49,97	65,36
9	83,36	52,78	31,19	30,44	56,75	65,19	11,72	2,00	48,31	44,58	63,97	79,36
10	91,36	57,78	32,19	34,44	58,75	66,19	17,72	5,00	50,31	47,58	63,97	85,36
11	88,36	59,78	33,19	34,44	58,75	65,19	18,72	7,00	50,31	44,58	67,97	87,36
12	66,97	39,39	23,10	49,31	74,63	92,50	24,34	6,00	56,75	27,19	46,58	79,16
13	68,97	40,39	24,10	47,31	74,63	89,50	23,34	7,00	56,75	30,19	44,58	79,16
14	23,00	18,00	16,00	16,00	14,00	15,00	12,00	6,00	17,00	19,00	18,00	18,00
15	13,00	13,00	12,00	10,00	10,00	10,00	9,00	7,00	13,00	15,00	15,00	10,00
16	7,00	6,00	7,00	6,00	7,00	6,00	6,00	6,00	9,00	9,00	7,00	7,00
17	6,00	5,00	6,00	6,00	7,00	6,00	5,00	5,00	8,00	7,00	6,00	7,00
18	5,00	5,00	6,00	6,00	6,00	5,00	5,00	3,00	8,00	7,00	6,00	6,00
19	6,00	5,00	5,00	5,00	7,00	5,00	6,00	2,00	7,00	6,00	8,00	6,00
20	7,00	6,00	6,00	5,00	5,00	5,00	5,00	3,00	7,00	6,00	7,00	6,00
21	5,00	5,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	3,00	7,00	6,00	5,00	4,00
22	5,00	5,00	5,00	4,00	4,00	5,00	3,00	5,00	6,00	5,00	5,00	5,00
23	4,00	4,00	4,00	5,00	5,00	8,00	4,00	6,00	6,00	6,00	4,00	4,00
0	5,00	5,00	5,00	4,00	5,00	7,00	4,00	4,00	6,00	6,00	5,00	4,00

• *Tabla 24: Datos curvas de consumo tipo día lectivo (kWh)*

Consumo día festivo o no lectivo (kwh)												
Mes												
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	4,00	4,00	3,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	3,00
2	3,00	4,00	4,00	3,00	3,00	4,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	4,00
3	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	5,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	3,00
4	4,00	3,00	3,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
5	4,00	4,00	4,00	3,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
6	3,00	4,00	3,00	4,00	3,00	5,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
7	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
8	3,00	3,00	2,00	3,00	3,00	4,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
9	3,00	3,00	2,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
10	2,00	2,00	3,00	2,00	2,00	3,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
11	3,00	3,00	2,00	2,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
12	2,00	2,00	2,00	3,00	2,00	3,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
13	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	3,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	3,00
14	3,00	3,00	2,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	2,00
15	2,00	2,00	3,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	3,00
16	2,00	3,00	2,00	2,00	2,00	3,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
17	3,00	2,00	2,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	2,00
18	2,00	3,00	3,00	2,00	2,00	3,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	3,00
19	3,00	2,00	2,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
20	4,00	4,00	2,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	3,00
21	3,00	3,00	4,00	3,00	3,00	5,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	4,00
22	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	3,00
23	3,00	4,00	3,00	3,00	3,00	4,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	4,00
0	4,00	3,00	4,00	4,00	4,00	5,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	3,00

• *Tabla 25: Datos curvas de consumo tipo día cualquiera no lectivo (kWh)*

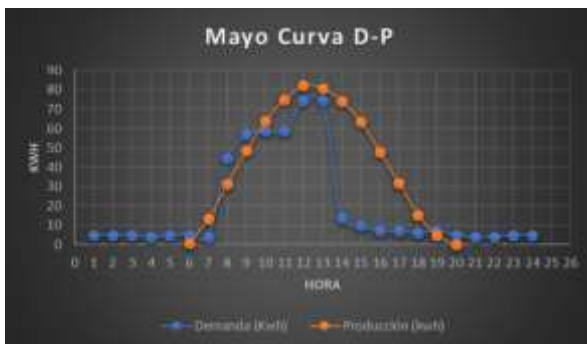
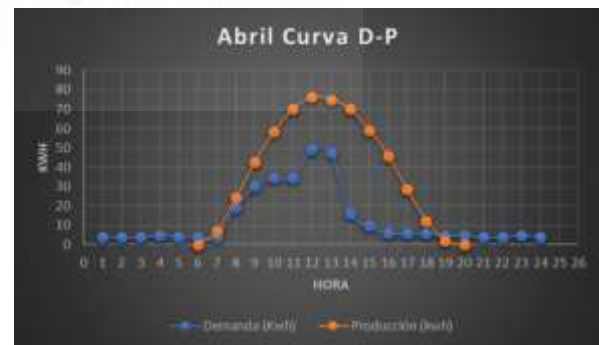
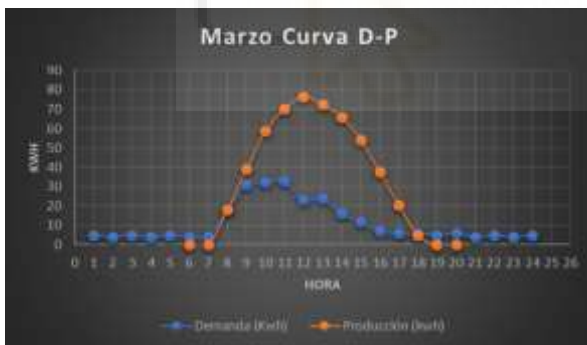
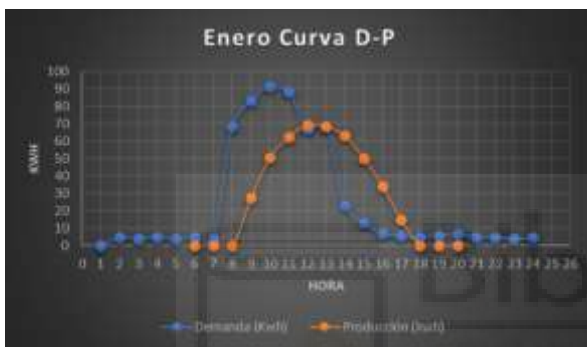
### 1.10.2. Curvas de demanda – producción

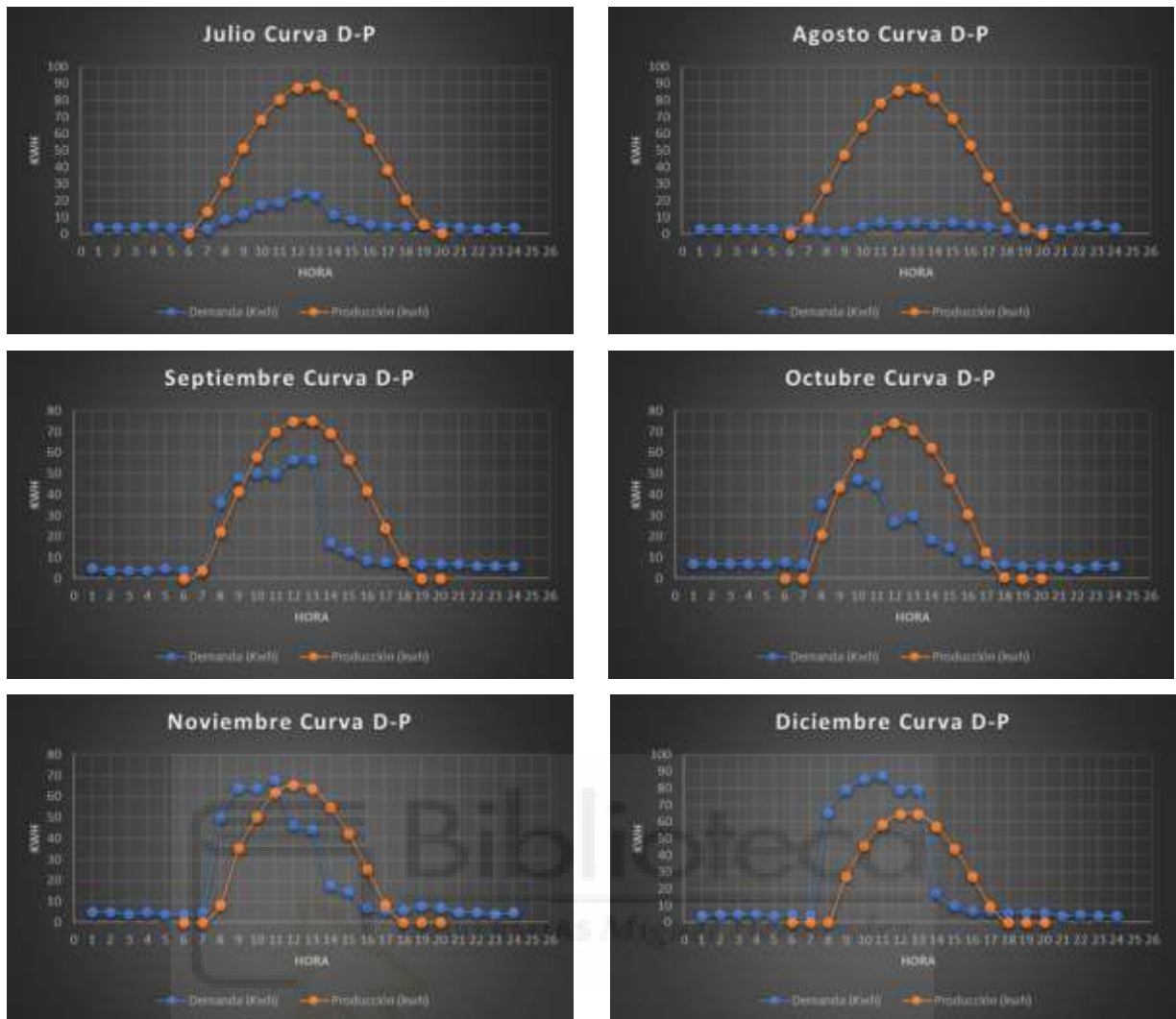
La producción de un día tipo de cada mes según datos del PVGIS para la instalación realizada es la siguiente:

Producción por hora (kwh)												
Mes												
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	2,03	0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,09	7,02	13,49	15,52	13,58	9,24	3,79	0,00	0,00	0,00
8	0,00	3,79	18,20	24,48	31,41	33,44	31,41	27,71	22,35	21,15	8,50	0,00
9	27,43	32,42	39,26	42,77	48,49	52,19	51,27	47,66	41,38	43,51	35,10	27,71
10	50,43	51,27	59,03	58,38	64,11	67,71	68,45	64,66	58,10	59,49	50,07	45,72
11	62,44	63,27	70,20	70,02	75,01	80,92	80,55	78,33	69,92	70,29	61,98	58,56
12	69,28	69,56	76,58	76,39	82,21	86,92	87,75	85,63	75,01	74,08	65,58	64,48
13	68,35	69,74	72,51	74,91	80,64	87,48	88,77	87,48	75,10	70,85	63,64	64,57
14	63,09	63,00	65,95	70,11	74,27	81,01	83,04	81,56	69,46	62,26	55,05	57,27
15	50,34	52,10	54,13	59,21	63,55	69,83	72,97	69,37	56,90	47,94	42,31	43,88
16	34,18	36,12	37,69	45,91	47,94	54,04	56,90	53,39	42,03	30,67	25,68	27,71
17	15,06	19,40	20,41	28,54	31,87	36,76	38,52	34,36	24,29	12,56	8,59	9,51
18	0,00	2,96	4,99	12,47	15,52	19,58	20,51	16,26	8,04	0,83	0,00	0,00
19	0,00	0,00	0,09	2,12	4,71	6,10	5,63	4,06	0,18	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,55	0,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

• *Tabla 26: Producción de energía media por horas sacada del PVGIS*

Las curvas de demanda - consumo para un día tipo lectivo son las siguientes:





- *Imagen 70: Curvas Demanda – Producción de la instalación*

### 1.10.3. Facturas

Se detalla la factura anual que tendría el centro considerando las curvas de demanda consumo obtenidas.

El centro exclusivamente pagará la zona de la curva donde la producción no pueda satisfacer la demanda.

Se han clasificado en dos tipos de días, festivos o no lectivos (donde no hay apenas consumo) y lectivo (donde se utiliza un porcentaje el sistema de climatización). Esto es debido a que, además de que el consumo es muy diferente existen también las tarifas indexadas por tramos (valle, llano y punta) y el fin de semana o festivo varía respecto al día lectivo. En algunos meses se ha considerado como días festivos a la hora tarifar días no lectivos en los que los profesores acuden al centro y los alumnos no, por lo tanto, el gasto será similar al de un día festivo. La variación es pequeña, por lo que se aplica de esta manera.

Se separan en términos de energía y términos de potencia.

## Término de energía

Se adjuntan tablas de energía proveniente de la red y excedentes:

Energía proveniente de la red y excedentes (kwh)												
Mes												
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	4,00	5,00	5,00	4,00	5,00	4,00	4,00	3,00	5,00	7,00	5,00	4,00
2	5,00	5,00	4,00	4,00	5,00	5,00	4,00	3,00	4,00	7,00	5,00	5,00
3	4,00	4,00	5,00	4,00	5,00	4,00	4,00	3,00	4,00	7,00	4,00	5,00
4	5,00	5,00	4,00	5,00	4,00	5,00	5,00	3,00	4,00	7,00	5,00	5,00
5	4,00	4,00	5,00	4,00	5,00	4,00	4,00	3,00	5,00	7,00	4,00	4,00
6	5,00	5,00	4,00	4,00	4,17	2,97	3,26	3,00	4,00	8,00	4,00	5,00
7	4,00	4,00	3,91	-3,02	-9,49	-12,52	-10,58	-6,24	0,21	7,00	5,00	5,00
8	68,36	38,99	0,00	-5,04	13,34	19,75	-22,69	-25,71	13,96	14,43	41,47	65,36
9	55,92	20,35	-8,06	-12,33	8,26	13,00	-39,55	-45,66	6,93	1,08	28,87	51,65
10	40,92	6,51	-26,83	-23,94	-5,35	-1,52	-50,73	-59,66	-7,79	-11,91	13,90	39,63
11	25,92	-3,50	-37,01	-35,58	-16,25	-15,73	-61,83	-71,33	-19,61	-25,71	5,99	28,79
12	-2,31	-30,17	-53,48	-27,08	-7,58	5,58	-63,41	-79,63	-18,25	-46,89	-19,00	14,69
13	0,62	-29,35	-48,41	-27,60	-6,01	2,03	-65,42	-80,48	-18,35	-40,65	-19,06	14,60
14	-40,09	-45,00	-49,95	-54,11	-60,27	-66,01	-71,04	-75,56	-52,46	-43,26	-37,05	-39,27
15	-37,34	-39,10	-42,13	-49,21	-53,55	-59,83	-63,97	-62,37	-43,90	-32,94	-27,31	-33,88
16	-27,18	-30,12	-30,69	-39,91	-40,94	-48,04	-50,90	-47,39	-33,03	-21,67	-18,68	-20,71
17	-9,06	-14,40	-14,41	-22,54	-24,87	-30,76	-33,52	-29,36	-16,29	-5,56	-2,59	-2,51
18	5,00	2,04	1,01	-6,47	-9,52	-14,58	-15,51	-13,26	-0,04	6,17	6,00	6,00
19	6,00	5,00	4,91	2,88	2,29	-1,10	0,37	-2,06	6,82	6,00	8,00	6,00
20	7,00	6,00	6,00	5,00	5,00	4,45	4,54	3,00	7,00	6,00	7,00	6,00
21	5,00	5,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	3,00	7,00	6,00	5,00	4,00
22	5,00	5,00	5,00	4,00	4,00	5,00	3,00	5,00	6,00	5,00	5,00	5,00
23	4,00	4,00	4,00	5,00	5,00	8,00	4,00	6,00	6,00	6,00	4,00	4,00
0	5,00	5,00	5,00	4,00	5,00	7,00	4,00	4,00	6,00	6,00	5,00	4,00

- *Tabla 27: Energía proveniente de la red (naranja) y energía producida como excedente (verde) (kWh) día lectivo tipo.*

Energía proveniente de la red y excedentes no lectivo (kwh)												
Mes												
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	4,00	4,00	3,00	4,00	3,17	1,97	3,26	4,00	4,00	4,00	4,00	3,00
2	3,00	4,00	3,91	-4,02	-10,49	-11,52	-10,58	-6,24	-0,79	3,00	3,00	4,00
3	4,00	0,21	-14,20	-20,48	-27,41	-28,44	-27,41	-23,71	-18,35	-17,15	-4,50	3,00
4	-23,43	-29,42	-36,26	-38,77	-44,49	-48,19	-47,27	-43,66	-37,38	-39,51	-31,10	-23,71
5	-46,43	-47,27	-55,03	-55,38	-60,11	-63,71	-64,45	-60,66	-54,10	-55,49	-46,07	-41,72
6	-59,44	-59,27	-67,20	-66,02	-72,01	-75,92	-77,55	-75,33	-66,92	-67,29	-58,98	-55,56
7	-65,28	-65,56	-72,58	-72,39	-78,21	-82,92	-83,75	-81,63	-71,01	-70,08	-61,58	-60,48
8	-65,35	-66,74	-70,51	-71,91	-77,64	-83,48	-85,77	-84,48	-72,10	-67,85	-60,64	-61,57
9	-60,09	-60,00	-63,95	-67,11	-71,27	-78,01	-80,04	-78,56	-66,46	-59,26	-52,05	-54,27
10	-48,34	-50,10	-51,13	-57,21	-61,55	-66,83	-70,97	-67,37	-54,90	-45,94	-40,31	-41,88
11	-31,18	-33,12	-35,69	-43,91	-44,94	-51,04	-53,90	-50,39	-39,03	-27,67	-22,68	-24,71
12	-13,06	-17,40	-18,41	-25,54	-29,87	-33,76	-36,52	-32,36	-22,29	-10,56	-6,59	-7,51
13	2,00	-0,96	-2,99	-10,47	-13,52	-16,58	-18,51	-14,26	-6,04	1,17	2,00	3,00
14	3,00	3,00	1,91	0,88	-1,71	-3,10	-2,63	-1,06	2,82	3,00	3,00	2,00
15	2,00	2,00	3,00	2,00	2,00	1,45	1,54	2,00	2,00	2,00	2,00	3,00
16	2,00	3,00	2,00	2,00	2,00	3,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
17	3,00	2,00	2,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	2,00
18	2,00	3,00	3,00	2,00	2,00	3,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	3,00
19	3,00	2,00	2,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
20	4,00	4,00	2,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	3,00
21	3,00	3,00	4,00	3,00	3,00	5,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	4,00
22	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	3,00
23	3,00	4,00	3,00	3,00	3,00	4,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	4,00
0	4,00	3,00	4,00	4,00	4,00	5,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	3,00

- *Tabla 28: Energía proveniente de la red (naranja) y energía producida como excedente (verde) (kWh) día no lectivo tipo.*

Con los datos de energía proveniente de la red de las tablas anteriores y con ayuda de los precios de los tramos de la tarifa indexada 3.1 A de alta tensión se estima el valor de las facturas anuales.

Además, con la ayuda de los días considerados lectivos o no lectivos se procede a obtener la cuantía total de las facturas en términos de energía, potencia contratada e impuestos.

Días Lectivos y festivos												
Mes												
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
días lec	16,00	19,00	20,00	15,00	19,00	15,00	0,00	0,00	21,00	21,00	20,00	14,00
días no lec	15,00	9,00	11,00	15,00	12,00	15,00	31,00	31,00	9,00	10,00	10,00	17,00

- *Tabla 29: Días considerados como festivos o no festivos mes a mes*



Precios estipulados sacados de la compañía eléctrica:

- P.E: Valle 0,07874 €/kWh (azul); Llano 0,09979 €/kWh (verde claro); Punta 0,10496 €/kWh (verde oscuro).

Precio energía (€/kwh)												
Mes												
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	9,76	11,02	12,20	9,45	12,20	9,45	9,76	7,32	11,81	17,09	11,81	9,76
2	12,20	11,02	9,76	9,45	12,20	11,81	9,76	7,32	9,45	17,09	11,81	12,20
3	9,76	8,82	12,20	9,45	12,20	9,45	9,76	7,32	9,45	17,09	9,45	12,20
4	12,20	11,02	9,76	11,81	9,76	11,81	12,20	7,32	9,45	17,09	11,81	12,20
5	9,76	8,82	12,20	9,45	12,20	9,45	9,76	7,32	11,81	17,09	9,45	9,76
6	12,20	11,02	9,76	9,45	10,18	7,01	7,96	7,32	9,45	19,53	9,45	12,20
7	9,76	8,82	9,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	17,09	11,81	12,20
8	211,46	108,94	-0,01	0,00	41,28	59,13	0,00	0,00	41,79	44,64	124,15	202,18
9	173,00	56,87	0,00	0,00	25,54	38,92	0,00	0,00	20,75	3,33	86,42	159,77
10	126,60	18,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	41,63	122,61
11	80,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,93	89,08
12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	45,44
13	1,90	0,00	0,00	0,00	0,00	6,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	45,15
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	16,27	6,01	3,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	20,07	18,89	19,52
19	19,52	14,69	15,97	8,61	7,08	0,00	1,13	0,00	20,40	19,52	25,19	19,52
20	22,78	17,63	19,52	14,97	15,47	13,31	14,04	9,28	20,96	19,52	22,04	19,52
21	16,27	14,69	13,02	11,97	12,37	11,97	12,37	9,28	20,96	19,52	15,74	13,02
22	16,27	14,69	16,27	11,97	12,37	14,97	9,28	15,47	17,96	16,27	15,74	16,27
23	12,37	11,18	12,37	14,97	15,47	23,95	12,37	18,56	17,96	18,56	11,97	12,37
0	12,20	11,02	12,20	9,45	12,20	16,54	9,76	9,76	14,17	14,65	11,81	9,76
Suma mes	784,48	344,47	168,08	131,00	210,55	261,71	118,18	106,29	236,87	298,12	467,12	854,77

• *Tabla 30: Termino energía facturado por tramos horarios día lectivo tipo*

Precio energía día festivo o no lectivo (kwh)												
Mes												
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	4,72	2,83	2,60	4,72	2,99	2,32	2,05	2,52	2,83	3,15	3,15	4,02
2	3,54	2,83	3,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,36	2,36	5,35
3	4,72	0,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,02
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13	2,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,92	1,57	4,02
14	3,54	2,13	1,65	1,03	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	2,36	2,36	2,68
15	2,36	1,42	2,60	2,36	1,89	1,71	0,97	1,26	1,42	1,57	1,57	4,02
16	2,36	2,13	1,73	2,36	1,89	3,54	1,26	1,26	1,42	1,57	1,57	2,68
17	3,54	1,42	1,73	3,54	2,83	3,54	1,89	1,89	2,13	2,36	2,36	2,68
18	2,99	2,69	3,29	2,99	2,39	4,49	1,60	1,60	1,80	2,00	2,00	5,09
19	4,49	1,80	2,20	4,49	3,59	4,49	2,39	2,39	2,69	2,99	2,99	5,09
20	5,99	3,59	2,20	5,99	4,79	5,99	3,19	3,19	3,59	3,99	3,99	5,09
21	4,49	2,69	4,39	4,49	3,59	7,48	2,39	2,39	2,69	2,99	2,99	6,79
22	5,99	3,59	4,39	5,99	4,79	5,99	3,19	3,19	3,59	3,99	3,99	5,09
23	4,49	3,59	3,29	4,49	3,59	5,99	2,39	2,39	2,69	2,99	2,99	6,79
0	4,72	2,13	3,46	4,72	3,78	5,91	2,52	2,52	2,83	3,15	3,15	4,02
Suma mes	60,33	32,99	36,92	47,19	36,14	51,45	23,86	24,62	29,69	36,42	37,07	67,39

• *Tabla 31: Termino energía facturado por tramos horarios día no lectivo tipo*

La suma total de la factura anual del término de energía en días lectivos sería de: 2304,24 €

La suma total de la factura anual del término de energía en días no lectivos sería de: 484,07 €

La suma total de la factura anual del término de energía sería de: 2788,31 €

## Término de potencia

Para el término de potencia se eligen los nuevos tramos de potencia que se deberían cambiar:

Contratación Potencia según tramo (kW)											
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Punta (25,5)	Punta (25,5)	Punta (25,5)	Punta (55)	Punta (75)	Punta (100)	Punta (25,5)	Punta (25,5)	Punta (60)	Punta (25,5)	Punta (25,5)	Punta (25,5)
Llano (100)	Llano (60)	Llano (35)	Llano (55)	Llano (75)	Llano (100)	Llano (31)	Llano (31)	Llano (60)	Llano (55)	Llano (75)	Llano (100)
Valle (42,5)	Valle (42,5)	Valle (42,5)	Valle (42,5)	Valle (42,5)	Valle (42,5)	Valle (42,5)	Valle (42,5)	Valle (42,5)	Valle (42,5)	Valle (42,5)	Valle (42,5)

- *Tabla 32: Nuevos términos de potencia a contratar después de la instalación*

Seguidamente, se obtiene el precio del término de potencia:

Precio Término Potencia según tramo (€)												
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Punta	128,14	115,74	128,14	267,47	376,88	486,30	128,14	128,14	291,78	128,14	124,01	128,14
Llano	310,00	168,00	108,50	165,00	232,50	300,00	96,10	96,10	180,00	170,50	225,00	310,00
Valle	30,17	27,25	30,17	29,20	30,17	29,20	30,17	30,17	28,85	30,17	29,20	30,17
Total	468,31	310,99	266,81	461,66	639,55	815,50	254,41	254,41	500,63	328,81	378,20	468,31

- *Tabla 33: Término de potencia facturado mensual*

El proyecto no entra en detalle si la potencia demandada está entre el 85% y el 105% de la potencia contratada ya que de esto depende de que se pague penalización si supera el 105%, y se reduzca el término de potencia en un 15%. Son previsiones muy complejas de estimar, por lo que, no se estipulan estas condiciones.

Los precios estipulados se han sacado de la compañía eléctrica:

- P.P: Valle 0,0229 €/kWh; Llano 0,1 €/kWh; Punta 0,1621 €/kWh

La suma total de la factura anual del término de potencia sería de: 5147,61 €

### 1.10.3.1. Factura sin compensación

Además, del total, se le debe añadir el 5,11% de impuestos de electricidad e IVA.

Total factura anual: 5147,61 + 2788,31 + 5,11% Imp. + 21% IVA = 10093,15 €

### 1.10.3.2. Factura con compensación

En el punto siguiente se detalle lo percibido por compensación, pero en este apartado con los datos ya obtenidos, se detalla factura mensual y anual neta.

	Factura con compensación FV (€)											
	Mes											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
T.Potencia	468,31	310,99	266,81	461,66	639,55	815,50	254,41	254,41	500,63	328,81	378,20	468,31
T.energía	465,23	266,75	145,36	112,69	165,19	182,31	111,54	103,48	195,50	238,37	348,49	453,42
Descuento compensaci	-179,76	-268,28	-482,02	-460,24	-362,45	-375,13	-851,17	-928,01	-314,59	-354,31	-185,54	-149,38
Impuesto generación	12,58	18,78	33,74	32,22	25,37	26,26	59,58	64,96	22,02	24,80	12,99	10,46
Impuesto electricidad	39,16	16,77	13,63	23,59	32,68	41,67	13,00	13,00	25,58	16,80	28,32	40,00
IVA 21%	169,16	72,45	58,89	101,90	141,17	180,01	56,16	56,16	110,51	72,58	122,32	172,79
Total factura	676,63	400,22	339,34	587,16	813,40	1037,18	323,57	323,57	636,72	418,19	528,84	681,10

- *Tabla 34: Factura mes a mes con la compensación de energía aplicada*

En algunos meses el balance de euros pagados por el término de energía es 0, debido a la normativa vigente, no se puede obtener beneficios por excedentes, solamente una compensación que se descuenta en el término de energía y nunca puede dar valor negativo.

La suma total de la factura anual sería de: 6751, 91 €.

#### 1.10.3.3. Factura sin instalación FV

Se plantea la hipótesis de que pasaría, si se instala el sistema de climatización y no se dispone de la instalación FV dimensionada en este proyecto.

La situación sería bien distinta como se adjunta en la siguiente tabla:

	Factura SIN instalación FV (€)											
	Mes											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
T.Potencia	468,31	310,99	266,81	461,66	639,55	815,50	254,41	254,41	500,63	328,81	378,20	468,31
T.energía	1017,12	807,15	588,89	569,91	989,18	930,70	193,03	193,03	952,55	820,49	958,69	914,77
Impuesto electricidad	75,91	57,14	43,73	52,71	83,23	89,23	22,86	22,86	74,26	58,73	68,32	70,68
IVA 21%	327,88	246,81	188,88	227,70	359,51	385,44	98,76	98,76	320,76	253,69	295,09	305,29
Total factura	1889,22	1422,09	1088,31	1311,98	2071,47	2220,87	569,07	569,07	1848,21	1461,72	1700,31	1759,05

- *Tabla 35: Factura mes a mes sin la instalación FV*

La suma total de la factura anual sería de: 17911,36 €.

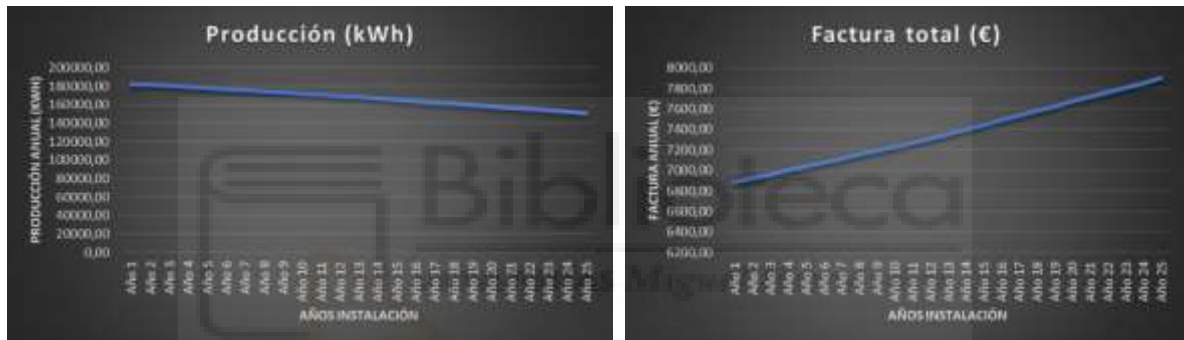
Por lo qué, se considera vital, si se requiere de un sistema de climatización en el centro, realizar también la inversión en el sistema FV, ya que la diferencia anual es de 11159,45 €.

#### 1.10.3.4. Facturas esperadas

Debido al rendimiento de los paneles, la producción al trascurso de los años irá menguando, por lo que, se intenta relacionar la producción con la factura eléctrica en los 25 años siguientes a la instalación, además, se incrementa anualmente un 2% en la factura eléctrica debido a la inflación. También se adjunta la tabla de las facturas esperadas sin instalación FV, con el sistema de climatización instalado.

Número Año	Rendimiento Sistema	Producción (kWh)	Factura bruta (€)	Subida 2%	Factura total (€)
Año 1	0,849	182855,24	6751,91	0,00	6751,91
Año 2	0,844	181693,90	6789,52	135,04	6924,56
Año 3	0,838	180494,04	6827,14	138,49	6965,63
Año 4	0,832	179294,17	6864,75	139,31	7004,07
Año 5	0,827	178094,31	6902,37	140,08	7042,45
Año 6	0,821	176894,44	6939,98	140,85	7080,83
Año 7	0,816	175694,58	6977,60	141,62	7119,22
Año 8	0,810	174494,71	7015,21	142,38	7157,60
Año 9	0,805	173294,85	7052,83	143,15	7195,98
Año 10	0,799	172094,98	7090,44	143,92	7234,36
Año 11	0,793	170895,11	7128,06	144,69	7272,75
Año 12	0,788	169695,25	7165,67	145,45	7311,13
Año 13	0,781	168273,87	7210,23	146,22	7356,46
Año 14	0,775	166852,49	7254,79	147,13	7401,92
Año 15	0,768	165431,11	7299,35	148,04	7447,39
Año 16	0,761	164009,73	7343,91	148,95	7492,86
Año 17	0,755	162588,35	7388,47	149,86	7538,33
Año 18	0,748	161166,98	7433,03	150,77	7583,79
Año 19	0,742	159745,60	7477,59	151,68	7629,26
Año 20	0,735	158324,22	7522,15	152,59	7674,73
Año 21	0,729	156902,84	7566,71	153,49	7720,20
Año 22	0,722	155481,46	7611,26	154,40	7765,67
Año 23	0,715	154060,08	7655,82	155,31	7811,14
Año 24	0,709	152638,70	7700,38	156,22	7856,61
Año 25	0,702	151217,32	7744,94	157,13	7902,07

- **Tabla 36: Relación Producción/Factura debido al rendimiento de la inst. FV**



- **Imagen 71: Gráficas tendencia Producción y factura a lo largo de los 25 años.**

Número Año	Factura bruta (€)	Subida 2%	Factura total (€)
Año 1	17911,36	0,00	17911,36
Año 2	17911,36	358,23	18269,59
Año 3	18269,59	365,39	18634,98
Año 4	18634,98	372,70	19007,68
Año 5	19007,68	380,15	19387,83
Año 6	19387,83	387,76	19775,59
Año 7	19775,59	395,51	20171,10
Año 8	20171,10	403,42	20574,52
Año 9	20574,52	411,49	20986,01
Año 10	20986,01	419,72	21405,73
Año 11	21405,73	428,11	21833,85
Año 12	21833,85	436,68	22270,52
Año 13	22270,52	445,41	22715,94
Año 14	22715,94	454,32	23170,25
Año 15	23170,25	463,41	23633,66
Año 16	23633,66	472,67	24106,33
Año 17	24106,33	482,13	24588,46
Año 18	24588,46	491,77	25080,23
Año 19	25080,23	501,60	25581,83
Año 20	25581,83	511,64	26093,47
Año 21	26093,47	521,87	26615,34
Año 22	26615,34	532,31	27147,65
Año 23	27147,65	542,95	27690,60
Año 24	27690,60	553,81	28244,41
Año 25	28244,41	564,89	28809,30

- **Tabla 37: Factura esperada sin instalación FV con subida anual del IPC del 2%.**

### 1.10.3.5. Factura gas

Actualmente el centro dispone de un sistema de calefacción mediante radiadores, por lo que, al instalar el sistema de aerotermia, dejará de utilizar este sistema obsoleto. Se adjunta la factura anual y esperada en los próximos años, para prever cuanto dinero se ahorra al eliminar la calefacción mediante los radiadores.

Número Año	Gas (€)	Subida 2%	Factura total (€)
Año 1	1997,04	0,00	1997,04
Año 2	1997,04	39,94	2036,98
Año 3	2036,98	40,74	2077,72
Año 4	2077,72	41,55	2119,27
Año 5	2119,27	42,39	2161,66
Año 6	2161,66	43,23	2204,89
Año 7	2204,89	44,10	2248,99
Año 8	2248,99	44,98	2293,97
Año 9	2293,97	45,88	2339,85
Año 10	2339,85	46,80	2386,65
Año 11	2386,65	47,73	2434,38
Año 12	2434,38	48,69	2483,07
Año 13	2483,07	49,66	2532,73
Año 14	2532,73	50,65	2583,38
Año 15	2583,38	51,67	2635,05
Año 16	2635,05	52,70	2687,75
Año 17	2687,75	53,76	2741,51
Año 18	2741,51	54,83	2796,34
Año 19	2796,34	55,93	2852,26
Año 20	2852,26	57,05	2909,31
Año 21	2909,31	58,19	2967,50
Año 22	2967,50	59,35	3026,85
Año 23	3026,85	60,54	3087,38
Año 24	3087,38	61,75	3149,13
Año 25	3149,13	62,98	3212,11

- *Tabla 38: Factura esperada calefacción radiadores con una subida anual del IPC del 2%.*

### 1.10.4. Compensación de los excedentes

El precio de compensación variará según la compañía eléctrica, estará en torno a 0,04 y 0,06 €/ kWh y el precio de venta total no puede superar al precio total de la energía consumida de red. Además, está gravado con el impuesto de generación de un 7%.

Para este proyecto, se estipula 0,05 €/kW h.

Con ayuda de las tablas anteriores, se estima el precio de venta total anual:

Cantidad percibida excedentes (€)												
Mes												
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	-0,15	-0,47	-0,63	-0,53	-0,31	0,00	0,00	0,00	0,00
8	0,00	0,00	0,00	-0,25	0,00	0,00	-1,13	-1,29	0,00	0,00	0,00	0,00
9	0,00	0,00	-0,40	-0,62	0,00	0,00	-1,98	-2,28	0,00	0,00	0,00	0,00
10	0,00	0,00	-1,34	-1,20	-0,27	-0,08	-2,54	-2,98	-0,39	-0,60	0,00	0,00
11	0,00	-0,17	-1,85	-1,78	-0,81	-0,79	-3,09	-3,57	-0,98	-1,29	0,00	0,00
12	-0,12	-1,51	-2,67	-1,35	-0,38	0,00	-3,17	-3,98	-0,91	-2,34	-0,95	0,00
13	0,00	-1,47	-2,42	-1,38	-0,30	0,00	-3,27	-4,02	-0,92	-2,03	-0,95	0,00
14	-2,00	-2,25	-2,50	-2,71	-3,01	-3,30	-3,55	-3,78	-2,62	-2,16	-1,85	-1,96
15	-1,87	-1,95	-2,11	-2,46	-2,68	-2,99	-3,20	-3,12	-2,20	-1,65	-1,37	-1,69
16	-1,36	-1,51	-1,53	-2,00	-2,05	-2,40	-2,55	-2,37	-1,65	-1,08	-0,93	-1,04
17	-0,45	-0,72	-0,72	-1,13	-1,24	-1,54	-1,68	-1,47	-0,81	-0,28	-0,13	-0,13
18	0,00	0,00	0,00	-0,32	-0,48	-0,73	-0,78	-0,66	0,00	0,00	0,00	0,00
19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,05	0,00	-0,10	0,00	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Suma mes	-179,76	-268,28	-482,02	-460,24	-362,45	-375,13	-851,17	-928,01	-314,59	-354,31	-185,54	-149,38

- *Tabla 39: Cantidad económica descontada por los excedentes mes a mes*

La cantidad total descontada por los excedentes vertidos a la red hace un total de: 4910,88 – 7% Imp.= 4567,12 €

#### 1.10.5. Cuantía de las ayudas

No se indaga en cantidad de las ayudas existentes en un momento determinado. En este proyecto se valora la rentabilidad de las tecnologías por encima de las posibles ayudas, ya que no se trata de un proyecto en concreto, si no de un estudio de la viabilidad tecnológica.

Además, hay que conseguir que la propia tecnología sea rentable en si misma sin necesidad de subvenciones que parcheen la realidad de la madurez tecnológica de la tecnología.

#### 1.10.6. VAN Y TIR

El Valor Actual Neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. Con ello se podrá conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión.

La base teórica de este estudio económico se basa en calcular el VAN (valor neto actual) de todos los flujos de caja producidos durante los próximos 25 años. Los flujos de caja son producidos por el sumatorio de costes y ahorros anuales que supone tener instalada una instalación fotovoltaica

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

- $F_t$  son los flujos de dinero en cada periodo t

- $I_0$  es la inversión realiza en el momento inicial (  $t = 0$  )
- $n$  es el número de periodos de tiempo
- $k$  es el tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión

El otro indicador es el estudio de viabilidad de este proyecto, TIR. La Tasa Interna de Retorno o de Rentabilidad (TIR), es un método de valoración de inversiones que mide la rentabilidad de los cobros y los pagos actualizados, generados por una inversión, en términos relativos, es decir en porcentaje. En términos simples es la tasa de descuento con la que el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero.

Son efectuables aquellas inversiones que tengan una TIR superior a la rentabilidad que se exige a la inversión “ $k$ ” ( $TIR > k$ ). Esta rentabilidad puede calcularse de distintas formas. Para este tipo de proyectos, se espera una rentabilidad (TIR) cercana al 4%.

Se contempla el mantenimiento semestral y el recambio de los inversores a los 12 años de instalación.

Se refleja en la tabla, la diferencia que tendría el coste de las facturas anuales de un sistema de climatización con las características vistas en el proyecto con un sistema propio de generación de energía como la FV y las facturas sin ese sistema. Esas serán las ganancias en el estudio económico.

A continuación, se muestra la tabla de resultados de cálculo para un periodo de 25 años. Se contempla el VAN y TIR.

Número Año	Inversión	G. Mantenimiento	Factura con FV (€)	Factura Sin FV (€)	Factura gas (€)	Ganancia
Año 1	-222797,19	300,00	6751,91	17911,36	1997,04	10859,45
Año 2	0,00	300,00	6924,56	18269,59	2036,98	11045,02
Año 3	0,00	300,00	6965,63	18634,98	2077,72	11369,35
Año 4	0,00	300,00	7004,07	19007,68	2119,27	11703,61
Año 5	0,00	300,00	7042,45	19387,83	2161,66	12045,38
Año 6	0,00	300,00	7080,83	19775,59	2204,89	12394,76
Año 7	0,00	300,00	7119,22	20171,10	2248,99	12751,88
Año 8	0,00	300,00	7157,60	20574,52	2293,97	13116,92
Año 9	0,00	300,00	7195,98	20986,01	2339,85	13490,03
Año 10	0,00	300,00	7234,36	21405,73	2386,65	13871,37
Año 11	0,00	300,00	7272,75	21833,85	2434,38	14261,10
Año 12	-13096,11	300,00	7311,13	22270,52	2483,07	1563,29
Año 13	0,00	300,00	7356,46	22715,94	2532,73	15059,48
Año 14	0,00	300,00	7401,92	23170,25	2583,38	15468,33
Año 15	0,00	300,00	7447,39	23633,66	2635,05	15886,27
Año 16	0,00	300,00	7492,86	24106,33	2687,75	16313,47
Año 17	0,00	300,00	7538,33	24588,46	2741,51	16750,13
Año 18	0,00	300,00	7583,79	25080,23	2796,34	17196,43
Año 19	0,00	300,00	7629,26	25581,83	2852,26	17652,57
Año 20	0,00	300,00	7674,73	26093,47	2909,31	18118,74
Año 21	0,00	300,00	7720,20	26615,34	2967,50	18595,14
Año 22	0,00	300,00	7765,67	27147,65	3026,85	19081,98
Año 23	0,00	300,00	7811,14	27690,60	3087,38	19579,46
Año 24	0,00	300,00	7856,61	28244,41	3149,13	20087,80
Año 25	0,00	300,00	7902,07	28809,30	3212,11	20607,22

• Tabla 40: Tabla realización VAN y TIR

### 1.10.7. Conclusiones

Se puede observar que la instalación es viable si se instala todo el proyecto en conjunto. Si únicamente se instalará un sistema de climatización sin un sistema de energía eficiente y económicamente rentable como es una instalación solar FV de autoconsumo, no saldría rentable.

Esto quiere decir que, si solamente se instala el sistema de climatización, la inversión inicial será mucho menor pero las facturas en los próximos 25 años tendrán un valor actual de 509.740,44 € descontando lo que se deja de pagar en calefacción por radiador.

Pero en conjunto, el sistema de aerotermia con instalación FV tendría una inversión inicial mucho mayor y un valor actual en los próximos 25 años de 184.240,91 €, ahorrando 368.869,20 € por los 243.393,3 € invertidos.

El año de retorno de la inversión será el 18 y tiene una Tasa interna de retorno del 3,8% y un VAN positivo con un interés "k" del 3,5%.

Con estas características resulta un proyecto viable y rentable en un periodo de 25 años. Teniendo en cuenta que el tiempo medio de vida útil de una instalación fotovoltaica es de 25-30 años, es rentable la instalación.

Aún así, este proyecto podría ser mejor explotable con otra normativa, debido a que se pierde mucha energía al no sacarle rendimiento económico por la normativa que lo limita.

Por lo que, como opinión personal, este proyecto saldría más rentable si:

- 1- En el caso de compensación, poder optar por un saldo negativo en el término de energía y no dejarlo a 0.
- 2- Descontar saldo económico al término de potencia con la energía producida.
- 3- Acumular "saldo" por la energía vendida por excedentes para el mes siguiente.
- 4- Explotar la instalación como vendedor de energía para potencias menores de 100 kW y evitar trámites.

Además, se plantea en el anexo 4, una propuesta o breve introducción para los próximos pasos a realizar como mejora en la explotación del sistema FV.



***ANEXO 1. Cálculos  
justificativos***

## ÍNDICE ANEXO 1. Cálculos justificativos

<b>Instalación Fotovoltaica .....</b>	<b>99</b>
Distancia entre filas.....	99
Conexión paneles.....	99
Pérdida por temperatura .....	104
Rendimiento global de la instalación (PR).....	105
Sistema tierra instalación FV .....	106
<b>Instalación climatización .....</b>	<b>107</b>
Potencia térmica demandada.....	107
<b>Instalación eléctrica .....</b>	<b>116</b>
Criterios aplicados y bases de cálculo .....	116
Intensidad máxima admisible .....	116
Caídas de tensión .....	119
Factores de corrección y tablas .....	121
Previsión de potencia .....	122
Acometida.....	122
Circuitos Climatización .....	123

## Instalación Fotovoltaica

### Distancia entre filas

Se utiliza una expresión para calcular la distancia que hay que dejar entre filas y se realiza para las dos inclinaciones:

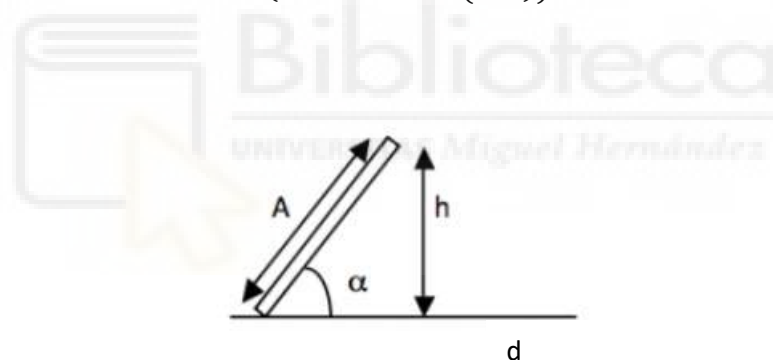
- Medidas panel FV: 1,684 \* 1,002 m

$$h(50) = A * \text{sen}\alpha = 1,684 * \text{sen}50 = 1,26$$

$$h(20) = A * \text{sen}\alpha = 1,684 * \text{sen}20 = 0,4265$$

$$d(50) = \frac{1,26}{\tan(61 - \text{latitud } (38^\circ))} = 3,03 \text{ m}$$

$$d(20) = \frac{0,4265}{\tan(61 - \text{latitud } (38^\circ))} = 1,03 \text{ m}$$



La distancia más restrictiva que se dejará entre filas de paneles será de 3,03 metros.

### Conexión de paneles

Para la realización del conexionado se tiene en cuenta los datos de los 2 inversores elegidos y los paneles a utilizar.

Datos panel FV(STC): Panel Solar Jinko Cheetah Mono Perc HC 60M 340w

$V_{mp} = 34,0 \text{ V}$ ;  $I_{mp} = 9,87 \text{ A}$ ;  $V_{oc} = 41,5 \text{ V}$ ;  $I_{sc} = 10,36 \text{ A}$ .

Coef temp  $V_{oc} = -0,29\%/^{\circ}\text{C}$  ;

*1. Datos entrada Inversor: FRONIUS ECO 27.0-3-S*

- Potencia máxima salida del generador= 37,8 kW pico
- Máxima corriente de entrada= 47,7 A
- Rango de funcionamiento tensión= 580 – 850 V;
- Tensión límite de entrada= 1000 V

*2. Datos entrada Inversor: FRONIUS Symo 17.5-3-M*

- Potencia máxima salida del generador= 26,3 kW pico
- Máxima corriente de entrada en 2 MPPT= 33 A
- Rango de funcionamiento tensión= 370 – 800 V;
- Tensión límite de entrada= 1000 V

*Observaciones:*

Se instalarán 3 tramos, con cuatro grupos de conexionado, los tres primeros con un inversor Fronius Eco y el último con un inversor Symo y se procede al cálculo del conexionado:

Se considera rango de temperatura ambiente entre -2,2°C y 38,2°C (Estimación según IDAE).

**Para el Inversor FRONIUS ECO 27.0-3-S**

*Número máximo de paneles permitido*

$$N^{\circ} \text{paneles}_{max} = \frac{37800}{340} = 111,18 - 111 \text{ paneles como máximo}$$

*Número máximo de paneles en serie:*

*El efecto de la temperatura baja es el aumento sensible de la tensión del panel, y el de la temperatura alta, lo contrario.*

*El efecto sobre la intensidad es mucho menor, y se puede despreciar.*

*El efecto de la temperatura sobre la tensión, responde a la siguiente fórmula de cálculo:*

$$V_p(0^\circ\text{C}) = v_{p25} * (1 + \beta * (t - 25)) = 34 * (1 + (-0,0029 * (-2,2 - 25))) \\ = 36,68 \text{ V}$$

$$V_{p_{max}} = V_p = 34,0 \text{ V}$$

Aplicando ahora el efecto de temperatura sobre Voc, se tiene:

$$V_{oc\_max}(0^\circ\text{C}) = v_{p25} * (1 + \beta * (t - 25)) = 41,5 * (1 + (-0,0029 * (-2,2 - 25))) \\ = 44,77 \text{ V}$$

En este caso sí que hay que considerar el efecto, puesto que el momento del amanecer, en el que empiezan a iluminarse las células, sí que genera una Voc muy alta, dado que en ese momento, las células están a temperatura ambiente.

Para determinar el número máximo de paneles en serie hay que aplicar 2 criterios, el de Vp y el de Voc, y coger el más restrictivo de ellos, por tanto:

Criterio Vp

$$n^{\circ}\text{paneles}_{serie\_max} = \frac{v_{max}(\text{inversor})}{v_p(\text{panel})} = \frac{850}{34} = 25 \text{ paneles serie como máximo}$$

Criterio Voc

$$n^{\circ}\text{paneles}_{serie\_max} = \frac{v_{lim}(\text{inversor})}{v_{oc\_max}(\text{panel})} = \frac{1000}{44,77} \\ = 22,33 - 22 \text{ paneles serie como máximo}$$

*Número mínimo de paneles en serie:*

*Ahora se considera el efecto de las altas temperaturas. La temperatura del panel, en momentos de irradiación máxima puede estar hasta 30° por encima de la temperatura ambiente. Si se considera la temperatura ambiente máxima de 38,2°C, la temperatura del panel máxima será de 38,2°C (IDAE) + 30°C = 68,2°C, según esta temperatura, se realiza el siguiente cálculo:*

$$v(t) = v_{ocmax} = v_{25} * (1 + \beta * (t - 25)) \\ = 34 * (1 + (-0,0029 * (68,2 - 25))) = 29,74 \text{ V}$$

$$N^{\circ}\text{paneles}_{serie\_min} = \frac{v_{min}(\text{inversor})}{v_p} = \frac{580}{29,74} \\ = 19,5 - 20 \text{ paneles serie como mínimo}$$

Como resumen, el número de paneles en serie debe estar comprendido entre 20 y 22.

*Número ramas en paralelo:*

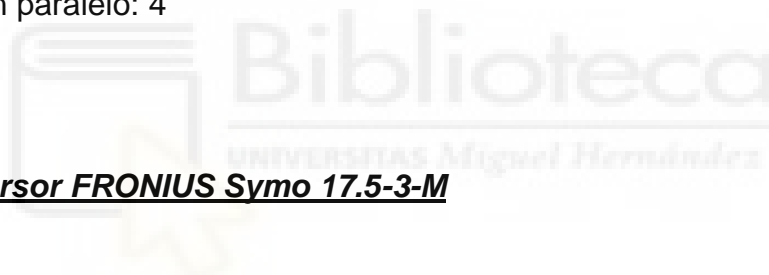
$$\begin{aligned} n^{\circ}ramas_{max} &= \frac{I_{max}(inversor)}{I_p(panel)} = \frac{47,7}{9,87} \\ &= 4.83 - 4 \text{ ramas paralelo como máximo} \end{aligned}$$

En resumen, la configuración del sistema queda así:

-Nº máximo paneles: 111

-Nº paneles en serie: 20-22

-Nº ramas en paralelo: 4



### **Para el inversor FRONIUS Symo 17.5-3-M**

*Número máximo de paneles permitido*

$$N^{\circ}paneles_{max} = \frac{26300}{340} = 77,35 - 77 \text{ paneles como máximo}$$

*Número máximo de paneles en serie:*

*El efecto de la temperatura baja es el aumento sensible de la tensión del panel, y el de la temperatura alta, lo contrario.*

*El efecto sobre la intensidad es mucho menor, y se puede despreciar.*

*El efecto de la temperatura sobre la tensión, responde a la siguiente fórmula de cálculo:*

$$\begin{aligned} V_p(0^{\circ}C) &= v_{p25} * (1 + \beta * (t - 25)) = 34 * (1 + (-0,0029 * (-2,2 - 25))) \\ &= 36,68 V \end{aligned}$$

$$V_{p_{max}} = V_p = 34,0 V$$

Aplicando ahora el efecto de temperatura sobre Voc, se tiene:

$$\begin{aligned} Voc_{max}(0^{\circ}C) &= vp_{25} * (1 + \beta * (t - 25)) = 41,5 * (1 + (-0,0029 * (-2.2 - 25))) \\ &= 44,77 V \end{aligned}$$

En este caso sí que hay que considerar el efecto, puesto que el momento del amanecer, en el que empiezan a iluminarse las células, sí que genera una Voc muy alta, dado que en ese momento, las células están a temperatura ambiente.

Para determinar el número máximo de paneles en serie hay que aplicar 2 criterios, el de Vp y el de Voc, y coger el más restrictivo de ellos, por tanto:

Criterio Vp

$$\begin{aligned} n^{\circ}paneles_{serie\_max} &= \frac{vmax(inversor)}{vp(panel)} = \frac{800}{34} \\ &= 23,53 - 23 \text{ paneles serie como máximo} \end{aligned}$$

Criterio Voc

$$\begin{aligned} n^{\circ}paneles_{serie\_max} &= \frac{vlim(inversor)}{voc\_max(panel)} = \frac{1000}{44,77} \\ &= 22,33 - 22 \text{ paneles serie como máximo} \end{aligned}$$

Número mínimo de paneles en serie:

Ahora se considera el efecto de las altas temperaturas. La temperatura del panel, en momentos de irradiación máxima puede estar hasta 30° por encima de la temperatura ambiente. Si se considera la temperatura ambiente máxima de 38,2°C, la temperatura del panel máxima será de 38,2°C (IDAE) + 30°C = 68,2 °C, según esta temperatura, se realiza el siguiente cálculo:

$$\begin{aligned} v(t) = voc_{max} &= v_{25} * (1 + \beta * (t - 25)) \\ &= 34 * (1 + (-0,0029 * (68,2 - 25))) = 29,74 V \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} N^{\circ}paneles_{serie\_min} &= \frac{vmin(inversor)}{vp} = \frac{370}{29,74} \\ &= 12,44 - 13 \text{ paneles serie como mínimo} \end{aligned}$$

Como resumen, el número de paneles en serie debe estar comprendido entre 13 y 22.

Número ramas en paralelo:

$$\begin{aligned} n^{\circ}ramas_{max} &= \frac{I_{max}(inversor)}{I_p(panel)} = \frac{33}{9,87} \\ &= 3,34 - 3 \text{ ramas paralelo como máximo} \end{aligned}$$

En resumen, la configuración del sistema queda así:

- Nº máximo paneles: 77
- Nº paneles en serie: 13-22
- Nº ramas en paralelo: 3

### **Pérdida por temperatura**

Para determinar las pérdidas por temperatura de la célula se emplean las siguientes fórmulas:

$$T_c = T_{mamb} + (TONC - 20) * \frac{E}{800}$$

$$Pt(\%) = g * (25 - T_c)$$

Algunos valores como la TONC (temperatura de operación nominal de la célula a condiciones de 800 w/m<sup>2</sup>, distribución espectral de AM=1.5 y velocidad del viento de 1 m/s.) y g (coeficiente de pérdidas por temperatura) vienen dados por el fabricante.

Datos:

TONC=45+/- 2 °C

Coeficiente de temperatura de Pmax=-0,37%/°C.

Saco los datos de PVGIS, tanto la temperatura media de la ubicación según el histórico de los últimos 10 años y la irradiancia media (E) que es la irradiancia 2 horas antes y dos horas después del mediodía solar.

Una vez sacado los resultados de todos los meses se realiza la media para tener la pérdida anual.



Mes	Temperatura Media ambiente °C	Temperatura celula °C	Irradiancia E(w/m2)	Pérdidas por temperatura
Enero	11,14	30,21	610,51	1,93
Febrero	12,17	31,69	624,40	2,47
Marzo	14,29	35,32	673,00	3,82
Abril	16,80	37,41	659,67	4,59
Mayo	20,24	43,68	750,33	6,91
Junio	24,16	49,66	816,00	9,13
Julio	26,80	52,77	830,95	10,27
Agosto	26,55	51,53	799,60	9,82
Septiembre	23,81	45,26	686,42	7,50
Octubre	20,16	40,17	640,12	5,61
Noviembre	15,00	32,65	564,64	2,83
Diciembre	11,64	28,95	554,09	1,46

- *Tabla 41: Cálculo de pérdidas por temperatura realizado en excel*

Por lo que, la pérdida media anual por temperatura es de: 5,53 %

### Rendimiento global de la instalación (PR)

Para averiguar el rendimiento global de la instalación, se considerarán todas las pérdidas calculadas. El rendimiento global, vendrá dado por:

- Pérdidas por suciedad en los paneles=4%
- Pérdidas por temperatura de la célula=5,53%
- Pérdidas por cableado en AC y CC=1,5%
- Pérdidas por error de valores de referencia=3%
- Eficiencia del inversor=2%

$$PR = \left(1 - \frac{Psuc}{100}\right) * \left(1 - \frac{Pt}{100}\right) * \left(1 - \frac{Pc}{100}\right) * \left(1 - \frac{Pe}{100}\right) * \left(1 - \frac{Pinv}{100}\right)$$

$$PR = \left(1 - \frac{4}{100}\right) * \left(1 - \frac{5,53}{100}\right) * \left(1 - \frac{1,5}{100}\right) * \left(1 - \frac{3}{100}\right) * \left(1 - \frac{2}{100}\right) = 0,849$$

La instalación tendrá un rendimiento del 84,9%.

Número Año	Rendimiento Sistema	Rendimiento panel
Año 1	0,849	97,00
Año 2	0,844	96,36
Año 3	0,838	95,73
Año 4	0,832	95,09
Año 5	0,827	94,45
Año 6	0,821	93,82
Año 7	0,816	93,18
Año 8	0,810	92,55
Año 9	0,805	91,91
Año 10	0,799	91,27
Año 11	0,793	90,64
Año 12	0,788	90,00
Año 13	0,781	89,25
Año 14	0,775	88,49
Año 15	0,768	87,74
Año 16	0,761	86,98
Año 17	0,755	86,23
Año 18	0,748	85,48
Año 19	0,742	84,72
Año 20	0,735	83,97
Año 21	0,729	83,22
Año 22	0,722	82,46
Año 23	0,715	81,71
Año 24	0,709	80,95
Año 25	0,702	80,20

- *Tabla 42: Rendimiento sistema FV debido al deterioro de los paneles según fabricante*

### Sistema tierra instalación FV

La resistencia de las tomas de tierra se ha calculado a partir de la ITC-BT-18 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

Se considera una resistividad del terreno de: 500.00  $\Omega\text{m}$  (arena arcillosa).  
Los electrodos de la instalación de puesta a tierra son:

Pica vertical y conductor enterrado horizontalmente, teniendo las siguientes formulas:

Pica

vertical:

$$R_p = \rho * L = \frac{500}{2} = 250$$

Conductor enterrado horizontalmente:

$$R_c = 2 \frac{\rho}{L} = 2 \frac{500}{30} = 33,33$$

Obteniendo una resistencia total en el sistema de tierras de:

$$\frac{1}{R_{total}} = \frac{1}{250} + \frac{1}{33,33} = 29,4\Omega$$

## Instalación climatización

Como se ha explicado en el apartado 1.17.1. de la memoria (Metodología aplicada), se consideran varios factores para calcular la potencia térmica demandada por cada local, que son:

- Transmisión: transmisión de calor a través de paredes, techo y suelo.
- Radiación: radiación solar a través de ventanas.
- Ventilación: aportación de calor a través del aire de renovación del local.
- Ocupación: aportación de calor que generan las personas.
- Otras cargas térmicas: otras fuentes de calor como, por ejemplo, ordenadores.

Además, existiendo dos calores diferentes a la hora del cálculo, calor sensible y calor latente, cada factor dispondrá de un tipo de calor o ambos.

### Potencia térmica demandada

Datos Edificio principal

	Longitud pared 1	Longitud pared 2	Superficie local	Número de ventanas	Paredes interiores
<b>PRIMERA PLANTA</b>					
Aula 1	9,5	7	66,5	6	49,5
Aula 2	9,5	7	66,5	6	28,5
Aula 3	9,2	7	64,4	6	48,6
Aula 4	9	7	63	6	48
Aula 5	9	7	63	6	27
Aula 6	8,5	7	59,5	6	46,5
Aula 7	9	7	63	6	48
Aula 8	8,7	7	60,9	6	26,1
Aula 9	8,4	7	58,8	6	46,2
<b>SEGUNDA PLANTA</b>					
Aula Informática	9	7	63	6	48
Aula 11	9	7	63	6	27
Aula 12	9	7	63	6	48
Aula 13	8,7	7	60,9	6	47,1
Aula 14	8,5	7	59,5	6	46,5
Aula 15	8,6	7	60,2	6	25,8
Aula 16	8,7	7	60,9	6	26,1
Aula 17	8,2	7	57,4	6	45,6

## Datos Ampliación Edificio

	Longitud pared 1	Longitud pared 2	Superficie local	Número de ventanas	Paredes interiores
<b>PRIMERA PLANTA</b>					
Aula 1	5,5	5	27,5	5	30
Aula 2	5,7	5	28,5	5	30
<b>SEGUNDA PLANTA</b>					
Aula de Música	5,8	6,7	38,86	5	40,2
Aula 1	5,5	5	27,5	5	30
Aula 2	5,7	5	28,5	5	30

- *Tabla 43: Datos cálculo clima*

### Calor aportado por transmisión

Calor sensible por transmisión:

$$Q_t = St * kt * \Delta T$$

Donde:

- St, superficie de transmisión
- kt, coeficiente de transmisión (parámetro que determina la capacidad de dejar pasar calor de un determinado material):

Estos valores se consiguen en el DBHE, del código técnico de la edificación:

- Paredes exteriores  $k = 1,52 \text{ kCal/h}\cdot\text{m}^2\cdot^\circ\text{C}$
- Paredes interiores  $k = 2 \text{ kCal/h}\cdot\text{m}^2\cdot^\circ\text{C}$
- Techo y suelo  $k = 1,2 \text{ kCal/h}\cdot\text{m}^2\cdot^\circ\text{C}$
- Ventanas  $k = 5,8 \text{ kCal/h}\cdot\text{m}^2\cdot^\circ\text{C}$

- $\Delta T$ , diferencia de temperaturas entre interior y exterior.

Dato aportado de la tabla IT.1.1.4.1.2. del IDAE para ciudad Jardín de Alicante:

Temperatura interior=24

Temperatura exterior=31,2

Se procede al cálculo:

	Calor sensible transmisión techo y suelo	Calor sensible transmisión paredes interiores	Calor sensible transmisión paredes exteriores	Calor sensible transmisión ventanas	Total calor transmisión (kcal/h)
<b>PRIMERA PLANTA</b>					
Aula 1	574,56	356,4	180,576	501,12	1612,656
Aula 2	574,56	205,2	180,576	501,12	1461,456
Aula 3	556,416	349,92	170,7264	501,12	1578,1824
Aula 4	544,32	345,6	164,16	501,12	1555,2
Aula 5	544,32	194,4	164,16	501,12	1404
Aula 6	514,08	334,8	147,744	501,12	1497,744
Aula 7	544,32	345,6	164,16	501,12	1555,2
Aula 8	526,176	187,92	154,3104	501,12	1369,5264
Aula 9	508,032	332,64	144,4608	501,12	1486,2528
<b>SEGUNDA PLANTA</b>					
Aula informática	544,32	345,6	164,16	501,12	1555,2
Aula 11	544,32	194,4	164,16	501,12	1404
Aula 12	544,32	345,6	164,16	501,12	1555,2
Aula 13	526,176	339,12	154,3104	501,12	1520,7264
Aula 14	514,08	334,8	147,744	501,12	1497,744
Aula 15	520,128	185,76	151,0272	501,12	1358,0352
Aula 16	526,176	187,92	154,3104	501,12	1369,5264
Aula 17	495,936	328,32	137,8944	501,12	1463,2704

	Calor sensible transmisión techo y suelo	Calor sensible transmisión paredes interiores	Calor sensible transmisión paredes exteriores	Calor sensible transmisión ventanas	Total calor transmisión (kcal/h)
<b>PRIMERA PLANTA</b>					
Aula 1	237,6	216	71,136	417,6	942,336
Aula 2	246,24	216	77,7024	417,6	957,5424
<b>SEGUNDA PLANTA</b>					
Aula de Música	335,7504	289,44	80,9856	417,6	1123,776
Aula 1	237,6	216	71,136	417,6	942,336
Aula 2	246,24	216	77,7024	417,6	957,5424

- *Tabla 44: Cálculo calor aportado por transmisión*

### Calor aportado por radiación

Calor sensible por radiación:

$$Q_t = S_r * k_r$$

Donde:

- $S_r$ , superficie de radiación
- $k_r$ , coeficiente de radiación (La radiación solar depende de la latitud, orientación, día y hora).

Se usa la siguiente tabla:

HORA SOLAR														40° LATITUD NORTE	
6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	Orientación	Epoca	
19	21	29	35	38	38	38	38	38	35	29	21	19	N	20 de abril y 24 de agosto	
184	276	222	124	43	38	38	38	38	35	29	21	8	NE		
227	398	439	393	273	122	38	38	38	35	29	21	8	E		
130	284	374	396	377	290	179	67	38	35	29	21	8	SE		
8	21	65	138	241	263	276	263	241	138	65	21	8	SE		
8	21	29	35	38	67	179	290	377	396	374	284	130	SO		
8	21	29	35	38	38	38	122	273	393	439	398	227	O		
8	21	29	35	38	38	38	43	124	222	276	184		NO		
24	127	271	406	501	556	580	556	501	406	271	127	24	Horizontal		

- *Imagen 72: Tabla Radiación según Hora solar, orientación y época del año*

Se aplica el coeficiente de radiación más restrictivo para la instalación, que se produce entre el 20 de abril y el 24 de agosto a las 12 hora solar, latitud 40°Norte.

Para las ventanas orientadas:

- Norte= 38
- Este= 38
- Oeste= 38
- Sur=276

Además, se aplica un factor de corrección para el tipo de ventana y vidrio, señalado en las tablas 6.2 y 6.3 establecidas en las normas básicas de edificación NBE-CTE-79.

Tipo de acristalamiento	Espesor en mm	Factor de transmisión energética	Factor solar $F_s$
Sencillo: Vidrio sencillo	3	0,87	0,88
Lente incolora	6	0,82	0,85
	8	0,78	0,83
	10	0,76	0,82
Lente color rosa	6	0,74	0,80
	8	0,64	0,73
Lente color gris	6	0,48	0,64
	10	0,33	0,54
Lente color verde	6	0,44	0,62
	10	0,32	0,53
Lente color bronce	6	0,47	0,64
	10	0,31	0,52
Lente reflectante	—	0,21 a 0,30	0,38 a 0,62
Doble: Lentes incoloras	6 + 6	0,67	0,73
	8 + 8	0,63	0,70
	10 + 8	0,61	0,68
Lentes color bronce + incolora	6 + 6	0,39	0,51
	10 + 8	0,24	0,37
Lentes color gris + incolora	6 + 6	0,40	0,52
	10 + 8	0,26	0,41
Lentes color verde + incolora	6 + 6	0,38	0,50
	10 + 8	0,26	0,39
Reflectante	—	0,17 a 0,49	0,27 a 0,55

Tipo de protección solar	Acabado	Factor de protección solar $F_{ps}$
Toldo exterior móvil	Oscuro	0,35
Periana interior enrollable completamente cerrada	Claro	0,40
	Medio	0,60
	Oscuro	0,80
Periana interior enrollable medio cerrada	Claro	0,70
	Medio	0,80
	Oscuro	0,90
Periana Veneciana interior con láminas a 45°	Reflector	0,45
	Medio	0,65
	Oscuro	0,75
Periana exterior	Oscuro	0,50-0,35

- *Imagen 73: Tabla factores de corrección por tipo de vidrio*

Por tanto, se aplica un factor de corrección del 0,88 por vidrio sencillo y del 0,7 por persiana interior enrollable medio cerrada.

Se obtienen los siguientes resultados:

	Calor sensible por radiación SUR	Calor sensible por radiación OESTE	Calor sensible por radiación ESTE	Calor sensible por radiación NORTE	Calor sensible por radiación TOTAL
<b>PRIMERA PLANTA</b>					
Aula 1				456	280,896
Aula 2				456	280,896
Aula 3				456	280,896
Aula 4				456	280,896
Aula 5				456	280,896
Aula 6				456	280,896
Aula 7	3312				2040,192
Aula 8	3312				2040,192
Aula 9	3312				2040,192
<b>SEGUNDA PLANTA</b>					
Aula informática				456	280,896
Aula 11				456	280,896
Aula 12				456	280,896
Aula 13				456	280,896
Aula 14				456	280,896
Aula 15	3312				2040,192
Aula 16	3312				2040,192
Aula 17	3312				2040,192

	Calor sensible por radiación SUR (Tabla vidrio sencillo)	Calor sensible por radiación OESTE (Tabla vidrio sencillo)	Calor sensible por radiación ESTE (Tabla vidrio sencillo)	Calor sensible por radiación NORTE (Tabla vidrio sencillo)	Calor sensible por radiación TOTAL (Tabla vidrio sencillo)
<b>PRIMERA PLANTA</b>					
Aula 1				380	234,08
Aula 2				380	234,08
<b>SEGUNDA PLANTA</b>					
Aula de Música				380	234,08
Aula 1				380	234,08
Aula 2				380	234,08

- *Tabla 45: Cálculo calor sensible aportado por radiación*

### **Calor aportado por ventilación**

$$Q_{sv} = \text{Renovación aire} * \text{factor sv} * \Delta T$$

$$Q_{lv} = \text{Renovación aire} * \text{factor sl} * \Delta T$$

Donde,

- $Q_{sv}$ , calor sensible por ventilación
- $Q_{sl}$ , calor latente por ventilación
- factor sv = 0,35W m<sup>3</sup>/h°K

- factor  $sl = 0,8W m^3/h^{\circ}K$

Según la instrucción técnica IT 1.1.2.4.3. del RITE (Reglamento de instalaciones térmicas en edificios, la calidad del aire en oficinas o sitios donde de este estilo, tiene que ser de 12,5 litros/s\* persona = 45 m<sup>3</sup>/h\* persona.

Además, se tiene en cuenta para el cálculo de la renovación del aire el número de alumnado presente en las aulas. Se consulta la normativa de la Conselleria de educación y en las aulas de secundaria como máximo podrán ser ocupadas por 30 alumnos, por lo que se aplica la máxima restricción.

En el caso de la instalación:

$$\text{Renovación aire} = \text{ocupación} * \text{calidad del aire} = 30 * 45 = 1350 \text{ m}^3/\text{hora}$$

Se obtienen los siguientes resultados:

	Calor sensible ventilación	Calor latente ventilación
<b>PRIMERA PLANTA</b>		
Aula 1	3402	7776
Aula 2	3402	7776
Aula 3	3402	7776
Aula 4	3402	7776
Aula 5	3402	7776
Aula 6	3402	7776
Aula 7	3402	7776
Aula 8	3402	7776
Aula 9	3402	7776
<b>SEGUNDA PLANTA</b>		
Aula informática	3402	7776
Aula 11	3402	7776
Aula 12	3402	7776
Aula 13	3402	7776
Aula 14	3402	7776
Aula 15	3402	7776
Aula 16	3402	7776
Aula 17	3402	7776

	Calor sensible ventilación	Calor latente ventilación
<b>PRIMERA PLANTA</b>		
Aula 1	3402	7776
Aula 2	3402	7776
<b>SEGUNDA PLANTA</b>		
Aula de Música	3402	7776
Aula 1	3402	7776
Aula 2	3402	7776

- *Tabla 46: Cálculo calor sensible y latente aportado por ventilación*



### Calor aportado por ocupación

$$Q_{so} = S * \text{coeficiente calor sensible por ocupación}$$

$$Q_{lo} = S * \text{coeficiente calor latente por ocupación}$$

Donde,

- Q<sub>so</sub>, calor sensible por ocupación
- Q<sub>lo</sub>, calor latente por ocupación
- S, superficie

Coeficientes obtenidos en el documento básico de ahorro de energía del código técnico de la edificación. En la tabla para uso no residencial.

USO NO RESIDENCIAL: 8 h	BAJA		MEDIA		ALTA	
	1-6 15-24	7-14	1-6 15-24	7-14	1-6 15-24	7-14
Temp Consigna Alta (°C)						
Laboral y Sábado	-	25	-	25	-	25
Festivo	-	-	-	-	-	-
Temp Consigna Baja (°C)						
Laboral y Sábado	-	20	-	20	-	20
Festivo	-	-	-	-	-	-
Ocupación sensible (W/m²)						
Laboral y Sábado	0	2,00	0	6,00	0	10,00
Festivo	0	0	0	0	0	0
Ocupación latente (W/m²)						
Laboral y Sábado	0	3,26	0	3,79	0	6,31
Festivo	0	0	0	0	0	0
Iluminación (%)						
Laboral y Sábado	0	100	0	100	0	100
Festivo	0	0	0	0	0	0
Equipos (W/m²)						
Laboral y Sábado	0	1,50	0	4,50	0	7,50
Festivo	0	0	0	0	0	0
Ventilación (%)						
Laboral y Sábado	0	100	0	100	0	100
Festivo	0	0	0	0	0	0

- *Imagen 74: Tabla factores ocupación latente y sensible*

Se aplica un factor de ocupación sensible de 6 w/m<sup>2</sup> y factor de ocupación latente de 3,79 w/m<sup>2</sup>.

Se obtienen los siguientes resultados:

	Calor sensible ocupación	Calor latente ocupación
<b>PRIMERA PLANTA</b>		
Aula 1	399	252,035
Aula 2	399	252,035
Aula 3	386,4	244,076
Aula 4	378	238,77
Aula 5	378	238,77
Aula 6	357	225,505
Aula 7	378	238,77
Aula 8	365,4	230,811
Aula 9	352,8	222,852
<b>SEGUNDA PLANTA</b>		
Aula informática	378	238,77
Aula 11	378	238,77
Aula 12	378	238,77
Aula 13	365,4	230,811
Aula 14	357	225,505
Aula 15	361,2	228,158
Aula 16	365,4	230,811
Aula 17	344,4	217,546

	Calor sensible ocupación	Calor latente ocupación
<b>PRIMERA PLANTA</b>		
Aula 1	165	104,225
Aula 2	171	108,015
<b>SEGUNDA PLANTA</b>		
Aula de Música	233,16	147,2794
Aula 1	165	104,225
Aula 2	171	108,015

- *Tabla 47: Cálculo calor sensible y latente aportado por ocupación*

### **Calor aportado por otros equipos**

Solamente se ha tenido en este apartado el aula de informática.

$$Q_{se} = S * \text{coeficiente calor sensible equipos}$$

Donde,

-  $Q_{se}$ , calor sensible equipos

-  $S$ , superficie

El coeficiente de carga de otros equipos se ha cogido de la tabla anterior, cargas para uso no residencial

Se aplica un coeficiente de 4,5 w/m<sup>2</sup> por equipos.

Para el aula de informática:

$$Q_{se} = S * \text{coeficiente calor sensible equipos} = 63 * 4,5 = 283,5 \text{ w}$$

Se realiza la conversión de kcal/h a Kw y se obtiene la potencia térmica necesaria a cubrir de cada aula.

Se obtiene el resumen de los resultados:

	TOTAL carga sensible (W)	TOTAL carga latente(W)	GARGA TÉRMICA TOTAL (w)
<b>PRIMERA PLANTA</b>			
Aula 1	6002,80	8028,04	14030,84
Aula 2	5826,99	8028,04	13855,03
Aula 3	5950,12	8020,08	13970,20
Aula 4	5915,00	8014,77	13929,77
Aula 5	5739,18	8014,77	13753,95
Aula 6	5827,19	8001,51	13828,69
Aula 7	7960,69	8014,77	15975,46
Aula 8	7732,19	8006,81	15739,00
Aula 9	7855,32	7998,85	15854,17
<b>SEGUNDA PLANTA</b>			
Aula Informática	6198,50	8014,77	14213,27
Aula 11	5739,18	8014,77	13753,95
Aula 12	5915,00	8014,77	13929,77
Aula 13	5862,31	8006,81	13869,12
Aula 14	5827,19	8001,51	13828,69
Aula 15	7714,63	8004,16	15718,78
Aula 16	7732,19	8006,81	15739,00
Aula 17	7820,19	7993,55	15813,74

	TOTAL carga sensible (W)	TOTAL carga latente(W)	GARGA TÉRMICA TOTAL (w)
<b>PRIMERA PLANTA</b>			
Aula 1	4934,92558	7880,225	12815,15058
Aula 2	4958,60744	7884,015	12842,62244
<b>SEGUNDA PLANTA</b>			
Aula de Música	5214,06233	7923,2794	13137,34173
Aula 1	4934,92558	7880,225	12815,15058
Aula 2	4958,60744	7884,015	12842,62244

- *Tabla 48: Resumen Carga térmica total instalación por aulas*

## Instalación eléctrica

### Criterios aplicados y bases de cálculo

Se aplican los criterios y las bases de cálculo que sirven para obtener la sección de los cables a emplear en los distintos tramos de la instalación eléctrica según marca el Reglamento electrotécnico para Baja Tensión.

#### Intensidad máxima admisible

En el cálculo del cableado, se comprueba que las intensidades máximas de las líneas son inferiores a las admitidas por los conductores según marca el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, teniendo en cuenta los factores de corrección según el tipo de instalación y las condiciones particulares de cada tramo.

#### Tramo Corriente continua:

$$I = \frac{P}{V}$$

Tramo Corriente alterna:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos \varphi} \quad \text{Líneas trifásicas}$$

$$I = \frac{P}{V * \cos \varphi} \quad \text{Líneas monofásicas}$$

#### Tramo Paneles- Caja de conexiones

Se calcula el tramo que va de un string a la caja de conexiones:

$$I_p = 9,87 * 1 = 9,87 A$$

Aplicando coeficientes, se tiene que:

$$I' = \frac{1,25 * 9,87}{0,8} = 15,42 A$$

Al tratarse de cables unipolares de cobre dentro de canaleta en recorrido horizontal o vertical, instalación en superficie se aplica el método C y al ser también monofásico y utilizar XLPE se la sección por intensidad máxima admisible es de 1,5 mm<sup>2</sup>. Por recomendación del fabricante se usa 6 mm<sup>2</sup>.

Sección por intensidad admisible = 6 mm<sup>2</sup>.

### Tramo Caja de conexiones-Inversor Eco

Se aplican las conexiones anteriormente calculadas:

Grupo 1 a 3: 4 ramas en paralelo.

$$Ip = 9,87 * 4 = 39,48 A$$

Por cada grupo de paneles.

Aplicando coeficientes, se tiene que:

$$I' = \frac{1,25 * 39,48}{0,65} = 75,92 A$$

Al tratarse de cables unipolares de cobre dentro de canaleta en recorrido horizontal o vertical, instalación en superficie se aplica el método C y al ser también monofásico y utilizar XLPE se la sección por intensidad máxima admisible es de 16 mm<sup>2</sup>

Sección por intensidad admisible = 16 mm<sup>2</sup>.

### Tramo Caja de conexiones-Inversor Symo

Se aplican las conexiones anteriormente calculadas:

Grupo 4: 3 ramas en paralelo.

$$I_p = 9,87 * 3 = 29,61 A$$

Por cada grupo de paneles.

Aplicando coeficientes, se tiene que:

$$I' = \frac{1,25 * 29,61}{0,65} = 56,94 A$$

Al tratarse de cables unipolares de cobre dentro de canaleta en recorrido horizontal o vertical, instalación en superficie se aplica el método C y utilizar XLPE se la sección por intensidad máxima admisible es de 10 mm<sup>2</sup>

Sección por intensidad admisible = 10 mm<sup>2</sup>.

#### Tramo Caja conexionado inversores – Cuadro general de distribución

$$I_{sECO} = N^{\circ} \text{ inversores} * I_s = 3 * 39,48 = 118,44 A$$

$$I_{sSYMO} = N^{\circ} \text{ inversores} * I_s = 1 * 29,61 = 29,61 A$$

$$I_{sT} = 118,44 + 29,61 = 148,05 A$$

Aplicando coeficientes, se tiene que:

$$I_s = 1,25 * 148,05 = 185,06 A$$

Línea de caja conexionado inversores a conexionado con cuadro general de distribución. Conductores multipolares en tubo en el interior de una pared térmicamente estable. XLPE, cobre, trifásica. Método A2. Sección 95 mm<sup>2</sup>.

Sección por intensidad admisible = 95 mm<sup>2</sup>.

### Caídas de tensión

El criterio de caída de tensión dependerá de la caída de tensión máxima permitida según el punto 5 de la ITC-BT 40 del REBT, en el lado de corriente alterna. En el tramo de los paneles FV a los inversores, la máxima caída dependerá de lo estipulado en el pliego de condiciones técnicas conectadas a red del IDAE. En ambos casos, será del 1,5% por tramo, como se explica en el punto 1.16.2.4.

Como el tramo se divide en 2, de los paneles a la caja de conexiones y de la caja de conexiones al inversor, dividido por la mitad la máxima caída de tensión admisible.

Tramo Corriente continua:

$$S = \frac{2 * L * I}{\Delta V}$$

Tramo Corriente alterna:

$$S = \frac{\sqrt{3} * L * I}{C * \Delta V} \cos \varphi \quad \text{Líneas trifásicas}$$

$$S = \frac{2 * L * I}{C * \Delta V} \cos \varphi \quad \text{Líneas monofásicas}$$

### Tramo Paneles- Cajas de conexiones

Se aplican las conexiones anteriormente calculadas:

Grupo 1 a 2: 88 paneles. 22 paneles en serie.

$$V_p = 34,0 * 22 = 748 \text{ V}$$

Grupo 3: 84 paneles. 21 paneles en serie.

$$V_p = 34,0 * 21 = 714 \text{ V}$$

Grupo 4: 60 paneles. 20 paneles en serie.

$$V_p = 34,0 * 20 = 680 \text{ V}$$

Por cada string se calcula la caída de tensión debido a la diferente longitud entre cada rama hasta la caja de conexiones.

Criterio caída de tensión						
Tramo Paneles - Caja de conexiones						
Grupo conexión	String	Intensidad (A)	Longitud (m)	C.d.t (V)	C (Cu) (XLPE)	Sección (mm2)
Grupo 1 (verde)	1.20	9,87	11,4	5,61	44	0,912
	2.20	9,87	5,25	5,61	44	0,420
	3.20	9,87	18	5,61	44	1,439
	4.20	9,87	13,7	5,61	44	1,096
Grupo 2 (negro)	1.20	9,87	26	5,61	44	2,079
	2.20	9,87	17,3	5,61	44	1,383
	3.20	9,87	30	5,61	44	2,399
	4.20	9,87	32,7	5,61	44	2,615
Grupo 3 (rojo)	1.20	9,87	29,6	5,355	44	2,480
	2.20	9,87	33,4	5,355	44	2,798
	3.20	9,87	18,3	5,355	44	1,533
	4.20	9,87	25	5,355	44	2,094
Grupo 4 (morado)	1.20	9,87	25,8	5,1	44	2,270
	2.20	9,87	40	5,1	44	3,519
	3.20	9,87	39	5,1	44	3,431

- *Tabla 49: Resumen Cálculo sección por criterio caída de tensión*

Aplicando los dos criterios, las secciones por el criterio de caída de tensión son menores que por el criterio de intensidad máxima admisible, por lo que aplica el más restrictivo.

#### Tramo Caja de conexiones-Inversor

Criterio caída de tensión					
Tramo Caja de conexiones-Inversor					
Grupo conexión	Intensidad (A)	Longitud (m)	C.d.t (V)	C (Cu) (XLPE)	Sección (mm2)
Grupo 1 (verde)	39,48	20	5,61	44	6,398
Grupo 2 (negro)	39,48	15	5,61	44	4,798
Grupo 3 (rojo)	39,48	64,5	5,355	44	21,615
Grupo 4 (morado)	29,61	64,5	5,1	44	17,022

- *Tabla 50: Resumen Cálculo sección por criterio caída de tensión*

Aplicando los dos criterios, las secciones estandarizadas quedan reflejadas en la memoria del proyecto.



Tramo Caja conexionado inversores – CGP

$$S = \frac{\sqrt{3} * L * I}{C * \Delta V} \cos \varphi = \frac{\sqrt{3} * 30 * 148,05}{44 * \left(\frac{1,5}{100}\right) * 400} * 1 = 29,14 \text{ mm}^2$$

Sección por intensidad admisible = 95 mm<sup>2</sup>.

Factores de corrección y tablas

Se consideran los factores de corrección según la normativa del REBT.:

- Punto 5. ITC-BT 40 del REBT. Por instalación generadora. Se aplica un factor del 125%.
- Tabla C.52.3. Factor de corrección por agrupamiento 0,8 tramo Paneles-Caja de conexiones
- Tabla C.52.3. Factor de corrección por agrupamiento 0,65 Caja de conexiones - Inversor.

Método de instalación	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento																	
A1																		
A2																		
B1																		
B2																		
C																		
E																		
F																		
mm <sup>2</sup>	2	3	4	5a	5b	6a	6b	7a	7b	8a	8b	9a	9b	10a	10b	11	12	13
Cobre (no enfriado)	1,5	11	11,5	12,5	13,5	14	14,5	15,5	16	16,5	17	17,5	19	20	20	21	23	-
	2,5	15	15,5	17	18	19	20	20	21	22	23	24	26	27	28	30	32	-
	4	20	20	22	24	25	26	28	29	30	31	32	34	36	36	38	40	44
	6	25	26	29	31	32	34	36	37	39	40	41	44	46	46	49	52	57
	10	33	36	40	43	45	46	49	52	54	54	57	60	63	65	68	72	78
	16	45	48	53	59	61	63	66	69	72	73	77	81	85	87	91	97	104
	25	59	63	69	77	80	82	86	87	91	95	100	103	108	110	115	122	135
	35	-	-	-	95	100	101	106	109	114	119	124	127	133	137	143	153	168
	50	-	-	-	116	121	122	128	133	139	145	151	155	162	167	174	188	204
	70	-	-	-	148	155	155	162	170	178	185	193	199	208	214	223	243	262
	95	-	-	-	180	188	187	196	207	216	224	234	241	252	259	271	298	320
	120	-	-	-	207	217	216	226	240	251	260	272	280	293	301	314	350	373
150	-	-	-	-	-	247	269	276	289	299	313	322	337	343	369	401	430	
185	-	-	-	-	-	281	294	314	329	341	356	368	385	391	409	460	493	
240	-	-	-	-	-	330	345	368	385	401	419	435	455	468	489	545	583	

Imagen 75: Tabla 1 ITC-BT 19. Tabla C.52.1 bis. Norma UNE HD 60.364-5-52

## Previsión de potencia

El CGP ya existente dispone de:

- Edificio principal: 30 kW
- Alumbrado porche: 0,9 kW (coef. aplicados).
- Alumbrado perimetral: 0,9 kW (coef. aplicados).
- Edificio ampliación: 42,56 kW

El nuevo CGP dispone de:

- Climatización 94,377 Kw

Potencia Total prevista =168,737 kW.

Actualmente, según datos de ID-Iberdrola, el mes más desfavorable en cuanto a consumo ha sido el mes de diciembre en 2019, con un pico de consumo de 35 kW aproximadamente, por lo que, la instalación en el mes más desfavorable consume en torno a un 47% la potencia instalada en una hora determinada del día.

Para el cálculo de la nueva acometida, este proyecto solo aporta información sobre el cambio de sección o si podría seguir con la sección actual, no detallando materiales y demás.

### Acometida

#### Criterio Intensidad Máxima admisible

Intensidad:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos \varphi} = \frac{168737}{\sqrt{3} * 400 * 0,9} = 270,61 A$$

Esta intensidad calculada es con un factor de simultaneidad 1, algo improbable, se decide aplicar un coeficiente de simultaneidad de 0,8.

$$I' = 270,61 * 0,8 = 216,49 A$$

Aun así, es demasiado restrictivo, contando que el mes más desfavorable en cuanto a climatización es abril, no diciembre, debido a que el frío en aerotermia

tiene un consumo muy por encima con respecto a la calefacción en el sistema de aerotermia.

Esto se explica considerando que el rendimiento actual de la instalación en el mes de abril está por debajo comparado con el mes de diciembre, en torno a un 33,62 % debido al menor consumo en este mes.

Actualmente en la acometida existe una sección de 95 mm<sup>2</sup> más neutro de 50 mm<sup>2</sup>.

Según la tabla de Intensidades máximas admisibles para conductores enterrados y 3XLPE la sección por criterio de caída de tensión es de 150 mm<sup>2</sup>.

### Criterio caído de tensión

Sección:

$$S = \frac{\sqrt{3} * L * I}{C * \Delta V} \cos \varphi = \frac{\sqrt{3} * 150 * 216,49}{44 * \left(\frac{3}{100}\right) * 400} * 1 = 106,52 \text{ mm}^2 - 120 \text{ mm}^2$$

Para la nueva instalación se tendrá: sección acometida de 150 mm<sup>2</sup> más neutro de 70 mm<sup>2</sup>.

### Circuitos Climatización

En este apartado se calculan las protecciones y las secciones necesarias para los circuitos de climatización.

PIA	SECCIÓN	TRIFÁSICO	
		PVC	XLPE
10	1,5	13,5	17,5
16	2,5	18	24
20	4	24	32
25	6	31	41
32	10	43	57
40	16	59	77
50	25	77	100
63	35	95	124
80	50	116	151
100	70	148	193
125	95	180	234

▪ *Tabla 51.: ITC-BT 19 Intensidades máximas admisibles*

En la tabla se escogen los valores para el método B1, empotrados en una pared no aislante o bien en un montaje superficial.

Conductividad	Cobre	Aluminio
<b>T = 20 °C</b>	56	35
<b>T = 70 °C (PVC)</b>	48	30
<b>T = 90 °C (XLPE o EPR)</b>	44	28

- *Imagen 76: Valores conductividad según el REBT.*

Como se ve en el punto 1.17.3.4. los circuitos se agrupan.

Aplicando los criterios de intensidad y caída de tensión, los cálculos quedan de la siguiente manera:

EDIFICIO PRINCIPAL						
PRIMERA PLANTA						
Local	Int Equipo (A)	I. circuito (A)	Longitud(m)	Sección I (mm <sup>2</sup> )	Sección c.d.t.(mm <sup>2</sup> )	PIA
Aula 1	6,3	18,7	20	4	1,124630212	20
Aula 2	6,2					
Aula 3	6,25					
Aula 4	6,23	18,55	20	4	1,115609114	20
Aula 5	6,15					
Aula 6	6,18					
Aula 7	7,14	21,25	20	6	1,277988877	25
Aula 8	7,05					
Aula 9	7,1					
SEGUNDA PLANTA						
Aula Informática	6,35	18,73	25	4	1,408043039	20
Aula 11	6,15					
Aula 12	6,23					
Aula 13	6,2	12,38	25	2,5	0,930676606	16
Aula 14	6,18					
Aula 15	7,03	21,12	25	6	1,58771324	25
Aula 16	7,04					
Aula 17	7,07					
AMPLIACIÓN EDIFICIO PRINCIPAL						
PRIMERA PLANTA						
Aula 1	5,07	10,15	35	2,5	1,06824835	16
Aula 2	5,08					
SEGUNDA PLANTA						
Aula de Música	5,2	5,2	35	1,5	0,547279943	10
Aula 1	5,07	10,15	41	2,5	1,251376638	16
Aula 2	5,08					
<b>Di</b>		<b>136,23</b>	<b>-</b>	<b>120</b>		<b>160</b>

- *Tabla 52: Tabla resumen de cálculo secciones y Pequeños Interruptores Automáticos*

***ANEXO 2. Estudio  
básico de seguridad y  
salud***

## ÍNDICE ANEXO 2: Estudio básico de seguridad y salud

<b>Objeto del estudio.....</b>	<b>127</b>
<b>Identificación preventiva. Valoración de riesgos y planificación .....</b>	<b>128</b>
<b>Evaluación de los riesgos.....</b>	<b>129</b>
Análisis de los riesgos.....	129
Identificación del peligro .....	129
Estimación del riesgo.....	129
Valoración del riesgo.....	130
Control del riesgo.....	131
Documentación de la evaluación de riesgo.....	132
Identificación de los riesgos en la instalación .....	132
<b>Medidas de seguridad .....</b>	<b>133</b>
Instalación eléctrica provisional de obra.....	134
Falsos techos.....	135
Montaje de instalación eléctrica.....	136
Montaje de instalación climatización.....	137
<b>Medios auxiliares .....</b>	<b>138</b>
Andamios en general .....	138
Escaleras de mano .....	139
Maquinaria en general .....	140
Máquinas de herramientas .....	141
Herramientas manuales .....	142
<b>Análisis y prevención de riesgos catastróficos.....</b>	<b>143</b>
Lugar, fecha y firma.....	143

## Objeto del estudio

El presente Estudio de Seguridad y Salud establece las previsiones respecto a prevención de riesgos y accidentes profesionales, así como los servicios sanitarios comunes a los trabajadores. Este estudio de Seguridad y Salud está elaborado de acuerdo con el Real Decreto 1627 de 24 de Octubre de 1997 que establece las Disposiciones Mínimas en materia de Seguridad y Salud.

Se detallarán los procedimientos, equipos técnicos y medios auxiliares que hayan de utilizarse o que se prevea su utilización, identificación de los riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias para ello; relación de los riesgos laborales que no puedan eliminarse, especificando las medidas preventivas y las protecciones técnicas para reducir dichos riesgos valorando su eficacia, en especial cuando se propongan medidas alternativas.

Se deberá de formar a todo el personal que trabaje en la obra sobre las medidas de seguridad contenidas en el presente estudio, así como de las contenidas en el posterior Plan de Seguridad y Salud antes de su puesta en marcha, tanto en las medidas preventivas que se refieren al puesto de trabajo como en las propias del trabajador.

Según la Ley de Prevención de Riesgos Laborales se establecen los siguientes puntos:

- Los trabajadores tienen derecho a una protección eficaz en materia de seguridad y salud en el trabajo. El citado derecho supone la existencia de un correlativo deber del empresario de protección de los trabajadores frente a los riesgos laborales.

En cumplimiento del deber de protección, el empresario deberá garantizar la seguridad y la salud de los trabajadores a su servicio en todos los aspectos relacionados con el trabajo.

El empresario deberá cumplir las obligaciones establecidas en la normativa sobre prevención de riesgos laborales:

- El coste de las medidas relativas a la seguridad y la salud en el trabajo no deberá recaer en modo alguno sobre los trabajadores.

El empresario adoptará las medidas necesarias con el fin de que los equipos de trabajo sean adecuados para el trabajo que deba realizarse convenientemente adaptados a tal efecto, de forma que garanticen la seguridad y la salud de los trabajadores al utilizarlos. Cuando la utilización de un equipo de trabajo pueda presentar un riesgo específico para la seguridad y la salud de los trabajadores, el empresario adoptará las medidas necesarias con el fin de:

- La utilización del equipo de trabajo quede reservada a los encargados de dicha utilización.

- Los trabajos de reparación, transformación, mantenimiento o conservación sean realizados por los trabajadores específicamente capacitados para ello.

El empresario deberá proporcionar a sus trabajadores equipos de protección individual adecuados para el desempeño de sus funciones y velar por el uso efectivo de los mismos cuando, por la naturaleza de los trabajos realizados, sean necesarios. Los equipos de protección individual deberán utilizarse cuando los riesgos no se puedan evitar o no puedan limitarse suficientemente por medios técnicos de protección colectiva o mediante medidas, métodos o procedimientos de organización del trabajo.

## **Identificación preventiva. Valoración de riesgos y planificación**

Deberemos centrar la atención en los siguientes puntos:

- Evitar los riesgos.
- Evaluar los riesgos que no se puedan evitar.
- Combatir los riesgos en su origen.

- Adaptar el trabajo a la persona, en particular en lo que respecta a la concepción de los puestos de trabajo, así como a la elección de los equipos y los métodos de trabajo y de producción, con miras, en particular, a atenuar el trabajo monótono y repetitivo y a reducir los efectos del mismo en la salud.

- Tener en cuenta la evolución de la técnica.

- Sustituir lo peligroso por lo que entrañe poco o ningún peligro.

- Planificar la prevención, la organización del trabajo, las condiciones de trabajo, las relaciones sociales y la influencia de los factores ambientales en el trabajo.

- Adoptar medidas que antepongan la protección colectiva a la individual.

- Dar las debidas instrucciones a los trabajadores.

Además, deberemos adoptar las medidas necesarias a fin de garantizar que sólo los trabajadores que hayan recibido información suficiente y adecuada puedan acceder a las zonas de riesgo grave y específico.

También deberemos de tener en cuenta las distracciones o imprudencias no temerarias que pudiera cometer el trabajador. Para su adopción se tendrán en cuenta los riesgos adicionales que pudieran implicar determinadas medidas preventivas; las cuales sólo podrán adoptarse cuando la magnitud de dichos



riesgos sea sustancialmente inferior a la de los que se pretende controlar y no existan alternativas más seguras.

## Evaluación de los riesgos

### Análisis de los riesgos

En el análisis de riesgos se detectan los peligros existentes en nuestro lugar de trabajo (identificación de peligros) y se cuantifica su grado de peligrosidad (estimación de riesgos).

#### Identificación del peligro

En esta etapa vamos a constatar los riesgos que aparecen en nuestro lugar de trabajo y para cada puesto de trabajo específico. Es útil categorizarlos en distintas formas, por ejemplo, por temas: mecánicos, eléctricos, radiaciones, sustancias, incendios, explosiones, etc. Existe toda una serie de listas de chequeo con los principales peligros.

#### Estimación del riesgo

Una vez identificados los riesgos vamos a asignarles un valor de peligrosidad. Esto se hace teniendo en cuenta de manera conjunta:

- La probabilidad de que ocurra un accidente.
- La potencial severidad del daño, es decir; las consecuencias si se llega a producir un accidente.

El Análisis del riesgo proporcionará una unidad de medida del mismo o *Nivel de riesgo*, clasificándose este nivel de riesgo, en orden creciente de peligrosidad, en trivial, tolerable, moderado, importante e intolerable.

La tabla siguiente da un método simple para estimar los niveles de riesgo de acuerdo a su probabilidad estimada y a sus consecuencias esperadas.

**NIVELES DE RIESGO**

		Consecuencias		
		Ligeramente Dañino LD	Dañino D	Extremadamente Dañino ED
Probabilidad	Baja B	Riesgo trivial T	Riesgo tolerable TO	Riesgo moderado MO
	Media M	Riesgo tolerable TO	Riesgo moderado MO	Riesgo importante I
	Alta A	Riesgo moderado MO	Riesgo importante I	Riesgo intolerable IN

■ *Imagen 77: Clasificación niveles de riesgo.*

La probabilidad se valora teniendo en cuenta las medidas de prevención existentes y su adecuación a los requisitos legales, a las normas técnicas y a los objetos sobre prácticas correctas. La severidad se valora en base a las más probables consecuencias de accidente o enfermedad profesional.

Tras el análisis de las características de los trabajos y del personal expuesto a los riesgos se establecen las medidas y acciones necesarias para llevarse a cabo por parte de la empresa instaladora, para tratar cada uno de los riesgos de accidente de trabajo y/o enfermedad profesional detectados según la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, sobre Prevención de Riesgos Laborales.

### Valoración del riesgo

Con el valor del riesgo obtenido, y comparándolo con el valor del riesgo tolerable que se puede admitir, se emite un juicio sobre la tolerabilidad del riesgo en cuestión. Así podemos estimar que:

- No existe riesgo: no es necesaria ninguna medida concreta.
- Existe un riesgo no tolerable: hay que Eliminar o Controlar el riesgo. Son necesarias medidas concretas para dicho riesgo.

Al proceso conjunto de evaluación del riesgo y control de riesgos, se denomina, Gestión del riesgo.

Los niveles de riesgos indicados en el cuadro anterior, forman la base para decidir si se requiere mejorar los controles existentes o implantar unos nuevos, así como la temporización de las acciones. En la siguiente tabla se muestra un criterio sugerido como punto de partida para la toma de decisión. La tabla también indica que los esfuerzos precisos para el control de los riesgos y la urgencia con la que deben adoptarse las medidas de control, deben ser proporcionales al riesgo.

RIESGO	ACCION Y TEMPORIZACION
Trivial	No se requiere acción específica
Tolerable	No se necesita mejorar la acción preventiva. Sin embargo se deben considerar soluciones más rentables o mejoras que no supongan una carga económica importante. Se requieren comprobaciones periódicas para asegurar que se mantiene la eficacia de las medidas de control.
Moderado	Se deben hacer esfuerzos para reducir el riesgo, determinando las inversiones precisas. Las medidas para reducir el riesgo deben implantarse en un período determinado. Cuando el riesgo moderado está asociado con consecuencias extremadamente dañinas, se precisará una acción posterior para establecer, con más precisión, la probabilidad de daño como base para determinar la necesidad de mejora de las medidas de control.
Importante	No debe comenzarse el trabajo hasta que se haya reducido el riesgo. Puede que se precisen recursos considerables para controlar el riesgo. Cuando el riesgo corresponda a un trabajo que se está realizando, debe remediarse el problema en un tiempo inferior al de los riesgos moderados.
Intolerable	No debe comenzar ni continuar el trabajo hasta que se reduzca el riesgo. Si no es posible reducir el riesgo, incluso con recursos ilimitados, debe prohibirse el trabajo.

- *Imagen 78: Tipo de riesgo*

### Control del riesgo

Si los resultados de la evaluación pusieran de manifiesto situaciones de riesgo, el empresario realizará aquellas actividades preventivas necesarias para eliminar o reducir y controlar tales riesgos.

Dichas actividades serán objeto de planificación por el empresario, incluyendo para cada actividad preventiva:

- El plazo para llevarla a cabo.
- La designación de responsables.
- Los recursos humanos y materiales necesarios para su ejecución.

El empresario deberá asegurarse de la efectiva ejecución de las actividades preventivas incluidas en la planificación, efectuando para ello un seguimiento continuo de la misma.

Los métodos de control deben escogerse teniendo en cuenta los siguientes principios:

- Combatir los riesgos en su origen. Por ejemplo, ante un escape de gas reparar el orificio donde se produce la fuga, no basta con proporcionar una mascarilla a los trabajadores.

- Adaptar el trabajo a la persona, teniendo en cuenta las diferentes características de los trabajadores.
- Tener en cuenta la evolución de la técnica.
- Sustituir lo peligroso por lo que entrañe poco o ningún peligro.
- Adoptar las medidas que antepongan la protección colectiva a la individual.
- Dar las debidas instrucciones a los trabajadores.

### **Documentación de la evaluación de riesgo**

Dentro de la documentación que debe aportar el empresario en relación a la prevención de riesgos laborales, Art. 23 de la ley de PRL, está la de evaluación de riesgos para la seguridad y salud en el trabajo.

Evaluación de riesgos.

- Medidas de control.
- Propuestas de eliminación o reducción de riesgos.

### **Identificación de los riesgos en la instalación**

A continuación, se procede a identificar los posibles peligros existentes en nuestra instalación. En la instalación eléctrica hay que tener en cuenta que hay dos tipos de contacto eléctrico: directo, el que se produce con las partes activas de la instalación, e indirecto, el que se produce con masas puestas en tensión.

Entre los principales riesgos se encuentra:

- Caídas de personas a distinto nivel
- Caídas de personas al mismo nivel
- Caídas de objetos por desplome o derrumbamiento
- Caídas de objetos en manipulación
- Caídas de objetos desprendidos
- Pisadas sobre objetos
- Choque contra objetos inmóviles
- Choque contra objetos móviles
- Golpes por objetos y herramientas
- Proyección de fragmentos o partículas
- Atrapamiento por o entre objetos
- Atrapamiento por vuelco de máquinas, tractores o vehículos.
- Sobreesfuerzos

- Exposición a temperaturas ambientales extremas
- Contactos térmicos
- Exposición a contactos eléctricos directos
- Exposición a contactos eléctricos indirectos
- Exposición a sustancias nocivas
- Exposición a radiaciones
- Explosiones
- Incendios
- Atropello o golpes con vehículos

El mayor riesgo en actividades del tipo eléctricas son los contactos directos e indirectos. Para reducirlos tendremos en cuenta una serie de medidas, que se detalladas a continuación.

### **Medidas de seguridad**

Dentro de las medidas de seguridad se hace hincapié en las condiciones técnicas de los medios de protección. Se detallarán de manera específica que Equipo de protección individual y colectivo se deben disponer en cada caso y el contratista tendrá que velar para que la calidad y conservación de los medios de protección para cada caso responda a la definida en el plan de seguridad.

#### Equipos de protección individual

Todos los Equipos de Protección Individual a usar en esta obra deberán de cumplir con las siguientes condiciones:

- Dispondrán de la marca CE.
- Una vez cumplida la fecha de caducidad deberán ser sustituidos por otros nuevos.
- Aquellos que se encuentren deteriorados o rotos serán reemplazados de inmediato.
- Las normas de utilización de los E.P.I., se atenderán a lo establecido en la reglamentación vigente y a las instrucciones de uso del fabricante.
- En el estado de mediciones y presupuestos se ha considerado el tiempo de amortización de cada uno de los E.P.I.

Cuando por las circunstancias del trabajo se produzca un deterioro más rápido en una determinada prenda o equipo, se repondrá independientemente de la duración prevista o fecha de entrega. Toda prenda o equipo de protección se ajustará a lo dispuesto en el R.D. 773/ 97.

#### Equipos de protección colectiva

Las protecciones colectivas deberán ser examinadas por el responsable de seguridad designado por el contratista, comprobando si su calidad y estado de mantenimiento se corresponden con la definida en el plan de seguridad.

Queda prohibido el comienzo de cualquier actividad sin adoptar los medios de protección colectiva.

Se adoptará siempre el principio de anteponer siempre el uso prioritario de la protección colectiva a la protección individual.

Si se apreciaran deterioros en las protecciones colectivas se retirarán inmediatamente y se sustituirán por otras que garanticen la seguridad del trabajador. El tiempo que dure tal sustitución o reposición se suspenderán los trabajos en dicha zona y se acotará convenientemente.

El contratista está obligado al montaje, conservación, mantenimiento en buen estado y la retirada de la protección colectiva.

### **Instalación eléctrica provisional de obra**

Los riesgos detectables más comunes son:

- Heridas punzantes en manos.
- Caídas al mismo nivel.
- Electrocutión. Contactos eléctricos directos e indirectos debidos a:
  - Trabajos con tensión.
  - Intentar trabajar sin tensión, pero sin cerciorarse de que está efectivamente interrumpida.
  - Mal funcionamiento de los mecanismos y sistemas de protección
  - Usar equipos inadecuados o deteriorados.
  - Mal comportamiento o incorrecta instalación del sistema de protección contra contactos eléctricos indirectos en general, y de la toma de tierra en particular.

Normas o medidas preventivas:

Para la prevención de posibles contactos eléctricos indirectos, el sistema de protección elegido es el de puesta a tierra de las masas y uso de interruptores diferenciales. Normas de prevención para los cables:

- Todos los conductores utilizados serán aislados de tensión nominal de 1000 voltios como mínimo y sin defectos apreciables.

- La distribución desde el cuadro general de obra a los cuadros secundarios, se efectuará mediante canalizaciones enterradas.
- En caso de efectuarse tendido de cables y mangueras, éste se realizará a una altura mínima de 2 m en los lugares peatonales y de 5 m en los de vehículos, medidos sobre el nivel del pavimento.
- El trazado de las mangueras de suministro eléctrico no coincidirá con el de suministro provisional de agua.
- Las mangueras de alargadera:
  1. Si son para cortos periodos de tiempo, podrán llevarse tendidas por el suelo, pero arrimadas a los paredes o muros.
  2. Se empalmarán mediante conexiones normalizadas estancos antihumedad con protección mínima contra chorros de agua.

### **Falsos techos**

Los riesgos detectables más comunes son:

- Cortes por el uso de herramientas manuales
- Caídas al mismo o distinto nivel.
- Cuerpos extraños en los ojos.

Normas o medidas preventivas:

- Las plataformas sobre borriquetas para la instalación de falsos techos de escayola, tendrán la superficie horizontal y cuajada de tablones, evitando escalones y huecos que puedan originar tropiezos y caídas.
- Los andamios para la instalación de falsos techos se ejecutarán sobre borriquetas de madera o metálicas. Se prohíbe expresamente la utilización de bidones, pilas de materiales, escaleras apoyadas contra los paramentos, para evitar los accidentes por trabajar sobre superficies inseguras.
- Las zonas de trabajo tendrán una iluminación mínima de 100 lux medidos a una altura sobre el suelo, en torno a los 2 m.
- La iluminación mediante portátiles, se hará con portalámparas estancos con mango aislante y rejilla de protección de bombilla. La energía eléctrica los alimentará a 24 V.
- Se prohíbe el conexionado de cables eléctricos a los cuadros de alimentación sin la utilización de las clavijas macho-hembra.

Prendas de protección personal recomendables:

- Casco de polietileno.
- Guantes de cuero.
- Botas de goma con puntera reforzada.
- Gafas de protección.
- Ropa de trabajo.
- Cinturón de seguridad clase A y C.

### Montaje de instalación eléctrica

Los riesgos detectables durante la instalación son:

- Caída de personas al mismo o distinto nivel.
- Cortes por manejo de herramientas manuales, guías y conductores.
- Golpes por herramientas manuales.

Riesgos detectables durante las pruebas de conexionado y puesta en servicio de la instalación más comunes:

- Electrocutión o quemaduras por la mala protección de cuadros eléctricos, maniobras incorrectas en las líneas, uso de herramientas sin aislamiento etc.

Normas o medidas preventivas:

- La iluminación en los tajos no será inferior a los 100 lux, medidos a 2 m del suelo.
- La iluminación mediante portátiles se efectuará utilizando portalámparas estancos con mango aislante-, y rejilla de protección de la bombilla, alimentados a 24 voltios.
- Se prohíbe el conexionado de cables a los cuadros de suministro eléctrico de obra, sin la utilización de las clavijas macho-hembra.
- Las escaleras de mano a utilizar, serán del tipo tijera, dotadas con zapatas antideslizantes y cadenilla limitadora de apertura, para evitar los riesgos por trabajos realizados sobre superficies inseguras y estrechas.
- Las herramientas a utilizar por los electricistas instaladores, estarán protegidas con material aislante normalizado contra los contactos con la energía eléctrica.
- Antes de hacer entrar en carga a la instalación eléctrica se hará una revisión en profundidad de las conexiones de mecanismos, protecciones



y empalmes de los cuadros generales eléctricos directos o indirectos, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

Prendas de protección personal recomendables:

- Casco de polietileno.
- Botas aislantes de electricidad.
- Guantes aislantes.
- Ropa de trabajo.
- Cinturón de seguridad.
- Comprobadores de tensión.

### **Montaje de instalación climatización**

Los riesgos detectables durante la instalación son:

- Caídas de operarios al mismo nivel.
- Caídas de operarios a distinto nivel.
- Caída de objetos sobre operarios.
- Choque o golpes contra objetos.
- Atrapamientos y aplastamientos. Lesiones y/o cortes en manos.

Normas o medidas preventivas:

- Las escaleras de mano a utilizar, serán del tipo tijera, dotadas con zapatas antideslizantes y cadenilla limitadora de apertura, para evitar los riesgos por trabajos realizados sobre superficies inseguras y estrechas.
- Las zonas de trabajo tendrán una iluminación mínima de 100 lux medidos a una altura sobre el suelo, en torno a los 2 m.
- Las plataformas sobre borriquetas para la instalación de falsos techos de escayola, tendrán la superficie horizontal y cuajada de tablones, evitando escalones y huecos que puedan originar tropiezos y caídas.
- Los andamios para la instalación de falsos techos se ejecutarán sobre borriquetas de madera o metálicas. Se prohíbe expresamente la utilización de bidones, pilas de materiales, escaleras apoyadas contra los paramentos, para evitar los accidentes por trabajar sobre superficies inseguras.

Prendas de protección personal recomendables:

- Casco de polietileno.
- Guantes de cuero.
- Botas de goma con puntera reforzada.
- Gafas de protección.
- Ropa de trabajo.
- Cinturón de seguridad clase A y C.

## Medios auxiliares

### Andamios en general

Los riesgos detectables más comunes son:

- Caídas al mismo o distinto nivel.
- Desplome del andamio.
- Desplome o caída de objetos (tablones, herramienta, materiales).
- Golpes por objetos o herramientas.

Normas o medidas preventivas:

- Los andamios siempre se arriostrarán para evitar los movimientos indeseables que pueden hacer perder el equilibrio a los trabajadores.
- Las plataformas de trabajo tendrán un mínimo de 60 cm. de anchura y estarán firmemente ancladas a los apoyos de tal forma que se eviten los movimientos por deslizamiento o vuelco.
- Las plataformas de trabajo, independientemente de la altura, poseerán barandillas perimetrales completas de 90 cm. de altura, formadas por pasamanos, barra o listón intermedio y rodapiés.
- Los tablones que formen las plataformas de trabajo estarán sin defectos visibles, con buen aspecto y sin nudos que mermen su resistencia. Estarán limpios, de tal forma, que puedan apreciarse los defectos por uso y su canto será de 7 cm. como mínimo.
- La distancia de separación de un andamio y el paramento vertical de trabajo no será superior a 30 cm. en prevención de caídas.
- Los andamios se inspeccionarán diariamente por el capataz, encargado o servicio de prevención, antes del inicio de los trabajos, para prevenir fallos o faltas de medidas de seguridad.

Prendas de protección personal recomendables:

- Casco de polietileno.
- Botas de seguridad
- Calzado antideslizante.
- Cinturón de seguridad clases A y C.
- Ropa de trabajo.

## Escaleras de mano

Los riesgos detectables más comunes son:

- Caídas al mismo o distinto nivel.
- Deslizamiento por apoyo incorrecto.
- Vuelco lateral por apoyo irregular.
- Los derivados de los usos inadecuados o de los montajes peligrosos (empalme de escaleras, formación de plataformas de trabajo, escaleras cortas para la altura a salvar, etc).

Normas o medidas preventivas:

- Las escaleras de madera a utilizar en esta obra tendrán los largueros de una sola pieza, sin defectos ni nudos que puedan mermar su seguridad.
- Los peldaños (travesaños) de madera estarán ensamblados.
- Las escaleras de madera estarán protegidas de la intemperie mediante barnices transparentes, para que no oculten los posibles defectos.
- En las escaleras metálicas los largueros serán de una sola pieza y estarán sin deformaciones o abolladuras que puedan mermar su seguridad.
- Las escaleras metálicas estarán pintadas con pintura antioxidante que las preserven de las agresiones de la intemperie.
- Las escaleras metálicas a utilizar no estarán suplementadas con uniones soldadas.
- Las escaleras de tijera estarán dotadas hacia la mitad de su altura, de cadenilla (o cable de acero) de limitación de apertura máxima.
- Las escaleras de tijera en posición de uso, estarán montadas con los largueros en posición de máxima apertura par no mermar su seguridad.

- Las escaleras de tijera se utilizarán montadas siempre sobre pavimentos horizontales.
- Se prohíbe la utilización de escaleras de mano para salvar alturas superiores a 5 m.
- Las escaleras de mano estarán dotadas en su extremo inferior de zapatas antideslizantes de seguridad.
- Se prohíbe en esta obra transportar pesos a mano (o a hombro), iguales o superiores a 25 Kg. sobre las escaleras de mano.
- El acceso de operarios a través de las escaleras de mano, se realizará de uno en uno. Se prohíbe la utilización al unísono de la escalera a dos o más operarios.

Prendas de protección personal recomendables:

- Casco de polietileno.
- Botas de seguridad.
- Calzado antideslizante.
- Cinturón de seguridad clase A o C.

### **Maquinaria en general**

Los riesgos detectables más comunes son:

- Ruido.
- Explosión e incendios.
- Contactos con la energía eléctrica.

Normas o medidas preventivas:

- Los motores eléctricos estarán cubiertos de carcasas protectoras eliminadoras del contacto directo con la energía eléctrica. Se prohíbe su funcionamiento sin carcasa o con deterioros importantes de éstas.
- Solo el personal autorizado será el encargado de la utilización de una determinada máquina.
- Todas las máquinas con alimentación a base de energía eléctrica estarán dotadas de toma de tierra.
- Las máquinas de funcionamiento irregular o averiado serán retiradas inmediatamente para su reparación.

- Se prohíbe la manipulación y operaciones de ajuste y arreglo de máquinas al personal no especializado específicamente en la máquina objeto de reparación.

## Máquinas de herramientas

Riesgos debido al incorrecto uso de taladros, rozadoras, cepillados metálicos, sierras, etc.

Los riesgos detectables más comunes son:

- Cortes.
- Quemaduras.
- Golpes.
- Proyección de fragmentos.
- Contacto con la energía eléctrica.
- Vibraciones.
- Ruido.

Normas o medidas preventivas colectivas:

- Las máquinas-herramienta eléctricas a utilizar en esta obra estarán protegidas eléctricamente mediante doble aislamiento.
- Los motores eléctricos de la máquina-herramienta estarán protegidos por la carcasa y resguardos propios de cada aparato, para evitar los riesgos de atrapamientos o de contacto con la energía eléctrica.
- Las máquinas en situación de avería o de semiavería se entregarán al Servicio de Prevención para su reparación.
- Las máquinas-herramienta no protegidas eléctricamente mediante el sistema de doble aislamiento tendrán sus carcasas de protección de motores eléctricos, etc., conectadas a la red de tierras en combinación con los disyuntores diferenciales del cuadro eléctrico general de la obra.
- En ambientes húmedos la alimentación para las máquinas-herramienta no protegidas con doble aislamiento se realizará mediante conexión a transformadores a 24 V.
- Se prohíbe el uso de máquinas-herramienta al personal no autorizado.

Prendas de protección personal recomendables:

- Casco de polietileno.
- Ropa de trabajo.
- Guantes de seguridad.
- Guantes de goma o de P.V.C.
- Botas de seguridad.
- Gafas de seguridad antiproyecciones.
- Protectores auditivos.
- Máscara antipolvo con filtro mecánico o específico recambiable.

.

### **Herramientas manuales**

Los riesgos detectables más comunes son:

- Golpes en las manos y los pies.
- Proyección de partículas.
- Caídas al mismo o distinto nivel.

Normas o medidas preventivas:

- Antes de su uso se revisarán, desechándose las que no se encuentren en buen estado de conservación.
- Se mantendrán limpias de aceites, grasas y otras sustancias deslizantes.
- Para evitar caídas, cortes o riesgos análogos, se colocarán en portaherramientas o estantes adecuados.
- Los trabajadores recibirán instrucciones concretas sobre el uso correcto de las herramientas que hayan de utilizar.

Prendas de protección personal recomendables:

- Cascos.
- Botas de seguridad.
- Guantes de cuero o PVC
- Ropa de trabajo.
- Gafas contra proyección de partículas.
- Cinturones de seguridad.

## **Análisis y prevención de riesgos catastróficos**

El único riesgo catastrófico previsto es el incendio. Normalmente los restantes riesgos: inundaciones, frío intenso, fuertes nevadas, movimientos sísmicos, vendavales, etc. no pueden ser previstos.

Debiendo en tales casos suspenderse toda actividad de la obra, previo aseguramiento en la medida de lo posible y siempre dependiendo del factor sorpresa, de que la maquinaria de obra, andamios y demás elementos estén debidamente anclados, sujetos y/o protegidos, garantizando la imposibilidad de los mismos de provocar accidentes directos e indirectos sobre las personas y bienes.

Con respecto al riesgo de incendios, no se espera la acumulación de materiales con alta carga de fuego. El riesgo considerado posible se cubrirá con la realización de revisiones periódicas a la instalación eléctrica de la obra.

### **Lugar, fecha y firma**

Se concluye el presente Estudio con el fin de conseguir de la autoridad competente las licencias y permisos oportunos. No obstante, los técnicos firmantes quedan a su disposición para cualquier aclaración.

El presente Proyecto ha sido realizado en Elche, a fecha de septiembre de 2020.

Firmado:

**Victor Manuel Martínez Lledó**  
**Ingeniero Eléctrico**

# ***ANEXO 3. Bibliografía Consultada***





- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

<https://www.boe.es/boe/dias/2013/12/27/pdfs/BOE-A-2013-13645.pdf>

- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

<https://www.boe.es/eli/es/rd/2019/04/05/244/dof/spa/pdf>

- IDAE. Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a Red.

<http://www.idae.es/publicaciones/instalaciones-de-energia-solar-fotovoltaica-pliego-de-condiciones-tecnicas-de-instalaciones>

- PVGIS. Sistema fotovoltaico de información geográfico de la comisión europea

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

-Última tecnología paneles FV

<https://www.cambioenergetico.com/blog/ultima-tecnologia-placas-solares/>

- Plan transición energética. Plan nacional integrado energía y clima (PNIEC)

<https://www.ree.es/es/red21/un-papel-protagonista-en-la-transicion-energetica#>

<https://www.idae.es/informacion-y-publicaciones/plan-nacional-integrado-de-energia-y-clima-pniec-2021-2030>

- Condiciones climáticas IDAE

[https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_12\\_Guia\\_tecnica\\_condiciones\\_climaticas\\_exteriores\\_de\\_proyecto\\_e4e5b769.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_12_Guia_tecnica_condiciones_climaticas_exteriores_de_proyecto_e4e5b769.pdf)

- Aerotermia

<https://preciogas.com/instalaciones/aerotermia>

- Reglamento de instalaciones térmicas en edificios

[http://normativaconstruccion.cype.info/rd\\_1027\\_2007/pagina28.html](http://normativaconstruccion.cype.info/rd_1027_2007/pagina28.html)

- Código técnico Documento básico de ahorro de energía

<https://www.codigotecnico.org/images/stories/pdf/ahorroEnergia/DBHE.pdf>

- Sistema de cálculo potencia térmica

<https://clickrenovables.com/blog/como-calcular-la-potencia-de-un-aire-acondicionado/>

[https://w3.ual.es/Depar/proyectosingenieria/descargas/Normas\\_Edificacion/NB-E-CT-79.pdf](https://w3.ual.es/Depar/proyectosingenieria/descargas/Normas_Edificacion/NB-E-CT-79.pdf)

***ANEXO 4. Explotación  
del sistema***

## ÍNDICE ANEXO 4: Explotación del sistema

<b>Estudio explotación sistema cargadores eléctricos .....</b>	<b>148</b>
Normativa actual.....	149
Características instalación .....	149
Producción FV .....	150
Tipos de cargadores .....	151
Previsión de vehículos.....	152
Explotación del sistema.....	152



## Estudio explotación sistema cargadores eléctricos

Este estudio está pensado como otra idea para el aprovechamiento de la producción fotovoltaica. La implantación sería a medio y largo plazo, cuando se implanten las medidas más restrictivas de transición energética como la prohibición de la circulación de los vehículos de combustión.

Como se comenta en el punto 1.12. lo que pretende el estudio es concluir si tiene una rentabilidad económica poder liberar las leyes que impiden que el suelo público pueda ser explotado sin necesidad de ninguna concesión, utilizando gestores de cargas públicos o el mismo centro o administradores que sean capaces de explotar el posible beneficio de una instalación de infraestructuras para cargar los vehículos eléctricos de particulares como de empresas.

La idea fundamental tiene grandes ventajas:

- Evitas posibles daños por vandalismo de la infraestructura de VE.
- Obtienes rentabilidad en una inversión pública.
- Libera sobrecarga de la red eléctrica en el momento que haya mayor afluencia de VE.
- Ayuda a promover la buena imagen de los gestores o autoridades competentes.
- Utilización de energía 100% "verde" directa.
- Gran explotación en los meses de mayor afluencia de turismo.

Este último punto es el detonante más importante para la realización del estudio, ya que, es una zona estratégicamente perfecta, ubicada en las inmediaciones de zonas de ocio, playas y urbanizaciones, con una afluencia de público mayoritariamente con una renta económica medio-alta / alta. Y por ese motivo puede obtener grandes beneficios en las estaciones de temporada alta.

En las estaciones intermedias también se permitirá la venta de energía para cargar los vehículos eléctricos, pero estará restringidos a ciertos horarios, teniendo prohibida la carga en horario lectivo, ya que el parking estará reservado exclusivamente para profesorado y trabajadores del centro, y una vez acabada la jornada lectiva, de 15:00 h hasta las 7:30 h de la mañana siguiente estará permitido el estacionamiento y a la vez la carga del vehículo eléctrico particular.

En los meses donde no se impartan clases y en los días festivos y fines de semana estará permitido las 24 horas del día.

## Normativa actual

Real decreto-ley 15/2018, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. Lo interesante de este real decreto para este punto es el apartado de la liberación de la actividad de recarga eléctrica.

El RD-Ley liberaliza la actividad de recarga eléctrica, eliminando la figura del gestor de cargas prevista en la LSE, pues según se indica en la Exposición de Motivos de la norma, dicha actividad se ha revelado como excesivamente rígida y desincentivadora.

De esta forma, cualquier consumidor de energía eléctrica puede revender la energía adquirida para la prestación de servicios de recarga energética de vehículos.

Por lo que, actualmente si está permitida la venta de energía eléctrica desapareciendo el gestor de cargas, ya que limitaba y desincentivaba la actividad a la hora de instalar cargadores de VE.

Debido a la liberación de la figura del gestor de cargas, actualmente, cualquier consumidor puede ejercer el servicio de gestor eléctrico o gestor de recargas, ya que puede ser todo aquel que disponga de un estacionamiento público o privado y quiera vender o revender energía a los particulares de VE que estacionen en él. Sin necesidad de subastar una concesión a una empresa mercantil como “gestor de cargas” y poder ser directamente el titular del centro, es decir, el propio centro gestionar las recargas o si fuera el caso, ser un gestor de carga externo, gestionándolo otra entidad sin necesidad de entrar es aspectos de concesiones.

## Características instalación

Para obtener un mayor rendimiento de la instalación FV del centro y así poder obtener una mayor rentabilidad de la inversión, se restringen horarios de estacionamiento y recarga.

Los Horarios de estacionamiento serán:

- Meses no lectivos: Julio y agosto (sin restricción horaria)
- Meses con días no lectivos: Diciembre, junio y septiembre (sin restricción horaria los días no lectivos).
- Festivos en meses lectivos: festivo local, nacional y fines de semana. (sin restricción horaria)
- Día lectivo (Con restricción horaria): De 15:00 h hasta las 7:30 h.

Modalidad de recarga:

Como previamente se ha explicado, existen 4 modalidades de recarga. Por ley, para este modo de recarga es obligatorio para los puntos de recarga de uso

público, además de obtener una mayor seguridad, fiabilidad y rapidez ya que la modalidad 3 (carga semi – rápida) recarga el VE en 3 o 4 horas.

Se instalarán 3 cargadores repartidos en el estacionamiento, un cargador por cada inversor, en el caso más desfavorable, el cargador tipo 2, podrá ofrecer como máximo 63 A en trifásica, exclusivos pero ciertos vehículos. Sin considerar un factor de simultaneidad, se considera el número ideal por las características de la instalación, dando energía de la red en los momentos de máxima demanda y que la instalación no pueda ofrecer la energía demandada.

### Producción FV

La producción FV dependerá de muchos factores, climatología, hora y día de recarga, estación del año.

Es ideal a la vez que se explota la instalación de infraestructuras de VE en los meses de temporada alta, la mayor producción solar, por lo que, más si cabe, vale la pena realizar la inversión.

Seguidamente, adjunto producción FV, previamente calculada con PVGIS.

Se sacan los datos promedios diarios de irradiancia y producción FV.

Producción por hora (w/m2)												
Mes												
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
6	0	0	0	0	9	22	8	0	0	0	0	0
7	0	0	1	76	146	168	147	100	41	0	0	0
8	0	41	197	265	340	362	340	300	242	229	92	0
9	297	351	425	463	525	565	555	516	448	471	380	300
10	546	555	639	632	694	733	741	700	629	644	542	495
11	676	685	760	758	812	876	872	848	757	761	671	634
12	750	753	829	827	890	941	950	927	812	802	710	698
13	740	755	785	811	873	947	961	947	813	767	689	699
14	683	682	714	759	804	877	899	883	752	674	596	620
15	545	564	586	641	688	756	790	751	616	519	458	475
16	370	391	408	497	519	585	616	578	455	332	278	300
17	163	210	221	309	345	398	417	372	263	136	93	103
18	0	32	54	135	168	212	222	176	87	9	0	0
19	0	0	1	23	51	66	61	44	2	0	0	0
20	0	0	0	0	0	6	5	0	0	0	0	0

- *Tabla 53: HSP o w/m<sup>2</sup> por hora media mensual según datos PVGIS.*

La hora reflejada en rojo es el horario restrictivo, sin considerar festivos y días no lectivos.

Producción por hora (wh)												
Mes												
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
6	0,00	0,00	0,00	0,00	831,34	2032,17	738,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7	0,00	0,00	92,37	7020,21	13486,20	15518,36	13578,57	9237,12	3787,22	0,00	0,00	0,00
8	0,00	3787,22	18197,13	24478,57	31406,21	33438,37	31406,21	27711,36	22353,83	21153,00	8498,15	0,00
9	27434,25	32422,29	39257,76	42767,87	48494,88	52189,73	51266,02	47663,54	41382,30	43506,84	35101,06	27711,36
10	50434,68	51266,02	59025,20	58378,60	64105,61	67708,09	68447,06	64659,84	58101,48	59487,05	50065,19	45723,74
11	62442,93	63274,27	70202,11	70017,37	75005,41	80917,17	80547,69	78330,78	69925,00	70294,48	61981,08	58563,34
12	69278,40	69555,51	76575,72	76390,98	82210,37	86921,30	87752,64	85628,10	75005,41	74081,70	65583,55	64475,10
13	68354,69	69740,26	72511,39	74913,04	80640,06	87475,53	88768,72	87475,53	75097,79	70848,71	63643,76	64567,47
14	63089,53	62997,16	65953,04	70109,74	74266,44	81009,54	83041,71	81563,77	69463,14	62258,19	55053,24	52720,14
15	50342,30	52097,36	54129,52	59209,94	63551,39	69832,63	72973,25	69370,77	56900,66	47940,65	42306,01	43876,32
16	34177,34	36117,14	37687,45	45908,49	47940,65	54037,15	56900,66	53390,55	42028,90	30667,24	25679,19	27711,36
17	15056,51	19397,95	20414,04	28542,70	31868,06	36763,74	38518,79	34362,09	24293,63	12562,48	8590,52	9514,23
18	0,00	2955,88	4988,04	12470,11	15518,36	19582,69	20506,41	16257,33	8036,29	831,34	0,00	0,00
19	0,00	0,00	92,37	2124,54	4710,93	6096,50	5634,64	4064,33	184,74	0,00	0,00	0,00
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	554,23	461,86	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

- *Tabla 54: Producción de energía media a cierta hora del día según la instalación de 108,8 kWp instalados*

## Tipos de cargadores

Los cargadores de VE de la modalidad escogida deberán disponer de los siguientes elementos:

- Dispositivo WALLBOX: Es un dispositivo exclusivo para la carga de VE, sustituyendo a los enchufes domésticos, ya que estos últimos tienen potencias máximas y por lo tanto cargas muy lentas, pudiendo dañar la batería.

Se usa el Wallbox para evitar esto, es específico para la carga de VE y cuenta con todo el equipo de protección para garantizar la máxima seguridad y ajustarse a la potencia que necesita el coche eléctrico. Con el wallbox, la energía suministrada al vehículo en un sistema trifásico puede alcanzar hasta 22 kW, lo que hace que la carga sea 9 veces más rápida en comparación con el enchufe doméstico.

Permite ajustar la intensidad de carga, pudiendo reducirla cuando hay muchos equipos eléctricos conectados a una red eléctrica al mismo tiempo. De la misma forma, si no hay equipos conectados en el hogar, se incrementa la potencia para cargar el coche de forma más rápida. Es lo que se conoce como Control Dinámico de Potencia

Existen de dos tipos, Plug & Charge o Cargadores inteligentes, los primeros son los más básicos con un sistema de carga efectivo pero el proyecto lo centra en el sistema de cargadores inteligentes.

Este último ofrece soluciones más elaboradas para casos específicos. Los sitios de carga con energía disponible limitada o el sistema de generación fotovoltaica pueden elegir tener un sistema de control dinámico de la energía (CDP), en el que la electrónica del cargador equilibra la energía total con la energía consumida en ese momento. La energía restante (disponible) se dirige entonces a la carga del vehículo.

De esta manera, cuando la energía consumida en el sitio es alta, la carga será más lenta y la intensidad menor. Cuando la energía consumida en el sitio es menor, entonces la carga será más rápida.

- Conector tipo 2 (IEC 62196) estándar europeo, también conocido como Mennekes. Se trata de un conector de corriente alterna de 7 pines que generalmente se encuentran en los vehículos europeos.

Permite una tensión máxima en trifásica de 400 V y 63 en corriente alterna, dependiendo del modelo de vehículo. Este conector permite también la recarga a cualquier potencia menor, ya que permite la recarga tanto monofásica como trifásica. Se utiliza en vehículos como el Audi A3 e-tron, BMW i3, Renault Kangoo y el Volvo V60 PHEV.

Algunos fabricantes ofrecen la opción de añadir dos pines extra al conector Mennekes, para permitir la recarga rápida en corriente continua. Este conector combinado recibe el nombre de CCS Combo

### **Previsión de vehículos**

Un factor importante además de las infraestructuras a día de hoy instaladas, es el número de vehículos eléctricos que circulen por las carreteras españolas. Actualmente, la idea de explotar un sistema para turistas no es la mejor opción, ya que no existen coches eléctricos comerciales que hagan largas distancias, por lo que, a corto plazo no se considera la posibilidad de poder explotar este sistema en temporada alta.

Según la consultora Deloitte, hizo público un informe sobre la situación actual y la previsión del futuro de los coches eléctricos, habla de que a partir del 2021 algunos países el precio de los VE se equiparará con los vehículos de combustión.

Se espera que para 2030 su cuota de mercado vaya superando a la de vehículos híbridos enchufables. Y, por tanto, la previsión es que en la próxima década siete de cada diez vehículos enchufables vendidos sean 100% eléctricos.

La última conclusión que más interesa es que según este informe, pronostica que en la próxima década habrá una sobreproducción de coches eléctricos.

Progresión estimada:

Año 2025 – entre 1,6 y 2 millones de unidades.

Año 2030 – 6 millones de unidades

De cumplirse las previsiones, “la oferta superará la demanda de los consumidores en aproximadamente 14 millones de unidades” para 2050.

### **Explotación del sistema**

Para saber esto, habría que crear muchas expectativas y dependerá de cómo esté el mercado y en qué momento es idóneo realizar la inversión.

Por lo que se plantea una hipótesis de estimación.

Se tienen en cuenta diversos factores como: Precio venta, consumo por vehículo, cantidad de vehículos y tiempo de carga.

Precio de venta: Actualmente, hay mucha variedad en los precios de carga, se nombran algunos de ellos:



PROVEEDOR	PRECIO (€/KWH)	PRECIO (€/100KM)
Ionity	0,79	14,22
Endesa X	0,49	7,84
Repsol	0,47	7,52
Wenea	0,45	7,2
GIC	0,45	7,2
EMT Madrid	0,40	6,4
Cargacoches	0,38	6,08
EDP	0,36	5,76
Iberdrola	0,30	4,8
Easycharger	0,30	4,8
Tesla	0,29	4,64

- *Tabla 55: Precios actuales año 2020 de diversas empresas*

Debido a la competitividad futura en los precios de mercado, este precio se presupone que tenderá a la baja.

Se considera un precio de venta dependiendo de si es producida por la instalación fotovoltaica o si necesita aportarla de la red, para el primer caso, un precio mínimo y para el segundo caso, dependiendo del tramo horario en el que se recibe la energía en el periodo valle o en el periodo llano.

Consumo por vehículo: Este punto va a depender de la tecnología del vehículo en sí, actualmente en España, un vehículo necesita de media, 14kwh para realizar 100 km, siendo su batería de 291 km, por lo que, cada carga completa necesitaría 40kwh.

Teniendo en cuenta la cantidad de energía que requiere actualmente, el sistema solo podrá ofrecer al mismo tiempo 3 cargas de ese tipo, debido a las características de la instalación.

Cantidad de vehículos: Este es el apartado con más incertidumbre, debido a que como se comenta en el apartado 1.3. de este mismo anexo, se prevé una cantidad importante de vehículos eléctricos de aquí a 10 años. En la situación más optimista del periodo no estival, el aparcamiento podría ser utilizado como máximo, por 12 vehículos en 24 horas. 4 horas por cada vehículo y cargador. Y en el periodo de verano, hasta 18 vehículos podrán ser cargados mediante el sistema de cargadores implantado.



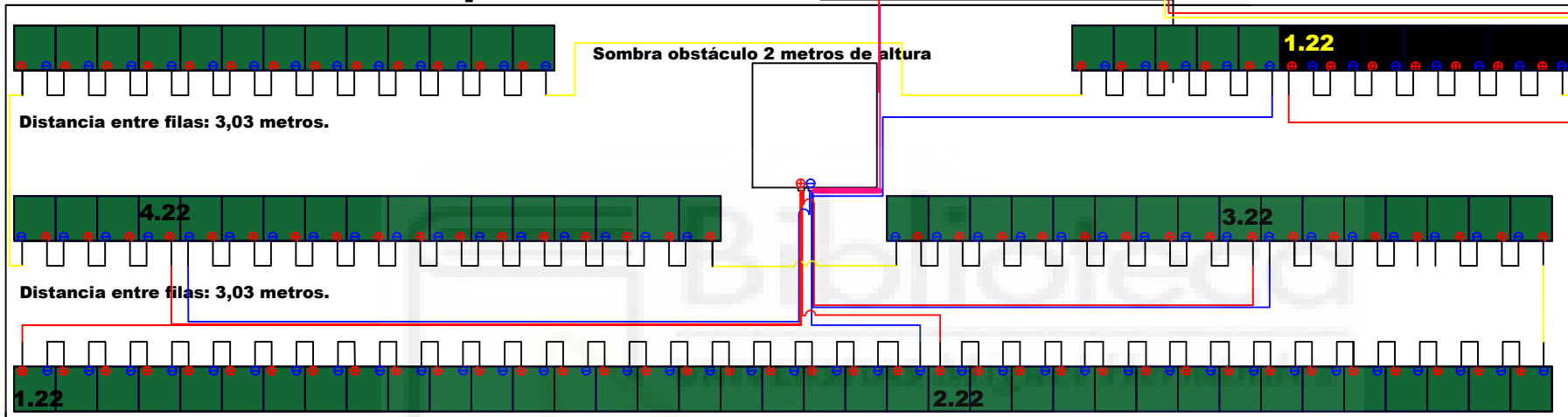
## **2. PLANOS**

## ÍNDICE PLANOS

2.1. Plano 1: Conexión instalación FV.....	156
2.2. Plano 2: Tejado dos aguas.....	159
2.3. Plano 3: Esquema eléctrico FV.....	160
2.4. Plano 4: Esquema unifilar instalación eléctrica Clima.....	161
2.5. Plano 5: Plano detalle sótano.....	162



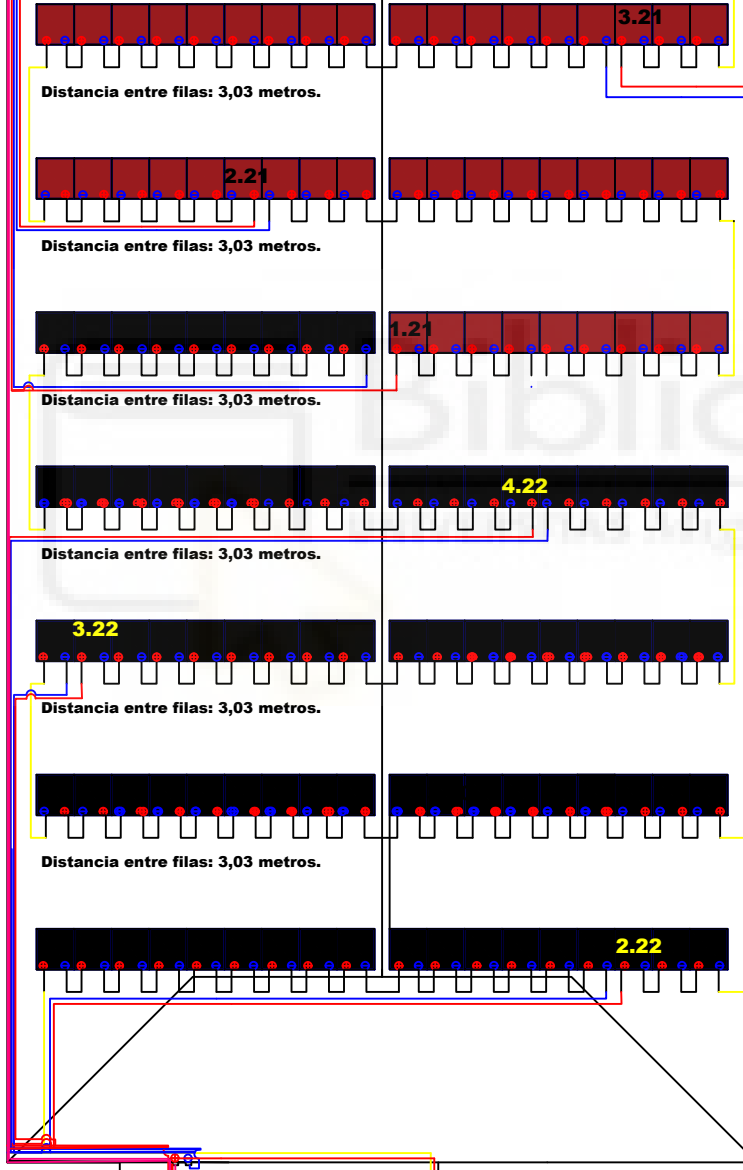
### Tramo 1: 95 paneles



■ Grupo Inversor 1 Eco    ■ Grupo Inversor 2 Eco

<b>INSTALACIÓN AUTOCONSUMO I.E.S. CABO DE LA HUERTA</b>		
<b>Dirección Proyecto:</b> AVENIDA DE LA COSTA BLANCA, 14 ALICANTE		<b>Cliente:</b> I.E.S. CABO DE LA HUERTA
<b>Fecha:</b> 10/09/2020	<b>Escala:</b> S/E	<b>Plano N°:</b> <b>1</b>
<b>Descripción:</b> PLANO 1.1.TRAMO 1 CONEXIONADO		<b>Graduado en Ingeniería Eléctrica</b>  Firmado: Victor M. Martinez Lledó

Tramo 2: 126 paneles



Distancia entre filas: 3,03 metros.

Distancia entre filas: 3,03 metros.

Distancia entre filas: 3,03 metros.

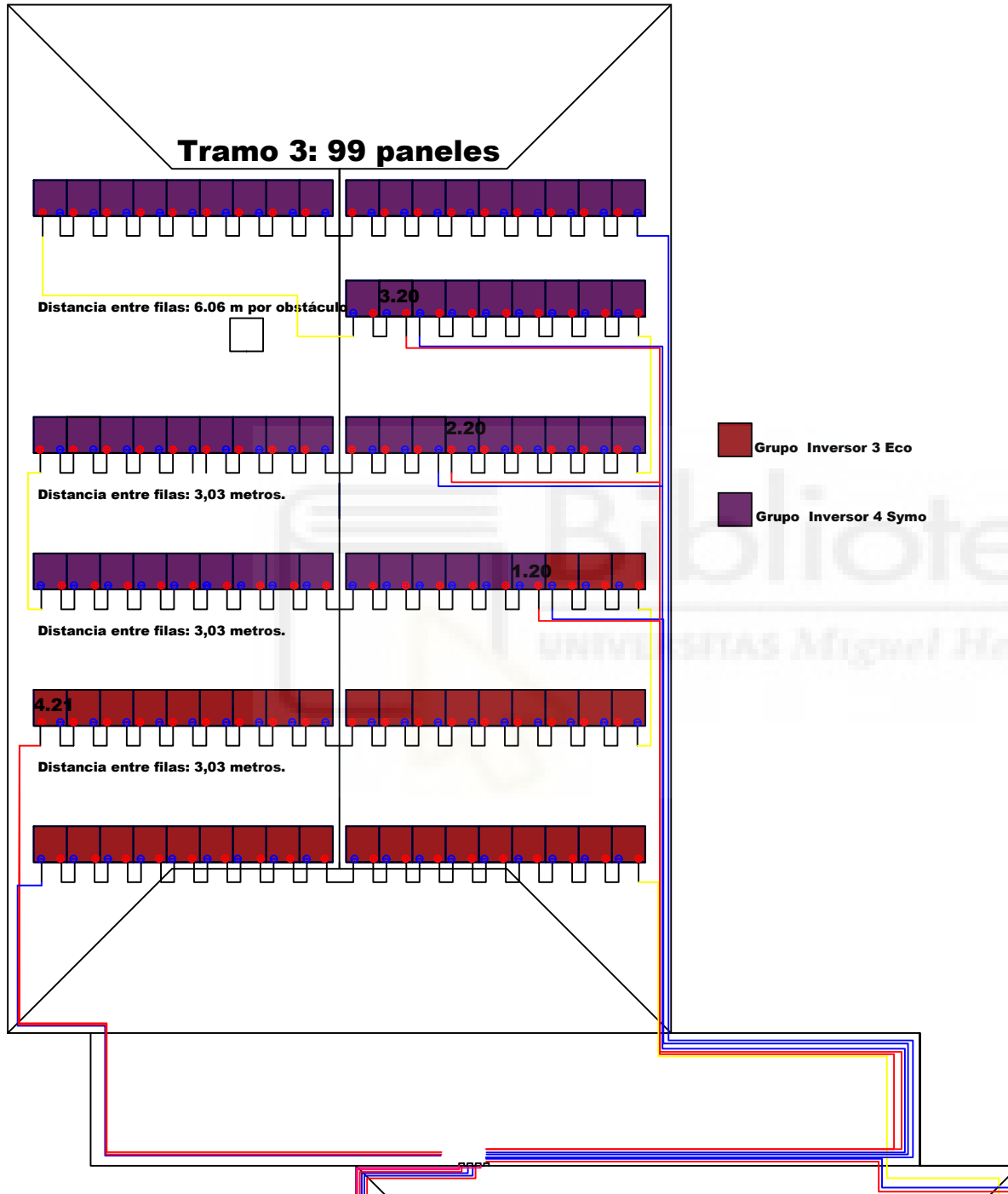
Distancia entre filas: 3,03 metros.

Distancia entre filas: 3,03 metros.

Distancia entre filas: 3,03 metros.

- Grupo Inversor 2 Eco
- Grupo Inversor 3 Eco

<b>INSTALACIÓN AUTOCONSUMO I.E.S. CABO DE LA HUERTA</b>		
<i>Dirección Proyecto:</i> <b>AVENIDA DE LA COSTA BLANCA, 14 ALICANTE</b>		<i>Cliente:</i> <b>I.E.S. CABO DE LA HUERTA</b>
<i>Fecha:</i> <b>10/09/2020</b>	<i>Escala:</i> <b>S/E</b>	<i>Plano N°:</i> <b>1</b>
<i>Descripción:</i> <b>PLANO 1.2.TRAMO 2 CONEXIONADO</b>		<i>Graduado en Ingeniería Eléctrica</i>  <i>Firmado: Victor M. Martínez Lledó</i>



**Tramo 3: 99 paneles**

Distancia entre filas: 6.06 m por obstáculo

3.20

Distancia entre filas: 3,03 metros.

2.20

Distancia entre filas: 3,03 metros.

1.20

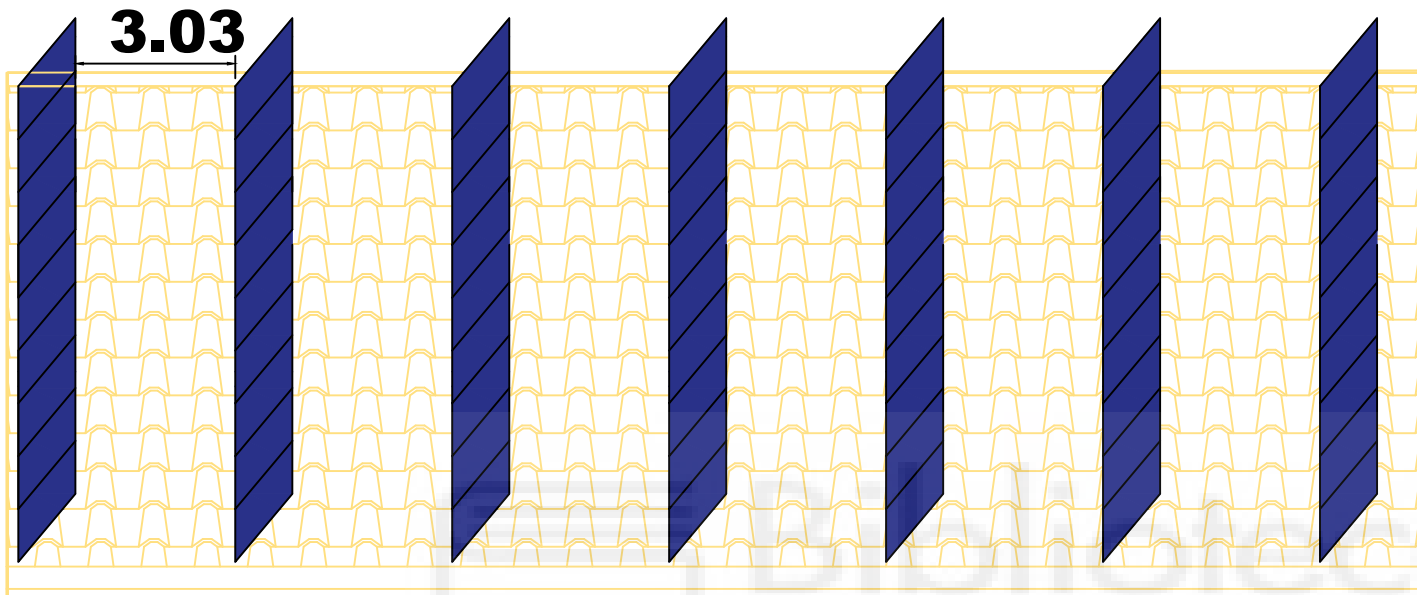
Distancia entre filas: 3,03 metros.

4.21

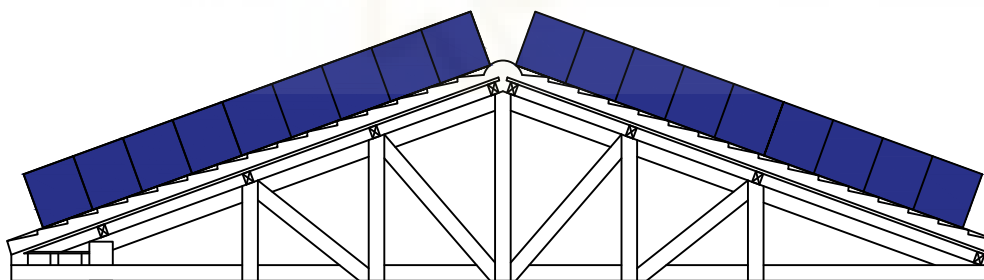
Grupo Inversor 3 Eco

Grupo Inversor 4 Symo

<b>INSTALACIÓN AUTOCONSUMO I.E.S. CABO DE LA HUERTA</b>		
<i>Dirección Proyecto:</i> <b>AVENIDA DE LA COSTA BLANCA, 14 ALICANTE</b>		<i>Cliente:</i> <b>I.E.S. CABO DE LA HUERTA</b>
<i>Fecha:</i> <b>10/09/2020</b>	<i>Escala:</i> <b>S/E</b>	<i>Plano N°:</i> <b>1</b>
<i>Descripción:</i> <b>PLANO 1.3.TRAMO 3 CONEXIONADO</b>		<i>Graduado en Ingeniería Eléctrica</i>  <i>Firmado: Victor M. Martínez Lledó</i>

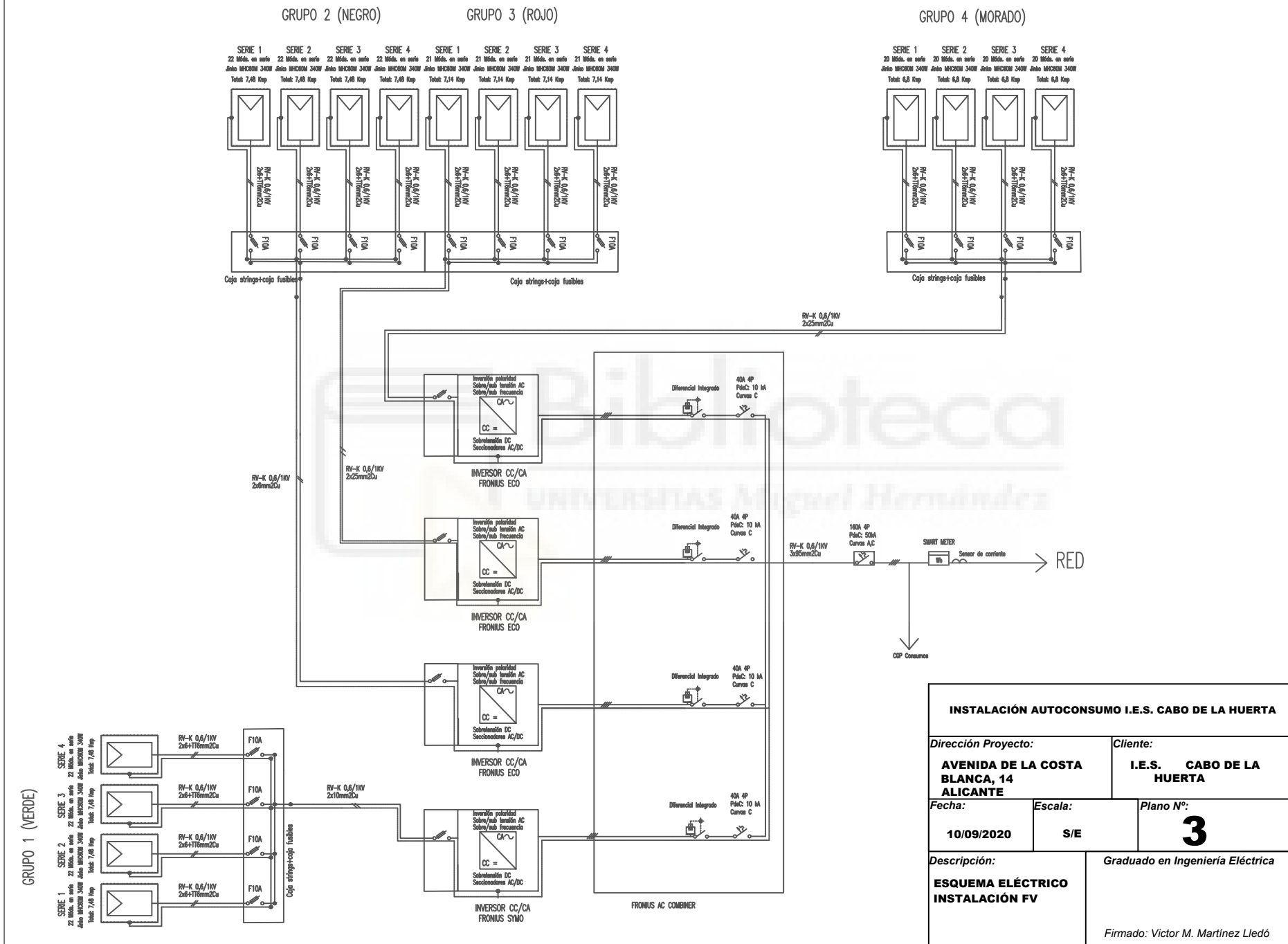


ALZADO

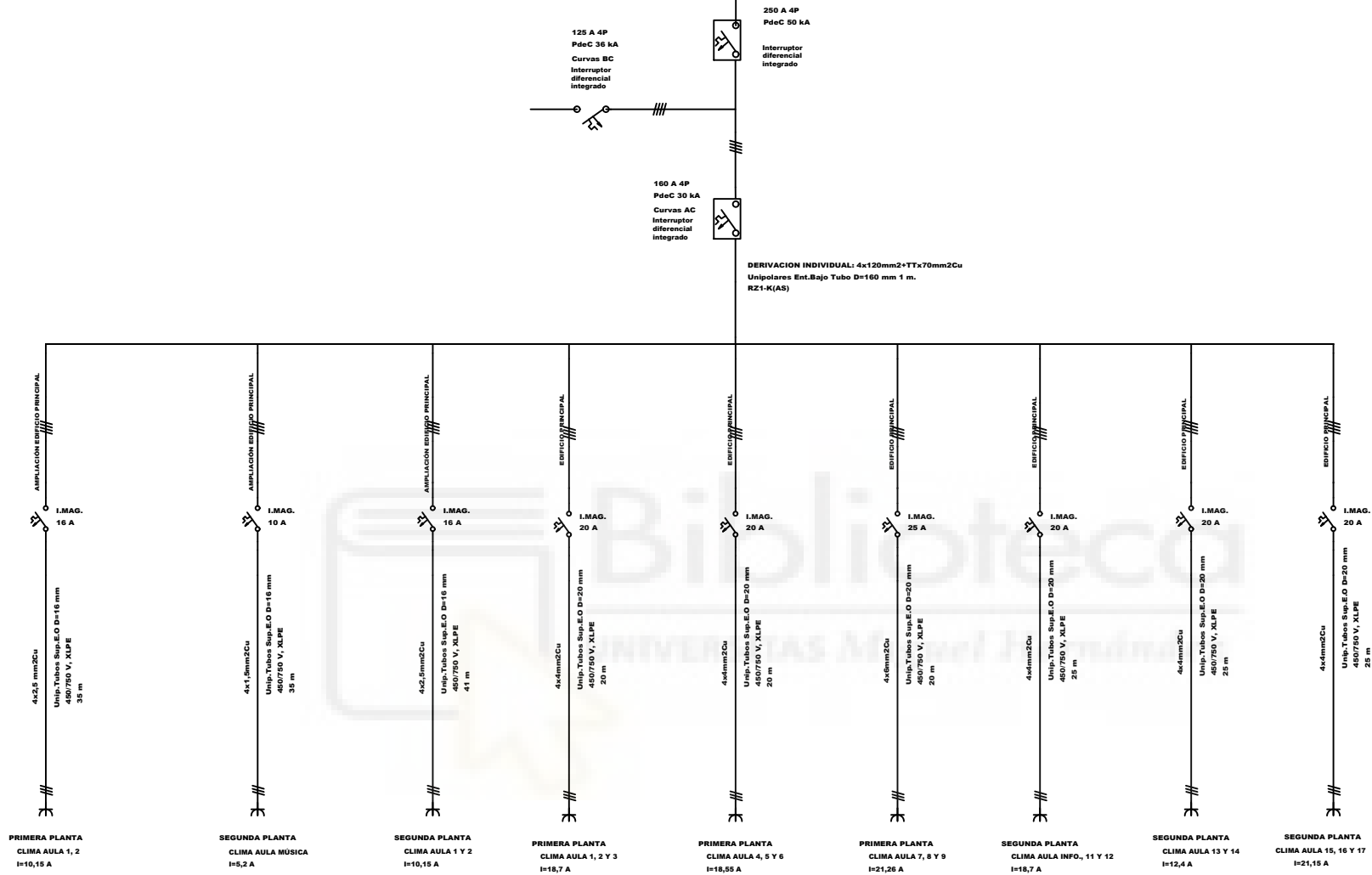


PERFIL

<b>INSTALACIÓN AUTOCONSUMO I.E.S. CABO DE LA HUERTA</b>		
<b>Dirección Proyecto:</b> AVENIDA DE LA COSTA BLANCA, 14 ALICANTE		<b>Cliente:</b> I.E.S. CABO DE LA HUERTA
<b>Fecha:</b> 10/09/2020	<b>Escala:</b> S/E	<b>Plano N°:</b> <b>2</b>
<b>Descripción:</b> PLANO DETALLE TEJADO DOS AGUAS PLANTA Y PERFIL		<b>Graduado en Ingeniería Eléctrica</b>  Firmado: Victor M. Martínez Lledó

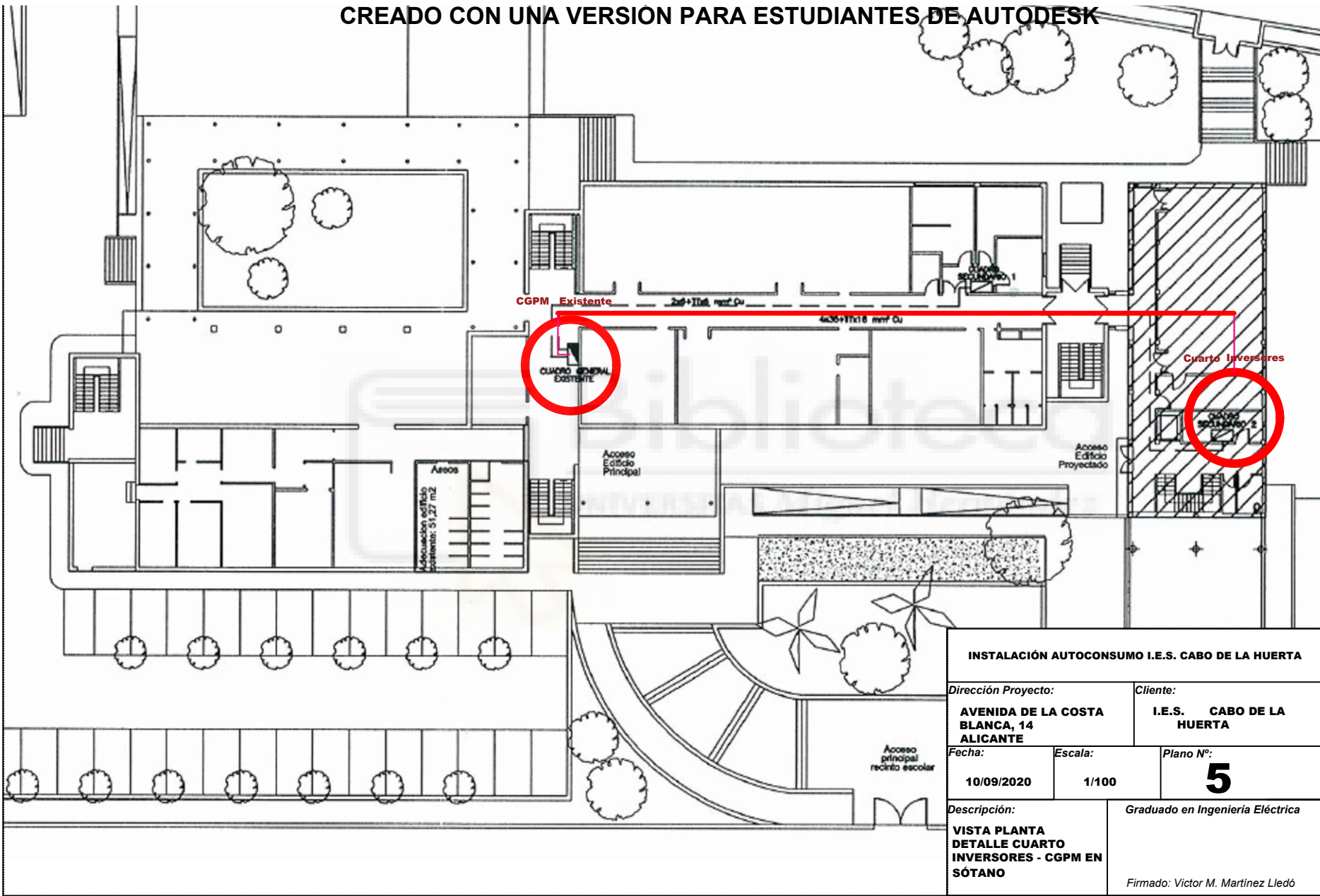






<b>INSTALACIÓN AUTOCONSUMO I.E.S. CABO DE LA HUERTA</b>		
<b>Dirección Proyecto:</b> AVENIDA DE LA COSTA BLANCA, 14 ALICANTE		<b>Cliente:</b> I.E.S. CABO DE LA HUERTA
<b>Fecha:</b> 10/09/2020	<b>Escala:</b> S/E	<b>Plano N°:</b> <b>4</b>
<b>Descripción:</b> ESQUEMA UNIFILAR INSTALACIÓN ELÉCTRICA CLIMATIZACIÓN		<b>Graduado en Ingeniería Eléctrica</b>  Firmado: Victor M. Martínez Lledó

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK



<b>INSTALACIÓN AUTOCONSUMO I.E.S. CABO DE LA HUERTA</b>		
<b>Dirección Proyecto:</b> AVENIDA DE LA COSTA BLANCA, 14 ALICANTE		<b>Cliente:</b> I.E.S. CABO DE LA HUERTA
<b>Fecha:</b> 10/09/2020	<b>Escala:</b> 1/100	<b>Plano Nº:</b> <b>5</b>
<b>Descripción:</b> VISTA PLANTA DETALLE CUARTO INVERSORES - CGPM EN SÓTANO		Graduado en Ingeniería Eléctrica  Firmado: Victor M. Martínez Lledó

CREADO CON UNA VERSION PARA ESTUDIANTES DE AUTODESK

# **3. PLIEGO DE CONDICIONES**

## ÍNDICE PLIEGO DE CONDICIONES

3.1.	Objeto y normativa.....	167
3.2.	Alcance del trabajo.....	169
3.3.	Condiciones generales.....	169
3.4.	Instalación fotovoltaica .....	170
3.4.1.	Componentes y materiales .....	170
3.4.1.1.	Generalidades.....	170
3.4.1.2.	Sistemas generadores fotovoltaicos .....	170
3.4.1.3.	Estructura soporte .....	172
3.4.1.4.	Inversores .....	173
3.4.1.5.	Cableado.....	175
3.4.1.6.	Conexión a red.....	175
3.4.1.7.	Medidas.....	175
3.4.1.8.	Protecciones .....	175
3.4.1.9.	Puesta a tierra.....	176
3.4.2.	Armónicos y compatibilidad electromagnética.....	176
3.4.3.	Medidas de seguridad.....	176
3.4.4.	Puesta en marcha .....	177
3.4.5.	Mantenimiento.....	178
3.4.5.1.	Uso .....	178
3.4.5.2.	Conservación .....	178
3.4.5.3.	Reparación y reposición .....	179
3.5.	Instalación de Climatización .....	179
3.5.1.	Generalidades.....	179
3.5.2.	Componentes .....	180
3.5.2.1.	Bloque de generación.....	180
3.5.2.2.	Bloque de control.....	180
3.5.2.3.	Bloque de transporte .....	180

3.5.2.4.	Bloque de consumo.....	180
3.5.2.5.	Otros componentes .....	181
3.5.2.6.	Control y aceptación de los componentes .....	181
3.5.3.	Ejecución .....	182
3.5.3.1.	Preparación.....	182
3.5.3.2.	Fases de ejecución .....	182
3.5.3.3.	Acabados .....	183
3.5.3.4.	Control y aceptación de la ejecución .....	183
3.5.3.5.	Pruebas de servicio .....	184
3.5.3.6.	Conservación hasta la recepción de las obras .....	184
3.5.4.	Medición y abono .....	184
3.5.5.	Mantenimiento.....	185
3.5.5.1.	Uso .....	185
3.5.5.2.	Conservación .....	185
3.5.5.3.	Reparación y reposición .....	185
3.6.	Pliego de condiciones generales .....	186
3.6.1.	Generalidades.....	186
3.6.2.	Conductores eléctricos .....	186
3.6.3.	Derivaciones individuales.....	187
3.6.4.	Circuitos interiores.....	189
3.6.5.	Conductores de neutro .....	189
3.6.6.	Conductores de protección .....	190
3.6.7.	Identificación de los conductores.....	191
3.6.8.	Tubos protectores.....	191
3.6.9.	Tubos en canalizaciones fijas en superficie.....	191
3.6.10.	Tubos en canalizaciones empotradas .....	192
3.6.11.	Canalizaciones aéreas o tubos al aire .....	193
3.6.12.	Diámetro de tubos y número de conductores .....	194
3.7.	Especificaciones de los materiales y equipos .....	194
3.8.	Especificaciones de ejecución.....	207
3.8.1.	Colocación de tubos.....	207
3.8.2.	Prescripciones generales.....	207
3.8.3.	Tubos en montaje superficial .....	208
3.8.4.	Tubos empotrados.....	208
3.8.5.	Cajas de empalme y derivaciones.....	209
3.8.6.	Aparatos de mando y maniobra .....	210

3.8.7.	Aparatos de protección.....	211
3.8.7.1.	Protección contra sobrecargas/sobrecargas .....	211
3.8.7.2.	Protección contra cortocircuitos.....	211
3.8.7.3.	Normas aplicables a pequeños interruptores automáticos .....	212
3.8.7.4.	Normas aplicables a interruptores automáticos de baja tensión .....	213
3.8.7.5.	Normas aplicables a fusibles.....	213
3.8.7.6.	Normas aplicables a interruptores con protección incorporada por intensidad diferencial residual.....	214
3.8.7.7.	Características principales de los dispositivos de protección.....	214
3.8.7.8.	Protección contra sobretensiones de orden atmosférico .....	215
3.8.7.9.	Protección contra contactos directos e indirectos .....	215
3.8.8.	Red equipotencial .....	216
3.8.9.	Instalación de puesta a tierra .....	217
3.8.10.	Naturaleza y secciones mínimas.....	217
3.8.11.	Tendido de los conductores de la toma de tierra .....	218
3.8.12.	Conexiones de los conductores de los circuitos de tierra con las partes metálicas, masas y con electrodos .....	219
3.8.13.	Prohibición de interrumpir los circuitos de tierra .....	219
3.9.	Obligaciones de los instaladores autorizados en baja tensión .....	220
3.9.1.	Comprobación de la puesta a tierra .....	221
3.9.2.	Resistencia de aislamiento .....	221
3.9.3.	Condiciones de mantenimiento y seguridad.....	223
3.9.4.	Certificados y documentación .....	224

### 3.1. Objeto y normativa

El objeto del presente Pliego de Condiciones Técnicas es fijar las características exigibles a los materiales especificados en el Proyecto, así como su forma de montaje.

Las normas y reglamentaciones particulares que se han tenido en cuenta para la confección del presente proyecto han sido las siguientes:

- Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto de 2002 por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía (Decreto de 12 de Marzo de 1.954), modificado parcialmente por los reales decretos 724/1.979 de 2 de Febrero, 1725/1.984, de 18 de Julio y 1075/1.986 de 2 de Mayo.
- Reglamento sobre Acometidas Eléctricas (Real Decreto 1955/2000 de 1 de Diciembre).
- Resolución de 20 de junio de 2003 de la Dirección General de Industria y Energía por la que se modifican los anexos de la orden de 12/02/2001 y los de la Orden de 17 de julio de 1989, sobre contenido mínimo de proyectos de instalaciones industriales. DOGV 17/09/2003.
- Normas UNE de AENOR.
- Las Normas Básicas de la Edificación (NBE).
- Las Recomendaciones UNESA (RU).
- Las Normas Tecnológicas de la Edificación (NTE).
- Orden de 25 de Julio de 1.989 de La Consellería de Industria, Comercio y Turismo, por la que se aprueba La Norma Técnica de Instalaciones de enlace en Edificios destinados preferentemente a viviendas y modificaciones posteriores.

#### **Instalación fotovoltaica**

Ley 24/2013 del 26 de Diciembre del Sector Eléctrico. Establece la regulación del sector eléctrico con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica y de adecuarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y mínimo coste.

- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

- 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 (BOE nº 310, de 27/12/2000).
- Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE para instalaciones conectadas a red.
- 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.
- Real Decreto-Ley 9/2013 del 12 de julio por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Creando el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.
- Real decreto 244/2019 por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

### Instalación climatización

- Reglamento de Instalaciones Térmicas en los edificios (RITE) BOE 29-08-07. Corrección de errores BOE 28-02-08.
- Modificación de las Instrucciones Técnicas Complementarias MI-IF002, MI-IF004 y MI-IF009 del Reglamento de seguridad para plantas e instalaciones frigoríficas, Orden de 29 noviembre de 2001. BOE 07-12-01.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión REBT e Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) BT01 a BT 51 Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto de 2002. BOE 18-09-02.
- Real decreto 314/2006. Esta norma contiene un Documento básico de ahorro de energía (DB HE) donde se establecen las exigencias básicas en eficiencias energética y energías renovables que deben cumplirse en los edificios de nueva construcción y en las intervenciones en edificios existentes.
- Ley de 31/1995. Tiene por objeto promover la seguridad y la salud de los trabajadores mediante la aplicación de medidas y el desarrollo de las actividades necesarias para la prevención de riesgos derivados del trabajo.

Reglamento de Seguridad para plantas e Instalaciones Frigoríficas (RAUCL en el texto).



Igualmente, se cumplirá con toda la Normativa de carácter regional y local (Ordenanzas, etc....).

A parte de la Normativa de carácter obligatorio antes mencionada, se utilizarán otras Normas, como las Normas UNE del Instituto Español de Normalización (IRANOR), NTE del Ministerio de Obras Públicas y Urbanismos, o de las Compañías suministradoras de energía eléctricas, de gas, de combustibles líquidos, etc...

En ocasiones, a falta de Normativa Española podrán utilizarse Normas de organismos internacionales o extranjeras, como ISO, DIN, AINSI, UL, IF, VLD, ASIM, ASME, UNI, AFNOR, etc...

Se entiende que se considerará la edición más reciente de las Normas antes mencionadas, con las últimas modificaciones oficialmente aprobadas

### **3.2. Alcance del trabajo**

El presente proyecto de Electrificación en Baja Tensión contempla: la descripción de las instalaciones eléctricas, fotovoltaicas y de climatización del centro educativo citado, de forma que sirva como documento de trabajo para la realización y ejecución de las instalaciones, así como para la legalización ante los Organismos Competentes de la vivienda proyectada con el fin de obtener la Autorización Administrativa.

### **3.3. Condiciones generales**

- Las características técnicas de los materiales y equipos constitutivos de la instalación, serán los especificados en los documentos del Proyecto.
- Los materiales y equipos a instalar serán todos nuevos, no pudiéndose utilizar elementos recuperados de otra instalación, salvo que dicha reutilización haya sido prevista en el Proyecto. El Instalador presentará a requerimiento de la Dirección técnica si así se le exigiese, albaranes de entrega de los elementos que aquella estime oportuno.
- Todos los materiales y equipos que se instalen llevarán impreso en lugar visible la marca y modelo del fabricante.
- Si en los documentos del proyecto se especifica marca y modelo de un elemento determinado, el Instalador estará obligado al suministro y montaje de aquel, no admitiéndose un producto similar de otro fabricante sin la aceptación previa de la Dirección Técnica.

## 3.4. Instalación fotovoltaica

### 3.4.1. Componentes y materiales

#### 3.4.1.1. 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 de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.

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.

En el apartado 2.7. de este pliego se adjuntan las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano y, además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

#### 3.4.1.2. Sistemas generadores fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión. Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva

2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV).

Cualificación del diseño y homologación. Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

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 descritas a continuación.

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  $\pm 3\%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Será deseable 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.

Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

#### **3.4.1.3. Estructura soporte**

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

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. En el caso de que la estructura sea 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.

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el párrafo anterior sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.

En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas

#### **3.4.1.4. 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.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters

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

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

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

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

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiación solar un 10% superiores a las CEM. Además, soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia.

Procedimiento para la medida del rendimiento.

El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.

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 IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el exterior

de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

#### **3.4.1.5. 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 deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5%.

El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos no posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

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

#### **3.4.1.6. Conexión a red**

Todas las instalaciones inferiores a 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1955/2000 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

#### **3.4.1.7. Medidas**

Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

#### **3.4.1.8. 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 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

#### **3.4.1.9. Puesta a tierra**

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.

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

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

#### **3.4.2. 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.

#### **3.4.3. Medidas de seguridad**

Las centrales fotovoltaicas, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

La central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo



con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

Todas las centrales fotovoltaicas con una potencia mayor de 1 MW estarán dotadas de un sistema de teledesconexión y un sistema de teled medida. La función del sistema de teledesconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de teledesconexión y teled medida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central fotovoltaica, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de telegestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.

Las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños.

Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.

#### **3.4.4. Puesta en marcha**

Para la puesta en marcha de la instalación y para la realización correcta del mantenimiento anual se deberán realizar los siguientes ensayos sin tensión y con tensión según normativa:

UNE60364-6:

- Continuidad
- Resistencia de aislamiento
- Protección por separación (MBTP y MBTS)
- Resistencia suelo y paredes
- Ensayo de polaridad
- Ensayos funcionales

ITC REBT 2002:

- Resistencia de lazo (ITC-BT 24)
- Resistencia de tierra (ITC-BT 18)
- Medida de corriente de fugas (ITC-BT 19,24)
- Medida de la secuencia de fases (Guia-BT-Anexo 4)

### 3.4.5. Mantenimiento

Para mantener las características funcionales de las instalaciones y su seguridad, y conseguir la máxima eficiencia de sus equipos, es preciso realizar las tareas de mantenimiento preventivo y correctivo que se incluyen en el anterior punto.

Se obliga a realizar tareas de mantenimiento en instalaciones con potencia instalada menores de 100 kw, la cual deberá ser realizada por el titular de la instalación mediante la contratación de empresas mantenedoras o mantenedores debidamente autorizados.

#### 3.4.5.1. Uso

Dos veces al año, preferiblemente antes de la temporada de utilización, septiembre, el responsable podrá comprobar los siguientes puntos, así como realizar las operaciones siguientes en la instalación:

- Continuidad de conductores de protección y activos.
- Resistencia de aislamiento (MBTS y MBTP).
- Resistencia de suelo y paredes.
- Vigilancia del consumo eléctrico.
- Resistencia de tierra
- Ensayo de polaridad
- Medida de secuencia de las fases
- Resistencia de lazo
- Ensayos funcionales
- Comprobación de interruptores diferenciales
  
- Medida de corrientes de fugas

#### 3.4.5.2. Conservación

Para el caso tratado de potencias inferiores de 100 kw, cada año se realizará el mantenimiento de todos los componentes de la instalación por personal cualificado siguiendo las instrucciones fijadas por el fabricante del producto. El cambio de inclinación de los paneles se realiza dos veces al año, marzo y

octubre, pudiéndose realizar por el encargado de mantenimiento del centro, no necesariamente cualificado. Para la limpieza, lo realizará el mismo, pero de manera aconsejable, trimestral o bimensual.

### **3.4.5.3. Reparación y reposición**

Cuando se efectúe la revisión completa de la instalación, se repararán todas aquellos cableados, accesorios y equipos que presenten mal estado o funcionamiento deficiente, todo ello realizado por técnico acreditado, debiendo quedar las posibles modificaciones que se realicen señaladas en los planos para la propiedad.

## **3.5. Instalación de Climatización**

### **3.5.1. Generalidades**

Instalaciones de climatización, que con equipos de acondicionamiento de aire modifican sus características (temperatura, contenido de humedad, movimiento y pureza) con la finalidad de conseguir el confort deseado en los recintos interiores.

Los sistemas de aire acondicionado, dependiendo del tipo de instalación, se clasifican en:

#### Centralizados

- Todos los componentes se hallan agrupados en una sala de máquinas.
- En las distintas zonas para acondicionar existen unidades terminales de manejo de aire, provistas de baterías de intercambio de calor con el aire a tratar, que reciben el agua enfriada de una central o planta enfriadora.

#### Unitarios y semi-centralizados:

- Acondicionadores de ventana.
- Unidades autónomas de condensación: por aire, o por agua.
- Unidades tipo consola de condensación: por aire, o por agua.
- Unidades tipo remotas de condensación por aire.
- Unidades autónomas de cubierta de condensación por aire.

La distribución de aire tratado en el recinto puede realizarse por impulsión directa del mismo, desde el equipo si es para un único recinto o canalizándolo a través de conductos provistos de rejillas o aerodifusores en las distintas zonas a acondicionar.

En estos sistemas, a un fluido refrigerante, mediante una serie de dispositivos se le hace absorber calor en un lugar, transportarlo, y cederlo en otro lugar.

### 3.5.2. Componentes

#### Productos constituyentes

En general un sistema de refrigeración se puede dividir en cuatro grandes bloques o subsistemas: Bloque de generación, Bloque de control, Bloque de transporte y Bloque de consumo.

#### 3.5.2.1. Bloque de generación

Los elementos básicos en cualquier unidad frigorífica de un sistema por absorción son:

- Compresor
- Evaporador
- Condensador
- Sistema de expansión

#### 3.5.2.2. Bloque de control

Controles de flujo. El equipo dispondrá de termostatos de ambiente con mandos independiente de frío, calor y ventilación. (ITE 02.11, ITE 04.12).

#### 3.5.2.3. Bloque de transporte

- Conductos, y accesorios que podrán ser de chapa metálica o de fibra (ITE 02.9).
- Los de chapa galvanizada. El tipo de acabado interior del conducto impedirá el desprendimiento de fibras y la absorción o formación de esporas o bacterias, y su cara exterior estará provista de revestimiento estanco al aire y al vapor de agua.
- Los de fibras estarán formados por materiales que no propaguen el fuego, ni desprendan gases tóxicos en caso de incendio; además deben tener la suficiente resistencia para soportar los esfuerzos debidos a su peso, al movimiento del aire, a los propios de su manipulación, así como a las vibraciones que puedan producirse como consecuencia de su trabajo.
- Tuberías y accesorios de cobre. (ITE 02.8, ITE 04.2, ITE 05.2). Las tuberías serán lisas y de sección circular, no presentando rugosidades ni rebabas en sus extremos.

#### 3.5.2.4. Bloque de consumo

- Unidades terminales: ventiloconvectores (fan-coils), inductores, rejillas, difusores etc.

### 3.5.2.5. Otros componentes

- Filtros, ventiladores, compuertas.

La instalación de climatización estará formada por los siguientes componentes específicos:

***Siendo solo tema de proyecto, el montaje de las máquinas tanto exteriores como interiores, no entra dentro del rango del proyecto la instalación de conductos ni tuberías.***

*Las máquinas interiores se caracterizan por lo siguiente:*

- Unidad interior de cassette RAV-RM1601UTP-E: capacidad frigorífica/calórica nominal 14/16 kW con refrigerante R32, con 4 modos e barrido distintos: estándar, diagonal, opuesto o de giro, alimentación monofásica 230 V, incluye bomba de drenaje de gran potencia.
- Unidad interior de cassette RAV-RM1401UTP-E: capacidad frigorífica/calórica nominal 12,5/14 kW con refrigerante R32, con 4 modos e barrido distintos: estándar, diagonal, opuesto o de giro, alimentación monofásica 230 V, incluye bomba de drenaje de gran potencia.

*Las máquinas exteriores se caracterizan por lo siguiente:*

- Unidad exterior RAV—GP1601AT8-E de sistema VRF (volumen de refrigerante variable) bomba de calor de expansión directa estándar con capacidad frigorífica/ calórica de 14/16 kW, EER=3.23, COP=3.74, SEER=6,72, con caudal de aire 6180 m<sup>3</sup>/h, condensada por aire, para montaje individual o conectada en serie con hasta 3 unidades, control de capacidad en múltiples etapas, dimensiones (AlxAnxPr) 1340x900x320 mm y alimentación trifásica 3x400V + N + T, refrigerante R32.
- Unidad exterior RAV—GP1401AT8-E de sistema VRF (volumen de refrigerante variable) bomba de calor de expansión directa estándar con capacidad frigorífica/ calórica de 14/16 kW, EER=3.65, COP=4,11, SEER=7,01, con caudal de aire 6180 m<sup>3</sup>/h, condensada por aire, para montaje individual o conectada en serie con hasta 3 unidades, control de capacidad en múltiples etapas, dimensiones (AlxAnxPr) 1340x900x320 mm y alimentación trifásica 3x400V + N + T, refrigerante R32.

### 3.5.2.6. Control y aceptación de los componentes

Se realizará para todos los componentes de la instalación según las indicaciones iniciales del pliego sobre control y aceptación. Todos los componentes de la

instalación deberán recibirse en obra conforme a: la documentación del fabricante, normativa si la hubiere, las especificaciones de proyecto y a las indicaciones de la dirección facultativa durante la ejecución de las obras. En una placa los equipos llevarán indicado: nombre del fabricante, modelo y número de serie, características técnicas y eléctricas, así como carga del fluido refrigerante.

El soporte:

El soporte serán los paramentos horizontales y verticales, donde la instalación podrá ser vista o estar empotrada.

No procede la instalación de los conductos en el proyecto.

### **3.5.3. Ejecución**

#### **3.5.3.1. Preparación**

El Instalador de climatización coordinará sus trabajos con la empresa constructora y con los instaladores de otras especialidades, tales como electricidad, fontanería, etc., que puedan afectar a su instalación y al montaje final del equipo.

La fase de preparación solo corresponde al correcto transporte y almacenaje de los equipos hasta su instalación en la ubicación correspondiente especificada en el proyecto.

#### **3.5.3.2. Fases de ejecución**

Equipos de aire acondicionado:

- Los conductos de aire quedarán bien fijados a las bocas correspondientes de la unidad y tendrán una sección mayor o igual a la de las bocas de la unidad correspondiente.
- El agua condensada se canalizará hacia la red de evacuación
- Se fijará sólidamente al soporte por los puntos previstos, con juntas elásticas, al objeto de evitar la transmisión de vibraciones a la estructura del edificio. La distancia entre los accesos de aire y los paramentos de obra será  $\geq 1$  m.
- Una vez colocados los tubos, conductos, equipos etc., se procederá a la interconexión de los mismos, tanto frigorífica como eléctrica y al montaje de los elementos de regulación, control y accesorios.

Las máquinas exteriores se apoyarán sobre cubierta con elementos antivibratorios, y la tubería en la que va instalada dispondrá de acoplamientos elásticos para no transmitir ningún tipo de vibración ni esfuerzo radial o axial a dicha máquina. Las tuberías de entrada y salida de agua, quedarán bien sujetas a la enfriadora y su unión con el circuito hidráulico se realizará con acoplamientos elásticos.

Las máquinas que corresponden a los espacios interiores, deberán comprobarse que la situación y espacio los elementos integrantes en la instalación coinciden con las de proyecto y en caso contrario se procederá a su nueva ubicación o definición en presencia de la Dirección Facultativa. Se procederá al marcado por el Instalador autorizado en presencia de la dirección facultativa de los diversos componentes de la instalación marcados en el Pliego de Condiciones.

### **3.5.3.3. Acabados**

Una vez terminada la ejecución, toda ubicación utilizada por el montaje debe ser limpiada antes de realizar las pruebas de servicio, para eliminar polvo, cascarillas, aceites y cualquier otro elemento extraño. Posteriormente se hará pasar una solución acuosa con producto detergente y dispersantes orgánicos compatibles con los materiales empleados en el circuito. Posteriormente se enjuagará con agua procedente del dispositivo de alimentación.

En el caso de red de distribución de aire, una vez completado el montaje de la misma y de la unidad de tratamiento de aire, pero antes de conectar las unidades terminales y montar los elementos de acabado, se pondrán en marcha los ventiladores hasta que el aire de salida de las aberturas parezca a simple vista no contener polvo. (RITE-ITE-06.2)

Una vez fijada la estanquidad de los circuitos, se dotará al sistema de cargas completas de gas refrigerante.

### **3.5.3.4. Control y aceptación de la ejecución**

Controles durante la ejecución: puntos de observación.

#### ***La instalación se rechazará en caso de:***

Unidad y frecuencia de inspección: aulas, despachos y gimnasio.

- Cambio de situación, tipo o parámetros del equipo, accesibilidad o emplazamiento de cualquier componente de la instalación de climatización.

Diferencias a lo especificado en proyecto o a las indicaciones de la dirección facultativa.

- Variaciones en diámetros y modo de sujeción de las tuberías y conductos. Equipos desnivelados.

- Los materiales no sean homologados, siempre que los exija el Reglamento de instalaciones de Calefacción, Climatización y Agua Caliente Sanitaria IT.IC. o cualquiera de los reglamentos en materia frigorífica.
- Las conexiones eléctricas o de fontanería sean defectuosas.
- No se disponga de aislamiento para el ruido y vibración en los equipos frigoríficos, o aislamiento en la línea de gas.
- El aislamiento y barrera de vapor de las tuberías sean diferentes de las indicadas en la tabla 19.1 de la IT.IC y/o distancias entre soportes superiores a las indicadas en la tabla 16.1.
- El trazado de instalaciones no sea paralelo a las paredes y techos.
- El nivel sonoro en las rejillas o difusores sea mayor al permitido en IT.IC.

#### **3.5.3.5. Pruebas de servicio**

Una vez conectadas las máquinas al circuito de tuberías:

- Prueba hidrostática de redes de tuberías: (ITE 06.4.1 del RITE)
- Pruebas de redes de conductos: (ITE 06.4.2 del RITE).
- Pruebas de libre dilatación: (ITE 06.4.3 del RITE)
- Eficiencia térmica y funcionamiento: (ITE 06.4.5 del RITE)

#### **3.5.3.6. Conservación hasta la recepción de las obras**

Se preservarán todos los componentes de la instalación de materiales agresivos, impactos, humedades y suciedad.

#### **3.5.4. Medición y abono**

Las tuberías y conductos se medirán y valorarán por metro lineal de iguales características, incluso codos, reducciones, piezas especiales de montaje y calorifugados, colocados y probados. El resto de componentes de la instalación, como aparatos de ventana, consolas inductoras, ventilos, convectores, termostatos, se medirán y valorarán por unidad. Totalmente colocada y comprobada incluyendo todos los accesorios y conexiones necesarios para su correcto funcionamiento.



### 3.5.5. Mantenimiento

Para mantener las características funcionales de las instalaciones y su seguridad, y conseguir la máxima eficiencia de sus equipos, es preciso realizar las tareas de mantenimiento preventivo y correctivo que se incluyen en ITE 08.1.

Se obliga a realizar tareas de mantenimiento en instalaciones con potencia instalada menores de 100 kw, la cual deberá ser realizada por el titular de la instalación mediante la contratación de empresas mantenedoras o mantenedores debidamente autorizados.

#### 3.5.5.1. Uso

Una vez al año, preferiblemente antes de la temporada de utilización, noviembre, el responsable podrá comprobar los siguientes puntos, así como realizar las operaciones siguientes en la instalación:

- Limpieza de filtros y reposición cuando sea necesario.
- Inspección visual de las conexiones en las líneas de refrigerante y suministro eléctrico. Detección de posibles fugas, y revisión de la presión de gas.
- Verificación de los termostatos ambiente (arranque y parada).
- Vigilancia del consumo eléctrico.
- Limpieza de los conductos y difusores de aire.
- Limpieza de los circuitos de evacuación de condensados y punto de vertido.
- Los interruptores magnetotérmicos y diferenciales mantienen la instalación protegida.

#### 3.5.5.2. Conservación

Para el caso tratado de potencias inferiores de 100 kw, cada año se realizará el mantenimiento de todos los componentes de la instalación por personal cualificado siguiendo las instrucciones fijadas por el fabricante del producto.

#### 3.5.5.3. Reparación y reposición

Cuando se efectúe la revisión completa de la instalación, se repararán todas aquellas tuberías, accesorios y equipos que presenten mal estado o funcionamiento deficiente, todo ello realizado por técnico acreditado, debiendo quedar las posibles modificaciones que se realicen señaladas en los planos para la propiedad.

## 3.6. Pliego de condiciones generales

### 3.6.1. Generalidades

Todos los materiales empleados en la ejecución de la instalación tendrán como mínimo, las características especificadas en este Pliego de Condiciones, empleándose siempre materiales homologados según las normas UNE citadas en la ITC-BT-02 que le sean de aplicación y llevarán el marcado CE de conformidad.

Los materiales y equipos utilizados en las instalaciones deberán ser utilizados en la forma y para la finalidad que fueron fabricados. Los incluidos en el campo de aplicación de la reglamentación de transposición de las Directivas de la Unión Europea deberán cumplir con lo establecido en las mismas.

En lo cubierto por tal reglamentación se aplicarán los criterios técnicos preceptuados por el presente Reglamento. En particular, se incluirán junto con los equipos y materiales las indicaciones necesarias para su correcta instalación y uso, debiendo marcarse con las siguientes indicaciones mínimas.

- Identificación del fabricante, representante legal o responsable de la comercialización.
- Marca y modelo.
- Tensión y potencia (o intensidad) asignadas.

Cualquier otra indicación referente al uso específico del material o equipo asignado al fabricante.

### 3.6.2. Conductores eléctricos

Antes de la instalación de los conductores, el instalador deberá facilitar para cada uno de los materiales a utilizar, un certificado del fabricante que indique el cumplimiento de las normas UNE en función de los requerimientos de cada una de las partes de la instalación.

En caso de omisión por parte del instalador de lo indicado en el párrafo anterior, quedará a criterio de la dirección facultativa el poder rechazar lo ejecutado con dichos materiales, en cuyo caso el instalador deberá reponer los materiales rechazados sin sobrecargo alguno, facilitando antes de su reposición dichos certificados.

### 3.6.3. Derivaciones individuales

Según ITC BT 5 en su apartado 1, las derivaciones individuales estarán constituidas por:

- Conductores aislados en el interior de tubos empotrados.
- Conductores aislados en el interior de tubos enterrados.
- Conductores aislados en el interior de tubos de montaje superficial.
- Conductores aislados en el interior de canales protectoras cuya tapa sólo se pueda abrir con la ayuda de un útil.
- Canalizaciones eléctricas prefabricadas que deberán cumplir la norma UNE-EN 60.439 - 2.
- Conductores aislados en el interior de conductos cerrados de obra de fábrica, proyectados y construidos al efecto.

Los conductores a utilizar serán de cobre clase 5, unipolares y aislados, siendo su nivel de aislamiento 450/750 V (Siendo su denominación ES07Z1-K (AS)).

Para el caso de multiconductores o para el caso de derivaciones individuales en el interior de tubos enterrados, el aislamiento de los conductores será de 0,6/1 kV (tendrán la denominación RZ1 o DZ1). La sección mínima de los conductores será de 6 mm<sup>2</sup> para los cables polares, neutro y protección.

Los conductores serán no propagadores de la llama y con emisión de humos de opacidad reducida, de los denominados “libres de halógenos”, según UNE 21.123 y UNE EN 50.085/86.

Según la Instrucción ITC BT 16, con objeto de satisfacer las disposiciones tarifarias vigentes, se deberá disponer del cableado necesario para los circuitos de mando y control. El color de identificación de dicho cable será el rojo, y su sección mínima será de 1,5 mm<sup>2</sup>.

En la tabla siguiente se indica el tipo de conductor para las derivaciones individuales en función del sistema de instalación:

Sistema de instalación	Sistema de canalización (calidad mínima)		Cable	
Superficial	Tubo 4321 No propagador de la llama	Compresión Fuerte (4), Impacto Media (3), Propiedades eléctricas: Aislante / continuidad eléctrica. UNE-EN 50086-2-1	ES07Z1-K (AS)	unipolar aislado de tensión asignada 450/750 V con conductor de cobre clase 5 (-K) y aislamiento de compuesto termoplástico a base de poliolefina (Z1) UNE 211 002
	Canal no propagadora de la llama	Impacto Media, No propagador de la llama, Propiedades eléctricas: Aislante / continuidad eléctrica. Que solo puede abrirse con herramientas. IP2X mínimo. UNE-EN 50085		RZ1-K (AS)
Empotrado	Tubo 2221: No propagador de la llama	Compresión Ligera (2), Impacto Ligera (2). UNE-EN 50086-2-2	DZ1-K (AS)	Cable de tensión asignada 0,6/1kV con conductor de cobre clase 5 (-K), aislamiento de etileno propileno (D) y cubierta de compuesto termoplástico a base de poliolefina (Z1) UNE 21.123-5
	Canal no propagadora de la llama	Impacto Media, No propagador de la llama. Que solo puede abrirse con herramientas. IP2X mínimo. UNE-EN 50085		
Enterrado	Tubo: (Propiedades de propagación de la llama no declaradas)	Compresión 250/450N (hormigón / suelo ligero), Impacto Ligera / Normal. UNE-EN 50086-2-4	RZ1-K (AS) DZ1-K (AS)	Tipos ya descritos siempre multiconductores
Canal de obra	Tubo 2221: No propagador de la llama	Compresión Ligera (2), Impacto Ligera (2). UNE-EN 50086-2-2	ES07Z1-K (AS) RZ1-K (AS) DZ1-K (AS)	Tipos ya descritos
	Canal no propagadora de la llama	Impacto Media, No propagador de la llama. Que solo puede abrirse con herramientas. IP2X mínimo. UNE-EN 50085		
	Bandejas y bandejas de escalera cables instalados directamente en su interior	UNE-EN 61537	RZ1-K (AS) DZ1-K (AS)	Tipos ya descritos, siempre multiconductores
Canalización prefabricada UNE-EN 60439-2				
<p>Nota 1: Según la norma UNE 21 022 los conductores clase 5 son aquellos constituidos por numerosos alambres de pequeño diámetro que le dan la característica de flexible.</p> <p>Nota 2: las normas de la serie UNE 21123 también incluyen las variantes de cables armados y apantallados que puede ser conveniente utilizar en instalaciones particulares.</p>				

• Tabla 56: apartado 3 ITC BT 15

Los cables con conductores de aluminio correspondientes al tipo RZ1-AI AS) según la norma UNE21123-4 se podrán utilizar previa aprobación de la Dirección Facultativa.

### 3.6.4. Circuitos interiores

Los conductores eléctricos empleados en la ejecución de los circuitos interiores serán de cobre aislados, siendo su tensión nominal de aislamiento de 450/750 V.

En caso de que vayan montados sobre aisladores, los conductores podrán ser de cobre o aluminio desnudos, según lo indicado en la ITC BT 20.

Los conductores desnudos o aislados, de sección superior a 16 milímetros cuadrados, que sean sometidos a tracción mecánica de tensado, se emplearán en forma de cables.

### 3.6.5. Conductores de neutro

La sección mínima del conductor de neutro para distribuciones monofásicas, trifásicas y de corriente continua, será la que a continuación se especifica.

Según la instrucción ITC BT 19 en su apartado 2.2.2, en los circuitos de las instalaciones interiores, para tener en cuenta las corrientes armónicas debidas a cargas no lineales y posibles desequilibrios, la sección del conductor de neutro será como mínimo igual a la de las fases.

Conductores fase (mm <sup>2</sup> )	Sección neutro (mm <sup>2</sup> )
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

- *Tabla 57: apartado 1 ITC BT 07*

Para el caso de redes aéreas o subterráneas de distribución en baja tensión, las secciones a considerar serán las siguientes (según lo especificados en las instrucciones ITC BT 06 y ITC BT 07):

- Con dos o tres conductores: igual a la de los conductores de fase.
- Con cuatro conductores: las de la tabla siguiente, con un mínimo de 10 mm<sup>2</sup> para cobre y de 16 mm<sup>2</sup> para aluminio.

### 3.6.6. Conductores de protección

Según la ITC BT 26, en su apartado 6.1.2, los conductores de protección serán de cobre y clocarán el mismo aislamiento que los conductores activos. Se instalarán por la misma canalización que estos y su sección será indicada en la instrucción ITC BT 19, en su apartado 2.3.

Los conductores de protección desnudos no estarán en contacto con elementos combustibles. En los pasos a través de paredes o techos estarán protegidos por un tubo de adecuada resistencia, que será, además, no conductor y difícilmente combustible cuando atravesase partes combustibles del edificio.

Los conductores de protección estarán convenientemente protegidos contra el deterioro mecánico y químico, especialmente en los pasos a través de elementos de la construcción.

Las conexiones en estos conductores (conductores de protección excepto tomas de tierra) se realizarán por medio de empalmes soldados sin empleo de ácido, o por piezas de conexión de apriete por rosca. Estas piezas serán de material inoxidable, y los tornillos de apriete estarán provistos de un dispositivo que evite su desapriete.

Se tomarán las precauciones necesarias para evitar el deterioro causado por efectos electroquímicos cuando las conexiones sean entre metales diferentes. Cuando los conductores deban estar enterrados, deberán de estar de acuerdo con los valores de la tabla siguiente:

TIPO	Protegido mecánicamente	No protegido mecánicamente
Protegido contra la corrosión*	Según apartado 3.4	16 mm <sup>2</sup> Cobre 16 mm <sup>2</sup> Acero Galvanizado
No protegido contra la corrosión		25 mm <sup>2</sup> Cobre 50 mm <sup>2</sup> Hierro
* La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente		

- *Tabla 58: apartado 3.2 ITC BT 18*

Sección de los conductores de fase de la instalación $S$ (mm <sup>2</sup> )	Sección mínima de los conductores de protección $S_p$ (mm <sup>2</sup> )
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

- *Tabla 59: apartado 3.4 ITC BT 18*

Además, las conexiones en estos conductores (toma de tierra) se realizarán de manera fiable y segura, mediante soldadura aluminotérmica o autógena exclusivamente.

### 3.6.7. Identificación de los conductores

Los conductores de la instalación deben ser fácilmente identificados, especialmente por lo que respecta a los conductores de neutro y protección.

Esta identificación se realizará por los colores presentes en sus aislamientos.

Cuando exista conductor neutro en la instalación o se prevea para un conductor de fase posterior a conductor neutro, se identificarán éstos por el color azul claro.

Al conductor de protección se le identificará por el doble color amarillo-verde.

Todos los conductores de fase, o en su caso, aquellos para los que no se prevea su pase posterior a neutro, se identificarán por los colores marrón o negro. Cuando se considere necesario identificar tres fases diferentes, podrá utilizarse el color gris como tercer color.

El conductor necesario para los circuitos de mando y control serán de color rojo.

### 3.6.8. Tubos protectores

Antes de la instalación de los tubos protectores en la obra, el instalador deberá facilitar para cada uno de los tubos a utilizar, un certificado del fabricante que indique el cumplimiento de las normas UNE en función del sistema de instalación escogido y que se indica en los subapartados del presente punto.

En caso de omisión por parte del instalador de lo indicado en el párrafo anterior, quedará a criterio de la dirección facultativa el poder rechazar lo ejecutado con dichos materiales, en cuyo caso el instalador deberá reponer los materiales rechazados sin sobrecargo alguno, facilitando antes de su reposición dichos certificados.

### 3.6.9. Tubos en canalizaciones fijas en superficie

Características mínimas para tubos en canalizaciones superficiales ordinarias fijas:

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	4	Fuerte
Resistencia al impacto	3	Media
Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5°C
Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60°C
Resistencia al curvado	1-2	Rígido/curvable
Propiedades eléctricas	1-2	Continuidad eléctrica/aislante
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Contra objetos $D \geq 1$ mm
Resistencia a la penetración del agua	2	Contra gotas de agua cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado 15°
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

- *Tabla 60: apartado 1.2.1. ITC BT 21*

Deberán cumplir los ensayos indicados en las normas UNE EN 50086-2-1 para tubos rígidos y UNE EN 50086-2-2 Para tubos curvables

### 3.6.10. Tubos en canalizaciones empotradas

Características mínimas para los tubos en canalizaciones empotradas ordinarias en obra de fábrica, huecos de construcción y canales protectoras de obra:

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	2	Ligera
Resistencia al impacto	2	Ligera
Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5°C
Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60°C
Resistencia al curvado	1-2-3-4	Cualquiera de las especificadas
Propiedades eléctricas	0	No declaradas
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Contra objetos $D \geq 1$ mm
Resistencia a la penetración del agua	2	Contra gotas de agua cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado 15°
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

- *Tabla 61: apartado 1.2.2.. ITC BT 21*

Características mínimas para tubos en canalizaciones empotradas ordinarias embebidas en hormigón y para canalizaciones precableadas:



Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	3	Media
Resistencia al impacto	3	Media
Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5°C
Temperatura máxima de instalación y servicio	2	+90°C <sup>(1)</sup>
Resistencia al curvado	1-2-3-4	Cualquiera de las especificadas
Propiedades eléctricas	0	No declaradas
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	5	Protegido contra el polvo
Resistencia a la penetración del agua	3	Protegido contra el agua en forma de lluvia
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada

<sup>(1)</sup> Para canalizaciones precableadas ordinarias empotradas en obra de fábrica (paredes, techos y falsos techos) se acepta una temperatura máxima de instalación y servicio código 1; +60°C.

- *Tabla 62: apartado 1.2.2.. ITC BT 21*

El cumplimiento de las características indicadas en las tablas anteriores se realizará según ensayos en las normas UNE EN 50086-2-1 para tubos rígidos, UNE EN 50086-2-2 para tubos curvables y UNE EN 50086-2-3 para tubos flexibles.

### 3.6.11. Canalizaciones aéreas o tubos al aire

Características mínimas para canalizaciones de tubos al aire o aéreas:

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	4	Fuerte
Resistencia al impacto	3	Media
Temperatura mínima de instalación y servicio	2	-5°C
Temperatura máxima de instalación y servicio	1	+60°C
Resistencia al curvado	4	Flexible
Propiedades eléctricas	1/2	Continuidad/aislado
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Contra objetos D ≥ 1 mm
Resistencia a la penetración del agua	2	Protegido contra las gotas de agua cayendo verticalmente cuando el sistema de tubos está inclinado 15°
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior mediana y exterior elevada
Resistencia a la tracción	2	Ligera
Resistencia a la propagación de la llama	1	No propagador
Resistencia a las cargas suspendidas	2	Ligera

- *Tabla 63: apartado 1.2.3.. ITC BT 21*

El cumplimiento de estas características se realizará según los ensayos indicados en la norma UNE EN 50086-2-3.

### 3.6.12. Diámetro de tubos y número de conductores

Los diámetros exteriores mínimos y las características mínimas para los tubos en función del tipo de instalación y del número y sección de los cables a conducir, se indican en la instrucción ITC BT 21. El diámetro interior mínimo de los tubos deberá ser declarado por el fabricante.

### 3.7. Especificaciones de los materiales y equipos



## Cheetah HC 60M

### 315-335 Vatios

MÓDULO MONO PERC MEDIA CÉLULA

Tolerancia positiva 0/+3%

- Media Célula
- Mono PERC 60 Células

## PERC

#### PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS



- Célula Solar 5 bus bar**  
 La célula solar 5 bus bar adopta una nueva tecnología para mejorar la eficiencia de los módulos, ofrece un mejor aspecto estético, lo que es perfecto para su instalación en los tejados.
- Alta eficiencia**  
 Alta eficiencia de conversión del módulo (hasta 19.85%) gracias a una nueva tecnología de producción.
- Garantía Anti-Degradación Potencial Inducida (PID)**  
 El excelente rendimiento Anti-PID garantiza una degradación limitada de la potencia del módulo.
- Rendimiento con baja irradiación lumínica**  
 El avanzado cristal y el texturizado de la superficie de la célula fotovoltaica permiten un resultado excelente en condiciones de baja irradiación lumínica.
- Resistencia en condiciones climatológicas adversas**  
 Certificado para soportar rachas de viento (2400 Pascal) y cargas de nieve (5400 Pascal).
- Resistencia en condiciones ambientales extremas**  
 Alta resistencia a la brisa marina y al amoníaco, certificado por TÜV NORD.

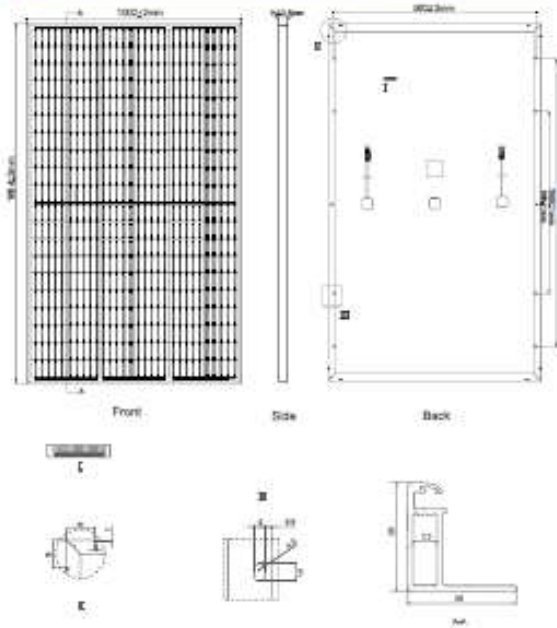
#### GARANTÍA DE RENDIMIENTO LINEAL

10 Años de garantía del producto \* 25 Años de garantía potencial lineal

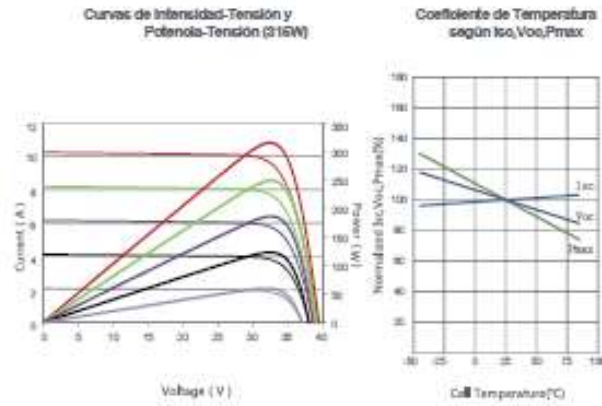


- Fábrica con certificado ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS18001
- Productos con certificación IEC61215, IEC61730, UL1703

**Dibujos técnicos**



**Rendimiento eléctrico y dependencia de la temperatura**



**Características mecánicas**

Tipo de Célula	Mono PERC 158.75x158.75mm
NºMedia Células	120 (6x20)
Dimensiones	1684x1002x35mm (66.30x39.45x1.38 pulgadas)
Peso	19.0 kg (41.9 libras)
Vidrio Frontal	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Estructura	Aleación de Aluminio Anodizado
Caja de conexión	Clase IP67
Cables de salida	TUV 1x4.0mm², Anode 290mm, Cathode 145mm, o Longitud personalizada

**Embalaje**

( Dos cajas = Un pallet )  
 30pcs/caja, 60pcs/caja, 780pcs/40'HQ Contenedores

**ESPECIFICACIONES**

Tipo de Módulo	JKM315M-60H		JKM320M-60H		JKM325M-60H		JKM330M-60H		JKM335M-60H	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Potencia nominal (Pmax)	315Wp	235Wp	320Wp	239Wp	325Wp	242Wp	330Wp	246Wp	335Wp	250Wp
Tensión en el punto Pmáx VMPP (V)	33.2V	31.2V	33.4V	31.4V	33.6V	31.6V	33.8V	31.8V	34.0V	32.0V
Corriente en el punto Pmáx IMP (A)	9.49A	7.56A	9.59A	7.62A	9.68A	7.66A	9.77A	7.74A	9.87A	7.82A
Tensión en circuito abierto VOC (V)	40.7V	37.6V	40.9V	37.8V	41.1V	38.0V	41.3V	38.2V	41.5V	38.4V
Corriente de cortocircuito ISC (A)	10.04A	8.33A	10.15A	8.44A	10.20A	8.54A	10.31A	8.65A	10.36A	8.74A
Eficiencia del módulo (%)	18.67%		18.96%		19.26%		19.56%		19.85%	
Temperatura en funcionamiento (°C)	-40°C ~ +85°C									
Tensión máxima del sistema	1000VDC (IEC)									
Valores máximos recomendables de los fusibles	20A									
Tolerancia de Potencia Nominal	0 ~ +3%									
Coefficiente de Temperatura de Pmax	-0.37%/°C									
Coefficiente de Temperatura de Voc	-0.29%/°C									
Coefficiente de Temperatura de Isc	0.048%/°C									
Temperatura Operacional de Célula (NOCT)	45±2°C									

STC: ☀️ Radiación 1000W/m²    📱 Célula Módulo 25°C    ☁️ AM=1.5

NOCT: ☀️ Radiación 800W/m²    📱 Ambiente Módulo 20°C    ☁️ AM=1.5    🌪️ Velocidad del viento 1m/s

\* Tolerancia de medición de potencia: ± 3%

• Imagen 79: Ficha técnica Módulo FV Cheetah PERC HC 60 M

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



## FRONIUS ECO

/ El inversor compacto para proyectos con el máximo rendimiento

/ Tecnología  
SnapINverter/ Comunicación  
de datos integrada/ Smart Grid  
Ready/ Equipamiento  
inteligente GMPP

/ Inyección como

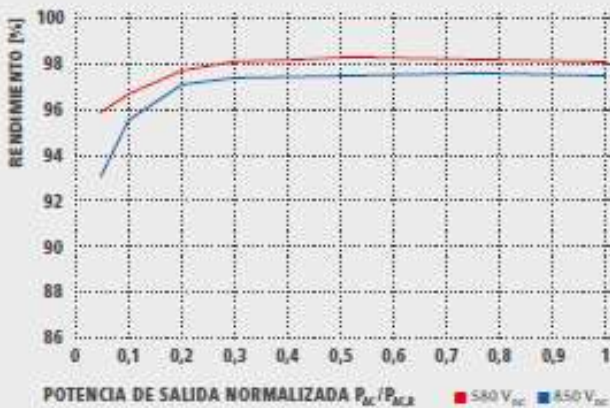


/ El inversor trifásico Fronius Eco con las categorías de potencia entre 25,0 y 27,0 kW, ha sido especialmente diseñado para instalaciones de gran potencia. Este inversor sin transformador, con un peso muy ligero y sistema de montaje SnapINverter, permite una instalación muy rápida y sencilla tanto Indoor como Outdoor. Además, presume de un tipo de protección IP 66. Gracias al portafusibles y a la protección contra sobretensiones (opcional) integrados, no se necesitan cajas de conexión CC o de concentración.

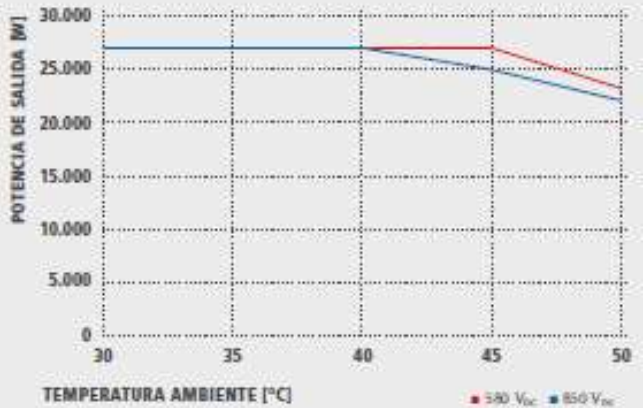
### DATOS TÉCNICOS FRONIUS ECO

DATOS DE ENTRADA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Máxima corriente de entrada ( $I_{dc\ max}$ )	44,2 A	47,7 A
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV		71,6 A
Mínima tensión de entrada ( $U_{dc\ min}$ )		580 V
Tensión CC mínima de puesta en servicio ( $U_{dc\ arranque}$ )		450 V
Tensión de entrada nominal ( $U_{dc\ n}$ )		580 V
Máxima tensión de entrada ( $U_{dc\ max}$ )		1.000 V
Rango de tensión MPP ( $U_{mppt\ min} - U_{mppt\ max}$ )		580 - 850 V
Número de seguidores MPP		1
Número de entradas CC		6
Máx. salida del generador FV ( $P_{dc\ max}$ )		37,8 kW <sub>pv</sub>
DATOS DE SALIDA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Potencia nominal CA ( $P_{ACn}$ )	25.000 W	27.000 W
Máxima potencia de salida	25.000 VA	27.000 VA
Máxima corriente de salida ( $I_{ac\ max}$ )	36,1 A	39,0 A
Ajustamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE 380 V / 220 V o 3-NPE 400 V / 230 V (+20 % / -30 %)	
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)	
Coefficiente de distorsión no lineal	≤ 2,0 %	
Factor de potencia ( $\cos \phi_{ac}$ )	0 - 1 ind. / cap.	
DATOS GENERALES	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
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) <sup>1)</sup>	1 + 2 / 3	
Consumo nocturno	≤ 1 W	
Concepto de inversor	Sin transformador	
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada	
Instalación	Instalación interior y exterior	
Margen de temperatura ambiente	-23 - +60 °C	
Humedad de aire admisible	0 a 100 %	
Máxima altitud	2.000 m	
Tecnología de conexión CC	Conexión de 6x CC+ y 6x CC- bornes roscados 2,5 mm <sup>2</sup> - 16 mm <sup>2</sup>	
Tecnología de conexión principal	Conexión de 5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm <sup>2</sup>	
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 06-150, GS9/3, UNE 206007-1, SI 4777, CBI 0-16, CBI 0-21	

**CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS ECO 27.0.3-S**



**REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS ECO 27.0.3-S**



**DATOS TÉCNICOS FRONIUS ECO**

RENDIMIENTO	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Máximo rendimiento	98,2 %	98,3 %
Rendimiento europeo (max)	98,0 %	98,0 %
$\eta$ con 5 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	95,1 / 91,5 %	95,9 / 93,1 %
$\eta$ con 10 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	97,0 / 95,2 %	96,8 / 95,7 %
$\eta$ con 20 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	97,8 / 96,9 %	97,7 / 97,1 %
$\eta$ con 25 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	98,0 / 97,0 %	98,1 / 97,3 %
$\eta$ con 30 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	98,1 / 97,2 %	98,1 / 97,4 %
$\eta$ con 50 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	98,2 / 97,5 %	98,3 / 97,5 %
$\eta$ con 75 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	98,2 / 97,5 %	98,2 / 97,4 %
$\eta$ con 100 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	98,2 / 97,5 %	98,1 / 97,5 %
Rendimiento de adaptación MPP		+ 99,9 %

EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Medición del aislamiento CC		Si
Comportamiento de sobrecarga		Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia
Seccionador CC		Si
Portautilería integrado para string <sup>*)</sup>		Si
Protección contra polaridad inversa		Si

INTERFACES	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
WLAN / Ethernet LAN		Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)
6 inputs y 4 inputs/output digitales		Interfaz receptiva del control de onda
USB (Conector A) <sup>*)</sup>		Data logging, actualización de firmware vía USB
2 conectores RJ 45 (RS422) <sup>*)</sup>		Fronius Solar Net
Salida de aviso <sup>*)</sup>		Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)
Data logger y Servicio web		Incluido
Input externo <sup>*)</sup>		Conexión SO-Meter / Evaluación para la protección contra sobretensión
RS485		Modbus RTU SunSpec o conexión del contador

- Imagen 80: Ficha técnica Inversor Fronius ECO

# FRONIUS SYMO

SHIFTING THE LIMITS

/ Máxima flexibilidad para las aplicaciones del futuro

/ Tecnología  
SnapInverter/ Comunicación  
de datos integrada/ Diseño  
SuperFlex/ Seguimiento  
inteligente GMPP/ Smart Grid  
Ready

/ Inyección cero



/ Con un rango de potencia nominal entre 3,0 y 20,0 kW, el Fronius Symo es el inversor trifásico sin transformador para todo tipo de instalaciones. Gracias a su flexible diseño, el Fronius Symo es perfecto para instalaciones en superficies irregulares o para tejados con varias orientaciones. La conexión a Internet a través de WLAN o Ethernet y la facilidad de integración de componentes de otros fabricantes hacen del Fronius Symo uno de los inversores con mayor flexibilidad en comunicaciones en el mercado. El inversor Fronius Symo puede completarse de manera opcional con un Fronius Smart Meter, que es un equipo que envía la información más completa al sistema de monitorización, consiguiendo además, que el inversor no incluya energía a la red eléctrica.

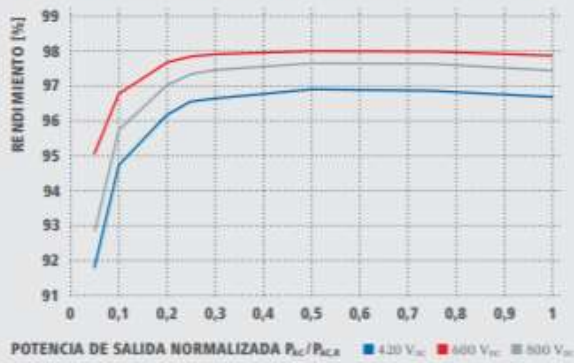
## DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (3.0-3-S, 3.7-3-S, 4.5-3-S, 3.0-3-M, 3.7-3-M, 4.5-3-M)

DATOS DE ENTRADA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Máxima corriente de entrada ( $I_{dc\ max\ 1} / I_{dc\ max\ 2}$ )				16 A / 16 A		
Máx. corriente de cortocircuito por arco FV (MPP <sub>1</sub> /MPP <sub>2</sub> )				24 A / 24 A		
Mínima tensión de entrada ( $U_{dc\ min}$ )				150 V		
Tensión CC mínima de puesta en servicio ( $U_{dc\ min\ op}$ )				200 V		
Tensión de entrada nominal ( $U_{dc\ n}$ )				595 V		
Máxima tensión de entrada ( $U_{dc\ max}$ )				1.000 V		
Rango de tensión MPP ( $U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$ )	200 - 800 V	250 - 800 V	300 - 800 V	150 - 800 V	150 - 800 V	150 - 800 V
Número de seguidores MPP		1			2	
Número de entradas CC		3			2+2	
Máxima salida del generador FV ( $P_{dc\ max}$ )	3,0kW <sub>peak</sub>	3,7kW <sub>peak</sub>	4,5kW <sub>peak</sub>	3,0kW <sub>peak</sub>	3,7kW <sub>peak</sub>	4,5kW <sub>peak</sub>
DATOS DE SALIDA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Potencia nominal CA ( $P_{ac,n}$ )	3.000 W	3.700 W	4.500 W	3.000 W	3.700 W	4.500 W
Máxima potencia de salida	3.000 VA	3.700 VA	4.500 VA	3.000 VA	3.700 VA	4.500 VA
Máxima corriente de salida ( $I_{ac\ max}$ )	4,3 A	5,3 A	6,5 A	4,3 A	5,3 A	6,5 A
Adecuamiento a la red (rango de tensión)				3-NPE: 400 V / 230 V o 3-NPE: 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)		
Frecuencia (rango de frecuencia)				50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)		
Coefficiente de distorsión armónica				< 3 %		
Factor de potencia (cos $\phi_{ac}$ )		0,70 - 1 ind. / cap.			0,85 - 1 ind. / cap.	
DATOS GENERALES	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)			645 x 431 x 204 mm			
Peso		16,0 kg			19,9 kg	
Tipo de protección				IP 65		
Clase de protección				1		
Categoría de sobretensión (CC / CA) *				2 / 3		
Consumo activo				< 1 W		
Concepto de inversor				Sin Transformador		
Refrigeración				Refrigeración de aire regulada		
Instalación				Instalación interior y exterior		
Margen de temperatura ambiente				-25 - +60 °C		
Humedad de aire admisible				0 - 100 %		
Máxima altitud				2.000 m / 3.400 m (rango de tensión sin restricciones / con monitorización)		

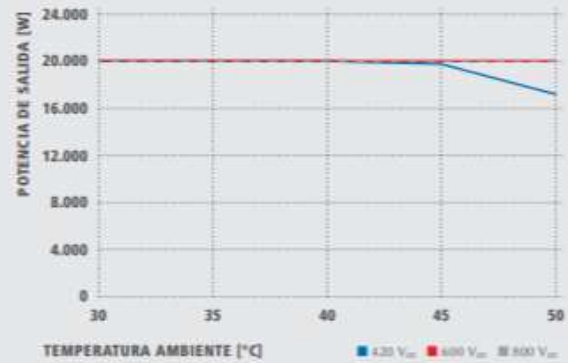
\* Versión de tensión FV

3 = FV<sub>1</sub> + 2 = FV<sub>2</sub> Instalación estándar 3 S, 34 mm<sup>2</sup>4 = FV<sub>1</sub> + 2 = FV<sub>2</sub> Instalación estándar 3 S, 34 mm<sup>2</sup>

**CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS SYMO 20.0-3-M**



**REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS SYMO 20.0-3-M**



**DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)**

RENDIMIENTO	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Máximo rendimiento	95,0 %				98,1 %
Rendimiento europeo (η <sub>ref</sub> )	97,4%	97,6 %	97,8 %	97,8 %	97,9 %
η con 5 % P <sub>ac,r</sub> <sup>1)</sup>	87,9 / 92,5 / 89,2 %	88,7 / 93,1 / 90,1 %	91,2 / 94,8 / 92,3 %	91,6 / 95,0 / 92,7 %	91,9 / 95,2 / 93,0 %
η con 10 % P <sub>ac,r</sub> <sup>2)</sup>	91,2 / 94,9 / 92,8 %	92,9 / 96,3 / 94,6 %	93,4 / 96,9 / 94,4 %	94,0 / 96,4 / 95,0 %	94,8 / 96,9 / 95,8 %
η con 20 % P <sub>ac,r</sub> <sup>2)</sup>	94,6 / 97,1 / 96,1 %	95,4 / 97,3 / 96,6 %	95,9 / 97,4 / 96,7 %	96,1 / 97,6 / 96,9 %	96,3 / 97,8 / 97,1 %
η con 25 % P <sub>ac,r</sub> <sup>2)</sup>	95,4 / 97,3 / 96,6 %	95,6 / 97,6 / 97,0 %	96,2 / 97,6 / 97,0 %	96,4 / 97,8 / 97,2 %	96,7 / 97,9 / 97,4 %
η con 30 % P <sub>ac,r</sub> <sup>2)</sup>	95,6 / 97,5 / 96,9 %	95,9 / 97,7 / 97,2 %	96,5 / 97,8 / 97,3 %	96,6 / 97,9 / 97,4 %	96,8 / 98,0 / 97,6 %
η con 50 % P <sub>ac,r</sub> <sup>2)</sup>	96,3 / 97,9 / 97,4 %	96,4 / 98,0 / 97,5 %	96,9 / 98,1 / 97,7 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %
η con 75 % P <sub>ac,r</sub> <sup>2)</sup>	96,5 / 98,0 / 97,6 %	96,5 / 98,0 / 97,6 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %
η con 100 % P <sub>ac,r</sub> <sup>2)</sup>	96,5 / 98,0 / 97,6 %	96,5 / 97,8 / 97,6 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %	96,9 / 98,1 / 97,6 %	96,8 / 98,0 / 97,6 %
Rendimiento de adaptación MPP	+ 93,9 %				

EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Medición del aislamiento CC	Sí				
Conmutamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia				
Seccionado CC	Sí				
Protección contra polaridad inversa	Sí				

INTERFACES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
8 inputs digitales y 8 inputs/salidas digitales	Interfaz conceptual del control de onda				
USB (Conector A) <sup>1)</sup>	Data logging, actualización de inversores vía USB				
2 conectores RJ 45 (RS422) <sup>2)</sup>	Fronius Solar Net				
Salida de aviso <sup>3)</sup>	Gestión de la energía (salida de cable libre de potencial)				
Data logger y Servidor web	Incluido				
Input externo <sup>4)</sup>	InterFace SO Meter / Input para la protección contra sobretensión				
RS485	Modbus RTU SunSpec o conexión del contador				

<sup>1)</sup> Y con U<sub>app,mín.</sub> / U<sub>dc,r</sub> / U<sub>app,mín.</sub> <sup>2)</sup> También disponible en la versión light.

- *Imagen 81: Ficha técnica Inversor Fronius Symo*





/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



## FRONIUS SMART METER

/ Contador bidireccional para registrar el consumo de energía en su hogar



/ El Fronius Smart Meter es un contador bidireccional que optimiza el autoconsumo y registra la curva de consumo de su hogar. Gracias a la medición de alta precisión y la rápida comunicación a través del interface Modbus RTU, la limitación de potencia remota, cuando hay límites impuestos, es más rápida y precisa que con el controlador S0. Junto con Fronius Solar.web, ofrece una visión detallada del consumo de energía en su hogar. Para la solución de almacenaje Fronius Energy Package basada en el Fronius Symo Hybrid, el Fronius Smart Meter permite realizar una gestión sistematizada de los distintos flujos de energía, optimizando así la energía total. Es perfecto para su uso junto al Fronius Symo, Fronius Symo Hybrid, Fronius Galvo, Fronius Primo, Fronius Eco y Fronius Datamanager 2.0.

### FRONIUS SMART METER

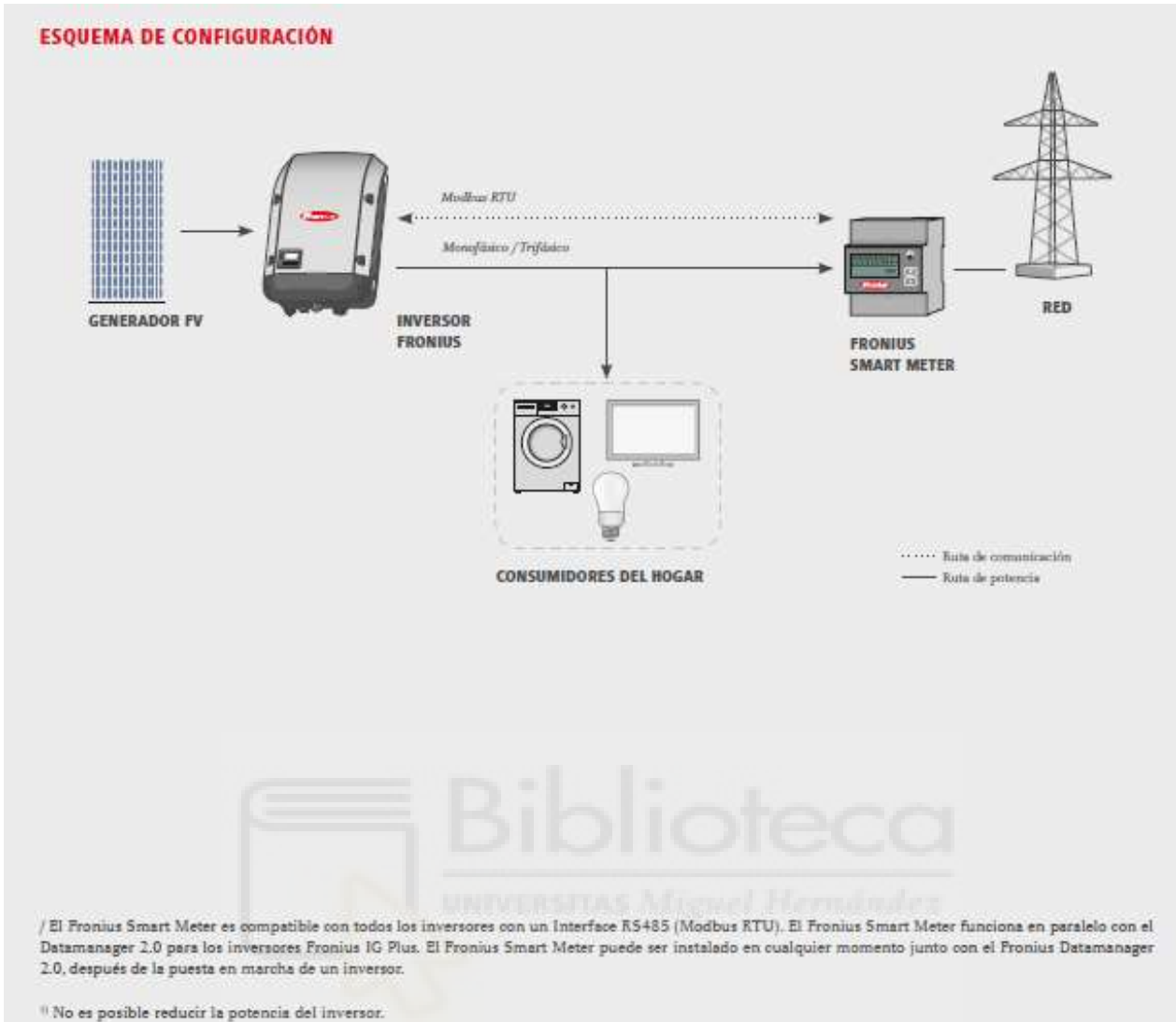
DATOS TÉCNICOS	FRONIUS SMART METER 63A-3	FRONIUS SMART METER 50kA-3 <sup>1)</sup>	FRONIUS SMART METER 63A-1
Tensión nominal	400 – 415 V	400 – 415 V	230 – 240 V
Máxima corriente	3 x 63 A	3 x 50.000 A	1 x 63 A
Sección de cable de entrada	1 – 16 mm <sup>2</sup>	0,05 – 4 mm <sup>2</sup>	1 – 16 mm <sup>2</sup>
Sección de cable de comunicación y sensor		0,05 – 4 mm <sup>2</sup>	
Consumo de energía	1,5 W	2,5 W	1,5 W
Intensidad de inicie		40 mA	
Clase de precisión		1	
Precisión de energía activa		Class B (EN50470)	
Precisión de energía reactiva		Class 2 (EN/IEC 62053-23)	
Sobrecorriente de corta duración		30 x Inom / 0,5 s	
Montaje		Interior (Carril DIN)	
Carcasa (sección)	4 módulos DIN 43880	4 módulos DIN 43880	2 módulos DIN 43880
Tipo de protección		IP 51 (marco frontal), IP 20 (terminales)	
Rango de temperatura de operación		-25 – +55°C	
Dimensiones (Altura x Anchura x Profundidad)	89 x 71,2 x 65,6	89 x 71,2 x 65,6	89 x 35 x 65,6
Interfaz para el inversor		Modbus RTU (RS485)	
Display	8 dígitos LCD	8 dígitos LCD	6 dígitos LCD

<sup>1)</sup> Disponible sin transformador de corriente. Más información sobre la correcta elección de los transformadores en [www.fronius.es](http://www.fronius.es).

### VENTAJAS

- / Limitación de potencia remota rápida y precisa
- / Junto con el Fronius Solar.web ofrece una visión detallada del consumo de energía en su hogar
- / Optimiza la gestión de energía con la solución de almacenaje Fronius Energy Package





- *Imagen 83: Ficha técnica Fronius Smart Meter*

# FRONIUS AC COMBINER

/ The optimised interface between inverter and grid for individual projects



/ Developed for the Fronius Symo and Fronius Eco inverter series, the Fronius AC Combiner provides the optimal interface between inverter and grid in decentralised energy generation plants. Offering a range of options, such as internal overvoltage protection, pre-fabricated AC connection cables and a service socket, the Fronius AC Combiner is a customised solution for your individual PV project. Compliance with the most common industry standards and tests and use of the highest-quality materials guarantee maximum availability throughout the life of the PV system.

## TECHNICAL DATA

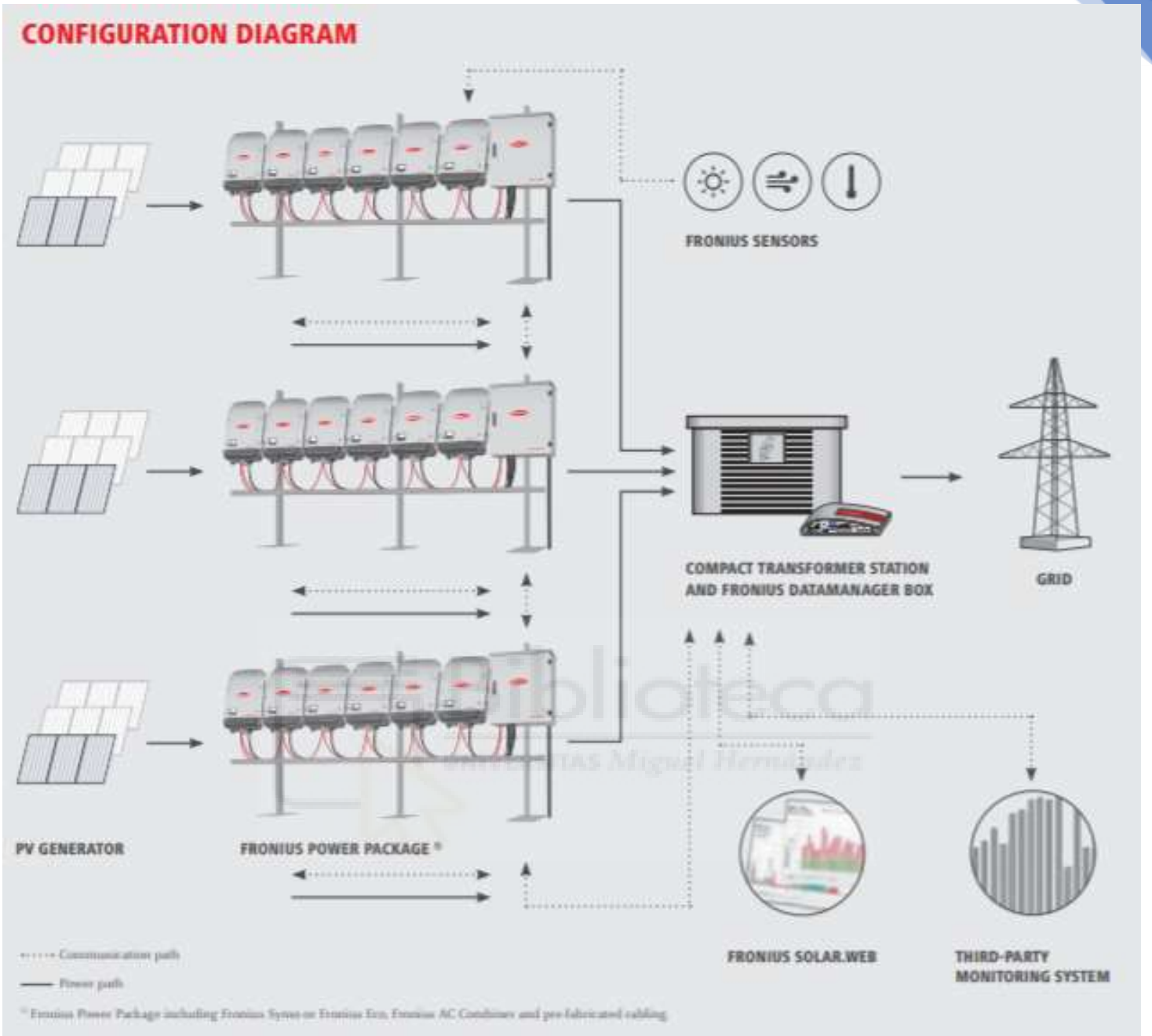


TECHNICAL DATA	FRONIUS AC COMBINER SYMO	FRONIUS AC COMBINER ECO
Rated current	200 A	
Rated short-circuit current	50 kA (250 A gG back-up fuse)	
Ambient temperature range	-25 – 45 °C	
Grid topology	TN (optional: TN-C, TN-S and TT grids)	
Overvoltage protection <sup>1)</sup>	Type 1+2+3 incl. 80 A back-up fuse	
Residual current device <sup>2)</sup>	4P 43A 100mA A type	
AC input/output	IPN 400/230V	
Emergency	50 Hz / 60 Hz	
AC inputs	3 - 6 x max. 20 kVA/input, fused 3P 50A NH000	2 - 4 x max. 27 kVA/input, fused 3P 63A NH000
Max. output power	120 kVA	108 kVA
AC connection (Input) <sup>3,4)</sup>	H07RN-F 3C,16mm <sup>2</sup>	EYY 5x16mm <sup>2</sup>
Max. AC cable cross section (Output)	3 x 150 mm <sup>2</sup>	
Data communication connection <sup>5,6)</sup>	Patch cable, 2m, shielded, RJ45, UV-resistant	
Service socket <sup>7)</sup>	IPN 230V/3AA/30mA, CEE	
Dimensions (height x width x depth)	750 x 700 x 300 mm	
Weight (without connection cables)	38.5 kg	
Housing	Open air wall mounted housing ALU 99.58H powder coated RAL 7004 (incl. rain canopy & wall mounting strap)	
Protection class	IP 54	
Compliance with standards	EN 61439-2	

<sup>1)</sup> Optionally available.

<sup>2)</sup> Pre-fabricated cable.

Ring cable log 5112 is not included in delivery.



- *Imagen 84: Ficha técnica Fronius Ac Combiner*

# DAYTONA CASSETTE R32

Daytona cassette está diseñada para proporcionar una distribución de aire uniforme y un confort total; es la solución ideal para aplicaciones de pequeño comercio.

## Confort

- Dos opciones de forma de las lamas: lama de caudal recto y lama de caudal ancho; distribución óptima del aire.
- Configuración individual de la posición de las lamas, con 4 modos de barrido distintos: estándar, diagonal, opuesto o de giro.
- Amplio caudal de aire en todas las direcciones.

## Fiabilidad

- Función de auto-limpieza y punta de ión de plata anti-moho en la tapa de drenaje.

- Bomba de drenaje de gran potencia de elevación integrada.

## Fácil instalación

- Chasis compacto con una altura de solo 256 mm (tamaños 5 y 8).
- Unidad ligera, para una instalación fácil y rápida.



DAYTONA CASSETTE R32 CARACTERÍSTICAS		SUPER DIGITAL INVERTER		
Nombre comercial		DAYTONA SDI 110Y	DAYTONA SDI 140Y	DAYTONA SDI 160Y
Unidad exterior		RAV-GP1101AT8-E	RAV-GP1401AT8-E	RAV-GP1601AT8-E
Unidad interior (Cassette)		RAV-RM1101UTP-E	RAV-RM1401UTP-E	RAV-RM1601UTP-E
<b>Capacidad de refrigeración</b>	<b>kW</b>	<b>10,0</b>	<b>12,5</b>	<b>14,0</b>
Rango de refriger. (mín. - máx.)	kW	2,6 - 12,0	2,6 - 14,0	2,6 - 16,0
Consumo (mín. - nom. - máx.)	kW C	0,66 - 2,32 - 3,60	0,66 - 3,42 - 4,40	0,66 - 4,34 - 5,70
EER		4,31	3,66	3,23
SEER		7,1	7,01	6,72
Clase de eficiencia energética	C	A++	—	—
Consumo energético anual	kWh/a C	492	1069	1249
<b>Capacidad de calefacción</b>	<b>kW</b>	<b>11,2</b>	<b>14,0</b>	<b>16,0</b>
Rango de calefac. (mín. - máx.)	kW	2,4 - 15,6	2,4 - 18,0	2,4 - 19,0
Consumo (mín. - nom. - máx.)	kW H	0,53 - 2,41 - 4,30	0,53 - 3,41 - 5,50	0,53 - 4,28 - 6,51
COP	W/W	4,66	4,11	3,74
SCOP		4,36	4,36	4,36
Clase de eficiencia energética	H	A+	—	—
Consumo energético anual	kWh/a H	3047	3049	3049
DAYTONA CASSETTE R32 Datos físicos de la unidad interior		SUPER DIGITAL INVERTER		
Unidad interior		RAV-RM1101UTP-E	RAV-RM1401UTP-E	RAV-RM1601UTP-E
Caudal de aire (A/B)	m³/h - l/s	2010/1170 - 558/325	2100/1230 - 583/341	2130/1260 - 592/350
Nivel de presión sonora (A-M-B)	dB(A)	43-38-33	44-38-34	45-40-36
Dimensiones (Alt. x Anch. x Prof.)	mm	319 x 840 x 840	319 x 840 x 840	319 x 840 x 840
Peso	kg	24	24	24
Dimensiones del panel (Alt.xAnx.Prof.)	mm	30x950x950	30x950x950	30x950x950
Peso del panel	kg	4,2	4,2	4,2
DAYTONA CASSETTE R32 Datos físicos de la unidad exterior		SUPER DIGITAL INVERTER		
Unidad exterior		RAV-GP1101AT8-E	RAV-GP1401AT8-E	RAV-GP1601AT8-E
Caudal de aire	m³/h	6.060	6.180	6.180
Nivel de presión sonora	dB(A) C/H	49 / 50	51 / 52	51 / 53
Dimensiones (Alt. X Anc. X Prof.)	mm	1340 x 900 x 320	1340 x 900 x 320	1340 x 900 x 320
Peso	kg	95	95	95
Máxima corriente en arranque (MCA)	A	16,4	16,4	16,4
Conexiones (gas/líquido)	pulg.	5/8" - 3/8"	5/8" - 3/8"	5/8" - 3/8"
Longitud mínima / máxima de tuberías	m	3 / 75	3 / 75	3 / 75
Diferencia máxima de altura	m	30	30	30
Longitud de tubería precargada	m	30	30	30
Carga adicional	gr/m	40	40	40
Refrigerante	kg	2,6	2,6	2,6

C: Modo de refrigeración H: Modo de calefacción



## UNIDADES INTERIORES

RAV-RM1101UTP-E  
RAV-RM1401UTP-E  
RAV-RM1601UTP-E

## UNIDADES EXTERIORES

RAV-GP1101AT8-E  
RAV-GP1401AT8-E  
RAV-GP1601AT8-E

## CONTROLES REMOTOS

RBC-AX32U(W)-E  
TCB-AX32E2

RBC-AMS55E-ES(EN)  
RBC-ASC11E  
RBC-AMT32E  
RBC-AS41E



5,22



5kW &gt; 14kW



-27°C &gt; +52°C

## DAYTONA CASSETTE R32 CARACTERÍSTICAS

## DIGITAL INVERTER

		DAYTONA DI 110Y RAV-GM1101AT8P-E	DAYTONA DI 140Y RAV-GM1401AT8P-E
Nombre comercial		DAYTONA DI 110Y	DAYTONA DI 140Y
Unidad exterior		RAV-GM1101AT8P-E	RAV-GM1401AT8P-E
Unidad interior (Daytona Cassette)		RAV-RM1101UTP-E	RAV-RM1401UTP-E
Capacidad de refrigeración	kW	9,5	12
Rango de refriger. (mín. - máx.)	kW	3,0 - 11,2	3,0 - 13,2
Consumo (mín. - nom. - máx.)	kW C	0,60 - 2,87 - 4,10	0,60 - 4,29 - 4,71
EER		3,31	2,8
SEER		6,15	5,71
Clase de eficiencia energética	C	A++	A+
Consumo energético anual	kWh/a C	540	736
Capacidad de calefacción	kW	11,2	13
Rango de calefac. (mín. - máx.)	kW	3,0 - 13,0	3,0 - 16,0
Consumo (mín. - nom. - máx.)	kW H	0,60 - 2,93 - 4,30	0,60 - 3,40 - 4,50
COP	W/W	3,82	3,76
SCOP		4,28	4,29
Clase de eficiencia energética	H	A+	A+
Consumo energético anual	kWh/a H	2615	2611

## DAYTONA CASSETTE R32 Datos físicos de la unidad interior

## DIGITAL INVERTER

		RAV-RM1101UTP-E	RAV-RM1401UTP-E
Unidad interior		RAV-RM1101UTP-E	RAV-RM1401UTP-E
Caudal de aire (A/B)	m <sup>3</sup> /h - l/s	2010/1170 - 558/325	2100/1230 - 583/341
Nivel de presión sonora (A-MB)	dB(A)	43-38-33	44-38-34
Dimensiones (Alt. x Anch. x Prof.)	mm	319 x 840 x 840	319 x 840 x 840
Peso	kg	24	24
Dimensiones del panel (Alt. x An. x Prof.)	mm	30x950x950	30x950x950
Peso del panel	kg	4,2	4,2

## DAYTONA CASSETTE R32 Datos físicos de la unidad exterior

## DIGITAL INVERTER

		RAV-GM1101AT8P-E	RAV-GM1401AT8P-E
Unidad exterior		RAV-GM1101AT8P-E	RAV-GM1401AT8P-E
Caudal de aire	m <sup>3</sup> /h	4080	4200
Nivel de presión sonora	dB(A) C/H	54 / 57	55 / 57
Dimensiones (Alt. X Anc. X Prof.)	mm	890 X 900 X 320	890 X 900 X 320
Peso	kg	69	69
Máxima corriente en arranque (MCA)	A	14,1	14,1
Conexiones (gas/líquido)	pulg.	5/8" - 3/8"	5/8" - 3/8"
Longitud mínima / máxima de tuberías	m	5 / 50	5 / 50
Diferencia máxima de altura	m	30	30
Longitud de tubería precargada	m	30	30
Carga adicional	gr/m	35	35
Refrigerante	kg	2,1	2,1

C: Modo de refrigeración - H: Modo de calefacción

- Imagen 85: Ficha técnica Daytonna Cassette 32

COMERCIAL

## **3.8. Especificaciones de ejecución**

### **3.8.1. Colocación de tubos**

Se tendrán en cuenta las prescripciones generales que se indican en la ITC BT 21.

Los tubos de la instalación eléctrica se instalarán tras la instalación de los tubos de la instalación de fontanería y por la parte superior de los mismos de manera que se pueda prevenir el deterioro de los mismos debido a las soldaduras a realizar por el instalador de fontanería

### **3.8.2. Prescripciones generales**

El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo preferentemente líneas paralelas a las verticales y horizontales que limitan el local dónde se efectúa la instalación.

Los tubos se unirán entre sí mediante accesorios adecuados a su clase que aseguren la continuidad que proporcionan a los conductores.

Los tubos aislantes rígidos curvables en caliente podrán ser ensamblados entre sí en caliente, recubriendo el empalme con una cola especial cuando se desee una unión estanca.

Las curvas practicadas en los tubos serán continuas y no originarán reducciones de sección inadmisibles. Los radios mínimos de curvatura para cada clase de tubo serán los indicados en la norma UNE EN 5086-2-2.

Será posible la fácil introducción y retirada de los conductores en los tubos después de colocados y fijados éstos y sus accesorios, disponiendo para ello los registros que se consideren convenientes, y que en tramos rectos no estarán separados entre sí más de 15m. El número de curvas en ángulo recto situadas entre dos registros consecutivos no será superior a tres. Los conductores se alojarán en los tubos después de colocados éstos.

Los registros podrán estar destinados únicamente a facilitar la introducción y retirada de los conductores en los tubos, o servir al mismo tiempo como cajas de empalme o derivación.

Cuando los tubos estén constituidos por materias susceptibles de oxidación, y cuando hayan recibido durante el curso de su montaje algún trabajo de mecanización, se aplicará a las partes mecanizadas pintura antioxidante.

Igualmente, en el caso de utilizar tubos metálicos sin aislamiento interior, se tendrá en cuenta la posibilidad de que se produzcan condensaciones de agua en el interior de los mismos, para lo cual se elegirá convenientemente el trazado

de su instalación, previendo la evacuación de agua en los puntos más bajos de ella y, si fuera necesario, estableciendo una ventilación apropiada en el interior de los tubos mediante el sistema adecuado, como puede ser, por ejemplo, el empleo de una "te" dejando uno de los brazos sin utilizar.

Cuando los tubos metálicos deban ponerse a tierra, su continuidad eléctrica quedará convenientemente asegurada. En el caso de utilizar tubos metálicos flexibles, es necesario que la distancia entre dos puestas a tierra consecutivas de los tubos no exceda de 10m.

No podrán utilizarse los tubos metálicos como conductores de protección o de neutro.

### **3.8.3. Tubos en montaje superficial**

Cuando los tubos se coloquen en montaje superficial se tendrán en cuenta además las siguientes prescripciones:

Los tubos se fijarán a las paredes o techos por medio de bridas o abrazaderas protegidas contra la corrosión y sólidamente sujetas. La distancia entre éstas será, como máximo, 0.5m.

Se dispondrán fijaciones de una y otra parte en los cambios de dirección, en los empalmes y en la proximidad inmediata de las entradas en cajas o aparatos.

Los tubos se colocarán adaptándolos a la superficie sobre la que se instalan, curvándolos o usando los accesorios necesarios.

En alineaciones rectas, las desviaciones del eje del tubo con respecto a la línea que une los puntos extremos no será superior al 2%.

Es conveniente disponer los tubos normales, siempre que sea posible, a una altura mínima de 2.5m sobre el suelo, con objeto de protegerlos de eventuales daños mecánicos.

En los cruces de tubos rígidos con juntas de dilatación de un edificio deberán interrumpirse los tubos, quedando los extremos del mismo separados entre sí 5cm aproximadamente, y empalmándose posteriormente mediante manguitos deslizantes que tengan una longitud mínima de 0.2m.

### **3.8.4. Tubos empotrados**

Cuando los tubos se coloquen empotrados se tendrán en cuenta, además, las siguientes prescripciones:



La instalación de tubos empotrados será admisible cuando su puesta en obra se efectúe después de terminados los trabajos de construcción y de enfoscado de paredes y techos, pudiendo el enlucido de los mismos aplicarse posteriormente

Las dimensiones de las rozas serán suficientes para que los tubos queden recubiertos por una capa de 1cm de espesor, como mínimo, del revestimiento de las paredes o techos. En los ángulos el espesor puede reducirse a 0.5cm.

En los cambios de dirección, los tubos estarán convenientemente curvados, o bien provistos de codos o "tes" apropiados, pero en este último caso sólo se admitirán los provistos de tapas de registro.

Las tapas de los registros y de las cajas de conexión quedarán accesibles y desmontables una vez finalizada la obra.

Los registros y cajas quedarán enrasados con la superficie exterior del revestimiento de la pared o techo cuando no se instalen en el interior de un alojamiento cerrado y practicable.

Igualmente, en el caso de utilizar tubos normales empotrados en paredes, es conveniente disponer los recorridos horizontales a 0.5m, como máximo, del suelo o techo, y los verticales a una distancia de los ángulos o esquinas no superior a 0.2m.

### **3.8.5. Cajas de empalme y derivaciones**

Las conexiones entre conductores se realizarán en el interior de cajas apropiadas de material aislante o, si son metálicas, protegidas contra la corrosión.

Sus dimensiones serán tales que permitan alojar holgadamente todos los conductores que deban contener, y su profundidad equivaldrá, cuanto menos, al diámetro del tubo mayor más un 50 % del mismo, con un mínimo de 40 mm para su profundidad y 80 mm para el diámetro o lado interior.

Cuando se quieran hacer estancas las entradas de los tubos en las cajas de conexión, deberán emplearse prensaestopas adecuados.

En ningún caso se permitirá la unión de conductores por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí de los mismos, sino que deberá realizarse siempre utilizando bornes de conexión montados individualmente o constituyendo bloques o regletas de conexión. Puede permitirse, asimismo, la utilización de bridas de conexión. Las uniones deberán realizarse siempre en el interior de cajas de empalme o de derivación. Si se trata de cables deberá cuidarse al hacer las conexiones que la corriente se reparta por todos los alambres componentes, y si el sistema adoptado es de tornillo de apriete entre una arandela metálica bajo su cabeza y una superficie metálica, los conductores de sección superior a 6 mm<sup>2</sup> deberán conectarse por medio de terminales adecuados, comprobando

siempre que las conexiones, de cualquier sistema que sean, no queden sometidas a esfuerzos mecánicos.

Para que no pueda ser destruido el aislamiento de los conductores por su roce con los bordes libres de los tubos, los extremos de éstos, cuando sean metálicos y penetren en una caja de conexión o aparato, estarán provistos de boquillas con bordes redondeados o dispositivos equivalentes, o bien convenientemente mecanizados, y si se trata de tubos metálicos con aislamiento interior, este último sobresaldrá unos milímetros de su cubierta metálica

### **3.8.6. Aparatos de mando y maniobra**

Los aparatos de mando y maniobra (interruptores y conmutadores, bases, reguladores, etc. y, en general, en los locales húmedos o mojados, así como en aquellos en que las paredes y suelos sean conductores) serán de tipo cerrado y material aislante, cortarán la corriente máxima del circuito en que están colocados sin dar lugar a la formación de arcos permanentes, y no podrán tomar una posición intermedia.

Las piezas de contacto tendrán unas dimensiones tales que la temperatura no pueda exceder de 65°C en ninguna de ellas.

Deben poder realizarse del orden de 10.000 maniobras de apertura y cierre a la intensidad y tensión nominales, que estarán marcadas en lugar visible.

La instalación empotrada de estos aparatos se realizará utilizando cajas especiales para su empotramiento. Cuando estas cajas sean metálicas estarán aisladas interiormente o puestas a tierra.

La instalación de estos aparatos en marcos metálicos podrá realizarse siempre que los aparatos utilizados estén concebidos de forma que no permitan la posible puesta bajo tensión del marco metálico, conectándose éste al sistema de tierras.

La utilización de estos aparatos empotrados en bastidores o tabiques de madera u otro material aislante, cumplirá lo indicado en la ITC-BT-49.

Las bases de toma de corriente utilizadas en las instalaciones interiores o receptoras serán del tipo indicado en las figuras C2a, C3a o ESB 25-5a de la norma UNE 20315.

El tipo indicado en la figura C3a queda reservado para instalaciones en las que se requiera distinguir la fase del neutro, o disponer de una red de tierras específica.

En instalaciones diferentes de las indicadas en la ITC-BT 25 para viviendas, además se admitirán las bases de toma de corriente indicadas en la serie de normas UNE EN 60309.

Las bases móviles deberán ser del tipo indicado en las figuras ESC 10-1a, C2a o C3a de la Norma UNE 20315. Las clavijas utilizadas en los cordones prolongadores deberán ser del tipo indicado en las figuras ESC 10-1b, C2b, C4, C6 o ESB 25-5b.

Las bases de toma de corriente del tipo indicado en las figuras C1a, las ejecuciones fijas de las figuras ESB 10-5a y ESC 10-1a, así como las clavijas de las figuras ESB 10-5b y C1b, recogidas en la norma UNE 20315, solo podrán comercializarse e instalarse para reposición de las existentes.

### **3.8.7. Aparatos de protección**

#### **3.8.7.1. Protección contra sobreintensidades/sobrecargas**

Los conductores activos deben estar protegidos por uno o varios dispositivos de corte automático contra las sobrecargas y contra los cortocircuitos.

Excepto los conductores de protección, todos los conductores que forman parte de un circuito, incluido el conductor neutro, estarán protegidos contra las sobreintensidades (sobrecargas y cortocircuitos).

Los dispositivos de protección deben estar previstos para interrumpir toda corriente de sobrecarga en los conductores del circuito antes de que pueda provocar un calentamiento perjudicial al aislamiento, a las conexiones, a las extremidades o al medio ambiente en las canalizaciones.

El límite de intensidad de corriente admisible en un conductor ha de quedar en todo caso garantizado por el dispositivo de protección utilizado.

Como dispositivos de protección contra sobrecargas serán utilizados los fusibles calibrados de características de funcionamiento adecuadas o los interruptores automáticos con curva térmica de corte.

#### **3.8.7.2. Protección contra cortocircuitos**

Deben preverse dispositivos de protección para interrumpir toda corriente de cortocircuito antes de que esta pueda resultar peligrosa debido a los efectos térmicos y mecánicos producidos en los conductores y en las conexiones.

En el origen de todo circuito se establecerá un dispositivo de protección contra cortocircuitos cuya capacidad de corte estará de acuerdo con la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de su instalación.

Se admiten como dispositivos de protección contra cortocircuitos los fusibles de características de funcionamiento adecuadas y los interruptores automáticos con sistema de corte electromagnético.

Se instalarán lo más cerca posible del punto de entrada de la derivación individual en el local o vivienda del abonado. Se establecerá un cuadro de distribución de donde partirán los circuitos interiores, y en el que se instalará un interruptor general automático de corte omnipolar que permita su accionamiento manual y que esté dotado de dispositivos de protección contra sobrecargas y cortocircuitos de cada uno de los circuitos interiores de la vivienda o local, y un interruptor diferencial destinado a la protección contra contactos indirectos.

En general, los dispositivos destinados a la protección de los circuitos se instalarán en el origen de éstos, así como en los puntos en que la intensidad admisible disminuya por cambios debidos a sección, condiciones de instalación, sistema de ejecución, o tipo de conductores utilizados.

### **3.8.7.3. Normas aplicables a pequeños interruptores automáticos**

Los interruptores automáticos para instalaciones domésticas y análogas para la protección contra sobrecargas se ajustarán a la norma UNE-EN 60-898.

Esta norma se aplica a los interruptores automáticos con corte al aire, de tensión asignada hasta 440 V (entre fases), intensidad asignada hasta 125 A y poder de corte nominal no superior a 25000 A.

Los valores normalizados de las tensiones asignadas son:

- 230 V Para los interruptores automáticos unipolares y bipolares.
- 230/400 V Para los interruptores automáticos unipolares.
- 400 V Para los interruptores automáticos bipolares, tripolares y tetrapolares.

Los valores 240 V, 240/415 V y 415 V respectivamente, son también valores normalizados.

Los valores preferenciales de las intensidades asignadas son: 6, 10, 13, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100 y 125 A.

El poder de corte asignado será: 1500, 3000, 4500, 6000, 10000 y por encima 15000, 20000 y 25000 A.

La característica de disparo instantáneo de los interruptores automáticos vendrá determinada por su curva: B, C o D.

Cada interruptor debe llevar visible, de forma indeleble, las siguientes indicaciones:

- La corriente asignada sin el símbolo A precedido del símbolo de la característica de disparo instantáneo (B, C o D) por ejemplo B16.

- Poder de corte asignado en amperios, dentro de un rectángulo, sin indicación del símbolo de las unidades.
- Clase de limitación de energía, si es aplicable.

Los bornes destinados exclusivamente al neutro deben estar marcados con la letra "N".

#### **3.8.7.4. Normas aplicables a interruptores automáticos de baja tensión**

Los interruptores automáticos de baja tensión se ajustarán a la norma UNE-EN 60-947-2: 1996.

Esta norma se aplica a los interruptores automáticos cuyos contactos principales están destinados a ser conectados a circuitos cuya tensión asignada no sobrepasa 1000 V en corriente alterna o 1500 V en corriente continua.

Se aplica cualesquiera que sean las intensidades asignadas, los métodos de fabricación y el empleo previsto de los interruptores automáticos.

Cada interruptor automático debe estar marcado de forma indeleble en lugar visible con las siguientes indicaciones:

- Intensidad asignada ( $I_n$ ).
- Capacidad para el seccionamiento, si ha lugar.
- Indicaciones de las posiciones de apertura y de cierre respectivamente por O y | si se emplean símbolos.

También llevarán marcado, aunque no sea visible en su posición de montaje, el símbolo de la naturaleza de corriente en que hayan de emplearse, y el símbolo que indique las características de desconexión, o en su defecto, irán acompañados de las curvas de desconexión.

#### **3.8.7.5. Normas aplicables a fusibles**

Los fusibles de baja tensión se ajustarán a la norma UNE-EN 60-269-1:1998.

Esta norma se aplica a los fusibles con cartuchos fusibles limitadores de corriente, de fusión encerrada y que tengan un poder de corte igual o superior a 6 Ka destinados a asegurar la protección de circuitos, de corriente alterna y frecuencia industrial, en los que la tensión asignada no sobrepase 1000 V, o los circuitos de corriente continua cuya tensión asignada no sobrepase los 1500 V.

Los valores de intensidad para los fusibles expresados en amperios deben ser: 2, 4, 6, 8, 10, 12, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1000, 1250.

Deberán llevar marcada la intensidad y tensión nominales de trabajo para las que han sido construidos.

#### **3.8.7.6. Normas aplicables a interruptores con protección incorporada por intensidad diferencial residual**

Los interruptores automáticos de baja tensión con dispositivos reaccionantes bajo el efecto de intensidades residuales se ajustarán al anexo B de la norma UNE-EN 60-947-2: 1996.

Esta norma se aplica a los interruptores automáticos cuyos contactos principales están destinados a ser conectados a circuitos cuya tensión asignada no sobrepasa 1000 V en corriente alterna o 1500 V en corriente continua. Se aplica cualesquiera que sean las intensidades asignadas.

Los valores preferentes de intensidad diferencial residual de funcionamiento asignada son: 0.006A, 0.01A, 0.03A, 0.1A, 0.3A, 0.5A, 1A, 3A, 10A, 30A.

#### **3.8.7.7. Características principales de los dispositivos de protección**

Los dispositivos de protección cumplirán las condiciones generales siguientes:

Deberán poder soportar la influencia de los agentes exteriores a que estén sometidos, presentando el grado de protección que les corresponda de acuerdo con sus condiciones de instalación.

Los fusibles irán colocados sobre material aislante incombustible y estarán construidos de forma que no puedan proyectar metal al fundirse. Permitirán su recambio de la instalación bajo tensión sin peligro alguno.

Los interruptores automáticos serán los apropiados a los circuitos a proteger, respondiendo en su funcionamiento a las curvas intensidad-tiempo adecuadas.

Deberán cortar la corriente máxima del circuito en que estén colocadas, sin dar lugar a la formación de arco permanente, abriendo o cerrando los circuitos, sin posibilidad de tomar una posición intermedia entre las correspondientes a las de apertura y cierre.

Cuando se utilicen para la protección contra cortocircuitos, su capacidad de corte estará de acuerdo con la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse en el punto de su instalación, salvo que vayan asociados con fusibles adecuados que cumplan este requisito, y que sean de características coordinadas con las del interruptor automático.

Los interruptores diferenciales deberán resistir las corrientes de cortocircuito que puedan presentarse en el punto de su instalación, y de lo contrario deberán estar protegidos por fusibles de características adecuadas.

#### **3.8.7.8. Protección contra sobretensiones de orden atmosférico**

Según lo indicado en la Instrucción ITC BT 23 en su apartado 3.2, cuando una instalación se alimenta por, o incluye, una línea aérea con conductores desnudos o aislados se considera necesaria una protección contra sobretensiones de origen atmosférico en el origen de la instalación.

El nivel de sobretensiones puede controlarse mediante dispositivos de protección contra las sobretensiones colocados en las líneas aéreas (siempre que estén suficientemente próximos al origen de la instalación) o en la instalación eléctrica del edificio.

Los dispositivos de protección contra sobretensiones de origen atmosférico deben seleccionarse de forma que su nivel de protección sea inferior a la tensión soportada a impulso de la categoría de los equipos y materiales que se prevé que se vayan a instalar.

En redes TT, los descargadores se conectarán entre cada uno de los conductores, incluyendo el neutro o compensador y la tierra de la instalación

#### **3.8.7.9. Protección contra contactos directos e indirectos**

Los medios de protección contra contactos directos e indirectos en instalación se ejecutarán siguiendo las indicaciones detalladas en la Instrucción ITC BT 24, y en la Norma UNE 20.460 -4-41.

La protección contra contactos directos consiste en tomar las medidas destinadas a proteger las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con las partes activas de los materiales eléctricos.

Los medios a utilizar son los siguientes:

- Protección por aislamiento de las partes activas.
- Protección por medio de barreras o envolventes.
- Protección por medio de obstáculos.
- Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento.
- Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial residual.

Se utilizará el método de protección contra contactos indirectos por corte de la alimentación en caso de fallo, mediante el uso de interruptores diferenciales.

La corriente a tierra producida por un solo defecto franco debe hacer actuar el dispositivo de corte en un tiempo no superior a 5 s.

Una masa cualquiera no puede permanecer en relación a una toma de tierra eléctricamente distinta, a un potencial superior, en valor eficaz, a:

- 24 V en los locales o emplazamientos húmedos o mojados.
- 50 V en los demás casos.

Todas las masas de una misma instalación deben estar unidas a la misma toma de tierra.

Como dispositivos de corte por intensidad de defecto se emplearán los interruptores diferenciales. Deberá cumplirse la siguiente condición:

$$R \leq \frac{V_c}{I_c}$$

Donde:

- R: Resistencia de puesta a tierra (Ohm).
- V<sub>c</sub>: Tensión de contacto máxima (24 V en loc. húmedos y 50 V en los demás casos).
- I<sub>c</sub>: Sensibilidad del interruptor diferencial (valor mínimo de la corriente de defecto, en A, a partir del cual el interruptor diferencial debe abrir automáticamente, en un tiempo conveniente, la instalación a proteger).

### 3.8.8. Red equipotencial

Se realizará una conexión equipotencial entre las canalizaciones metálicas existentes (agua fría, caliente, desagüe, calefacción, gas, etc.) y las masas de los aparatos sanitarios metálicos y todos los demás elementos conductores accesibles, tales como marcos metálicos de puertas, radiadores, etc.

El conductor que asegure esta protección deberá estar preferentemente soldado a las canalizaciones o a los otros elementos conductores, o si no, fijado solidariamente a los mismos por collares u otro tipo de sujeción apropiado a base de metales no férreos, estableciendo los contactos sobre partes metálicas sin pintura.



Los conductores de protección de puesta a tierra, cuando existan, y de conexión equipotencial deben estar conectados entre sí. La sección mínima de este último estará de acuerdo con lo dispuesto en la Instrucción ITC-BT-18 apartado 8.

### 3.8.9. Instalación de puesta a tierra

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

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

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el reglamento de baja tensión.

Estará compuesta de toma de tierra, conductores de tierra, borne principal de tierra y conductores de protección. Se llevarán a cabo según lo especificado en la Instrucción ITC-BT-18.

### 3.8.10. Naturaleza y secciones mínimas

Cuando los conductores deban estar enterrados, deberán de estar de acuerdo con los valores de la tabla siguiente:

TIPO	Protegido mecánicamente	No protegido mecánicamente
Protegido contra la corrosión*	Según apartado 3.4	16 mm <sup>2</sup> Cobre 16 mm <sup>2</sup> Acero Galvanizado
No protegido contra la corrosión		25 mm <sup>2</sup> Cobre 50 mm <sup>2</sup> Hierro

\* La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente

- *Tabla 64: apartado 3.2 ITC BT 18*

Sección de los conductores de fase de la instalación $S$ (mm <sup>2</sup> )	Sección mínima de los conductores de protección $S_p$ (mm <sup>2</sup> )
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

- *Tabla 65: apartado 3.4. ITC BT 18*

Además, las conexiones en estos conductores (tomas de tierra) se realizarán de manera fiable y segura, mediante soldadura aluminotérmica o autógena exclusivamente.

Los materiales que aseguren la puesta a tierra serán tales que:

Las conexiones en estos conductores (conductores de protección excepto tomas de tierra) se realizarán por medio de empalmes soldados sin empleo de ácido, o por piezas de conexión de apriete por rosca. Estas piezas serán de material inoxidable, y los tornillos de apriete estarán provistos de un dispositivo que evite su desapriete.

Se tomarán las precauciones necesarias para evitar el deterioro causado por efectos electroquímicos cuando las conexiones sean entre metales diferentes.

El valor de la resistencia de puesta a tierra esté conforme con las normas de protección y de funcionamiento de la instalación, teniendo en cuenta los requisitos generales indicados en la ITC-BT-24 y los requisitos particulares de las Instrucciones Técnicas aplicables a cada instalación.

Las corrientes de defecto a tierra y las corrientes de fuga puedan circular sin peligro, particularmente desde el punto de vista de solicitaciones térmicas, mecánicas y eléctricas.

En todos los casos los conductores de protección que no formen parte de la canalización de alimentación serán de cobre con una sección al menos de: 2,5 mm<sup>2</sup>

si disponen de protección mecánica y de 4 mm<sup>2</sup> si no disponen de ella.

Las secciones de los conductores de protección, y de los conductores de tierra están definidas en la Instrucción ITC-BT-18.

### **3.8.11. Tendido de los conductores de la toma de tierra**

Los conductores de tierra enterrados tendidos en el suelo se considera que forman parte del electrodo.

El recorrido de los conductores de la línea principal de tierra, sus derivaciones y los conductores de protección, será lo más corto posible y sin cambios bruscos de dirección. No estarán sometidos a esfuerzos mecánicos y estarán protegidos contra la corrosión y el desgaste mecánico.

La toma de tierra está formada por un anillo perimetral enterrado junto a la cimentación del edificio a una profundidad mínima de 50 cm.

Dicho conductor estará instalado en el fondo de las zanjas de cimentación de los edificios, y antes de empezar ésta se tenderá un cable de las características

indicadas en el apartado anterior que formará el citado anillo cerrado en el perímetro del edificio.

A este anillo deberán conectarse electrodos verticalmente hincados en el terreno cuando, se prevea la necesidad de disminuir la resistencia de tierra que pueda presentar el conductor en anillo o bien aumentar la longitud del electrodo mediante interconexiones interiores del anillo.

Las conexiones en estos conductores (tomas de tierra) se realizarán de manera fiable y segura, mediante soldadura aluminotérmica o autógena exclusivamente.

### **3.8.12. Conexiones de los conductores de los circuitos de tierra con las partes metálicas, masas y con electrodos**

Los conductores de los circuitos de tierra tendrán un buen contacto eléctrico tanto con las partes metálicas y masas que se desea poner a tierra como con el electrodo.

A estos efectos, las conexiones deberán efectuarse por medio de piezas de empalme adecuadas, asegurando las superficies de contacto de forma que la conexión sea efectiva por medio de tornillos, elementos de compresión, remaches o soldadura de alto punto de fusión. Se prohíbe el empleo de soldaduras de bajo punto de fusión tales como estaño, plata, etc.

Los circuitos de puesta a tierra formarán una línea eléctricamente continua en la que no podrán incluirse en serie ni masas ni elementos metálicos cualesquiera que sean éstos.

La conexión de las masas y los elementos metálicos al circuito de puesta a tierra se efectuará siempre por medio del borne de puesta a tierra. Los contactos deben disponerse limpios, sin humedad y en forma tal que no sea fácil que la acción del tiempo destruya por efectos electroquímicos las conexiones efectuadas.

Deberá preverse la instalación de un borne principal de tierra, al que irán unidos los conductores de tierra, de protección, de unión equipotencial principal y en caso de que fuesen necesarios, también los de puesta a tierra funcional.

### **3.8.13. Prohibición de interrumpir los circuitos de tierra**

Se prohíbe intercalar en circuitos de tierra seccionadores, fusibles o interruptores. Sólo se permite disponer un dispositivo de corte en los puntos de puesta a tierra, de forma que permita medir la resistencia de la toma de tierra.

### 3.9. Obligaciones de los instaladores autorizados en baja tensión

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. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en 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 PCT, 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, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.

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 PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar 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 mínima será de 10 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 atenderse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos

### 3.9.1. Comprobación de la puesta a tierra

Deberá ser obligatoriamente comprobada por el Instalador Autorizado (acompañado por el Director de la Obra) en el momento de dar de alta la instalación para su puesta en marcha o en funcionamiento.

Personal técnicamente competente efectuará la comprobación de la instalación de puesta a tierra, al menos anualmente, en la época en la que el terreno esté más seco.

Para ello, se medirá la resistencia de tierra, y se repararán con carácter urgente los defectos que se encuentren.

En los lugares en que el terreno no sea favorable a la buena conservación de los electrodos, éstos y los conductores de enlace entre ellos hasta el punto de puesta a tierra, se pondrán al descubierto para su examen, al menos una vez cada cinco años.

Se dispondrá de al menos un punto de puesta a tierra accesible para poder realizar la medición de la puesta a tierra.

### 3.9.2. Resistencia de aislamiento

Las instalaciones deberán presentar una resistencia de aislamiento al menos igual a los valores indicados en la tabla siguiente:

Tensión nominal de la instalación	Tensión de ensayo en corriente continua (v)	Resistencia de aislamiento (M $\Omega$ )
Muy Baja Tensión de Seguridad (MBTS) Muy Baja Tensión de protección (MBTP)	250	$\geq 0,25$
Inferior o igual a 500 V, excepto caso anterior	500	$\geq 0,5$
Superior a 500 V	1000	$\geq 1,0$

Nota: Para instalaciones a MBTS y MBTP, véase la ITC-BT-36

- Tabla 66: apartado 2.9. ITC BT 19

Este aislamiento se entiende para una instalación en la cual la longitud del conjunto de canalizaciones y cualquiera que sea el número de conductores que las componen no exceda de 100 metros.

Cuando esta longitud exceda del valor anteriormente citado y pueda fraccionarse la instalación en partes de aproximadamente 100 metros de longitud, bien por seccionamiento, desconexión, retirada de fusibles o apertura de interruptores, cada una de las partes en que la instalación ha sido fraccionada debe presentar la resistencia de aislamiento que corresponda. Cuando no sea posible efectuar el fraccionamiento citado, se admite que el valor de la resistencia de aislamiento de toda la instalación sea, con relación al mínimo que le corresponda, inversamente proporcional a la longitud total, en hectómetros, de las canalizaciones.

El aislamiento se medirá con relación a tierra y entre conductores, mediante un generador de corriente continua capaz de suministrar las tensiones de ensayo especificadas en la tabla anterior con una corriente de 1 mA para una carga igual a la mínima resistencia de aislamiento especificada para cada tensión.

Durante la medida, los conductores, incluido el conductor neutro o compensador, estarán aislados de tierra, así como de la fuente de alimentación de energía a la cual están unidos habitualmente. Si las masas de los aparatos receptores están unidas al conductor neutro, se suprimirán estas conexiones durante la medida, restableciéndose una vez terminada ésta.

Cuando la instalación tenga circuitos con dispositivos electrónicos, en dichos circuitos los conductores de fases y el neutro estarán unidos entre sí durante las medidas.

La medida de aislamiento con relación a tierra se efectuará uniéndola a ésta el polo positivo del generador y dejando, en principio, todos los receptores conectados y sus mandos en posición "paro", asegurándose que no existe falta de continuidad eléctrica en la parte de la instalación que se verifica; los dispositivos de interrupción se pondrán en posición de "cerrado" y los cortacircuitos instalados como en servicio normal.

Todos los conductores se conectarán entre sí incluyendo el conductor neutro o compensador, en el origen de la instalación que se verifica y a este punto se conectará el polo negativo del generador.

Cuando la resistencia de aislamiento obtenida resultará inferior al valor mínimo que le corresponda, se admitirá que la instalación es, no obstante, correcta, si se cumplen las siguientes condiciones:

La medida de aislamiento con relación a tierra se efectuará uniéndola a ésta el polo positivo del generador y dejando, en principio, todos los receptores conectados y sus mandos en posición "paro", asegurándose que no existe falta de continuidad eléctrica en la parte de la instalación que se verifica; los dispositivos de interrupción se pondrán en posición de "cerrado" y los cortacircuitos instalados como en servicio normal.

Todos los conductores se conectarán entre sí incluyendo el conductor neutro o compensador, en el origen de la instalación que se verifica y a este punto se conectará el polo negativo del generador.

Cuando la resistencia de aislamiento obtenida resultará inferior al valor mínimo que le corresponda, se admitirá que la instalación es, no obstante, correcta, si se cumplen las siguientes condiciones:

- Cada aparato receptor presenta una resistencia de aislamiento por lo menos igual al valor señalado por la Norma UNE que le concierna o en su defecto  $0,5 \text{ M}\Omega$ .
- Desconectados los aparatos receptores, la instalación presenta la resistencia de aislamiento que le corresponda.

La medida de la resistencia de aislamiento entre conductores polares se efectúa después de haber desconectado todos los receptores, quedando los interruptores y cortacircuitos en la misma posición que la señalada anteriormente para la medida del aislamiento con relación a tierra. La medida de la resistencia de aislamiento se efectuará sucesivamente entre los conductores tomados dos a dos, comprendiendo el conductor neutro o compensador.

Por lo que respecta a la rigidez dieléctrica de una instalación, ha de ser tal, que desconectados los aparatos de utilización (receptores), resista durante 1 minuto una prueba de tensión de  $2U+1000$  voltios a frecuencia industrial, siendo  $U$  la tensión máxima de servicio expresada en voltios y con un mínimo de 1.500 voltios. Este ensayo se realizará para cada uno de los conductores incluido el neutro o compensador, con relación a tierra y entre conductores, salvo para aquellos materiales en los que se justifique que haya sido realizado dicho ensayo previamente por el fabricante.

Durante este ensayo los dispositivos de interrupción se pondrán en la posición de "cerrado" y los cortacircuitos instalados como en servicio normal. Este ensayo no se realizará en instalaciones correspondientes a locales que presenten riesgo de incendio o explosión.

Las corrientes de fuga no serán superiores para el conjunto de la instalación o para cada uno de los circuitos en que ésta pueda dividirse a efectos de su protección, a la sensibilidad que presenten los interruptores diferenciales instalados como protección contra los contactos indirectos.

### **3.9.3. Condiciones de mantenimiento y seguridad**

La propiedad recibirá a la entrega de la instalación, planos definitivos del montaje de la instalación, valores de la resistencia a tierra obtenidos en las mediciones, y referencia del domicilio social de la empresa instaladora.

No se podrá modificar la instalación sin la intervención de un Instalador Autorizado o Técnico Competente, según corresponda.

Se recomienda a la propiedad limpiar mediante hidro limpiadora o algún tipo de dispositivo la limpieza de los paneles fotovoltaicos, a poder ser solo con agua y si es posible dentro de las posibilidades con agua pura.

Cada cinco años se comprobarán los dispositivos de protección contra cortocircuitos, contactos directos e indirectos, así como sus intensidades nominales en relación con la sección de los conductores que protegen.

Además, se procederá cada 2 años durante los primeros 10 años tras su puesta en marcha a revisar el sistema de almacenamiento y si fuese necesario proceder a su reposición.

Personal técnicamente competente comprobará la instalación de toma de tierra en la época en que el terreno esté más seco, reparando inmediatamente los defectos que pudieran encontrarse.

#### **3.9.4. Certificados y documentación**

Al finalizar la ejecución, se entregará en la Delegación del Ministerio de Industria correspondiente el Certificado de Fin de Obra firmado por un técnico competente y visado por el Colegio profesional correspondiente, acompañado del boletín o boletines de instalación firmados por un Instalador Autorizado.



# 4. PRESUPUESTO



## ÍNDICE PRESUPUESTO

4.1. Introducción .....	227
4.2. Cuadro de mediciones .....	228
CAPÍTULO 1. INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA .....	228
CAPÍTULO 2. INSTALACIÓN DE CLIMATIZACIÓN .....	231
CAPÍTULO 3. INSTALACIÓN ELÉCTRICA CUADRO DE CLIMATIZACIÓN .....	231
4.3. Precios unitarios.....	233
CAPÍTULO 1. INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA .....	233
CAPÍTULO 2. INSTALACIÓN DE CLIMATIZACIÓN .....	236
CAPÍTULO 3. INSTALACIÓN ELÉCTRICA CUADRO DE CLIMATIZACIÓN .....	236
4.4. Composición de precios.....	238
CAPÍTULO 1. INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA .....	238
CAPÍTULO 2. INSTALACIÓN DE CLIMATIZACIÓN .....	241
CAPÍTULO 3. INSTALACIÓN ELÉCTRICA CUADRO DE CLIMATIZACIÓN .....	241
4.5. Resumen de presupuesto .....	243

## 4.1. Introducción

Este presupuesto contiene el cuadro de mediciones, así como los precios unitarios de los materiales empleados, la composición de los precios y un resumen del presupuesto.

Se encuentra estructurado por partidas y clasificado por capítulos, en concreto, los siguientes:

CAP1. INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

CAP2. INSTALACIÓN DE CLIMATIZACIÓN

CAO3. INTALACIÓN ELÉCTRICA CUADRO CLIMATIZACIÓN



## 4.2. Cuadro de mediciones

### CAPÍTULO 1. INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

Paneles solares			
Código	Ud	Descripción	Cantidad
V1.1	Ud	<b>Módulo fotovoltaico JINKO Cheetah Mono Perc HC 60M 340w.</b> Suministro e instalación de modulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino PERC de potencia máxima 340 Wp, voltaje máximo 34,0V , intensidad de máxima potencia 9,87 A 60 células HC, de dimensiones 1684x1002x35. Incluso accesorios de montaje y material de conexionado eléctrico	320.00
Inversor			
Código	Ud	Descripción	Cantidad
V1.2	Ud	<b>Inversor Fronius Eco 27.0-3</b> Suministro e instalación de inversor fotovoltaico. Trifásico, rango de tensión MPPT 580-850 V, máx. salida del generador 27KW. Frecuencia 50-60 Hz, Dimensiones 725 x 510 x 225 mm. Incluso accesorios de montaje y material de conexionado eléctrico	3.00
V1.3	Ud	<b>Inversor Fronius Symo 17.5-3-M</b> Suministro e instalación de inversor fotovoltaico. Trifásico, rango de tensión 2MPPT 370-800 V, máx. salida del generador 17,5 KW. Frecuencia 50-60 Hz, Dimensiones 725 x 510 x 225 mm. Incluso accesorios de montaje y material de conexionado eléctrico	1.00
Estructura metálica			
Código	Ud	Descripción	Cantidad
V1.4	Ud	Suministro e instalación de estructura metálica aleación EN AW 600 5 T6. Aleación de aluminio de alta resistencia. Incluso tornillería y elementos/accesorios de acople de acero inoxidable para enganche de placas fotovoltaicas con inclinación ajustable 20 a 50 grados según configuración. Estructura regulable 20 módulos verticales	1.00
V1.5	Ud	Suministro e instalación de estructura metálica aleación EN AW 600 5 T6. Aleación de aluminio de alta resistencia. Incluso tornillería y elementos/accesorios de acople de acero inoxidable para enganche de placas fotovoltaicas con inclinación ajustable 20 a 50 grados según configuración. Estructura regulable 17 módulos verticales	2.00
V1.6	Ud	Suministro e instalación de estructura metálica aleación EN AW 600 5 T6. Aleación de aluminio de alta resistencia. Incluso tornillería y elementos/accesorios de acople de acero inoxidable para enganche de placas fotovoltaicas con inclinación ajustable 20 a 50 grados según configuración. Estructura regulable 16 módulos verticales	1.00
V1.7	Ud	Suministro e instalación de estructura metálica aleación EN AW 600 5 T6. Aleación de aluminio de alta resistencia. Incluso tornillería y elementos/accesorios de acople de acero inoxidable para enganche de placas fotovoltaicas con inclinación ajustable 20 a 50 grados según configuración. Estructura regulable 13 módulos verticales	1.00
V1.8	Ud	Suministro e instalación de estructura metálica aleación EN AW 600 5 T6. Aleación de aluminio de alta resistencia. Incluso tornillería y elementos/accesorios de acople de acero inoxidable para enganche de placas fotovoltaicas con inclinación ajustable 20 a 50 grados según configuración. Estructura regulable 12 módulos verticales	1.00
V1.9	Ud	Suministro e instalación de estructura metálica aleación EN AW 600 5 T6. Aleación de aluminio de alta resistencia. Incluso tornillería y elementos/accesorios de acople de acero inoxidable para enganche de placas fotovoltaicas con inclinación ajustable 20 a 50 grados según configuración. Estructura regulable 9 módulos verticales	25.00

Cables			
Código	Ud	Descripción	Cantidad
V1.10	m	<b>TOPSOLAR PV ZZ-F (AS) NEGRO</b> Suministro e instalación de cable eléctrico 0,6/1 KV, unipolar de sección 1X6 mm <sup>2</sup> , resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas tipo PV-ZZ-F, de tensión nominal 0,6/1 KV flexible de clase 5 especialmente diseñados para la conexión de paneles fotovoltaicos a intemperie.	432.00
V1.11	m	<b>TOPSOLAR PV ZZ-F (AS) ROJO</b> Suministro e instalación de cable eléctrico 0,6/1 KV, unipolar de sección 1X6 mm <sup>2</sup> , resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas tipo PV-ZZ-F, de tensión nominal 0,6/1 KV flexible de clase 5 especialmente diseñados para la conexión de paneles fotovoltaicos a intemperie.	432.00
V1.12	m	<b>TOPSOLAR PV ZZ-F (AS) NEGRO</b> Suministro e instalación de cable eléctrico 0,6/1 KV, unipolar de sección 1X16 mm <sup>2</sup> , resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas tipo PV-ZZ-F, de tensión nominal 0,6/1 KV flexible de clase 5 especialmente diseñados para la conexión de paneles fotovoltaicos a intemperie.	20.00
V1.13	m	<b>TOPSOLAR PV ZZ-F (AS) ROJO</b> Suministro e instalación de cable eléctrico 0,6/1 KV, unipolar de sección 1X16 mm <sup>2</sup> , resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas tipo PV-ZZ-F, de tensión nominal 0,6/1 KV flexible de clase 5 especialmente diseñados para la conexión de paneles fotovoltaicos a intemperie.	20.00
V1.14	m	<b>TOPSOLAR PV ZZ-F (AS) NEGRO</b> Suministro e instalación de cable eléctrico 0,6/1 KV, unipolar de sección 1X25 mm <sup>2</sup> , resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas tipo PV-ZZ-F, de tensión nominal 0,6/1 KV flexible de clase 5 especialmente diseñados para la conexión de paneles fotovoltaicos a intemperie.	129.00
V1.15	m	<b>TOPSOLAR PV ZZ-F (AS) ROJO</b> Suministro e instalación de cable eléctrico 0,6/1 KV, unipolar de sección 1X25 mm <sup>2</sup> , resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas tipo PV-ZZ-F, de tensión nominal 0,6/1 KV flexible de clase 5 especialmente diseñados para la conexión de paneles fotovoltaicos a intemperie.	129.00
V1.16	m	<b>RZ1-K 0,6/1 kV</b> Suministro e instalación de cableado eléctrico unipolar 0,6/1 kV 95 mm <sup>2</sup> , Cobre, cubierta de poliolefina termoplástica (Z1), aislamiento XLPE. No propagador de la llama	120.00

Otros			
Código	Ud	Descripción	Cantidad
V1.17	Ud	<b>Fronius AC Combiner</b> Suministro e instalación de Fronius combiner. Trifásico, Máxima potencia de salida 108 KVA Fronius Eco. Entrada protegida 3P 63 A NH000. Frecuencia 50/60 Hz. Corriente nominal 200 A. Fusibles de seguridad incluidos 250 A gG. Protección de sobretensión. Interruptor FI 4P-63A-100mA. Cable conexión incluido.	1.00
V1.18	Ud.	<b>Caja estanca repartidor de corriente</b> <b>Caja estanca para Repartidor de corriente. Encapsula al repartidor de corriente de 40A</b>	32.00
V1.19	Ud.	<b>Repartidor de corriente</b> Repartidor LEGRAND conexión paralelo Módulos 40 A.	32.00
V1.20	Ud.	<b>Caja estanca para portafusibles</b> Caja estanca de automáticos IP54 8 módulos Solera 895	16.00

V1.21	Ud	<b>Cuadro eléctrico FAMATEL Nuova</b> Cuadro eléctrico de superficie con puerta. Dispone de espacio para un máximo de 24 módulos e incluye carril DIN para la instalación de los mecanismos.	1.00
V1.22	Ud	<b>Conectores WEIDMULLER PVStick</b> Suministro e instalación del conector WEIDMULLER. Conector MC4. Sección cable mín. 4 mm <sup>2</sup>	54.00

### Magnetotérmico

Código	Ud	Descripción	Cantidad
V1.23	Ud	<b>IC60N 4P 40A C</b> Acti 9Ic60; In: 40 A; Icu: 10 kA; Curva: C. 3P+N	3.00
V1.24	Ud	<b>IC60L 4P 40A C</b> Acti 9Ic60; In: 32 A; Icu: 20 kA; Curva: K. 3P+N	1.00
V1.25	Ud	<b>HY-HGE160-49 C</b> HGE160-L4P160; In: 160 A; Icu: 30 kA; Curva: AC. 3P+N	1.00

### Fusibles y portafusibles

Código	Ud	Descripción	Cantidad
V1.26	Ud	<b>Fusible Cilíndrico 10*38</b> ; In: 10 A; 1000 V CC; Clase: gG.	320.00
V1.27	Ud	<b>Portafusible 10*38; CMS101</b> ; In: 15 A; 1000 V CC; Clase: gG;	320.00
V1.28	Ud	<b>Fusible dfelectric</b> ; In: 63 A; 1000 V CC; Clase: Nh gPV.	15.00
V1.29	Ud	<b>Portafusible dfelectric ST NH</b> ; k: 250A; 1000 V CC; Clase: Nh gPV.	15.00

### Canalizaciones

Código	Ud	Descripción	Cantidad
V1.30	m	Tubo corrugado libre de halógenos 32mm. IP54.	320.00
V1.31	m	Canaleta cableado gris Legrand 40x40 permite la correcta ubicación del cableado. Compatible con todo tipo de cableado	200.00

### Medida

Código	Ud	Descripción	Cantidad
V1.32	Ud	<b>Smart meter 50 kA-3</b> Suministro e instalación de contador bidireccional y analizador de redes. Voltaje de trabajo 400-415V CA trifásica, Max corriente 3 * 50000A. frecuencia nominal 50-60 Hz. Protección IP51 (marco frontal) Protección IP20 (terminales)	1.00
V1.33	Ud.	<b>Trafo núcleo abierto 200/5 A 2.5 VA Cl.3</b> Suministro e instalación de transformador de corriente. Clase 3 en 2,5 VA. Corriente nominal 200 A. Corriente del secundario 5 A. Aislamiento eléctrico clase E.	3.00

### Sistema de puesta a tierra

Código	Ud	Descripción	Cantidad
V1.34	Ud	Red de toma de tierra de las masas de la instalación compuesta por un conductor de cobre desnudo de 35 mm <sup>2</sup> de sección y 30.00 m de longitud, 1 pica vertical aislada con 2.00 m de longitud con conductor de 4 mm <sup>2</sup> y 330.00 m.	1.00

## CAPÍTULO 2. INSTALACIÓN DE CLIMATIZACIÓN

Equipos interiores y exteriores			
Código	Ud	Descripción	Cantidad
V2.1	Ud	<b>Equipo interior RAV-RM1601UTP-E. Daytonna cassette R32 Super digital inverter</b> Suministro e instalación del equipo interior. Rango de refrigeración 2,6-16 kW. Capacidad de refrigeración 14 kW. Capacidad de calefacción 16 kW. Rango de calefacción 2,4-19 kW. EER 3,23. COP 3,74. Nivel presión sonora 45-40-36 dB. Dimensiones 319*840*840 mm.	17.00
V2.2	Ud	<b>Equipo interior RAV-RM1401UTP-E. Daytonna cassette R32 Super digital inverter</b> Suministro e instalación del equipo interior. Rango de refrigeración 2,6-14 kW. Capacidad de refrigeración 12,5 kW. Capacidad de calefacción 14 kW. Rango de calefacción 2,4-18 kW. EER 3,65. COP 4,11. Nivel presión sonora 44-38-34 dB. Dimensiones 319*840*840 mm	5.00
V2.3	Ud	<b>Equipo exterior RAV-GP1601AT8-E. Daytonna cassette R32 Super digital inverter</b> Suministro e instalación del equipo exterior. Rango de refrigeración 2,6-16 kW. Capacidad de refrigeración 14 kW. Capacidad de calefacción 16 kW. Rango de calefacción 2,4-19 kW. EER 3,23. COP 3,74. Nivel presión sonora 51/53 dB. Dimensiones 1340*900*320 mm.	17.00
V2.4	Ud	<b>Equipo exterior RAV-GP1401AT8-E. Daytonna cassette R32 Super digital inverter</b> Suministro e instalación del equipo exterior. Rango de refrigeración 2,6-14 kW. Capacidad de refrigeración 12,5 kW. Capacidad de calefacción 14 kW. Rango de calefacción 2,4-18 kW. EER 3,65 COP 4,11. Nivel presión sonora 51/52 dB. Dimensiones 1340*900*320 mm.	5.00

## CAPÍTULO 3. INSTALACIÓN ELÉCTRICA CUADRO DE CLIMATIZACIÓN

Magnetotérmicos			
Código	Ud	Descripción	Cantidad
V3.1	Ud	Doméstico o análogo (IEC 60898); In: 16 A; Icu: 6 kA; Curva: C. 1P+N	3.00
V3.2	Ud	Doméstico o análogo (IEC 60898); In: 20 A; Icu: 6 kA; Curva: C. 1P+N	5.00
V3.3	Ud	Doméstico o análogo (IEC 60898); In: 25 A; Icu: 6 kA; Curva: C. 1P+N	1.00
V3.4	Ud	HY-HGE16040 (IEC 60947-2); In: 160 A; Ic: 30 kA; Curva AC. 3P+N	1.00
V3.5	Ud	NM8-250S-4P-250A (IEC 60947-2); In: 250 A; Ic: 50 kA; 3P+N	1.00

Cables			
Código	Ud	Descripción	Cantidad
		Suministro e instalación de cableado eléctrico:	
V3.6	m	RZ1-K (AS) 0,6/1 kV Cobre, Poliolefina termoplástica (Z1), 1,5 mm <sup>2</sup> . Unipolar	140.00
V3.7	m	RZ1-K (AS) 0,6/1 kV Cobre, Poliolefina termoplástica (Z1), 2,5 mm <sup>2</sup> . Unipolar	304.00
V3.8	m	RZ1-K (AS) 0,6/1 kV Cobre, Poliolefina termoplástica (Z1), 4 mm <sup>2</sup> . Unipolar	460.00
V3.9	m	RZ1-K (AS) 0,6/1 kV Cobre, Poliolefina termoplástica (Z1), 6 mm <sup>2</sup> . Unipolar	80.00

Canalizaciones			
Código	Ud	Descripción	Cantidad
V3.10	m	Tubo 16 mm	111.00
V3.11	m	Tubo 20 mm	135.00
V3.12	m	Tubo 160 mm	1.00

Otros			
Código	Ud	Descripción	Cantidad
V3.13	Ud	Cuadro general de protección	1.00



### 4.3. Precios unitarios

#### CAPÍTULO 1. INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

Paneles solares			
Código	Ud	Descripción	€/Ud
V1.1	Ud	<b>Módulo fotovoltaico JINKO Cheetah Mono Perc HC 60M 340w.</b> Suministro e instalación de modulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino PERC de potencia máxima 340 Wp, voltaje máximo 34,0V , intensidad de máxima potencia 9,87 A 60 células HC, de dimensiones 1684x1002x35. Incluso accesorios de montaje y material de conexionado eléctrico	135,6

Inversor			
Código	Ud	Descripción	€/Ud
V1.2	Ud	<b>Inversor Fronius Eco 27.0-3</b> Suministro e instalación de inversor fotovoltaico. Trifásico, rango de tensión MPPT 580-850 V, máx. salida del generador 27KW. Frecuencia 50-60 Hz, Dimensiones 725 x 510 x 225 mm. Incluso accesorios de montaje y material de conexionado eléctrico	2792.95
V1.3	Ud	<b>Inversor Fronius Symo 17.5-3-M</b> Suministro e instalación de inversor fotovoltaico. Trifásico, rango de tensión 2MPPT 370-800 V, máx. salida del generador 17,5 KW. Frecuencia 50-60 Hz, Dimensiones 725 x 510 x 225 mm. Incluso accesorios de montaje y material de conexionado eléctrico	2522.66

Estructura metálica			
Código	Ud	Descripción	€/Ud
V1.4	Ud	Suministro e instalación de estructura metálica aleación EN AW 600 5 T6. Aleación de aluminio de alta resistencia. Incluso tornillería y elementos/accesorios de acople de acero inoxidable para enganche de placas fotovoltaicas con inclinación ajustable 20 a 50 grados según configuración. Estructura regulable 20 módulos verticales	999.83
V1.5	Ud	Suministro e instalación de estructura metálica aleación EN AW 600 5 T6. Aleación de aluminio de alta resistencia. Incluso tornillería y elementos/accesorios de acople de acero inoxidable para enganche de placas fotovoltaicas con inclinación ajustable 20 a 50 grados según configuración. Estructura regulable 17 módulos verticales	895.25
V1.6	Ud	Suministro e instalación de estructura metálica aleación EN AW 600 5 T6. Aleación de aluminio de alta resistencia. Incluso tornillería y elementos/accesorios de acople de acero inoxidable para enganche de placas fotovoltaicas con inclinación ajustable 20 a 50 grados según configuración. Estructura regulable 16 módulos verticales	838.42
V1.7	Ud	Suministro e instalación de estructura metálica aleación EN AW 600 5 T6. Aleación de aluminio de alta resistencia. Incluso tornillería y elementos/accesorios de acople de acero inoxidable para enganche de placas fotovoltaicas con inclinación ajustable 20 a 50 grados según configuración. Estructura regulable 13 módulos verticales	704.17
V1.8	Ud	Suministro e instalación de estructura metálica aleación EN AW 600 5 T6. Aleación de aluminio de alta resistencia. Incluso tornillería y elementos/accesorios de acople de acero inoxidable para enganche de placas fotovoltaicas con inclinación ajustable 20 a 50 grados según configuración. Estructura regulable 12 módulos verticales	644.00
V1.9	Ud	Suministro e instalación de estructura metálica aleación EN AW 600 5 T6. Aleación de aluminio de alta resistencia. Incluso tornillería y elementos/accesorios de acople de acero inoxidable para enganche de placas fotovoltaicas con inclinación ajustable 20 a 50 grados según configuración. Estructura regulable 9 módulos verticales	510.5

Cables			
Código	Ud	Descripción	€/Ud
V1.10	m	<b>TOPSOLAR PV ZZ-F (AS) NEGRO</b> Suministro e instalación de cable eléctrico 0,6/1 KV, unipolar de sección 1X6 mm <sup>2</sup> , resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas tipo PV-ZZ-F, de tensión nominal 0,6/1 KV flexible de clase 5 especialmente diseñados para la conexión de paneles fotovoltaicos a intemperie.	1.70
V1.11	m	<b>TOPSOLAR PV ZZ-F (AS) ROJO</b> Suministro e instalación de cable eléctrico 0,6/1 KV, unipolar de sección 1X6 mm <sup>2</sup> , resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas tipo PV-ZZ-F, de tensión nominal 0,6/1 KV flexible de clase 5 especialmente diseñados para la conexión de paneles fotovoltaicos a intemperie.	1.70
V1.12	m	<b>TOPSOLAR PV ZZ-F (AS) NEGRO</b> Suministro e instalación de cable eléctrico 0,6/1 KV, unipolar de sección 1X16 mm <sup>2</sup> , resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas tipo PV-ZZ-F, de tensión nominal 0,6/1 KV flexible de clase 5 especialmente diseñados para la conexión de paneles fotovoltaicos a intemperie.	3.03
V1.13	m	<b>TOPSOLAR PV ZZ-F (AS) ROJO</b> Suministro e instalación de cable eléctrico 0,6/1 KV, unipolar de sección 1X16 mm <sup>2</sup> , resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas tipo PV-ZZ-F, de tensión nominal 0,6/1 KV flexible de clase 5 especialmente diseñados para la conexión de paneles fotovoltaicos a intemperie.	3.03
V1.14	m	<b>TOPSOLAR PV ZZ-F (AS) NEGRO</b> Suministro e instalación de cable eléctrico 0,6/1 KV, unipolar de sección 1X25 mm <sup>2</sup> , resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas tipo PV-ZZ-F, de tensión nominal 0,6/1 KV flexible de clase 5 especialmente diseñados para la conexión de paneles fotovoltaicos a intemperie.	5.45
V1.15	m	<b>TOPSOLAR PV ZZ-F (AS) ROJO</b> Suministro e instalación de cable eléctrico 0,6/1 KV, unipolar de sección 1X25 mm <sup>2</sup> , resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas tipo PV-ZZ-F, de tensión nominal 0,6/1 KV flexible de clase 5 especialmente diseñados para la conexión de paneles fotovoltaicos a intemperie.	5.45
V1.16	m	<b>RZ1-K 0,6/1 kV</b> Suministro e instalación de cableado eléctrico unipolar 0,6/1 kV 95 mm <sup>2</sup> , Cobre, cubierta de poliolefina termoplástica (Z1), aislamiento XLPE. No propagador de la llama	10.91

Otros			
Código	Ud	Descripción	€/Ud
V1.17	Ud	<b>Fronius AC Combiner</b> Suministro e instalación de Fronius combiner. Trifásico, Máxima potencia de salida 108 KVA Fronius Eco. Entrada protegida 3P 63 A NH000. Frecuencia 50/60 Hz. Corriente nominal 200 A. Fusibles de seguridad incluidos 250 A gG. Protección de sobretensión. Interruptor FI 4P-63A-100mA. Cable conexión incluido.	1341.50
V1.18	Ud.	<b>Caja estanca repartidor de corriente</b> <b>Caja estanca para Repartidor de corriente. Encapsula al repartidor de corriente de 40A</b>	12.48
V1.19	Ud.	<b>Repartidor de corriente</b> Repartidor LEGRAND conexión paralelo Módulos 40 A.	35.08
V1.20	Ud.	<b>Caja estanca para portafusibles</b> Caja estanca de automáticos IP54 8 módulos Solera 895	14.32

V1.21	Ud	<b>Cuadro eléctrico FAMATEL Nuova</b> Cuadro eléctrico de superficie con puerta. Dispone de espacio para un máximo de 24 módulos e incluye carril DIN para la instalación de los mecanismos.	30.65
V1.22	Ud	<b>Conectores WEIDMULLER PVStick</b> Suministro e instalación del conector WEIDMULLER. Conector MC4. Sección cable mín. 4 mm <sup>2</sup>	8.90

<b>Magnetotérmico</b>			
<b>Código</b>	<b>Ud</b>	<b>Descripción</b>	<b>€/Ud</b>
V1.23	Ud	<b>IC60N 4P 40A C</b> Acti 9lc60; In: 40 A; Icu: 10 kA; Curva: C. 3P+N	185.85
V1.24	Ud	<b>IC60L 4P 40A C</b> Acti 9lc60; In: 32 A; Icu: 20 kA; Curva: K. 3P+N	452.25
V1.25	Ud	<b>HY-HGE160-49 C</b> HGE160-L4P160; In: 160 A; Icu: 30 kA; Curva: AC. 3P+N	273,41

<b>Fusibles y portafusibles</b>			
<b>Código</b>	<b>Ud</b>	<b>Descripción</b>	<b>€/Ud</b>
V1.26	Ud	<b>Fusible Cilíndrico 10*38</b> ; In: 10 A; 1000 V CC; Clase: gG.	3.37
V1.27	Ud	<b>Portafusible 10*38; CMS101</b> ; In: 15 A; 1000 V CC; Clase: gG;	7.93
V1.28	Ud	<b>Fusible dfelectric</b> ; In: 63 A; 1000 V CC; Clase: Nh gPV.	6.71
V1.29	Ud	<b>Portafusible dfelectric ST NH</b> ; k: 250A; 1000 V CC; Clase: Nh gPV.	11.39

<b>Canalizaciones</b>			
<b>Código</b>	<b>Ud</b>	<b>Descripción</b>	<b>€/Ud</b>
V1.30	m	Tubo corrugado libre de halógenos 32mm. IP54.	3.22
V1.31	m	Canaleta cableado gris Legrand 40x40 permite la correcta ubicación del cableado. Compatible con todo tipo de cableado	8.92

<b>Medida</b>			
<b>Código</b>	<b>Ud</b>	<b>Descripción</b>	<b>€/Ud</b>
V1.32	Ud	<b>Smart meter 50 kA-3</b> Suministro e instalación de contador bidireccional y analizador de redes. Voltaje de trabajo 400-415V CA trifásica, Max corriente 3 * 50000A. frecuencia nominal 50-60 Hz. Protección IP51 (marco frontal) Protección IP20 (terminales)	254.11
V1.33	Ud.	<b>Trafo núcleo abierto 200/5 A 2.5 VA Cl.3</b> Suministro e instalación de transformador de corriente. Clase 3 en 2,5 VA. Corriente nominal 200 A. Corriente del secundario 5 A. Aislamiento eléctrico clase E.	161.11

<b>Sistema de puesta a tierra</b>			
<b>Código</b>	<b>Ud</b>	<b>Descripción</b>	<b>€/Ud</b>
V1.34	Ud	Red de toma de tierra de las masas de la instalación compuesta por un conductor de cobre desnudo de 35 mm <sup>2</sup> de sección y 30.00 m de longitud, 1 pica vertical aislada con 2.00 m de longitud con conductor de 4 mm <sup>2</sup> y 330.00 m.	345.00

## CAPÍTULO 2. INSTALACIÓN DE CLIMATIZACIÓN

Equipos interiores y exteriores			
Código	Ud	Descripción	€/Ud
V2.1	Ud	<b>Equipo interior RAV-RM1601UTP-E. Daytonna cassette R32 Super digital inverter</b> Suministro e instalación del equipo interior. Rango de refrigeración 2,6-16 kW. Capacidad de refrigeración 14 kW. Capacidad de calefacción 16 kW. Rango de calefacción 2,4-19 kW. EER 3,23. COP 3,74. Nivel presión sonora 45-40-36 dB. Dimensiones 319*840*840 mm.	-
V2.2	Ud	<b>Equipo interior RAV-RM1401UTP-E. Daytonna cassette R32 Super digital inverter</b> Suministro e instalación del equipo interior. Rango de refrigeración 2,6-14 kW. Capacidad de refrigeración 12,5 kW. Capacidad de calefacción 14 kW. Rango de calefacción 2,4-18 kW. EER 3,65. COP 4,11. Nivel presión sonora 44-38-34 dB. Dimensiones 319*840*840 mm	-
V2.3	Ud	<b>Equipo exterior RAV-GP1601AT8-E. Daytonna cassette R32 Super digital inverter</b> Suministro e instalación del equipo exterior. Rango de refrigeración 2,6-16 kW. Capacidad de refrigeración 14 kW. Capacidad de calefacción 16 kW. Rango de calefacción 2,4-19 kW. EER 3,23. COP 3,74. Nivel presión sonora 51/53 dB. Dimensiones 1340*900*320 mm.	4272,11
V2.4	Ud	<b>Equipo exterior RAV-GP1401AT8-E. Daytonna cassette R32 Super digital inverter</b> Suministro e instalación del equipo exterior. Rango de refrigeración 2,6-14 kW. Capacidad de refrigeración 12,5 kW. Capacidad de calefacción 14 kW. Rango de calefacción 2,4-18 kW. EER 3,65 COP 4,11. Nivel presión sonora 51/52 dB. Dimensiones 1340*900*320 mm.	3763,02

## CAPÍTULO 3. INSTALACIÓN ELÉCTRICA CUADRO DE CLIMATIZACIÓN

Magnetotérmicos			
Código	Ud	Descripción	€/Ud
V3.1	Ud	Doméstico o análogo (IEC 60898); In: 16 A; Icu: 6 kA; Curva: C. 1P+N	19.27
V3.2	Ud	Doméstico o análogo (IEC 60898); In: 20 A; Icu: 6 kA; Curva: C. 1P+N	23.40
V3.3	Ud	Doméstico o análogo (IEC 60898); In: 25 A; Icu: 6 kA; Curva: C. 1P+N	27.77
V3.4	Ud	HY-HGE16040 (IEC 60947-2); In: 160 A; Ic: 30 kA; Curva AC. 3P+N	273.41
V3.5	Ud	NM8-250S-4P-250A (IEC 60947-2); In: 250 A; Ic: 50 kA; 3P+N	804.60

Cables			
Código	Ud	Descripción	€/Ud
		Suministro e instalación de cableado eléctrico:	
V3.6	m	RZ1-K (AS) 0,6/1 kV Cobre, Poliolefina termoplástica (Z1), 1,5 mm <sup>2</sup> . Unipolar	1.00
V3.7	m	RZ1-K (AS) 0,6/1 kV Cobre, Poliolefina termoplástica (Z1), 2,5 mm <sup>2</sup> . Unipolar	1.10
V3.8	m	RZ1-K (AS) 0,6/1 kV Cobre, Poliolefina termoplástica (Z1), 4 mm <sup>2</sup> . Unipolar	1.30
V3.9	m	RZ1-K (AS) 0,6/1 kV Cobre, Poliolefina termoplástica (Z1), 6 mm <sup>2</sup> . Unipolar	1.40

Canalizaciones			
Código	Ud	Descripción	€/Ud
V3.10	m	Tubo 16 mm	2.40
V3.11	m	Tubo 20 mm	2.70
V3.12	m	Tubo 160 mm	15.40

Otros			
Código	Ud	Descripción	€/Ud
V3.13	Ud	Cuadro general de protección	48.60

## 4.4. Composición de precios

### CAPÍTULO 1. INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

Paneles solares			
Código	Ud	Descripción	€
V1.1	Ud	<b>Módulo fotovoltaico JINKO Cheetah Mono Perc HC 60M 340w.</b> Suministro e instalación de modulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino PERC de potencia máxima 340 Wp, voltaje máximo 34,0V , intensidad de máxima potencia 9,87 A 60 células HC, de dimensiones 1684x1002x35. Incluso accesorios de montaje y material de conexionado eléctrico	43392
Inversor			
Código	Ud	Descripción	€
V1.2	Ud	<b>Inversor Fronius Eco 27.0-3</b> Suministro e instalación de inversor fotovoltaico. Trifásico, rango de tensión MPPT 580-850 V, máx. salida del generador 27KW. Frecuencia 50-60 Hz, Dimensiones 725 x 510 x 225 mm. Incluso accesorios de montaje y material de conexionado eléctrico	8378.85
V1.3	Ud	<b>Inversor Fronius Symo 17.5-3-M</b> Suministro e instalación de inversor fotovoltaico. Trifásico, rango de tensión 2MPPT 370-800 V, máx. salida del generador 17,5 KW. Frecuencia 50-60 Hz, Dimensiones 725 x 510 x 225 mm. Incluso accesorios de montaje y material de conexionado eléctrico	2522.66
Estructura metálica			
Código	Ud	Descripción	€
V1.4	Ud	Suministro e instalación de estructura metálica aleación EN AW 600 5 T6. Aleación de aluminio de alta resistencia. Incluso tornillería y elementos/accesorios de acople de acero inoxidable para enganche de placas fotovoltaicas con inclinación ajustable 20 a 50 grados según configuración. Estructura regulable 20 módulos verticales	999.83
V1.5	Ud	Suministro e instalación de estructura metálica aleación EN AW 600 5 T6. Aleación de aluminio de alta resistencia. Incluso tornillería y elementos/accesorios de acople de acero inoxidable para enganche de placas fotovoltaicas con inclinación ajustable 20 a 50 grados según configuración. Estructura regulable 17 módulos verticales	1790.50
V1.6	Ud	Suministro e instalación de estructura metálica aleación EN AW 600 5 T6. Aleación de aluminio de alta resistencia. Incluso tornillería y elementos/accesorios de acople de acero inoxidable para enganche de placas fotovoltaicas con inclinación ajustable 20 a 50 grados según configuración. Estructura regulable 16 módulos verticales	838.42
V1.7	Ud	Suministro e instalación de estructura metálica aleación EN AW 600 5 T6. Aleación de aluminio de alta resistencia. Incluso tornillería y elementos/accesorios de acople de acero inoxidable para enganche de placas fotovoltaicas con inclinación ajustable 20 a 50 grados según configuración. Estructura regulable 13 módulos verticales	704.17
V1.8	Ud	Suministro e instalación de estructura metálica aleación EN AW 600 5 T6. Aleación de aluminio de alta resistencia. Incluso tornillería y elementos/accesorios de acople de acero inoxidable para enganche de placas fotovoltaicas con inclinación ajustable 20 a 50 grados según configuración. Estructura regulable 12 módulos verticales	644.00
V1.9	Ud	Suministro e instalación de estructura metálica aleación EN AW 600 5 T6. Aleación de aluminio de alta resistencia. Incluso tornillería y elementos/accesorios de acople de acero inoxidable para enganche de placas fotovoltaicas con inclinación ajustable 20 a 50 grados según configuración. Estructura regulable 9 módulos verticales	12762.50

Cables			
Código	Ud	Descripción	€
V1.10	m	<b>TOPSOLAR PV ZZ-F (AS) NEGRO</b> Suministro e instalación de cable eléctrico 0,6/1 KV, unipolar de sección 1X6 mm <sup>2</sup> , resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas tipo PV-ZZ-F, de tensión nominal 0,6/1 KV flexible de clase 5 especialmente diseñados para la conexión de paneles fotovoltaicos a intemperie.	734.40
V1.11	m	<b>TOPSOLAR PV ZZ-F (AS) ROJO</b> Suministro e instalación de cable eléctrico 0,6/1 KV, unipolar de sección 1X6 mm <sup>2</sup> , resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas tipo PV-ZZ-F, de tensión nominal 0,6/1 KV flexible de clase 5 especialmente diseñados para la conexión de paneles fotovoltaicos a intemperie.	734.40
V1.12	m	<b>TOPSOLAR PV ZZ-F (AS) NEGRO</b> Suministro e instalación de cable eléctrico 0,6/1 KV, unipolar de sección 1X16 mm <sup>2</sup> , resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas tipo PV-ZZ-F, de tensión nominal 0,6/1 KV flexible de clase 5 especialmente diseñados para la conexión de paneles fotovoltaicos a intemperie.	60.06
V1.13	m	<b>TOPSOLAR PV ZZ-F (AS) ROJO</b> Suministro e instalación de cable eléctrico 0,6/1 KV, unipolar de sección 1X16 mm <sup>2</sup> , resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas tipo PV-ZZ-F, de tensión nominal 0,6/1 KV flexible de clase 5 especialmente diseñados para la conexión de paneles fotovoltaicos a intemperie.	60.06
V1.14	m	<b>TOPSOLAR PV ZZ-F (AS) NEGRO</b> Suministro e instalación de cable eléctrico 0,6/1 KV, unipolar de sección 1X25 mm <sup>2</sup> , resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas tipo PV-ZZ-F, de tensión nominal 0,6/1 KV flexible de clase 5 especialmente diseñados para la conexión de paneles fotovoltaicos a intemperie.	703.05
V1.15	m	<b>TOPSOLAR PV ZZ-F (AS) ROJO</b> Suministro e instalación de cable eléctrico 0,6/1 KV, unipolar de sección 1X25 mm <sup>2</sup> , resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas tipo PV-ZZ-F, de tensión nominal 0,6/1 KV flexible de clase 5 especialmente diseñados para la conexión de paneles fotovoltaicos a intemperie.	703.05
V1.16	m	<b>RZ1-K 0,6/1 kV</b> Suministro e instalación de cableado eléctrico unipolar 0,6/1 kV 95 mm <sup>2</sup> , Cobre, cubierta de poliolefina termoplástica (Z1), aislamiento XLPE. No propagador de la llama	1309.2

Otros			
Código	Ud	Descripción	€
V1.17	Ud	<b>Fronius AC Combiner</b> Suministro e instalación de Fronius combiner. Trifásico, Máxima potencia de salida 108 KVA Fronius Eco. Entrada protegida 3P 63 A NH000. Frecuencia 50/60 Hz. Corriente nominal 200 A. Fusibles de seguridad incluidos 250 A gG. Protección de sobretensión. Interruptor FI 4P-63A-100mA. Cable conexión incluido.	1341.50
V1.18	Ud.	<b>Caja estanca repartidor de corriente</b> <b>Caja estanca para Repartidor de corriente. Encapsula al repartidor de corriente de 40A</b>	399.36
V1.19	Ud.	<b>Repartidor de corriente</b> Repartidor LEGRAND conexión paralelo Módulos 40 A.	1122.56
V1.20	Ud.	<b>Caja estanca para portafusibles</b> Caja estanca de automáticos IP54 8 módulos Solera 895	229.12

V1.21	Ud	<b>Cuadro eléctrico FAMATEL Nuova</b> Cuadro eléctrico de superficie con puerta. Dispone de espacio para un máximo de 24 módulos e incluye carril DIN para la instalación de los mecanismos.	30.65
V1.22	Ud	<b>Conectores WEIDMULLER PVStick</b> Suministro e instalación del conector WEIDMULLER. Conector MC4. Sección cable mín. 4 mm <sup>2</sup>	480.60

<b>Magnetotérmico</b>			
<b>Código</b>	<b>Ud</b>	<b>Descripción</b>	<b>€</b>
V1.23	Ud	<b>IC60N 4P 40A C</b> Acti 9Ic60; In: 40 A; Icu: 10 kA; Curva: C. 3P+N	557.55
V1.24	Ud	<b>IC60L 4P 40A C</b> Acti 9Ic60; In: 32 A; Icu: 20 kA; Curva: K. 3P+N	452.25
V1.25	Ud	<b>HY-HGE160-49 C</b> HGE160-L4P160; In: 160 A; Icu: 30 kA; Curva: AC. 3P+N	273,41

<b>Fusibles y portafusibles</b>			
<b>Código</b>	<b>Ud</b>	<b>Descripción</b>	<b>€</b>
V1.26	Ud	<b>Fusible Cilíndrico 10*38</b> ; In: 10 A; 1000 V CC; Clase: gG.	1078.40
V1.27	Ud	<b>Portafusible 10*38; CMS101</b> ; In: 15 A; 1000 V CC; Clase: gG;	2537.60
V1.28	Ud	<b>Fusible dfelectric</b> ; In: 63 A; 1000 V CC; Clase: Nh gPV.	100.65
V1.29	Ud	<b>Portafusible dfelectric ST NH</b> ; k: 250A; 1000 V CC; Clase: Nh gPV.	170.85

<b>Canalizaciones</b>			
<b>Código</b>	<b>Ud</b>	<b>Descripción</b>	<b>€</b>
V1.30	m	Tubo corrugado libre de halógenos 32mm. IP54.	1030.40
V1.31	m	Canaleta cableado gris Legrand 40x40 permite la correcta ubicación del cableado. Compatible con todo tipo de cableado	1784.00

<b>Medida</b>			
<b>Código</b>	<b>Ud</b>	<b>Descripción</b>	<b>€</b>
V1.32	Ud	<b>Smart meter 50 kA-3</b> Suministro e instalación de contador bidireccional y analizador de redes. Voltaje de trabajo 400-415V CA trifásica, Max corriente 3 * 50000A. frecuencia nominal 50-60 Hz. Protección IP51 (marco frontal) Protección IP20 (terminales)	254.11
V1.33	Ud.	<b>Trafo núcleo abierto 200/5 A 2.5 VA Cl.3</b> Suministro e instalación de transformador de corriente. Clase 3 en 2,5 VA. Corriente nominal 200 A. Corriente del secundario 5 A. Aislamiento eléctrico clase E.	483.33

<b>Sistema de puesta a tierra</b>			
<b>Código</b>	<b>Ud</b>	<b>Descripción</b>	<b>€</b>
V1.34	Ud	Red de toma de tierra de las masas de la instalación compuesta por un conductor de cobre desnudo de 35 mm <sup>2</sup> de sección y 30.00 m de longitud, 1 pica vertical aislada con 2.00 m de longitud con conductor de 4 mm <sup>2</sup> y 330.00 m.	345.00



## CAPÍTULO 2. INSTALACIÓN DE CLIMATIZACIÓN

Equipos interiores y exteriores			
Código	Ud	Descripción	€
V2.1	Ud	<b>Equipo interior RAV-RM1601UTP-E. Daytonna cassette R32 Super digital inverter</b> Suministro e instalación del equipo interior. Rango de refrigeración 2,6-16 kW. Capacidad de refrigeración 14 kW. Capacidad de calefacción 16 kW. Rango de calefacción 2,4-19 kW. EER 3,23. COP 3,74. Nivel presión sonora 45-40-36 dB. Dimensiones 319*840*840 mm.	-
V2.2	Ud	<b>Equipo interior RAV-RM1401UTP-E. Daytonna cassette R32 Super digital inverter</b> Suministro e instalación del equipo interior. Rango de refrigeración 2,6-14 kW. Capacidad de refrigeración 12,5 kW. Capacidad de calefacción 14 kW. Rango de calefacción 2,4-18 kW. EER 3,65. COP 4,11. Nivel presión sonora 44-38-34 dB. Dimensiones 319*840*840 mm	-
V2.3	Ud	<b>Equipo exterior RAV-GP1601AT8-E. Daytonna cassette R32 Super digital inverter</b> Suministro e instalación del equipo exterior. Rango de refrigeración 2,6-16 kW. Capacidad de refrigeración 14 kW. Capacidad de calefacción 16 kW. Rango de calefacción 2,4-19 kW. EER 3,23. COP 3,74. Nivel presión sonora 51/53 dB. Dimensiones 1340*900*320 mm.	72625.87
V2.4	Ud	<b>Equipo exterior RAV-GP1401AT8-E. Daytonna cassette R32 Super digital inverter</b> Suministro e instalación del equipo exterior. Rango de refrigeración 2,6-14 kW. Capacidad de refrigeración 12,5 kW. Capacidad de calefacción 14 kW. Rango de calefacción 2,4-18 kW. EER 3,65 COP 4,11. Nivel presión sonora 51/52 dB. Dimensiones 1340*900*320 mm.	18815,00

## CAPÍTULO 3. INSTALACIÓN ELÉCTRICA CUADRO DE CLIMATIZACIÓN

Magnetotérmicos			
Código	Ud	Descripción	€
V3.1	Ud	Doméstico o análogo (IEC 60898); In: 16 A; Icu: 6 kA; Curva: C. 1P+N	57.81
V3.2	Ud	Doméstico o análogo (IEC 60898); In: 20 A; Icu: 6 kA; Curva: C. 1P+N	117.00
V3.3	Ud	Doméstico o análogo (IEC 60898); In: 25 A; Icu: 6 kA; Curva: C. 1P+N	27.77
V3.4	Ud	HY-HGE16040 (IEC 60947-2): In: 160 A; Ic: 30 kA; Curva AC. 3P+N	273.41
V3.5	Ud	NM8-250S-4P-250A (IEC 60947-2): In: 250 A; Ic: 50 kA; 3P+N	804.60

Cables			
Código	Ud	Descripción	€
		Suministro e instalación de cableado eléctrico:	
V3.6	m	RZ1-K (AS) 0,6/1 kV Cobre, Poliolefina termoplástica (Z1), 1,5 mm <sup>2</sup> . Unipolar	140.00
V3.7	m	RZ1-K (AS) 0,6/1 kV Cobre, Poliolefina termoplástica (Z1), 2,5 mm <sup>2</sup> . Unipolar	334.40
V3.8	m	RZ1-K (AS) 0,6/1 kV Cobre, Poliolefina termoplástica (Z1), 4 mm <sup>2</sup> . Unipolar	598.00
V3.9	m	RZ1-K (AS) 0,6/1 kV Cobre, Poliolefina termoplástica (Z1), 6 mm <sup>2</sup> . Unipolar	112.00

Canalizaciones			
Código	Ud	Descripción	€
V3.10	m	Tubo 16 mm	266.40
V3.11	m	Tubo 20 mm	364.5
V3.12	m	Tubo 160 mm	15.40

Otros			
Código	Ud	Descripción	€
V3.13	Ud	Cuadro general de protección	48.60

#### 4.5. Resumen de presupuesto

<b>CAPITULO 1 INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA</b>	
TOTAL	<b>89.008,49 €</b>
<b>CAPITULO 2 INSTALACIÓN DE CLIMATIZACIÓN</b>	
TOTAL	<b>91.440,87 €</b>
<b>CAPITULO 3 INSTALACIÓN ELÉCTRICA CUADRO CLIMATIZACIÓN</b>	
TOTAL	<b>3159,89 €</b>
<b>IVA 21%</b>	
TOTAL	<b>39.187,94 €</b>
<b>PRESUPUESTO TOTAL</b>	<b>222.797,19€</b>

El presente presupuesto asciende a la cantidad de **DOSCIENTOS VEINTIDÓS MIL SETECIENTOS NOVENTA Y SIETE CON DIECINUEVE.**