



# MEMORIA DESCRIPTIVA

**DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA  
EN CUBIERTA DE 100 kW CONECTADA A  
RED Y CONEXIÓN A RED DE MEDIA  
TENSIÓN, EN C/ JUAN OLIVERT 7  
(PARQUE AERONÁUTICO AERÓPOLIS),  
LA RINCONADA (SEVILLA)**

<b>Autor:</b>	Jorge Rial Acosta	<b>Fecha:</b>	12/06/2012
---------------	-------------------	---------------	------------



## 1.1.INTRODUCCIÓN

A principios del siglo XX, cuando la teoría cuántica tomaba sus primeros impulsos gracias a Planck o cuando Einstein la uso para la explicación del efecto “fotoeléctrico”, nadie hubiese imaginado que en ello se estaba gestando el embrión de la producción de energía fotovoltaica actual. Sin embargo, no fue hasta 1948 cuando la investigación fotovoltaica se aceleró definitivamente gracias a la aparición de los transistores, para la fabricación de los cuales, dos físicos que trabajaban en los laboratorios Bell, Bardeen y Brattain, usaron silicio cristalino ligeramente dopado con fósforo y boro. Con ello pusieron las bases para que otros tres físicos Chapin, Fuller y Pearson, que trabajaban en el estudio del efecto ejercido por la luz sobre las propiedades de los semiconductores, fabricaran en 1954 la primera célula fotovoltaica de silicio, la cual, mostraba una eficiencia de conversión del 6 %. Desde entonces y gracias a la evolución realizada por la industria aeroespacial junto con un descenso paulatino de los precios y aumento de la eficiencia energética, hoy en día, las células fotovoltaicas se emplean en multitud de aplicaciones y aparatos.

Con el incremento de los precios de los combustibles fósiles, el kWh producido por dispositivos fotovoltaicos resulta competitivo con el generado en las centrales térmicas e hidroeléctricas, teniéndose actualmente éste tipo de producción dentro de los planes internacionales sobre el uso de la energía. Sin embargo, actualmente no corren buenos tiempos para el sector, debido sobre todo a la disminución de las primas a éste tipo de instalaciones, por lo que, se ha producido cierto estancamiento en la puesta en servicio de este tipo de instalaciones. Aún así, el valor medioambiental de la tecnología fotovoltaica sigue siendo de vital importancia, ya no sólo para la producción de energía eléctrica, sino como es sabido, para la contribución en la mejora del medio ambiente y la reducción de los efectos contaminantes en él.

Por todo lo expuesto hasta ahora, es considerable la gran importancia de la realización y diseño de proyectos como el que a continuación se procederá a desarrollar.

## 1.2.ANTECEDENTES

En la evolución de los últimos años, las cuestiones económicas parecen relegar a un segundo plano a las motivaciones ambientales, aún estando como país, lejos de los objetivos del protocolo de Kioto. Del mismo modo, aunque una de las mejores formas de acercarse a su cumplimiento, además del ahorro, son las energías renovables. Hay dudas de que la nueva legislación en fotovoltaica sea la mejor manera de promocionarla, ya que, esta legislación parte de unos objetivos de potencia claramente insuficientes y los mecanismos de revisión de dichos objetivos y de las tarifas parecen demasiado rígidos para permitir que continúe el amplio desarrollo que esta tecnología ya ha tenido en los últimos años.

La energía solar fotovoltaica ha pasado de ser una pequeña aportación al sistema de generación eléctrica, a convertirse en el sector que más ha crecido, muy por encima de la eólica, y a tener por lo tanto un peso específico en el sistema eléctrico. En los últimos dos años (2009 y 2010) el número de instalaciones se ha multiplicado aproximadamente por 3 y la potencia instalada por 11. Las elevadas primas pagadas a los productores, las más altas asignadas a las renovables, han sido sin duda alguna el

artífice de este espectacular incremento.

Uno de los objetivos de la regulación aprobada en septiembre de 2008 fue la de reducir las primas para evitar un agravamiento de los problemas que aquejan al sistema tarifario. La nueva legislación, además, supone un freno importante para el desarrollo de esta fuente energética, al imponer una bajada drástica de las primas junto a unos límites muy rígidos a la potencia que se instalará en nuestro país en los próximos años.

El desarrollo de la energía solar antes del año 2000 era muy escaso, y su venta a la red estaba fomentada mediante primas que cobraban los productores por cada kWh inyectado a la red sobre el precio de mercado. En 2004 la fotovoltaica representaba una parte muy pequeña del conjunto de las renovables, ya que, en total suponían aproximadamente el 6,5% del consumo de energía primaria.

Ante el insuficiente desarrollo de las renovables, la legislación cambió varias veces en poco tiempo. En 2004 se pasó del sistema de primas al abono de un porcentaje sobre la Tarifa Media de Referencia (TMR), y en 2007, se cambió de nuevo para fijar unas primas y tarifas reguladas (tabla 1). Con este último cambio, las grandes instalaciones fotovoltaicas resultaron muy beneficiadas. Su alta rentabilidad ha favorecido gran cantidad de inversiones en los últimos tres años, sobre todo en suelo y en pocos meses se han superado los 1.600 MW de potencia instalada, frente a los 144 MW que había a finales de 2006. Un crecimiento espectacular.

Tabla 1. Evolución de las tarifas para energía solar fotovoltaica

Potencia	Plazo	Tarifa RD 436/2004 (% TMR)	Tarifa regulada 2007 (c€/kWh)	Tarifa regulada 2008 (c€/kWh)
P < 100 kW	primeros 25 años	575	44,0381	45,5134
	a partir de entonces	460	35,2305	36,4107
100kW < P < 100kW	primeros 25 años	300	41,7500	43,1486
	a partir de entonces	240	33,4000	34,5189
10 MW < P < 50 MW	primeros 25 años	300	22,9764	23,7461
	a partir de entonces	240	18,3811	18,9969

Este gran incremento es positivo en cuanto a reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, pero plantea algunos inconvenientes. Uno de ellos, es que las altas tarifas que cobran los productores contribuyen a incrementar el coste de la producción de electricidad, y por lo tanto el déficit tarifario del sistema eléctrico, que asciende a unos 15.000 millones de euros, y que al final tendremos que pagar los

consumidores. Otro problema es el incremento del uso del territorio, debido a que la mayor parte de las placas se instalan en el suelo. Las instalaciones en cubierta o fachada, en cambio, tienen la ventaja de que no impactan en el paisaje y el territorio, y además suponen un sistema de generación distribuida y cercana a los puntos de consumo.

En este marco apareció en septiembre el RD 1578/2008, de retribución de la energía solar fotovoltaica, por el cual, se limitó el crecimiento y redujo drásticamente las tarifas, de unos 45 c€/kWh a 32 o 34 c€/kWh. Este hecho, junto con la limitación de potencia (400 MW anuales), hizo que en el sector cundiese cierto desánimo. Dicha legislación intentó potenciar las instalaciones en tejado o fachada frente a las de suelo. Para ello, como novedad, y copiando a la legislación alemana, dividió las instalaciones en estos dos tipos (ver tabla 2), y asigna una mayor parte del cupo anual de potencia a cubiertas y fachadas.

Tabla 2. Tipos de instalaciones según el RD 1578/2008

Denominación		Descripción	Potencia (kW)	Tarifa (c€/kWh)
Tipo I	Subtipo I.1	Instalaciones ubicadas en fachadas o...	0 - 20 kW	34
	Subtipo I.2	... sobre cubiertas	21 - 2.000 kW	32
Tipo II		Resto de instalaciones	0 - 10.000 kW	32

Como consecuencia de la aprobación del RD 1578/2008, en los años sucesivos, sobre todo, en 2010 y 2011, se ha llevado a cabo la asignación y legalización de muchas instalaciones fotovoltaicas en cubiertas hasta que a principios de éste año 2012 cuando mediante la publicación del Real Decreto-ley 1/2012 del 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, se frenó en seco todo el crecimiento del sector. En dicho Real Decreto-ley y de forma transitoria debido a la actual situación económica y financiera por la que está atravesando el país, así como, el gran desequilibrio existente en el déficit tarifario de producción de energía eléctrica se establecen las siguientes medidas y artículos más significativos:

- Artículo 3. Supresión de los incentivos económicos para las nuevas instalaciones.

1. Se suprimen los valores de las tarifas reguladas, primas y límites previstos en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, para todas las instalaciones que se encuentren en el ámbito de aplicación del presente real decreto-ley.

2. Se suprimen el complemento por eficiencia y el complemento por energía reactiva, regulados en los artículos 28 y 29, respectivamente, del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para todas las instalaciones que se encuentren en el ámbito de aplicación del presente real decreto-ley.

- Artículo 4. Suspensión del procedimiento de preasignación de retribución.

1. Queda suspendido el procedimiento de inscripción en el Registro de preasignación de retribución previsto en el artículo 4.1 del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, para las instalaciones incluidas en el ámbito del presente real decreto-ley.

2. Queda suspendido el procedimiento de inscripción en el Registro de preasignación previsto en el artículo 4.1 del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de las solicitudes de instalaciones de tecnología fotovoltaica que hubieran sido presentadas a las convocatorias correspondientes a 2012.

Del mismo modo, queda sin efecto la celebración de las convocatorias de preasignación correspondientes al año 2012 y sucesivos.

Por todo ello, y a la vista de las restricciones impuestas en los últimos tiempos en el sector, quizás no sean los mejores tiempos para éste tipo de instalaciones, sin embargo, debido a su alto valor productivo y ventajas medio ambientales, resulta de gran interés la redacción de éste proyecto, así como, el análisis de cada uno de los pasos a dar para la legalización de instalaciones como la que nos ocupa.

### **1.3.OBJETO DEL PROYECTO**

El objeto del presente Proyecto es la descripción, dimensionado, justificación y legalización de las instalaciones eléctricas en Baja Tensión, tanto de corriente continua, como de corriente alterna de un sistema de generación de energía eléctrica mediante el empleo de energía solar fotovoltaica (generador fotovoltaico) y su acometida en baja tensión a la red de energía eléctrica propiedad de la compañía suministradora en la zona, así como, la correspondiente conversión mediante un Centro de Transformación prefabricado a la red de Media Tensión, mediante un anillo con entrada y salida en la línea “Manzana 1” de 20 kV de la Subestación Eléctrica “Parque Aerópolis”.

El generador fotovoltaico se concibe mediante un sistema de paneles fijos y se ubica en la cubierta propiedad según registro correspondiente, sita en C/ Juan Olivert, 7 del Parque Aeronáutico Aerópolis del termino municipal de La Rinconada en Sevilla.

Del mismo modo, el centro de transformación a instalar y todo lo referente a la instalación de baja tensión para la evacuación de energía, también se ubica en el interior de la propiedad mencionada.

En consecuencia, la realización del presente proyecto tiene como finalidad el establecimiento de todas aquellas condiciones técnicas de conexión y de seguridad de la instalación, para la correcta tramitación de los correspondientes expedientes de legalización de la instalación eléctrica ante la Delegación de Sevilla de la Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa de la Junta de Andalucía y de la Agencia Andaluza de la Energía.

#### 1.4. PETICIONARIO - PROPIEDAD

Se redacta la presente propuesta técnica por encargo de RIAL, S.A., con C.I.F.: B-88846817 y domicilio en C/Santa Ana, 4 de Fuentes de Andalucía, Sevilla.

#### 1.5. CAPITAL Y ELEMENTOS

El presente proyecto asciende a un capital de **631.574,28 €**.

#### 1.6. SITUACIÓN

La ubicación de la instalación fotovoltaica y del nuevo centro de transformación será en el término municipal de La Rinconada (Sevilla), en la calle Juan Olivert, 7 del Polígono Industrial Aerópolis, cuyas coordenadas UTM son:

X: 246760

Y: 4147456

Huso: 30

#### 1.7. REGULARIZACIÓN ADMINISTRATIVA

Se tendrá en cuenta en la redacción del proyecto y en la legalización de las instalaciones el **R.D. 9/2011**, de 18 de enero, por el cual se modifican diversas Normas Reguladoras de Procedimientos Administrativos de Industria y Energía, entre las que cabe destacar, la no necesidad de publicación en el B.O.E. de éste proyecto.

Para la redacción de esta memoria se tendrán en cuenta las siguientes disposiciones oficiales:

- **Real Decreto 1978/2008, de 26 de septiembre**, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- **Real Decreto 661/2007, de 26 de mayo**, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- **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.
- **Resolución de 31 de mayo de 2001**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- **Resolución de 23 de febrero de 2005, (BOJA núm.57 de 2005)** por la que se establecen normas complementarias para la conexión de determinadas instalaciones generadoras de energía eléctrica en régimen especial y agrupaciones de las mismas a las redes de distribución en baja tensión.
- **Real Decreto 1699/2011**, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción energía eléctrica de pequeña potencia.
- **Real Decreto-ley 1/2012**, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- **Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación**. Aprobado por Real Decreto 3.275/1982, de noviembre, B.O.E. 1-12-82.
- **Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación**. B.O.E. 25-10-84.
- **Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión**. Aprobado por Decreto 223/2008, de 15 de Febrero, B.O.E. 68 de 19-03-08.
- **Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión**. Aprobado por Decreto 842/2002, de 2 de Agosto, B.O.E. 224 de 18-09-02.
- **Instrucciones Técnicas Complementarias, denominadas MI-BT**. Aprobadas por Orden del MINER de 18 de Septiembre de 2002.



- **BOJA nº 216** de 5 de Noviembre de 2004 apartado 1.2 aclaratoria a la Instrucción de 14 de Octubre de 2004 de la Dirección General de Industria, Energía y Minas sobre previsión de cargas.
- **Autorización de Instalaciones Eléctricas.** Aprobado por Ley 40/94, de 30 de Diciembre, B.O.E. De 31-12-1994.
- **Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional** y desarrollos posteriores. Aprobado por Ley 40/1994, B.O.E. 31-12-94.
- **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 (B.O.E. de 27 de Diciembre de 2000).
- **Ley de Regulación del Sector Eléctrico**, Ley 54/1997 de 27 de Noviembre.
- Código Técnico Edificación (CTE).
- Orden de 13-03-2002 de la Consejería de Industria y Trabajo por la que se establece el contenido mínimo en proyectos de industrias y de instalaciones industriales.
- Normas Particulares y Condiciones Técnicas y de Seguridad de Sevillana Endesa.
- Normas UNE y recomendaciones UNESA.
- Condiciones impuestas por los Organismos Públicos afectados.
- Ordenanzas municipales del ayuntamiento donde se ejecute la obra.
- Condicionados que puedan ser emitidos por organismos afectados por las instalaciones.

## 1.8. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LAS INSTALACIONES PROYECTADAS

La instalación y la puesta en servicio de los paneles fotovoltaicos lleva consigo la necesaria instalación de un nuevo Centro de Transformación, en el cual, aparte de la inclusión de los dos circuitos de baja tensión para la evacuación de la energía generada en nuestra cubierta, también se propiciará la conexión de la acometida de la nave objeto de actuación y estudio. Por ello, en lo sucesivo, se procede al desglose en cada una de las partes de las descripciones de las instalaciones que se van a proyectar.



### **1.8.1. Red subterránea de MT**

La acometida se realizará mediante una línea subterránea de Media Tensión en doble circuito para conectar el Centro de Distribución con el anillo existente. La longitud del tramo será de 10 metros, de forma que, se hace entrada y salida con conexión en arqueta a realizar sobre la línea subterránea existente enfrente de donde se colocará el Centro de Transformación.

### **1.8.2. Centro de transformación**

Se trata de un centro de transformación prefabricado de obra aislada, compuesto por dos celdas de línea y una celda de protección para un transformador de 250 kVA. Dicho centro a petición de la empresa suministradora de la zona, va a ser telemandado, de forma que, sus celdas puedan ser maniobradas a distancia desde el Centro de Control.

El Centro de Transformación Proyectado tiene las siguientes características principales:

- Tipo: Local integrado en edificación
- Potencia: 1x250kVA
- Tensión del primario: 15/20kV
- Tensión del secundario: 420/242
- Refrigeración: Baño de aceite
- Grupo de conexión: Dyn-11
- Recomendación: Según normas Endesa
- Elementos de maniobra en MT: Conjunto compacto en SF6 2L + 1P

### **1.1.3. Instalación fotovoltaica**

El sistema fotovoltaico transformará la energía procedente de la luz solar en energía eléctrica de corriente continua, que una vez convertida en corriente alterna se verterá a la red, en baja tensión, mediante su conexionado a la misma en el cuadro de B.T. del nuevo centro de transformación. Diferenciándose éste de los sistemas aislados en los que es necesaria la acumulación mediante la utilización de baterías.

Los componentes principales del sistema proyectado son:

- Paneles fotovoltaicos - encargados de convertir la luz solar en electricidad.
- Estructuras soporte de los paneles.
- Cableado de distribución de la energía eléctrica y protecciones.

- Inversor de conexión a la red - utiliza la última tecnología electrónica para transformar la corriente continua producida por los paneles, en corriente alterna perfectamente sincronizada con las características de la red.

## **1.9.DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES PROYECTADAS**

### **1.9.1. Línea Subterránea de Media Tensión**

#### **1.9.1.1. Objeto de la línea**

Lo que se pretende con la línea subterránea de media tensión es alimentar al nuevo Centro de Transformación, de forma que, se empleará para ello conductor de 240 mm<sup>2</sup> 18/30 kV con aislamiento RHZ1-OL de aluminio.

#### **1.9.1.2. Trazado de la línea**

La línea a instalar tiene una longitud de 10 metros en doble circuito hasta la red existente, dónde se conectarán mediante empalmes en seco en la arqueta que se va a construir sobre la red existente y colindante a la propiedad.

El trazado exacto de la línea se puede apreciar en el apartado de planos.

#### **1.9.1.3. Conexión de las líneas**

La conexión de las líneas se realizará mediante botellas terminales sobre las correspondientes celdas de línea del centro y mediante empalmes fríos para la conexión con la red de media tensión.

#### **1.9.1.4. Canalización**

Como se indica en los planos adjuntos, la profundidad mínima a la que quedarán las canalizaciones será de 0,90 m en la zona de acerado y 1,10 en cruces de calles y zonas bajo calzada. La canalización irá entubada con tubo de 200 mm de diámetro e irán protegidos con una capa de hormigón en la zona de cruces con calles. Se colocará encima de ellos una cinta señalizadora que advierta del riesgo eléctrico.

Se ha proyectado arqueta tipo A-2 frente al Centro de Transformación para hacer entrada-salida y en el lugar donde se realizará el empalme de la línea con la red existente y arquetas A-1 para la salida de

los conductores de baja tensión. Las arquetas tendrán un lecho absorbente para evacuación de las aguas pluviales, realizándose de fábrica de ladrillo, pudiéndose también utilizar moldes prefabricados para su construcción, usando hormigón en masa de 250 kg. Los huecos de los conductores de dichas arquetas, una vez colocado el conductor, se llenarán con poliuretano proyectado para evitar que se introduzcan roedores por los tubos.

El tendido se realizará a mano, utilizando camisa protectora, haciendo tracción sobre los conductores para no provocar tensiones innecesarias. Se dejarán cocas suficientes en las arquetas para que en caso de averías se puedan recuperar los conductores sin necesidad de producir daños.

#### **1.9.1.5. Materiales**

Todos los materiales serán de los fabricantes aceptados por la compañía Suministradora de Electricidad, del mismo modo que, cumplan con los Reglamentos y Códigos Técnicos de aplicación en cada caso.

##### **1.9.1.5.1. Conductores**

Los conductores utilizados en la red eléctrica estarán dimensionados para soportar la tensión de servicio, y las botellas terminales y empalmes serán adecuados para el tipo de conductores empleados y aptos para la tensión de servicio que en nuestro caso van a ser 20 kV.

Se ha elegido conductores unipolares con aislamiento seco de polietileno reticulado (XLPE) de triple extrusión simultánea, de campo radial, apantallado con corona de alambres de cobre y obturados frente a la entrada de humedad, para una tensión de 18/30 kV, con conductores de aluminio de 240 mm<sup>2</sup> de sección. La cubierta será de poliolefina.

La denominación del circuito es:

RHZ1-OL 18/30 kV 3 x 240 K Al + H16

Los conductores cumplirán la normativa de la compañía suministradora y sus características más importantes son:

Resistencia a la frecuencia de 50 Hz	0,161 Ω/km
Reactancia a la frecuencia de 50 Hz	0,113 Ω/km

Intensidad máxima admisible enterrada bajo tubo (sin factores de corrección)	320 A
Intensidad de Cortocircuito	23,1 kA

#### **1.9.1.5.2. Aislamiento**

El aislamiento estará constituido por dieléctrico polimérico seco extruído, de polietileno reticulado químicamente (XLPE), de espesor radial de 8 mm, adecuado a la tensión del cable (18/30 kV), de excelentes características dieléctricas, térmicas y de gran resistencia a la humedad. La temperatura de trabajo del aislamiento es de 90 °C en servicio normal y de 250 °C en cortocircuito de duración máxima de 5 s.

#### **1.9.1.5.3. Pantalla sobre el conductor**

Su misión es confinar el campo eléctrico dentro de una superficie cilíndrica equipotencial lo más uniforme posible, eliminando las irregularidades de los alambres.

A tal fin se dispone sobre el conductor una capa semiconductor termoestable extruída, adherida al aislamiento en toda su superficie, con un espesor medio mínimo de 0,5 mm y sin acción nociva sobre el conductor y el aislamiento.

Sin esta pantalla, el conductor quedaría sujeto a distintos gradientes de potencial.

#### **1.9.1.5.4. Pantalla sobre el aislamiento**

La pantalla del conductor está constituida por una parte semiconductor no metálica, asociada a una parte metálica.

La parte semiconductor tiene una misión análoga a la pantalla sobre el conductor. La parte metálica tiene por misión drenar a tierra las corrientes de capacidad que puedan producirse en los cortocircuitos y está constituida por una corona de alambres continuos de cobre recocido, de diámetro comprendido entre 0,5 y 1 mm de espesor, dispuestos en hélice abierta y por una contraespira de flejes del mismo material con una sección de 1 mm como mínimo.

#### **1.9.1.5.5. Cubierta**

La cubierta exterior será de color rojo y estará constituida por un compuesto termoplástico a base de poliolefina. En su composición prácticamente no contendrá metales pesados, halógenos ni hidrocarburos volátiles.

El espesor de la cubierta en función de la sección nominal del conductor y de la tensión asignada será de 2 mm<sup>2</sup>.

#### **1.9.1.6. Empalmes**

Los empalmes para conductores con aislamiento seco podrán estar constituidos por un manguito metálico que realice la unión a presión de la parte conductora, sin debilitamiento de sección ni producción de vacíos superficiales. El aislamiento podrá ser construido a base de cinta semiconductora interior, cinta autovulcanizable, cinta semiconductora capa exterior, cinta metálica de reconstitución de pantalla, cinta para compactar, trenza de tierra y nuevo encintado de compactación final, o utilizando materiales termorretractiles, o premoldeados u otro sistema de eficacia equivalente.

#### **1.9.1.7. Puesta a tierra de la línea**

Se conectarán a tierra las pantallas metálicas de todas las fases en cada uno de los extremos, de forma que, esto garantiza que no existan tensiones inducidas en las cubiertas metálicas.

#### **1.9.1.8. Afecciones con otros servicios existentes**

Se ha realizado una investigación sobre los servicios afectados existentes, tal como se especifica en la ITC-LAT 06 en el punto 4. Se han considerado todos aquellos servicios que aparezcan en fase de ejecución de la obra, de forma que, en todo momento se cumplan las condiciones reglamentarias respecto a las distancias a los mismos y las Normas Particulares de Endesa Distribucion Eléctrica SL, adoptando en cada caso las soluciones que en esta ultima se detallan para mantener las distancias reglamentarias según el Capitulo III Redes de Distribucion en Baja Tensión apartado 3.3 y el Capitulo V Redes de Distribucion en Media Tensión apartado 4.3, tal como se observa en el plano adjunto de cruzamientos y paralelismos.

### **1.9.2. Centro de Transformación**

El Centro de Transformación es prefabricado de obra aislada y está integrado en la parcela en la que existe la nave industrial sobre la que se va a colocar la cubierta fotovoltaica. En el interior de dicho centro de transformación, se incorporan todos los componentes eléctricos, desde la aparamenta de MT, hasta los cuadros de BT, incluyendo, dispositivos de control e interconexiones entre los diversos elementos.

#### **1.9.2.1. Local**

El Centro de Transformación es un local prefabricado, preparado para alojar un transformador, con entrada/salida de línea subterránea de media tensión y las correspondientes a las líneas de Baja Tensión.

##### **1.9.2.1.1. Ubicación y accesos**

Se ubica en superficie, con acceso directo desde la vía pública y a la misma cota que el vial de acceso, permitiendo así la ausencia de cualquier tipo de desnivel a la hora de acceder al centro o cambiar cualquier apartamento de la instalación.

El acceso al interior del local del Centro de Transformación será exclusivo para el personal autorizado. Este acceso estará situado en una zona que con el centro abierto, deje libre permanentemente el paso de bomberos, servicios de emergencia, salidas de urgencias o socorro.

##### **1.9.2.1.2. Dimensiones**

Dimensiones exteriores:

Ancho	3.280 mm
Largo	2.380 mm

##### **1.9.2.1.3. Superficie de ocupación**

Se tendrá en cuenta las superficies que ocupan físicamente los elementos que habitualmente se instalan en el interior del Centro de Transformación y las superficies necesarias para pasillos y maniobra, en cumplimiento de las Normas Particulares de la Compañía Suministradora y el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.

##### **1.9.2.1.4. Medidas antivibratorias**

Con la finalidad consistente en reducir e incluso eliminar las vibraciones de aquellos transformadores de distribución que las produzcan de forma anormal, los mejores resultados los obtenemos interponiendo una suspensión elástica apropiada entre el generador de vibraciones y el suelo o firme donde descansa.

El amortiguador más adecuado para realizar esta función es aquel que combina

- Muelle de acero de alta resistencia

- Almohadilla amortiguadora de acero inoxidable

Es importante tener en cuenta que cada transformador de distribución debido a la variación de su peso requiere un tipo de amortiguador concreto, lo que se deberá tener presente en el caso de un eventual cambio de máquina. Debido a su concepción, estos dispositivos antivibratorios, pueden adaptarse con facilidad a la estructura del transformador de distribución.

#### **1.9.2.1.5. Elementos constructivos**

Se asegura la no propagación exterior en caso de incendio cumpliendo lo indicado en el CTE, ya que las ventanas y puertas en la fachada están dispuestas a más de un metro de distancia de la apertura del centro de transformación.

Ninguna abertura exterior del centro de transformación permitirá el paso de agua que caiga con una inclinación inferior a 60 °C respecto a la vertical.

Con el fin de evitar que se produzcan humedades por capilaridad en las paredes, exteriormente estará cubierto por una capa impermeabilizante que evite la ascensión de la humedad.

Todos los elementos metálicos que intervengan en la construcción del centro y puedan estar sometidos a oxidación deberán estar protegidos mediante un tratamiento de galvanizado en caliente según norma ISO 1461 o equivalente.

#### **1.9.2.1.6. Construcción de la solera**

Al tratarse de una caseta de hormigón prefabricada, sólo se tendrá que llevar a cabo para el asentamiento de la misma, la excavación del hueco correspondiente con las medidas reglamentarias y el relleno con una capa de mortero de una composición adecuada que estará elevada como mínimo 0,20 metros sobre el nivel exterior y contendrá el mallazo equipotencial.

#### **1.9.2.1.7. Canalización**

Los cables entran al centro de transformación a través de pasamuros estancos ya marcados en la estructura de hormigón prefabricado, llegando a las celdas o cuadros correspondientes por un sistema de fosos o canales. Los tubos serán de polietileno de alta densidad, tendrán un diámetro PN 160, su superficie será lisa y no se admitirán curvas. Los que no se utilicen se sellarán con espumas impermeables y expandibles. Estos tubos cumplirán con la Norma Endesa CNL002, así como con las Especificaciones Técnicas de la compañía suministradora.

#### **1.9.2.1.8. Recogida de aceite**

De acuerdo al apartado 4.1 de la instrucción MIE-RAT 14, será preceptiva la instalación de dispositivos de recogida de aceite en fosos colectores cuando se utilicen aparatos o transformadores que contengan más de 50 litros de aceite mineral, en función a lo cual, como es nuestro caso se trata de un centro de transformación de caseta prefabricada, va a cumplir sin problemas con esta instrucción, debido a que todos los fabricantes se ajustan a los reglamentos existentes.

#### **1.9.2.1.9. Carpintería y cerrajería**

El local del Centro de Transformación contará con los dispositivos necesarios para permanecer habitualmente cerrado, con el fin de asegurar la inaccesibilidad de personas ajenas al servicio. La carpintería y cerrajería metálica será de suficiente solidez para garantizar la inaccesibilidad.

El modelo, tipo y fabricante de las llaves y cerraduras, será la normalizada de modo que sea compatible con las llaves y cerraduras de los centros de la Compañía Suministradora de la zona.

#### **1.9.2.1.10. Puertas de acceso y rejillas para ventilación**

Los huecos de ventilación tendrán un sistema de rejillas y tela metálica que impidan la entrada de agua y pequeños animales. Estarán básicamente constituidos por un marco y un sistema de lamas o angulares, con disposición laberíntica para evitar la introducción de alambres que puedan tocar partes en tensión. Tendrán un grado de protección IP 33 (UNE 20324) y un IK 09 (UNE-EN 50102) y no estarán en contacto con el sistema equipotencial o red de protección.

La superficie mínima de rejillas para la ventilación se ha calculado en el apartado de cálculos justificativos.

Todas las puertas abatirán sobre la fachada del edificio y cumplirán las dimensiones mínimas, según UNE-EN 61330.

### **1.9.2.2. Instalación eléctrica**

#### **1.9.2.2.1. Red de alimentación**

La red de la cual se alimenta el Centro de Transformación es subterránea en anillo y tiene una tensión de 20 kV, nivel de aislamiento según MIE-RAT 12 y una frecuencia de 50 Hz. Está formada por tres conductores con una sección de 240 mm<sup>2</sup> de aluminio y una tensión de aislamiento 18/30 kV. Dicho aislamiento será seco, del tipo XLPE.



Este Centro de Transformación estará conectado a la red por la línea “Manzana 1”, proveniente de la subestación “Parque Aerópolis”, y se encontrará entre los Centros de Transformación “LTK 400” n° 84575 y “Parque Aerópolis Carbones” n° 91484.

A efecto del dimensionado de las instalaciones, serán tenidos en cuenta los siguientes datos suministrados por la compañía suministradora:

Tensión de alimentación	20 kV
Frecuencia	50 Hz
Intensidad máxima de defecto a tierra	1.000 A
Intensidad de cortocircuito	16 kA
Tiempo máximo de desconexión de defecto	1 segundo

#### **1.9.2.2.2. Transformador MT/BT**

El transformador a instalar será trifásico reductor de tensión, construido según las normas citadas anteriormente, con neutro accesible en el secundario, de potencia 160 kVA y refrigeración natural aceite, de tensión primaria 15-20 kV y tensión secundaria 420 V en vacío (B2). Deberá llevar instalado una sonda de temperatura conectada a una bobina de disparo incorporada en la celda de protección. La sonda de temperatura debe ajustarse para que la protección dispare a 105 °C.

Otras características constructivas:

Regulación en el primario:	0+/-2,5%,+/-5%,+10%
Tensión de cortocircuito (Ecc):	4%
Grupo de conexión:	Dyn11
Protección incorporada al transformador:	Sin protección propia

#### **1.9.2.2.3. Aparamenta de MT**

Las celdas de media tensión proyectadas son de tipo compacta bajo envolvente metálico en atmósfera de Hexafluoruro de Azufre (SF<sub>6</sub>). Las celdas que se instalarán estarán homologadas por la Compañía Suministradora y tendrán las siguientes características principales o similares:

Tensión nominal	20 kV
Tensión máxima de servicio	24 kV

Número de fases	3
Frecuencia nominal	50 Hz.
Nivel aislamiento a frecuencia industrial (1')	50 kV
Nivel aislamiento a onda de choque (1,2/50 ms) entre fases y entre fases y tierra	125 kV
Nivel aislamiento a onda de choque a la distancia de seccionamiento	145 kV
Intensidad nominal en barras	400 A
Intensidad corta duración valor cresta	40 kA
Poder de cierre	40 kA
Máxima intensidad de corta duración (1 seg.)	16 kA

En el interior del equipo de (SF<sub>6</sub>) en las posiciones de entrada y salida, se aloja un interruptor-seccionador de 24 KV, 400 A, accionado por mando manual con enclavamiento mecánico y seccionador de puesta a tierra de cierre brusco, el cual en nuestro caso, estará también accionado de forma telemática.

En la celda de protección del transformador se aloja un interruptor-seccionador de 24 KV, 400 A, de mando manual, combinado a tres bases portafusibles para cartuchos de 24 KV.

Se incorporará a la celda de media tensión una bobina de disparo, para poder realizar el control de temperatura. La alimentación de dicha bobina se tomará del cuadro de baja tensión.

#### **1.9.2.2.4. Cuadro de Baja Tensión**

Las salidas de Baja Tensión del Centro de Transformación irán protegidas con Cuadros Modulares de Distribución en Baja Tensión y características según se definen en la Recomendación UNESA 6302B, de forma que, por un lado, dos de las líneas serán para el suministro de la acometida de la nave industrial, mediante un circuito activo y otro de reserva (circuito cero), mientras que por otro, nos quedan dos salidas libres para la conexión de nuestra instalación fotovoltaica.

Se instalará un cuadro de baja tensión según la norma GE FNZ00100 de las siguientes características:

Tensión nominal	400 V
Tensión de ensayo	10 kV
Intensidad nominal por salidas (4 salidas)	400 A
Intensidad de cortocircuito	12 kA
Bases fusibles BTVC	4
Amperímetro con máxímetro	

#### **1.9.2.2.5. Red de tierras**

El centro de transformación dispone de dos sistemas de tierra independientes, que se clavarán a un mínimo de distancia entre ambos.

Uno de ellos será el que conecte todas las partes metálicas de celdas, seccionador y carcasa del trafo a tierra, mediante cuatro picas de acero cobreado de 2 metros de longitud y 14 mm de diámetro mínimo. La unión de la red de picas así formada con la tierra de herrajes del centro se realizará mediante cable aislado RV 0,6/1kV, de 50mm<sup>2</sup> en cobre. Este cable irá conectado a unos bornes de comprobación accesibles, situados en el interior del centro.

El otro sistema de tierras será el correspondiente al neutro del transformador que llegará hasta la pica de tierra con cable aislado tal como se describió anteriormente. La resistencia a tierra de esta pica debe ser menor de 20  $\Omega$ , disponiéndose en paralelo cuántas se necesiten para alcanzar dicha cifra.

#### **1.9.2.2.6. Alumbrado centro de transformación**

Para el alumbrado interior del CT se instalarán las fuentes de luz necesarias para conseguir al menos un nivel medio de iluminación de 150 lux, existiendo como mínimo dos puntos de luz. Los focos luminosos estarán dispuestos de tal forma, que se mantenga la máxima uniformidad posible en la iluminación. Los puntos de luz se situarán de manera que pueda efectuarse la sustitución de lámparas sin peligro de contacto con otros elementos en tensión. Los interruptores del alumbrado estarán situados en la proximidad de las puertas de acceso con un piloto que indique su presencia. Se utilizarán 2 luminarias con dos tubos fluorescentes de 36 W de potencia.

La instalación se realizará bajo tubo de PVC  $\varnothing$  20mm, con cable de 2x 1,5mm<sup>2</sup> Cu + 1x1,5 mm<sup>2</sup> Cu para conductor de protección, será del tipo H07V-K. Se instalará cuadro general de mando y protección con interruptor magnetotérmico de 2x10A curva C e interruptor diferencial de 2x20A 30mA. La acometida para los puntos de luz se realizará desde una salida prevista en uno de los cuadros de baja tensión. Se dispondrá de equipo autónomo de alumbrado de emergencia y señalización de la salida del local.

#### **1.9.2.3. Elementos de seguridad y equipos auxiliares**

Es necesario poder disponer en el centro de transformación de los siguientes elementos de seguridad y equipos auxiliares, para las maniobras y protección del personal:

- Banco aislante 25 kV
- Pértiga
- Insuflador boca a boca
- Placa de primeros auxilios

- Placas de peligro de muerte, reglas de oro y ET
- Extintor contra incendios

#### **1.9.2.4. Telemando**

Para poder realizar maniobras mediante el telecontrol, el centro de transformación tiene que contener todos los dispositivos necesarios para establecer la comunicación con el Centro de Control, remitiéndole la información del estado de apertura o cierre de los elementos de maniobra y recibiendo de éste las instrucciones necesarias para poder transmitir las órdenes de funcionamiento a los cuadros de las distintas celdas de maniobra convenientemente motorizadas. Para ello, se procederá a la instalación de las siguientes unidades:

- Unidad de control: unidad compacta de telecontrol desarrollada para la automatización y telemando mediante control integrado en centros de transformación. Incluye las funciones de alimentación segura, terminal remota y comunicaciones. Su carcasa irá conectada a la puesta a tierra de herrajes.
- Unidad de control de línea: realiza la supervisión y el control sobre una celda de función de línea, compuesta por un relé electrónico y sensores de intensidad. Totalmente comunicable, dialoga con la unidad remota para las funciones de telecontrol y dispone de capacidad de mando local.

La instalación de estos equipos se hará siempre garantizando las distancias de seguridad a elementos en tensión, incluso la colocación de antenas si precisaran, y su instalación no impedirá nunca la operación manual de los elementos que controle, teniendo en cuenta en todo momento las recomendaciones del fabricante.

Para la comunicación del centro de transformación con el centro de control que se realice mediante radio, se instalará una antena sobre la fachada del prefabricado, teniendo en cuenta que no obstaculice ni interfiera en los viandantes y las edificaciones colindantes. La antena está constituida por cuatro piezas tubulares que se ensamblan mediante tornillos. Una vez ensamblada la antena se fija a un mástil tubular de una longitud aproximada de 700 mm, en posición transversal al mismo.

Se instalará un mecanismo fin de carrera en el marco superior de la puerta de acceso que irá conectado a la unidad de control para que envíe información de que el centro está siendo visitado.

#### **1.9.2.5. Protecciones**

Se conectará la Unidad de Control a un Cuadro de Protecciones que contará con los siguientes dispositivos:

- **Protector contra sobretensiones:** Descargadores/limitadores de tensiones basados en varistores de óxido de zinc. Protección B y C indicado para sobretensiones causadas por descargas atmosféricas directas o impactos de rayo. Se instala en paralelo a la alimentación y aguas arriba del diferencial, sobre el carril de la caja instalada para ello.
- **Interruptor magnetotérmico:** interruptor magnetotérmico de dos módulos con oversheck, una bobina de disparo que permita la apertura a distancia del interruptor magnetotérmico.
- **Interruptor diferencial:** interruptor diferencial con rearme automático.

### 1.9.3. Cubierta fotovoltaica

Dada la latitud de la instalación, se muestran en la siguiente tabla los valores climatológicos solares, más cercanos con los que se cuenta:

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
E. Total Incidente (MJ)	8,7	11,2	16,5	18,6	23,8	25,9	25,1	22,2	17,7	13,2	8,7	7,3
Tª Media Horas de Sol (°C)	10,7	12,5	16,1	18,1	21,8	27,1	29,6	29,6	25,6	20,9	14,9	11,6

Son datos obtenidos a partir de los estudios de SOLAREC.

De tal forma, la instalación fotovoltaica está dimensionada para un trabajo en continuo de todas las horas de sol al año, transformándose la energía procedente de la luz solar directamente en energía eléctrica. De ésta, parte se perderá por la eficiencia de cada uno de los elementos de la instalación, y el resto será vertida a la red eléctrica.

La potencia instalada en paneles es de 110.160 Wp, la cual la proporcionan 612 paneles de 180 Wp cada uno, repartidos en 36 ramas que soportarán 17 paneles cada una. Se va a instalar un inversor de 100 kW con una entrada en el mismo de tensión total de 625,60 Vdc y una intensidad total de entrada de 176,40 A, tal como se indican en la siguiente tabla:

Inversor 100 kW	Panel fotovoltaico	Rama (17 paneles)	Generador (36 ramas)
Potencia (W p)	180,00	3.060,00	110.160,00
Tensión (Vmp)	36,80	625,60	625,60
Tensión (Voc)	44,20	751,40	751,40
Intensidad (Amp)	4,90	4,90	176,40
Intensidad (A)	5,35	5,35	224,70

La solución adoptada, una vez restadas todas las pérdidas por rendimiento de paneles, circuitos, inversor, etc., proporcionará al año una energía aproximada de 154.600 kWh/año que será inyectada a la red eléctrica.

#### **1.9.3.1. Campo fotovoltaico**

Los paneles elegidos para este fin serán de tecnología “Monocristalina” y potencia unitaria de 180 Wp. Estos módulos serán de gran calidad, cumpliendo las especificaciones internacionales IEC 61730 y TÜV Clase II. Su potencia de salida estará garantizada (hasta el 80%) por el fabricante hasta 25 años, y será de 5 años contra los defectos de fabricación. Tendrán la capacidad de formar sistemas modulares, lo que significa que según se desee o sea necesario, se puede ampliar o disminuir el tamaño de la instalación, añadiendo o quitando ramas.

Su disposición será sobre una estructura fija, con una inclinación de 30°, optima para la latitud donde se encuentra ubicada la instalación, y orientadas al sur, siendo ésta la más configuración más favorable para la producción eléctrica en esta zona.

Cada panel cuenta con las siguientes características eléctricas:

Potencia máxima:	180 Wp
Tensión a P.máx:	36,8 V
Intensidad a P.máx:	4,90 A

El generador solar estará constituido por 612 paneles que suponen 110.160 Wp instalados en una composición de 36 ramas de 17 paneles sobre estructura de aluminio.

Cada rama proporcionará:

Potencia máxima:	3.060 Wp
Tensión a P.máx:	625,60 V
Intensidad a P.máx:	4,90 A

Finalmente el generador fotovoltaico se considerará formado por 36 ramas en paralelo, de forma que queda del siguiente modo:

Potencia máxima:	110.160 Wp
Tensión a P.máx:	625,60 V
Intensidad a P.máx:	176,40 A

Se puede consultar el sistema de conexionado en su esquema correspondiente adjunto en los planos adjuntos.

CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO	
TIPO DE CÉLULA	Silicio monocristalino
POT. MÁX. NOMINAL (P.máx)	180 W
TENSIÓN EN CIRCUITO ABIERTO (Voc)	44,20 V
CORRIENTE EN CORTOCIRCUITO (Icc)	5,35 A
TENSIÓN DE MÁXIMA POT. (Vmp)	36,80 V
CORRIENTE DE MÁXIMA POT. (Imp)	4,90 A
TENSIÓN MÁXIMA DEL SISTEMA	1000 Vdc
TERMINAL DE SALIDA	---
DIMENSIONES	1.581 x 809 x 40 mm
PESO APROX.	15,6 kg
EFICIENCIA DEL MÓDULO	14 %

### 1.9.3.2. Inversor necesario

La corriente continua de los paneles se ha de llevar, primeramente, hasta un cuadro de protección en el lado de continua, para seguidamente conectar con el convertidor que ondula la señal, y la sincroniza en fase, frecuencia y voltaje con la red, entregando la máxima potencia eléctrica posible. Al mismo se conectarán la totalidad de las ramas que forman el generador, conectadas en paralelo.

El inversor que se va a instalar deberá satisfacer los siguientes requisitos:

- Alta eficiencia, sobre todo en el ámbito de la carga receptora.
- Protección del personal (impidiendo las tensiones de contacto peligrosas) durante la instalación y el funcionamiento.
- Funcionamiento de acuerdo con las normas de las compañías de suministro eléctrico.
- Evitar la energía reactiva, provocada por el desfase entre corriente y tensión, y determinados armónicos de la corriente.
- Funcionamiento completamente automático.
- Inversión baja.
- Escalabilidad para una ampliación posterior de la planta.
- Información al usuario acerca de los estados de funcionamiento más importantes a través de los LEDs integrados.
- Diagnóstico automático de los fallos e indicación a través de los LEDs.
- Posibilidad de transmisión de los valores medios y de los estados de funcionamiento por medio de cables conectados a un PC.

El inversor elegido para este proyecto será un inversor trifásico para conexión a red, completamente automático, que proporciona una eficiencia del 96%. Trabajando con una potencia nominal de 100 kW, con tensiones de entrada comprendidas entre 405 y 750 Vdc. Los inversores son de interior, de manera que tendrá una perfecta refrigeración y renovación del aire, consiguiendo así una máxima producción de energía eléctrica.

CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR TRIFÁSICO 100 KW	
TIPO DE CONEXIÓN	TRIFÁSICA
POTENCIA NOMINAL	100.000 W
CORRIENTE ALTERNA EFICAZ MÁXIMA	187 A
TENSIÓN NOMINAL	400 +10% -15% V
FRECUENCIA NOMINAL	50 ± 0,5 Hz
TENSIÓN CONTÍNUA MÁXIMA	900 V
TENSIÓN CONTÍNUA MÍNIMA	405 V
CORRIENTE CONTÍNUA MÁXIMA	286 A
PROTECCIÓN CONTRA Vac BAJA	Sí
ACTUACIÓN DE PROTEC. CONTRA Vac BAJA	340 V
PROTECCIÓN CONTRA Vac ALTA	Sí
ACTUACIÓN DE PROTEC. CONTRA Vac ALTA	440 V
PROTECCIÓN CONTRA FREC. BAJA	Sí
ACTUACIÓN DE PROTEC. CONTRA FREC. BAJA	49 Hz
PROTECCIÓN CONTRA FREC. ALTA	Sí
ACTUACIÓN DE PROTEC. CONTRA FREC. ALTA	51 Hz
TEMPERATURA AMBIENTE DE OPERACIÓN	De -20°C hasta 40°C
PROTECCIÓN CONTRA FUNCIONAMIENTO EN ISLA	Sí
DISTORSIÓN ARMÓNICA	< 3%
FACTOR DE POTENCIA	$\cos\phi > 0,98$
EFICIENCIA MÁXIMA	96%
EFICIENCIA EUROPEA	94,8%
INTERFACE USUARIO	Display
HUMEDAD AMBIENTAL MÁXIMA	90% sin condensación
GRADO DE PROTECCIÓN	IP20

#### 1.9.3.3. Protecciones

En la parte de corriente continua se van a utilizar las siguientes protecciones:

- String control, para unir el cableado de los paneles fotovoltaicos con los inversores. Protege cada serie de paneles mediante fusibles de 10 A.

La instalación que une el inversor con la red de la compañía tendrá los siguientes elementos de protección:

- Interruptor omnipolar general manual tetrapolar de 160 A. Este interruptor estará colocado en el punto de conexión de la instalación, será accesible a la empresa distribuidora y con posibilidad de bloqueo en su posición abierto.
- Interruptor magnetotérmico omnipolar de 160 A con intensidad de cortocircuito de 36 kA.
- Interruptor diferencial tetrapolar de 160 A y sensibilidad de 30 mA a la salida de inversor.
- Desconexión y reconexión automática: El inversor empleado, sólo puede utilizarse en paralelo con la red de suministro eléctrico. Así para una desconexión segura durante las desconexiones de la red de suministro de la empresa distribuidora y para evitar el funcionamiento aislado, el inversor estará equipado con un sistema de desconexión automática. Igualmente se producirá una



desconexión inmediata cuando la tensión y frecuencia de la red no se encuentren dentro de los límites  $0,85 \times U_{\text{nominal}} \div 1,1 \times U_{\text{nominal}}$  y  $49 \div 51$  Hz.

- Separación galvánica: El inversor dispondrá de una separación galvánica (transformador), entre la red de la empresa distribuidora y la instalación fotovoltaica.
- Desconexión independiente: Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán seccionadores-fusibles para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

Estas últimas funciones de protección descritas para el inversor trifásico, serán certificadas por el fabricante, asegurando que cumple con la normativa establecida en el Real Decreto 1663/2000, sobre la “conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión”.

#### **1.9.3.4. Cableado**

Se emplearán varios tipos de cableado según sea instalación interior, derivación individual o acometida.

##### **1.9.3.4.1 Instalación interior**

- Para la conexión de las series de paneles con los String Control se va a emplear cableado unipolar RZ1-K 0,6/1kV 2(1x4 mm<sup>2</sup>) bajo rejiband, según UNE 20.460.
- Para la conexión de los String Control con el inversor de 100 kW se va a emplear cableado unipolar RZ1-K 0,6/1kV 2(1x50 mm<sup>2</sup>) bajo tubo PE de diámetro nominal mínimo de 40 mm, según UNE-EN 50.086 y UNE 20.460.
- Para la conexión de los inversores hasta el cuadro de salida se va a emplear cableado unipolar RZ1-K 0,6/1kV 4x150 mm<sup>2</sup> bajo tubo PE de diámetro nominal mínimo de 150 mm según UNE-EN 50.086 y HD-603.

##### **1.9.3.4.2 Derivación Individual**

- Para la conexión del cuadro de salida con el contador se va a emplear cableado unipolar RZ1-K 0,6/1kV 4x95 mm<sup>2</sup> bajo tubo PE de diámetro nominal mínimo de 75 mm, según UNE 50.086.
- Para la conexión del contador con la Caja General de Protección se va a emplear cableado unipolar RZ1-K 06/1kV 4x95 mm<sup>2</sup> bajo tubo PE de diámetro nominal mínimo de 75 mm, según UNE 50.086.

#### **1.9.3.4.3 Acometida**

Será trifásica y subterránea desde la CGP a ubicar en un monolito de obra hasta el cuadro de baja tensión del Centro de Transformación. Se usará en el tramo de la acometida, cable unipolar 4 x 150 mm<sup>2</sup> de aluminio del tipo 0,6/1 KV RV, bajo tubo PE de diámetro nominal mínimo de 160 mm, según UNE-EN 50.086-2-4 y HD-603, con una longitud máxima de 20 metros desde la CGP 9-160 (fusibles 160A) hasta el cuadro de baja tensión del Centro de Transformación.

El trazado se realizará con conductor de sección suficiente y se instalarán arquetas tipo A-1 de forma que se permita un fácil mantenimiento de la línea.

El tubo de protección de los conductores será tendido a una profundidad de 70 cm sobre una capa de 3cm de arena de río lavada. A continuación, el tubo será cubierto con otra capa del mismo material hasta sobrepasarlo en 10 cm aproximadamente, según se indica en el plano correspondiente. Sobre esta capa se tenderá otra capa de tierra procedente de la excavación, de 30 cm de espesor, compactándola mecánicamente cada 15 cm. Se cuidará de que esta capa esté exenta de piedras o cascotes. Como última acción a realizar, se rellenará la zanja con tierra procedente de la excavación, debiendo utilizar para su apisonado y compactación, medios mecánicos. A una profundidad de 45cm se deberá instalar una placa de polietileno de color amarillo-naranja, en la que se advierta la presencia de cables eléctricos (RU 0205), la cual servirá de protección mecánica de los conductores. A una profundidad de 25 cm se deberá instalar una cinta de señalización que advertirá de la presencia de cables eléctricos. En caso de utilizar una misma banda para protección mecánica y señalización, ésta se tenderá a una distancia de 45 cm del fondo de la zanja. El acabado superficial será en consonancia con el actual.

La CGP se instalará en nicho en un monolito, que cumplirá con la norma ENDESA NNL010, y su esquema será el C.G.P. 9-160.

Se efectuará la instalación eléctrica de acuerdo en todo momento con el Vigente Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias, así como indicaciones de la Compañía Suministradora.

Siendo la potencia evacuada por los equipos fotovoltaicos de 100 kW, utilizaremos una sección de conductor de 4x150 mm<sup>2</sup> Al, que permite el paso de una intensidad superior a la demandada, como se justifica en el apartado de cálculos.

#### **1.9.3.5. Modulo de contadores**

El módulo de contadores se instalará empotrado en nicho en un monolito de obra, formado por un contador estático multifunción bidireccional. El equipo estará ubicado en un envoltorio, que cumplirá con la Norma de la Compañía Suministradora. La conexión se efectuará directamente a bornas de conexión situadas en el interior de la envoltorio.

#### **1.9.3.6. Puesta a tierra**

Se instalará un sistema de puesta a tierra común a toda la instalación eléctrica de baja tensión, la estructura soporte de los paneles fotovoltaicos, así como, el inversor mediante cable desnudo de cobre de 35 mm<sup>2</sup>

#### **1.9.3.7. Estructura soporte**

Para este tipo de instalación se ha seleccionado una estructura similar a la del fabricante Schüco. Los módulos fotovoltaicos se disponen sobre una estructura de aluminio posicionados tanto vertical como horizontalmente en un ángulo de inclinación de 30° posibilitando una fijación segura y fácil sobre las más diversas formas de cubierta



Los módulos se atornillan a los perfiles mediante las acreditativas grapas de sujeción y los tornillos del sistema. La construcción y la selección del material garantizan la máxima seguridad contra daños meteorológicos.

Tanto el material, como la forma de montaje, agilizan la instalación de los campos fotovoltaicos, al mismo tiempo que se asegura la estabilidad y resistencia de estos. Todos los componentes del sistema PV-Light son de aluminio pulido, a excepción de los tornillos que son de acero inoxidable.

El sistema está compuesto por unos perfiles modulares de alta flexibilidad de ajuste, un elemento de sujeción de los módulos fotovoltaicos, una escuadra de sujeción para el tejado y diferentes elementos de unión.

#### **1.9.3.8. Medio Ambiente**

La Ley 7/1994 de 18 de Mayo, de Protección Ambiental, en su artículo 8 indica los requisitos de prevención ambiental de todas aquellas actuaciones que se encuentren incluidas en sus anexos. Y dado el carácter de respeto al medio ambiente del presente proyecto, no se encuentra incluido dentro de dichos anexos.

En ese sentido, los módulos fotovoltaicos son un instrumento de transformación de energía que aprovechan una fuente inagotable y no contaminante como es el Sol. Además, la utilización de energía primaria de origen solar permite descentralizar la generación de energía eléctrica, produciéndola en el mismo lugar donde se consume y evitando así pérdidas en el transporte. Por otra parte, su uso permite una mayor autonomía energética y una menor dependencia de las fuentes de energía no renovables.

Los materiales utilizados en su fabricación pueden reutilizarse, o al menos incorporarse a los cauces de reciclado. Y el principal impacto sobre el medio físico es el efecto visual, para lo cual se ha buscado una integración respetuosa con el edificio y los edificios de la zona.

Una instalación de este tipo produce en su vida útil, de manera ecológica, más de diez veces la energía consumida en su fabricación. Las células fotovoltaicas que se fabrican en la actualidad son de silicio, material obtenido a partir de la arena y por tanto muy abundante, y del que no se requieren cantidades significativas. En la fase de uso, las cargas ambientales son prácticamente despreciables y no implican emisiones de productos tóxicos.

La energía que se encuentra en la red eléctrica, está producida mayormente por la combustión de carbón, fuel o gasoil, gas natural proveniente de centrales convencionales o centrales de ciclo combinado, y la energía nuclear. Se producen emisiones de CO<sub>2</sub> en todos estos procesos (en la energía nuclear se consideran las emisiones por minería de uranio, transportes, etc. que no son despreciables). Conociendo que la emisión de CO<sub>2</sub> evitada por cada kWh producido, es de aproximadamente 0,41 kg de CO<sub>2</sub>, combinación de la producción de las fuentes de energía señaladas, y que con nuestra instalación se producen anualmente 154.600 kWh se evitarán más 63,38 toneladas cada año, que considerando una vida útil de la instalación de 25 años supondrán unas 1584,65 toneladas de CO<sub>2</sub>.

La producción de 154.600 kWh anuales durante 25 años evitará la cantidad siguiente de emisiones:

- 1584,65 toneladas de CO<sub>2</sub>
- 63,38 toneladas de SO<sub>2</sub>
- 22,53 toneladas de NO<sub>x</sub>



## **1.10. CONCLUSIÓN**

Con todo lo expuesto anteriormente, se cree dar una idea bien clara de la instalación que se pretende realizar, a fin de obtener las correspondientes autorizaciones de los Organismos Competentes.

Sevilla, Junio de 2012  
El Ingeniero Técnico Industrial



# MEMORIA DE CÁLCULOS

**DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA  
EN CUBIERTA DE 100 kW CONECTADA A  
RED Y CONEXIÓN A RED DE MEDIA  
TENSIÓN, EN C/ JUAN OLIVERT 7  
(PARQUE AERONÁUTICO AERÓPOLIS),  
LA RINCONADA (SEVILLA)**

<b>Autor:</b>	Jorge Rial Acosta	<b>Fecha:</b>	12/06/2012
---------------	-------------------	---------------	------------

## 2.1. PREVISIÓN DE POTENCIA

El centro de transformación suministrará energía eléctrica a la acometida existente de nuestra nave industrial, cuyo estudio y diseño es ajena a éste proyecto, y a su vez servirá como punto de conexión a la red eléctrica de la cubierta fotovoltaica que vamos a proyectar en el tejado de dicha nave industrial.

Para realizar los cálculos y el dimensionamiento del Centro de Transformación y la Línea de Media Tensión, se ha supuesto una potencia reservada para el consumo de la nave industrial de 85 kW, por lo cual, la potencia del transformador a colocar sería de cómo mínimo 160 kVA.

Se ha realizado el cálculo de previsión de potencia según el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT), en la ITC-BT-10.

## 2.2. CÁLCULO LÍNEA SUBTERRÁNEA DE MEDIA TENSIÓN

### 2.2.1. Características generales de la red

La energía eléctrica disponible en la línea subterránea de Media Tensión existente tienen las siguientes características:

Tensión de alimentación	20 kV
Frecuencia	50 Hz
Intensidad máxima de defecto a tierra	1.000 A
Intensidad de cortocircuito máxima	16 kA
Tiempo máximo de desconexión de defecto	1 segundo

### 2.2.2. Características del conductor empleado

Se ha elegido conductores unipolares con aislamiento seco de polietileno reticulado (XLPE) de triple extrusión simultánea, de campo radial, apantallado con corona de alambres de cobre y obturados frente a la entrada de humedad, para una tensión de 18/30 kV, con conductores de aluminio de 240 mm<sup>2</sup> de sección. La cubierta será de poliolefina.

La denominación del circuito es:

RHZ1-OL 18/30 kV 3 x 240 K Al + H16

Los conductores cumplirán la normativa de la compañía suministradora y sus características más importantes son:

Resistencia a la frecuencia de 50 Hz	0,161 $\Omega$ /km
Reactancia a la frecuencia de 50 Hz	0,113 $\Omega$ /km
Intensidad máxima admisible enterrada bajo tubo (sin factores de corrección)	320 A
Intensidad de Cortocircuito	23,1 kA

### 2.2.3. Intensidad de Alta Tensión

La intensidad que circulará en Media Tensión, se corresponde con la expresión:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U}$$

Donde:

- S Potencia del transformador
- U Tensión compuesta primaria en kV
- $I_p$  Intensidad primaria en amperios

$$I_p = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 15} = 4,62 \text{ A}$$

### 2.2.4. Cálculo de intensidades de cortocircuito

Para el cálculo de la intensidad de cortocircuito en alta tensión es preciso conocer de forma detallada la configuración de la red de aguas arriba al punto de conexión del centro de transformación, número de generadores y características, longitud, configuración y régimen del neutro de las líneas de unión, número y naturaleza de los transformadores, etc. En resumen, un conocimiento tan exacto de la red, que sólo está al alcance del propietario o explotador de la misma, por lo que en todo caso, y de acuerdo con la MIE-RAT-19, dicho dato en forma de intensidad en kA o potencia en MVA, deberá ser aportado por la Compañía Suministradora. En este último caso, el dato facilitado por la Compañía Suministradora es de 16 kA para la red de Media Tensión.

### 2.2.5. Cálculo de las secciones de la red

Para la elección de la sección del conductor para un régimen de carga permanente, se establece un sistema de tres hipótesis, eligiendo la mayor de las secciones resultantes.



- Intensidad máxima admisible
- Caída de tensión
- Intensidad máxima admisible durante un cortocircuito

#### **2.2.5.1. Intensidad máxima admisible**

Según la ecuación del equilibrio térmico, el calor generado por las pérdidas en el conductor y en los aislantes, fluye del medio con mayor temperatura al medio con menos temperatura, el medio circundante.

Puesto que el tipo de aislante determina una temperatura máxima a partir de la cual se inicia un proceso de degradación de los aislantes, y en el medio estará en peores condiciones de temperatura, las pérdidas en los aislamientos son fijas para un sistema determinado, para unas resistencias térmicas determinadas por el tipo de colocación de red, la capacidad de una sección determinada de un conductor determinado depende solamente de las pérdidas por el efecto Joule, es decir, cuadráticamente de la intensidad transportada.

Esta intensidad a transportar puede venir explícita en la demanda o determinada por la potencia a transportar, tensión, frecuencia y sistema.

Se toman como las condiciones más desfavorables que se puedan dar en la instalación proyectada, que son las siguientes:

- Dos ternas de cables unipolares.
- Cables soterrados bajo tubo.
- Intensidad de suministro.

Intensidad máxima admisible para conductor 240 mm<sup>2</sup> bajo tubo (Tabla 12 ITC-LAT 06) → 320 A

Factores de corrección:

- Factor resistividad del terreno: Arenoso muy seco: 1,50 km/W → 1
- Factor de corrección por distancia entre ternos: 2 ternos a 0 cm → 0,8

Una vez establecido los criterios y cumpliendo el “Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión”, se tendrá para el conductor de aluminio de 240 mm<sup>2</sup> de sección, con aislamiento de XLPE y aplicando los factores de corrección correspondientes, una intensidad máxima admisible de 256 A.

#### **2.2.5.2. Control de calentamiento en cortocircuito**

El segundo criterio de las secciones de los conductores parte del hecho de la transitoriedad del fenómeno, esto es su limitación en el tiempo mediante la acción de un aparato de protección específico, disyuntor o cortacircuitos fusibles. El cálculo se divide en dos partes, el cálculo de la sección de los conductores y el de las pantallas metálicas.

#### **2.2.5.2.1. Intensidad de cortocircuito admisible en los conductores**

Según RD 223/2008 las intensidades máximas de cortocircuito admisibles en los conductores se calcularán de acuerdo con la Norma UNE 21192, considerándose válido el siguiente cálculo:

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{cc}}}$$

Donde:

- $I_{cc}$  Intensidad de cortocircuito [A]
- $S$  Sección del conductor [mm<sup>2</sup>]
- $K$  Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor.
- $t_{cc}$  Duración del cortocircuito [s]

El coeficiente para conductores de aluminio y aislamiento XLPE es 94 y la duración de cortocircuito considerada para los cálculos es de 1s.

$$I_{cc} = \frac{94 \cdot 240}{\sqrt{1}} = 22560 \text{ A}$$

La intensidad máxima de cortocircuito admisible en conductores de aluminio con aislamiento XLPE durante un segundo es 22560 A.

La intensidad máxima admisible es superior a la intensidad máxima de cortocircuito que se dará en la red, por lo que se puede decir que el cable elegido está dentro de los límites legales, además de cumplir con las condiciones técnicas a las que está sometido.

#### **2.2.5.2.2. Intensidad de cortocircuito admisible en las pantallas**

El cálculo de la sección de las pantallas metálicas, o más bien, comprobar que la sección disponible en la construcción normal sea suficiente, parte de las mismas hipótesis que en el caso anterior, es decir, limitación temporal de la duración del fenómeno mediante la actuación de las protecciones, en este caso para la corriente de cortocircuito Fase- Tierra, puesto que estas serán las corrientes que, en caso de defecto, tendrá que soportar, y partiendo de una temperatura inicial de la pantalla de 70 °C y una

temperatura máxima final de la misma de 180 °C, puesto que las cubiertas acostumbran a ser de materiales termoplásticos.

Para el cálculo de la intensidad máxima admisible en las pantallas se sigue el método indicado en la Norma UNE 21192 y UNE 211003, según el RD 223/2008.

$$I = \varepsilon \cdot I_{AD}$$

Donde:

- I Intensidad de cortocircuito admisible [A]
- $I_{AD}$  Intensidad de cortocircuito calculada en una hipótesis adiabática [A]
- $\varepsilon$  Factor que tiene en cuenta la pérdida de calor en los componentes adyacentes

Para calcular  $I_{AD}$  se usa la siguiente fórmula:

$$I_{AD}^2 \cdot t = K^2 \cdot S^2 \cdot \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)$$

Donde:

- K Constante que depende del material del componente conductor de corriente [ $A \cdot s^{1/2} / mm^2$ ]
- S Sección geométrica del componente conductor de corriente [ $mm^2$ ]
- t Duración del cortocircuito [s]
- $\theta_f$  Temperatura final [°C]
- $\theta_i$  Temperatura inicial [°C]

Los datos necesarios son facilitados en las tablas de las Normas UNE antes citadas.

$$I_{AD}^2 \cdot 1 = 226^2 \cdot 16^2 \cdot \ln\left(\frac{180 + 234,5}{70 + 234,5}\right)$$

Por lo que la  $I_{AD}$  es igual a 2008,1 A.

Para poder calcular el factor  $\varepsilon$ , se usa la fórmula siguiente:

$$\varepsilon = \sqrt{1 + F \cdot A \cdot \sqrt{\frac{t}{S}} + F^2 \cdot B \left(\frac{t}{S}\right)}$$

Donde:

F Factor que tiene en cuenta la imperfección de los contactos térmicos entre el conductor o los alambres y los materiales no metálicos adyacentes.

A y B Constantes empíricas basadas en las características térmicas de los materiales no metálicos adyacentes.

Las constantes A y B se calculan:

$$A = \frac{C_1}{\sigma_c} \cdot \sqrt{\frac{\sigma_i}{\rho_i}} = \frac{2464}{3,45 \cdot 10^6} \cdot \sqrt{\frac{2,4 \cdot 10^6}{2,5}} = 0,70$$

$$B = \frac{C_2}{\sigma_c} \cdot \left(\frac{\sigma_i}{\rho_i}\right) = \frac{1,22}{3,45 \cdot 10^6} \cdot \left(\frac{2,4 \cdot 10^6}{2,5}\right) = 0,34$$

Lo que se puede sustituir en la formula principal:

$$\varepsilon = \sqrt{1 + 0,7 \cdot 0,7 \cdot \sqrt{\frac{1}{16}} + 0,7^2 \cdot 0,34 \left(\frac{1}{16}\right)} = 1,06$$

$$I = 1,06 \cdot 2008,1 = 2128,58 \text{ A}$$

Teniendo en cuenta que el cable instalado tiene una corona de alambres de cobre de un diámetro inferior a 1 mm, cuya sección de pantalla es de 16 mm<sup>2</sup>, aguantará una intensidad de cortocircuito en un periodo de tiempo de un segundo de 2128,58 A, valor superior al estipulado por la Compañía Suministradora que es de 1000 A durante un segundo.

#### 2.2.5.3. Control de caída de tensión

El tercer criterio de cálculo de las secciones de los conductores viene impuesto por la necesidad de mantener la caída de tensión desde el origen a los puntos de utilización, dentro de unos límites admisibles técnicamente por los receptores. Estos límites están fijados por la Compañía Suministradora en aproximadamente un 5 % del valor de la tensión nominal.

La caída de tensión que se producirá en los conductores elegidos de cada línea, se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) \cdot I \cdot L$$

Donde:

$\Delta V$	Caída de tensión [V]
R	Resistencia del conductor a 50 Hz.
X	Reactancia del conductor a 50 Hz.
I	Intensidad [A]
L	Longitud de la línea [km]

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot (0,161 \cdot 0,8 + 0,113 \cdot 0,6) \cdot 256 \cdot 0,100 = 8,71 \text{ V}$$

Tras sustituir los valores se obtendrá una caída de tensión total en el tramo ida y vuelta de 0,058%.

## 2.3. CALCULO CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

### 2.3.1. Niveles de aislamiento

Se utilizará aislamiento de 24 kV.

- Tensión de ensayo a frecuencia industrial durante 1 min = 50 kV
- Tensión de ensayo a onda de choque = 125 kV

### 2.3.2. Intensidad de media tensión

La intensidad primaria de un transformador para un sistema trifásico, viene determinado por la expresión:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U}$$

Donde:

S	Potencia del Transformador [kVA]
U	Tensión compuesta primaria [kV]
$I_p$	Intensidad primaria [A]

Sustituyendo los valores, se obtendrá para los transformadores proyectados:

$$I_p = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 15} = 4,62 \text{ A}$$

### 2.3.3. Intensidad de Baja Tensión

La intensidad secundaria del transformador para un sistema trifásico, viene determinada por la expresión:

$$I_s = \frac{S - W_{fe} - W_{cu}}{\sqrt{3} \cdot U}$$

Donde:

S	Potencia del transformador [kVA]
$W_{fe}$	Pérdidas en el hierro [W]
$W_{cu}$	Pérdidas en el cobre [W]
U	Tensión compuesta en carga del secundario [kV]
$I_s$	Intensidad secundaria [A]

Al sustituir los valores para los transformadores proyectados, se tendría una intensidad secundaria en cada una de ellos de:

$$I_s = \frac{630 - 2,35 - 0,46}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 905,27 \text{ A}$$

#### **2.3.4. Cálculo de cortocircuitos**

A continuación se calculará la intensidad de cortocircuito que deberá de soportar la aparamenta de media tensión que compone el centro de transformación de la instalación. Para realizar el cálculo se partirá del peor de los casos posibles, consistente en suponer que los conductores no suponen resistencia ninguna al paso de la corriente de cortocircuito, y por tanto, la intensidad de cortocircuito calculada en el lugar de entronque será la misma que la que exista en toda la instalación

##### **2.3.4.1. Intensidad primaria para el cortocircuito en el lado de alta tensión**

Para los cortocircuitos producidos en el primario del transformador se utiliza la formula:

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U}$$

Donde:

$S_{cc}$	Potencia de cortocircuito de la red [MVA]
U	Tensión compuesta primaria [kV]
$I_{ccp}$	Intensidad de cortocircuito primaria [kA]

Utilizando la fórmula expuesta anteriormente con:

$$S_{cc} = 554 \text{ MVA.}$$

$$U = 20 \text{ KV.}$$

Y sustituyendo los valores tendremos una intensidad primaria máxima para un cortocircuito en el lado de alta de:

TRANSFORMADOR DE POTENCIA	POTENCIA DEL TRANSFORMADOR EN (KVA)	SCC (MVA)	ICCP (KA)
T1	630	554	15,99

#### 2.3.4.2. Intensidad secundaria para el cortocircuito en el lado de Baja Tensión

Para los cortocircuitos secundarios, se va a considerar que la potencia de cortocircuito disponible es la teórica de los transformadores de MT-BT, siendo por ello más conservadores que en las consideraciones reales.

La corriente de cortocircuito secundaria de un transformador trifásico, viene dada por la expresión:

$$I_{ccs} = \frac{100 \cdot P}{\sqrt{3} \cdot E_{cc} \cdot U_s}$$

Donde:

P Potencia del transformador [kVA]

$E_{cc}$  Tensión de cortocircuito del transformador [%]

$U_s$  Tensión secundaria [V]

$I_{ccs}$  Intensidad de cortocircuito secundaria [kA]

Sustituyendo los valores para los transformadores proyectados se tendrá en el lado de baja tensión de cada uno de ellos:

$$I_{ccs} = \frac{100 \cdot 160}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 400} = 5,77 \text{ kA}$$

### 2.3.5. Dimensionado del embarrado

El embarrado de las celdas seleccionadas esta constituido por tramos recto de platina de cobre, recubiertos de aislamiento termorretractil. La pletina es de dimensiones 30x5 mm lo que equivale a una sección de:

$$S = h \cdot e = 150 \text{ mm}$$

La separación entre sujeciones de una misma fase y correspondientes a dos celdas contiguas es de 375 mm. La separación entre fases es de 230 mm.

Las características del embarrado son:

- Intensidad nominal 400 A.
- Limite térmico 1 seg. 16 KA.
- Límite electrodinámico: 31,5 KA.

#### 2.3.5.1. Comprobación por densidad de corriente

La comprobación por densidad de corriente tiene por objeto verificar que el conductor indicado es capaz de conducir la corriente nominal máxima sin superar la densidad máxima posible para el material del embarrado. Esto, además de mediante cálculos teóricos, puede comprobarse realizando un ensayo de intensidad nominal, que con objeto de disponer de suficiente margen de seguridad, se considerará que es la intensidad del bucle, que en este caso es 400 A. La densidad de corriente en el embarrado utilizado es de:

$$d = I / S$$

$$d = 2,67 \text{ A/mm}^2$$

Según el Reglamento de líneas de alta tensión se tiene que en una sección de 150mm<sup>2</sup> la densidad de corriente máxima admisible es de 3,48 A/mm<sup>2</sup>, superior a la calculada.

#### 2.3.5.2. Comprobación por solicitación electrodinámica

Para contemplar el caso más desfavorable consideraremos una corriente de cortocircuito trifásico de 16 KA eficaces y 31,5 KA. cresta, que coinciden con los límites térmico y electrodinámico del





embarrado.

El esfuerzo mayor se produce sobre el conductor de la fase central, conforme a la siguiente expresión:

$$F = 13,85 \cdot 10^{-7} \cdot f \cdot (I_{cc}^2/d) \cdot L \cdot (J(1+(d^2/L^2)) - d/L)$$

$$F = 324 \text{ N}$$

Siendo:

- F Fuerza restante [N]
- f Coeficiente función de  $\cos \varphi$ , siendo  $f=1$  para  $\cos \varphi = 0$ ,
- $I_{cc}$  Corriente máxima de cortocircuito.
- d Separación entre fases.
- L Longitud tramos embarrado.

Sustituyendo los valores en la expresión anterior obtenemos un esfuerzo electrodinámico de 324 N, es decir, aproximadamente  $F / 9,8 = 33,0 \text{ kg}$ .

Esta fuerza está uniformemente repartida en toda la longitud del embarrado, siendo la carga:

$$q = F / L = 8,805 \text{ kg/mm}$$

Cada barra equivale a una viga empotrada en ambos extremos, con una carga uniformemente repartida.

El momento flector máximo se produce en los extremos, siendo:

$$M_{max} = (q \cdot L^2) / 12 = 1031,8 \text{ kg} \cdot \text{mm}$$

El modulo resistente de la barra es :

$$W_y = I_y / Y_{max}$$

Donde:

- $I_y$  Momento inercia respecto al eje y
- $Y_{max}$  Distancia a la fibra más alejada

$$I_y = 1/12 \cdot e^3 \cdot h$$

$$I_{max} = e/2$$

Tras realizar los cálculos, empleando las anteriores fórmulas citadas, se obtendrá los siguientes resultados:

$$I_y = 312,50 \text{ mm}^4$$

$$I_{Max} = 2,50 \text{ mm}$$

$$W_y = 125,00 \text{ mm}^3$$

Siendo esta carga menor que la máxima admisible para el cobre, que según datos del fabricante está cifrada en 19 kg/mm<sup>2</sup>, obteniéndose así un amplio margen de seguridad.

#### 2.3.5.3. Comprobación por sollicitación térmica en cortocircuito

La sección necesaria atendiendo a esfuerzos térmicos producidos por un cortocircuito se calcula por la expresión:

$$S = \sqrt{k \cdot I_{cc}^2 \cdot (t + \Delta t) / \theta}$$

Donde:

S	Sección de cobre [mm <sup>2</sup> ]
K	Constante del material, para el cobre 0,0058 ((mm <sup>2</sup> °C)/s·A <sup>2</sup> )
I <sub>cc</sub>	Corriente de cortocircuito en el embarrado [A]
t	Tiempo en segundos desde el inicio del cortocircuito hasta la desconexión de la protección
ΔT	Tiempo adicional para tener en cuenta el calentamiento producido por la corriente de choque (valor de cresta)
θ	Calentamiento del conductor, en °C. Se toma 180 °C para conductores inicialmente a temperatura ambiente. Este valor se suele reducir en 30 °C, por considerar que el cortocircuito se produce después del paso de la corriente permanente.

Si en la ecuación anterior despejamos el valor de (t + Δt), obtenemos el tiempo que la sección del embarrado es capaz de soportar el cortocircuito hasta que actúe la protección correspondiente.

$$t + \Delta t = S^2 \cdot \theta / k \cdot I_{cc}^2$$

De este modo, según este criterio, el embarrado podría soportar una intensidad permanente de cortocircuito de 16 kA junto con su valor de choque, durante un tiempo de 2,27 segundos, que como es obvio es superior al tiempo en el que van a actuar las protecciones correspondientes.

### 2.3.6. Cálculo de los puentes de Media Tensión

Para el cálculo de la línea que une la celda de protección con el transformador se empleará la siguiente fórmula:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U}$$

Donde:

- I Intensidad [A]
- P Potencia a transportar [kVA]
- U Voltaje de la línea [kV]

Despejando de la fórmula anteriormente descrita se obtendrá una intensidad de 4,62 A, colocando un cable por fase de aluminio RHZ1 12/20 kV de 1 x 95 mm<sup>2</sup> de sección, cuya intensidad según el fabricante es de 255 A, estará muy por encima del valor admitido.

### 2.3.7. Cálculo de los puentes de Baja Tensión

Para el cálculo de la línea que une el transformador con el cuadro de baja tensión se empleará la siguiente fórmula:

$$e = \frac{P \cdot L}{S \cdot U \cdot k}$$

Donde:

- e Caída de tensión [V]
- P Potencia a transportar [W]
- L Longitud de la línea [m]
- S Sección adoptada [mm<sup>2</sup>]
- U Tensión compuesta [V]
- k Conductividad del conductor

Se instalará tres conductores por fase de 240 mm<sup>2</sup> y dos conductores de 240 mm<sup>2</sup> para el neutro y se utilizará cable unipolar de las siguientes características:

Sección	240 mm <sup>2</sup>
Conductor	Aluminio

Tensión de aislamiento	0,6/1 kV
Aislamiento	Polietileno Reticulado

$$e = \frac{160 \cdot 20 \cdot 0,8 \cdot 10}{240 \cdot 400 \cdot 35} = 0,0076 V$$

Por otra parte, la intensidad que soportará dicha línea se obtendrá de la siguiente fórmula:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V}$$

Donde:

I Intensidad [A]

P Potencia a transportar [kVA]

V Voltaje de la línea [kV]

Despejando de la fórmula anteriormente empleada, se obtendrá:

$$I = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 230,94 A$$

Teniendo en cuenta que el conductor unipolar de aluminio con aislamiento de polietileno reticulado del tipo XLPE y una tensión asignada de 0,6/1 kV de sección 240 mm<sup>2</sup>, admite una intensidad según el REBT de 420 A, superior a la necesaria.

### **2.3.8. Protecciones de Alta y Baja Tensión**

Los transformadores estarán protegidos tanto en alta tensión como en baja tensión, en alta tensión la protección la efectuará las celdas asociadas al transformador, mientras que en baja tensión, la protección se incorporará en los cuadros de baja tensión mediante los fusibles correspondientes.

#### **2.3.8.1. Selección de los fusibles de Alta Tensión**

En los fusibles, cuando se produce un cortocircuito, se produce la fusión en un valor de la intensidad determinado, pero antes de que la corriente haya alcanzado su valor máximo. De todas formas, esta protección debe permitir el paso de la punta de corriente producida en la conexión del transformador, soportar la intensidad en servicio continuo y sobrecargas eventuales y cortar las intensidades de defecto en los bornes del secundario del transformador.

La intensidad nominal del fusible de alta tensión, depende de la curva de fusión y normalmente está comprendida entre 2 y 3 veces la intensidad nominal del transformador protegido, lo cual en este caso, obtenemos:

$$k = \frac{I_f}{I_n}$$

Donde:

- $I_f$  Intensidad nominal del fusible  
 $I_n$  Intensidad nominal del transformador  
 $k$  Valor de la curva (entre 2 y 3)

Para el trafo de **160 kVA** del centro de transformación de la distribuidora resulta:

$$I = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 20} = 4,62 \text{ A}$$

Por consiguiente los fusibles elegidos serán de  $2,5 \times 4,62 = 11,55 \text{ A}$ , que por no ser normalizado y para ajustarlo a las Normas de la Compañía Suministradora, se elige fusibles de calibre 40 A.

### **2.3.9. Cálculo de las instalaciones de puesta a tierra**

Mediante la puesta a tierra se deberá conseguir permitir el paso a tierra de las corrientes de defecto que se puedan producir en el propio centro.

#### **2.3.9.1. Sistemas de puesta a tierra**

Los centros de distribución dispondrán de dos sistemas de tierra:

- Tierra de protección

Se conectarán a este sistema las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente pero pueden estarlo por defectos de aislamiento, averías o causas fortuitas, tales como chasis y bastidores de los aparatos de maniobra, envolventes metálicas de las cabinas prefabricadas y carcasas de los transformadores.

- Tierra de servicio

Se conectarán a este sistema el neutro del transformador y la tierra de los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad de la celda de medida.

Para la puesta a tierra de servicio se utilizarán picas en hilera de diámetro 14 mm y longitud 2 m, unidas mediante conductor desnudo de Cu de 50 mm<sup>2</sup> de sección. El valor de la resistencia de puesta a tierra de este electrodo deberá ser inferior a 20  $\Omega$ .

La conexión desde el centro hasta la primera pica del electrodo se realizará con cable de cobre de 50

mm<sup>2</sup>, aislado de 0,6/1kV bajo tubo de PVC con grado de protección al impacto mecánico IK7 como mínimo.

#### **2.3.9.2. Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente a la eliminación del defecto**

Según los datos de la red proporcionados por la Compañía Suministradora, se tiene:

- Intensidad máxima de defecto a tierra,  $I_{dm\acute{a}x}$ : 1.000 A.
- Tiempo máximo de eliminación del defecto: 1 segundo.

#### **2.3.9.3. Investigación de las características del suelo**

Según la investigación previa del terreno donde está instalado el centro de transformación, se determina una resistividad media superficial de  $120 \Omega \cdot m$ .

#### **2.3.9.4. Cálculo de la tierra de protección**

Para el cálculo de puesta a tierra, se seguirá el método UNESA, de modo que, el valor de la resistencia a tierra del electrodo ( $R_{pat}$ ) debe de ser inferior a  $10 \Omega$ .

Siendo:

$$k_{r \text{ preliminar}} \leq R_{pat} \cdot \rho$$

Donde:

$K_r$  Parámetro característico del electrodo de puesta a tierra [ $\Omega/(\Omega \cdot m)$ ]

$R_{pat}$  Resistencia de puesta a tierra del electrodo [ $\Omega$ ]

$\rho$  Resistividad del terreno:  $120 \Omega \cdot m$  en la zona

$$k_{r \text{ preliminar}} = \frac{10}{120} = 0,083 \Omega/(\Omega \cdot m)$$

Se tiene que elegir de las distintas configuraciones del método UNESA la que cumple que:

$$k_{r \text{ preliminar}} \geq k_r$$

La configuración elegida del electrodo de puesta a tierra de UNESA es el Rectángulo de 4 m x 2,5 m donde:

$$k_r = 0,083 \Omega/(\Omega \cdot m)$$

$$k_p = 0,0185 V/(\Omega \cdot m)(A)$$

El electrodo elegido estará constituido por 6 picas en hilera unidas por un conductor horizontal de cobre desnudo de 50mm<sup>2</sup> de sección. Las picas tendrán un diámetro de 14mm y una longitud de 4 metros. Se enterrarán verticalmente a una profundidad de 0,5 metros. Con esta configuración, la longitud de conductor desde la primera pica a la última será de 13 metros formando el rectángulo, dimensión que tendrá que haber disponible en el terreno.

La resistencia de puesta a tierra del electrodo elegido será:

$$R_{pat} = k_r \cdot \rho = 0,083 \cdot 120 = 9,96 \, \Omega \leq 10 \, \Omega$$

La intensidad de defecto será:

$$I_d = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_n + R_t)^2 + X_n^2}} = \frac{20000}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(12 + 9,96)^2 + 0^2}} = 525,82 \, A > 100 \, A$$

La tensión de defecto será:

$$V_d = R_{pat} \cdot I_d = 9,96 \cdot 525,82 = 5237,16 \, V \leq 10000 \, V$$

La línea principal de tierra, conexión desde el borne de puesta a tierra hasta la primera pica, se realizará con cable de cobre aislado de 0,6/1kV, protegido contra daños mecánicos, grado de protección 7 (IK7).

#### **2.3.9.5. Cálculo de la tierra de servicio**

El electrodo elegido debe cumplir:

$$R_{t \text{ neutro}} = k_r \cdot \rho \leq 20 \, \Omega$$

$$k_{r \text{ preliminar}} \leq \frac{20}{120} = 0,166 \, \Omega / (\Omega \cdot m)$$

Por lo que el electrodo elegido tiene la configuración 5/32 y estará constituido por 3 picas en hilera unidas por un conductor horizontal de cobre desnudo de 50mm<sup>2</sup> de sección. Las picas tendrán un diámetro de 14mm y una longitud de 2 metros. Se enterrarán verticalmente a una profundidad de 0,5m y la separación entre cada pica y la siguiente será de 3 metros. Con esta configuración, la longitud de conductor desde la primera pica a la última será de 6 metros, dimensión que tendrá que haber disponible en el terreno.

#### **2.3.9.6. Cálculo de las tensiones en el exterior de la instalación**

Con el fin de evitar la aparición de tensiones de contacto elevadas en el exterior de la instalación, las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del centro no tendrán contacto eléctrico alguno con masas conductoras que, a causa de defectos o averías, sean susceptibles de quedar sometidas a tensión.

Con estas medidas de seguridad, no será necesario calcular las tensiones de contacto en el exterior, ya que estas serán prácticamente nulas. Por otra parte, la tensión de paso en el exterior vendrá dada por las características del electrodo y la resistividad del terreno según la expresión:

$$V_p = k_p \cdot \rho \cdot I_d = 0,012 \cdot 120 \cdot 525,82 = 757,18 \text{ V}$$

Al ser  $t = 1$  segundo, implica que  $k = 78,5$  y  $n = 0,18$  por lo que la tensión de paso admisible sería:

$$V_{p(\text{exterior})} = \frac{10 \cdot k \cdot \left( \frac{1 + 6 \cdot \rho}{1000} \right)}{t^n} = \frac{10 \cdot 78,5 \cdot \left( \frac{1 + 6 \cdot 120}{1000} \right)}{1^{0,18}} = 1350,2 \text{ V}$$

Siendo ésta última obtenida al valor real que se podría dar en la realidad y anteriormente calculado.

#### 2.3.9.7. Cálculo de las tensiones en el acceso a la instalación

En el piso del Centro de Transformación se instalará un mallazo electrosoldado, con redondos de diámetro no inferior a 4 mm, formando una retícula no superior a 0,30x0,30 m. Este mallazo se conectará como mínimo en dos puntos opuestos de la puesta a tierra de protección del Centro. Dicho mallazo estará cubierto por una capa de hormigón de 10 cm como mínimo.

Con esta medida se consigue que la persona que deba acceder a una parte que pueda quedar en tensión. De forma eventual, estará sobre una superficie equipotencial, con lo que desaparece el riesgo de la tensión de contacto y de paso interior.

El electrodo se dispone junto al Centro de Transformación, por lo que se tendrá una tensión en el acceso de 0 V.

La tensión de paso admisible en el acceso sería:

$$V_{p(\text{acceso})} = \frac{10 \cdot k \cdot \left( \frac{3 \cdot \rho + 3 \cdot \rho_h}{1000} \right)}{t^n} = \frac{10 \cdot 78,5 \cdot \left( \frac{3 \cdot 120 + 3 \cdot 3000}{1000} \right)}{1^{0,18}} = 8132,6 \text{ V}$$

#### 2.3.9.8. Distancia mínima entre electrodos

Para garantizar que el sistema de puesta a tierra de servicio no alcance tensiones elevadas cuando se produce un defecto, existirá una distancia de separación mínima entre los electrodos de los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio.

$$D \geq \frac{\rho \cdot I_d}{2000 \cdot \pi} = \frac{120 \cdot 525,82}{2000 \cdot \pi} = 10,04 \text{ metros}$$



### 2.3.10. Cálculo de la ventilación del centro

La superficie del orificio de entrada de aire mínimo viene determinada por la siguiente expresión:

$$S_1 = \frac{W_{cu} + W_{fe}}{0,24 \cdot k \cdot \sqrt{h} \cdot \Delta t^3}$$

Donde:

- $S_1$  Superficie mínima del orificio de entrada de aire en  $m^2$ .  
 $W_{cu}$  Pérdidas en cortocircuito del transformador en kW.  
 $W_{fe}$  Pérdidas en vacío del transformador en kW.  
 $h$  Distancia vertical entre centros de reja.  
 $K$  Coeficiente en función de la reja de entrada de aire, considerándose su valor 0,4.  
 $t$  Diferencia de temperatura entre el aire de salida y entrada, se considera  $15^\circ C$ .

$$S_1 = \frac{2,35 + 0,46}{0,24 \cdot 0,4 \cdot \sqrt{2} \cdot 15^3} = 0,35 m^2$$

Centro de transformación:

Transformador de potencia	Potencia del transformador en (KVA)	Perdidas (KW)	Sr minima ( $m^2$ )
T1	160	2,81	0,35

Por tanto la superficie de las rejillas a instalar será como mínimo la calculada, aspecto éste que va a estar sobredimensionado, ya que, las dimensiones de las rejillas de ventilación de los Centro de Transformación prefabricados cumplen con estas especificaciones.

### 2.3.11. Cálculo de la iluminación del centro

Se instalará dos luminarias con dos tubos fluorescentes de 36 W cada uno de 3350 lúmenes. Para realizar el cálculo de la iluminación del centro se tendrá que calcular primeramente la  $k$ , que está en función de las dimensiones interiores del centro de transformación.

$$k = \frac{L \cdot a}{h(L + a)}$$

Donde:

- L Longitud del centro en m  
a Anchura del centro en m  
h Altura de las luminarias respecto al plano de trabajo en m

$$k = \frac{3,28 \cdot 2,38}{3,045 \cdot (3,28 + 2,38)} = 0,45$$

El flujo total necesario viene dado por la siguiente fórmula:

$$\phi_T = \frac{E_m \cdot L \cdot a}{F_m \cdot F_u}$$

Donde:

- L Longitud del centro en m  
a Anchura del centro en m  
 $F_m$  Factor de mantenimiento  
 $F_u$  Factor de utilización  
 $E_m$  Iluminancia media

$$\phi_T = \frac{150 \cdot 3,28 \cdot 2,38}{0,6 \cdot 0,35} = 5576 \text{ lumenes}$$

El número mínimo de luminarias a instalar viene dado por:

$$N_L = \frac{\phi_T}{\phi_L} = \frac{5576}{6700} = 0,83 \text{ luminarias}$$

Se redondea a una luminaria que aportará un total de 6700 lúmenes. Para comprobar que satisface las necesidades impuestas por la Compañía Suministradora de 150 lux se calcula los lúmenes que se tendrá con la luminaria:

$$E_m = \frac{\phi_T \cdot F_m \cdot F_u}{L \cdot a} = \frac{6700 \cdot 0,6 \cdot 0,35}{3,28 \cdot 2,38} = 180,24 \text{ lux} > 150 \text{ lux}$$

## 2.4. CUBIERTA FOTOVOLTAICA

### 2.4.1. Cálculos fotovoltaicos

#### 2.4.1.1 Balance de Energía Incidente

Del análisis de la climatología de la zona se puede obtener la energía incidente que recibirán los paneles, tal como se ve detalladamente en la siguiente tabla:

**Supuestos:**

Latitud lugar: 37,3 °  
 Potencia nominal panel: 180 W  
 Nº de Paneles: 612,00  
 Potencia total en paneles: 110,16 kWp

Datos variables
Datos fijos
Cálculo

**TABLA DE CÁLCULO**

Meses	H	K (Fijo 30°)	I (Solarec)	T (Solarec)	T (célula)	H.S.P. (día)	H.S.P. (mes)	Pp (mes y panel)	Pérdidas	Energía total en paneles
	E. Total Incidente (M.J)	Coefficiente corrección	Int. Medio útil (Wh/m²/día)	Tª Medio horas sol(°C)	Tª por encima de 25° (°C)	Nº horas pico cálculo (kWh/m²/día)	Nº horas pico mes (kWh/m²/mes)	Energía generada por panel (kWh/h)	Por temperatura de la célula (%)	Energía generada (kWh/mes)
31 Enero	8,74	1,53	2.429,00	10,70	-	3,72	115	20,74	0,00%	12.691,25
28 Febrero	11,16	1,32	3.099,00	12,50	-	4,09	115	20,62	0,00%	12.617,62
31 Marzo	16,49	1,18	4.561,00	16,10	2,68	5,41	168	30,16	1,34%	18.212,90
30 Abril	18,60	1,04	5.368,00	18,10	6,67	5,37	161	29,02	3,34%	17.169,89
31 Mayo	23,81	0,96	6.613,00	21,80	15,28	6,35	197	35,42	7,64%	20.023,01
30 Junio	25,87	0,92	7.187,00	27,10	22,54	6,61	198	35,71	11,27%	19.389,27
31 Julio	25,10	0,94	6.971,00	29,60	24,30	6,55	203	36,56	12,15%	19.658,34
31 Agosto	22,18	1,01	6.360,00	29,60	21,54	6,22	193	34,72	10,77%	18.957,84
30 Septiembre	17,73	1,12	4.925,00	25,60	13,35	5,52	165	29,79	6,67%	17.012,93
31 Octubre	13,24	1,29	3.677,00	20,90	4,40	4,74	147	26,47	2,20%	15.841,77
30 Noviembre	8,72	1,44	2.421,00	14,90	-	3,49	105	18,83	0,00%	11.521,33
31 Diciembre	7,29	1,56	2.026,00	11,60	-	3,16	98	17,64	0,00%	10.793,19
			4.605	19,88		5.102	1865	336		193.889

Del análisis de la zona, se deduce que la inclinación más favorable para la captación de radiación solar fija en la ubicación de la instalación es de 30° con orientación sur.

Meses	Gdm (0) (kWh/m²·día)	Gdm (XX°XX°) (kWh/m²·día)	Eficiencia del cableado	Eficiencia dispersión	Eficiencia inversor	Eficiencia por temperatura	PR	Ep (kWh/m²·día)	E total inyectada (kWh/mes)
Enero	2,43	3,72	0,96	0,88	0,94	0,000	0,797	2,96	10120
Febrero	3,10	4,09	0,96	0,88	0,94	0,000	0,797	3,26	10061
Marzo	4,58	5,41	0,96	0,88	0,94	0,013	0,787	4,25	14522
Abril	5,17	5,37	0,96	0,88	0,94	0,033	0,771	4,14	13691
Mayo	6,61	6,35	0,96	0,88	0,94	0,076	0,736	4,68	15966
Junio	7,19	6,61	0,96	0,88	0,94	0,113	0,708	4,68	15460
Julio	6,97	6,55	0,96	0,88	0,94	0,122	0,700	4,59	15675
Agosto	6,16	6,22	0,96	0,88	0,94	0,108	0,711	4,43	15116
Septiembre	4,93	5,52	0,96	0,88	0,94	0,067	0,744	4,10	13565
Octubre	3,68	4,74	0,96	0,88	0,94	0,022	0,780	3,70	12632
Noviembre	2,42	3,49	0,96	0,88	0,94	0,000	0,797	2,78	9187
Diciembre	2,03	3,16	0,96	0,88	0,94	0,000	0,797	2,52	8606
Promedio	4,60	5,10	0,96	0,88	0,94	0,046	0,76	3,84	12.883
Al año									154600

Eficiencia cableado 0,96  
 Efic. Dispersión 0,94  
 Efic. Inversor 0,94  
 Efic. Sombras 0,94

Fuentes: PVGIS

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps/radmonth.php?lang=es&map=europe>

RETScreen <http://retscreen.net>

En la tabla anterior se muestra el análisis energético para las mencionadas condiciones, empleando 612 paneles con células de silicio monocristalino, de potencia unitaria por panel de 180 Wp, los cuales en su conjunto proporcionan 110.160 Wp que supondrían una producción anual esperada de 154.600 kWh/año. Donde:

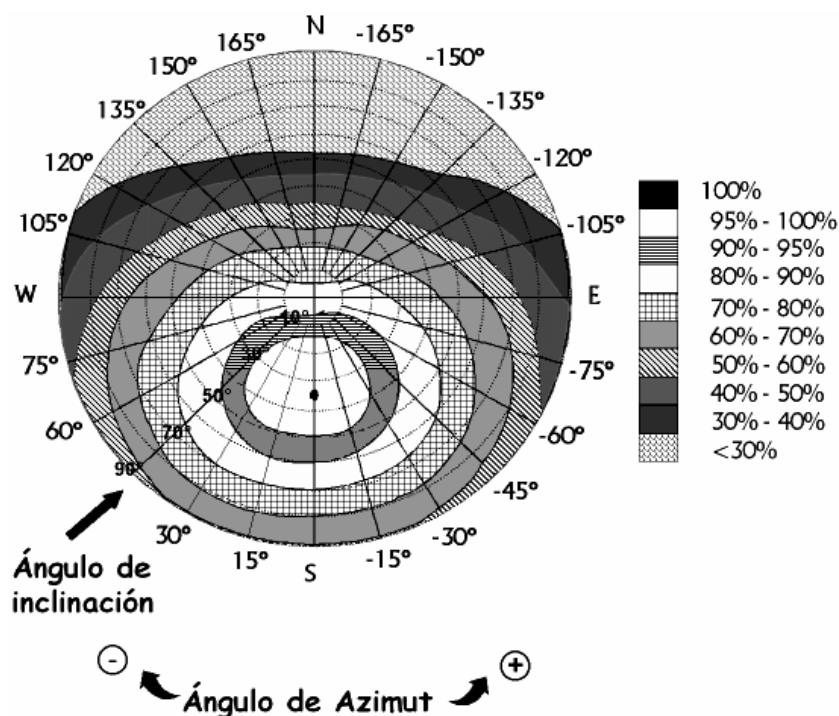
- Gdm (0) Valor medio de la irradiación diaria sobre superficie horizontal

- $G_{dm}(\alpha, \beta)$  Valor medio de la irradiación diaria corregida en función de  $\alpha$  y  $\beta$
- $\alpha$  Azimut
- $\beta$  Inclinación del generador
- PR Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”
- $E_p$  Estimación de la energía inyectada diariamente

#### 2.4.1.2 Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador

Las pérdidas por este concepto se calcularán en función del ángulo de inclinación  $\beta$ , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal, en nuestro caso  $30^\circ$ , y del ángulo azimut  $\alpha$ , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar.

Estimando una desviación por desorientación, determinado el ángulo de azimut del generador menos óptimo en  $5^\circ$  Oeste, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima. Lo que se puede hacer mediante la siguiente figura ( $\varphi = 41^\circ$ ):



Para el caso general, las pérdidas máximas aceptables por este concepto son del 10%, pero usando unos criterios más restrictivos, consideraremos pérdidas del 5% como aceptable, por tanto los puntos de intersección del límite de pérdidas (borde exterior de la región 95-100%) máximo para el caso general, proporcionan los siguientes valores:

- Inclinación máxima =  $50^\circ$
- Inclinación mínima =  $15^\circ$

- Corrigiendo para la latitud del lugar en cuestión ( $\varphi = 31^\circ$ )
- Inclinación máxima =  $50^\circ - (41^\circ - 30^\circ) = 39^\circ$
- Inclinación mínima =  $15^\circ - (41^\circ - 30^\circ) = 4^\circ$
- Por tanto, esta instalación cumple sobradamente los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación, dado que no se producirán en este sentido.

#### 2.4.1.3 Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo son tales que las pérdidas se han calculado inferiores a los límites de la tabla I del Pliego de Condiciones Técnicas establecido por el IDAE. Dicha tabla se muestra a continuación:

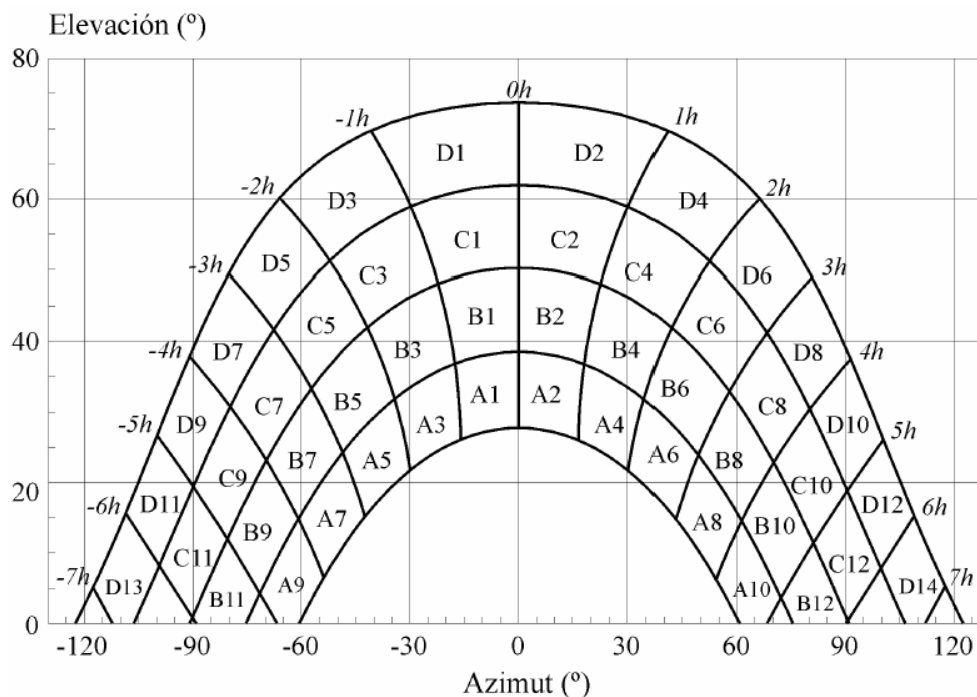
	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI+S)
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Sí se hace necesario utilizar en esta ocasión un método de cálculo, de las pérdidas de radiación solar, que experimentan los paneles fotovoltaicos debidos a las sombras de los propios paneles que forman el generador, dado que se pueden producir sombras entre ellos. El procedimiento empleado consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol.

Dicho diagrama muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias, el diagrama debe desplazarse  $12^\circ$  en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares; negativas antes del mediodía solar, y positivas después de este.

Se advierte en dicho diagrama que todo obstáculo proyectado, cuya elevación no sea superior a los  $4^\circ$  sexagesimales en los azimuts comprendidos entre los  $-120^\circ$  y  $-60^\circ$  y entre  $60^\circ$  y  $120^\circ$ , supondrá unas pérdidas de la irradiación solar que incide sobre la superficie, prácticamente despreciables, inferiores al 0,15%. Basándose en este dato, la distribución de los paneles, respetará unas distancias entre los mismos, tales que dentro de la banda de trayectorias, las sombras proyectadas no superen la elevación de  $4^\circ$ , y de este modo se pueden considerar despreciables las pérdidas en este sentido.

De la aplicación del método gráfico antes descrito, se obtiene que las pérdidas por sombras proyectadas entre los paneles a lo largo de un año, sean de un 0,91%, con la distribución adoptada y considerando un terreno completamente llano.



#### 2.4.2. Cálculos eléctricos

##### 2.4.2.1 Cableado de B.T.

Con relación a las canalizaciones eléctricas y conexionado, se tendrá en cuenta las especificaciones técnicas de diseño y montaje de instalaciones solares fotovoltaicas y modificaciones aplicables al programa PROSOL, se cumplirá el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión e Instrucciones Complementarias y se utilizarán conductores de cobre cuya sección de los mismos se determina mediante la expresión (suponiendo el factor de potencia muy próximo a la unidad):

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{56 \cdot \Delta V}$$

Distinguiremos por ello en el empleo de cableado, entre el perteneciente a las instalaciones interiores, las derivaciones individuales y la acometida propia de la instalación fotovoltaica.

##### 2.4.2.1.1 Instalación Interior

###### ➤ Conexión necesaria entre la serie de paneles y String Control.

Como la intensidad  $I$  es 4,90 A, la cual nos la proporciona las características técnicas del panel fotovoltaico, el cable elegido es conductor unipolar de cobre, aislado con polietileno reticulado del tipo RZ1-K 0,6/1 kV, de 2 (1x4mm<sup>2</sup>), el cual soporta según la ITC-BT-19 una intensidad máxima de 34 A, intensidad muy superior a la evacuada.

La caída de tensión para este tramo dependerá de la serie de paneles y de su distancia al String Control, como se muestra en la siguiente tabla:

CIRCUITO	Tensión (V)	Pot. (W)	Int. (A)	Long. (m)	c.d.t. (%)	S (mm2)	Conductor	Aislante
Serie 1 - SC 1	626	3060	4,90	24	0,21	4,00	Cu	XLPE
Serie 2 - SC 1	626	3060	4,90	22	0,20	4,00	Cu	XLPE
Serie 3 - SC 1	626	3060	4,90	20	0,18	4,00	Cu	XLPE
Serie 4 - SC 1	626	3060	4,90	18	0,16	4,00	Cu	XLPE
Serie 5 - SC 1	626	3060	4,90	20	0,18	4,00	Cu	XLPE
Serie 6 - SC 1	626	3060	4,90	22	0,20	4,00	Cu	XLPE
Serie 7 - SC 1	626	3060	4,90	24	0,21	4,00	Cu	XLPE
Serie 8 - SC 1	626	3060	4,90	22	0,20	4,00	Cu	XLPE
Serie 9 - SC 1	626	3060	4,90	20	0,18	4,00	Cu	XLPE
Serie 10 - SC 1	626	3060	4,90	18	0,16	4,00	Cu	XLPE
Serie 11 - SC 1	626	3060	4,90	20	0,18	4,00	Cu	XLPE
Serie 12 - SC 1	626	3060	4,90	22	0,20	4,00	Cu	XLPE
Serie 1 - SC 2	626	3060	4,90	24	0,21	4,00	Cu	XLPE
Serie 2 - SC 2	626	3060	4,90	22	0,20	4,00	Cu	XLPE
Serie 3 - SC 2	626	3060	4,90	20	0,18	4,00	Cu	XLPE
Serie 4 - SC 2	626	3060	4,90	18	0,16	4,00	Cu	XLPE
Serie 5 - SC 2	626	3060	4,90	20	0,18	4,00	Cu	XLPE
Serie 6 - SC 2	626	3060	4,90	22	0,20	4,00	Cu	XLPE
Serie 7 - SC 2	626	3060	4,90	24	0,21	4,00	Cu	XLPE
Serie 8 - SC 2	626	3060	4,90	22	0,20	4,00	Cu	XLPE
Serie 9 - SC 2	626	3060	4,90	20	0,18	4,00	Cu	XLPE
Serie 10 - SC 2	626	3060	4,90	18	0,16	4,00	Cu	XLPE
Serie 11 - SC 2	626	3060	4,90	20	0,18	4,00	Cu	XLPE
Serie 12 - SC 2	626	3060	4,90	22	0,20	4,00	Cu	XLPE
Serie 1 - SC 3	626	3060	4,90	24	0,21	4,00	Cu	XLPE
Serie 2 - SC 3	626	3060	4,90	22	0,20	4,00	Cu	XLPE
Serie 3 - SC 3	626	3060	4,90	20	0,18	4,00	Cu	XLPE
Serie 4 - SC 3	626	3060	4,90	18	0,16	4,00	Cu	XLPE
Serie 5 - SC 3	626	3060	4,90	20	0,18	4,00	Cu	XLPE
Serie 6 - SC 3	626	3060	4,90	22	0,20	4,00	Cu	XLPE
Serie 7 - SC 3	626	3060	4,90	24	0,21	4,00	Cu	XLPE
Serie 8 - SC 3	626	3060	4,90	22	0,20	4,00	Cu	XLPE
Serie 9 - SC 3	626	3060	4,90	20	0,18	4,00	Cu	XLPE
Serie 10 - SC 3	626	3060	4,90	18	0,16	4,00	Cu	XLPE
Serie 11 - SC 3	626	3060	4,90	20	0,18	4,00	Cu	XLPE
Serie 12 - SC 3	626	3060	4,90	22	0,20	4,00	Cu	XLPE

#### ➤ Conexión entre String Control 1 e Inversor 100 kW:

En este tramo, la intensidad  $I$  que deberá soportar el conductor a instalar se calcula, en función a, la potencia y la tensión:

$$I = \frac{P}{U} = \frac{36.720}{625,6} = 58,7 \text{ A}$$

El cable elegido es conductor unipolar de cobre, aislado con polietileno reticulado del tipo RZ1-K 0,6/1 kV, de 2(1x50mm<sup>2</sup>), el cual soporta según la ITC-BT-19 una intensidad máxima de 159 A, intensidad muy superior a la evacuada.

La caída de tensión para este tramo desde el String Control 1 hasta el Inversor, considerándose una distancia de longitud de línea de 70 m:

- Tensión: 625,6 V
- Potencia: 36.720 W
- Conductor: 2x50 mm<sup>2</sup> Cu

- Resistividad del cobre:  $0,022 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

$$e = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\sigma \cdot S} = \frac{2 \cdot 70 \cdot 58,7}{44 \cdot 50} = 3,73 \text{ V}$$

Obtenemos una caída de tensión  $e = 3,73 \text{ V}$  (0,6 %), inferior al 1,5% que marca la ITC-BT-40.

➤ Conexión entre String Control 2 e Inversor 100 kW:

Como sabemos que el valor de la intensidad es:

$$I = \frac{P}{U} = \frac{36.720}{625,6} = 58,7 \text{ A}$$

El cable elegido es conductor unipolar de cobre, aislado con polietileno reticulado del tipo RZ1-K 0,6/1 kV, de 2(1x50mm<sup>2</sup>), el cual soporta según la ITC-BT-19 una intensidad máxima de 159 A, intensidad muy superior a la evacuada.

La caída de tensión para este tramo desde el String Control 2 hasta el Inversor, siendo ahora la longitud de la línea de 60 m:

- Tensión: 625,6 V
- Potencia: 36.720 W
- Conductor: 2x50 mm<sup>2</sup> Cu
- Resistividad del cobre:  $0,022 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

$$e = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\sigma \cdot S} = \frac{2 \cdot 60 \cdot 58,7}{44 \cdot 50} = 3,2 \text{ V}$$

Obtenemos una caída de tensión  $e = 3,2 \text{ V}$  (0,51 %), inferior al 1,5% que marca la ITC-BT-40.

➤ Conexión entre String Control 3 e Inversor 100 kW:

La intensidad  $I$  la determinamos a partir de la potencia y la tensión como antes:

$$I = \frac{P}{U} = \frac{36.720}{625,6} = 58,7 \text{ A}$$

El cable elegido es conductor unipolar de cobre, aislado con polietileno reticulado del tipo RZ1-K 0,6/1 kV, de 2(1x50mm<sup>2</sup>), el cual soporta según la ITC-BT-19 una intensidad máxima de 159 A, intensidad muy superior a la evacuada.

La caída de tensión ahora para 50 m de distancia es:

- Tensión: 625,6 V
- Potencia: 36.720 W



- Conductor: 2x50 mm<sup>2</sup> Cu
- Resistividad del cobre: 0,022 Ω·mm<sup>2</sup>/m

$$e = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\sigma \cdot S} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 58,7}{44 \cdot 50} = 2,67 \text{ V}$$

Obtenemos una caída de tensión  $e = 2,67 \text{ V}$  (0,42 %), inferior al 1,5% que marca la ITC-BT-40.

➤ Conexión entre Inversor 100 kW y Cuadro de Salida:

Teniendo ahora en cuenta que se trata de la parte trifásica, según los valores de potencia y la tensión, tenemos:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} = 144,3 \text{ A}$$

Según la ITC-BT-07, en caso de una línea con una terna de cables unipolares en el interior de un mismo tubo, se aplica un factor de corrección de 0,8, por tanto tenemos que la intensidad es:

$$I = \frac{144,3}{0,8} = 180,42 \text{ A}$$

El cable elegido es conductor unipolar de cobre, aislado con polietileno reticulado del tipo RZ1-K 0,6/1 kV, de 4x95mm<sup>2</sup>, el cual soporta según la ITC-BT-07 una intensidad máxima de 245 A, intensidad muy superior a la evacuada.

La caída de tensión para este tramo desde el Inversor hasta el Cuadro de Salida teniéndose una longitud de 20m:

- Tensión: 400 V
- Potencia: 100.000 W
- Conductor: 4x150 mm<sup>2</sup> Cu
- Resistividad del cobre: 0,0022 Ω·mm<sup>2</sup>/m

$$e = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{\sigma \cdot S} = \frac{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 180,42 \cdot 1}{44 \cdot 150} = 0,94 \text{ V}$$

Obtenemos una caída de tensión  $e = 0,94 \text{ V}$  (0,23 %), inferior al 1,5% que marca la ITC-BT-40.

#### 2.4.2.1.2 Derivación individual

➤ Conexión entre Cuadro de Salida y Contador

Igual que hasta ahora la intensidad  $I$  es:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} = 144,3 \text{ A}$$

El cable elegido es conductor unipolar de cobre, aislado con polietileno reticulado del tipo RZ1-K 0,6/1 kV, de 4x95mm<sup>2</sup>, el cual soporta según la ITC-BT-07 una intensidad máxima de 245 A, intensidad muy superior a la evacuada.

La caída de tensión para este tramo siendo la distancia de 1m:

- Tensión: 400 V
- Potencia: 100.000 W
- Conductor: 4x95 mm<sup>2</sup> Cu
- Resistividad del cobre: 0,0022  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

$$e = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{\sigma \cdot S} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 144,3 \cdot 1}{44 \cdot 95} = 0,06 \text{ V}$$

Obtenemos una caída de tensión  $e = 0,06 \text{ V}$  (0,014 %), inferior al 1,5% que marca la ITC-BT-40.

➤ Conexión entre Contador y C.G.P.

La intensidad  $I$  es la misma:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} = 144,3 \text{ A}$$

El cable elegido es conductor unipolar de cobre, aislado con polietileno reticulado del tipo RZ1-K 0,6/1 kV, de 4x150mm<sup>2</sup>, el cual soporta según la ITC-BT-07 una intensidad máxima de 330 A, intensidad muy superior a la evacuada.

La caída de tensión para este tramo siendo la distancia de 1m:

- Tensión: 400 V
- Potencia: 100.000 W
- Conductor: 4x95 mm<sup>2</sup> Cu
- Resistividad del cobre: 0,0022  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

$$e = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{\sigma \cdot S} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 144,3 \cdot 1}{44 \cdot 95} = 0,06 \text{ V}$$

Obtenemos una caída de tensión  $e = 0,06 \text{ V}$  (0,014 %), inferior al 1,5% que marca la ITC-BT-40.

### 2.4.2.1.3 Acometida

#### ➤ Conexión entre la C.G.P. y cuadro del BT del Centro de Transformación:

Teniendo ahora en cuenta que se trata de la parte trifásica, según los valores de potencia y la tensión, tenemos como antes:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} = 144,3 \text{ A}$$

Según la ITC-BT-07, en caso de una línea con una terna de cables unipolares en el interior de un mismo tubo, se aplica un factor de corrección de 0,8, por tanto tenemos que la intensidad es:

$$I = \frac{144,3}{0,8} = 180,42 \text{ A}$$

El cable elegido es conductor unipolar de cobre, aislado con polietileno reticulado del tipo RZ1-K 0,6/1 kV, de 4x150mm<sup>2</sup>, el cual soporta según la ITC-BT-07 una intensidad máxima de 330 A, intensidad muy superior a la evacuada.

La caída de tensión para este tramo desde el Inversor hasta el Cuadro de Salida teniéndose una longitud de 10m:

- Tensión: 400 V
- Potencia: 100.000 W
- Conductor: 4x150 mm<sup>2</sup> Cu
- Resistividad del cobre: 0,0022 Ω·mm<sup>2</sup>/m

$$e = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos \varphi}{\sigma \cdot S} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 180,42 \cdot 1}{44 \cdot 150} = 0,6 \text{ V}$$

Obtenemos una caída de tensión  $e = 0,6 \text{ V}$  (0,15 %), inferior al 1,5% que marca la ITC-BT-40.

En el siguiente cuadro se muestran las características de los cables utilizados y su sección para las distancias de cálculo:

CIRCUITO	Tensión (V)	Pot. (W)	Int. (A)	Long. (m)	f.d.p.	Conductor	Aislante	S (mm <sup>2</sup> )
Serie 1 - SC 1	626	3060	4,90	24	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 2 - SC 1	626	3060	4,90	22	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 3 - SC 1	626	3060	4,90	20	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 4 - SC 1	626	3060	4,90	18	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 5 - SC 1	626	3060	4,90	20	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 6 - SC 1	626	3060	4,90	22	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 7 - SC 1	626	3060	4,90	24	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 8 - SC 1	626	3060	4,90	22	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 9 - SC 1	626	3060	4,90	20	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 10 - SC 1	626	3060	4,90	18	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 11 - SC 1	626	3060	4,90	20	1,00	Cu	XLPE	4

Serie 12 - SC 1	626	3060	4,90	22	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 1 - SC 2	626	3060	4,90	24	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 2 - SC 2	626	3060	4,90	22	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 3 - SC 2	626	3060	4,90	20	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 4 - SC 2	626	3060	4,90	18	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 5 - SC 2	626	3060	4,90	20	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 6 - SC 2	626	3060	4,90	22	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 7 - SC 2	626	3060	4,90	24	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 8 - SC 2	626	3060	4,90	22	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 9 - SC 2	626	3060	4,90	20	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 10 - SC 2	626	3060	4,90	18	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 11 - SC 2	626	3060	4,90	20	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 12 - SC 2	626	3060	4,90	22	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 1 - SC 3	626	3060	4,90	24	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 2 - SC 3	626	3060	4,90	22	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 3 - SC 3	626	3060	4,90	20	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 4 - SC 3	626	3060	4,90	18	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 5 - SC 3	626	3060	4,90	20	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 6 - SC 3	626	3060	4,90	22	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 7 - SC 3	626	3060	4,90	24	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 8 - SC 3	626	3060	4,90	22	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 9 - SC 3	626	3060	4,90	20	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 10 - SC 3	626	3060	4,90	18	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 11 - SC 3	626	3060	4,90	20	1,00	Cu	XLPE	4
Serie 12 - SC 3	626	3060	4,90	22	1,00	Cu	XLPE	4
SC1 - Inversor 100 kW	626	36720	43,26	70	1,00	Cu	XLPE	50
SC2 - Inversor 100 kW	626	36720	52,88	60	1,00	Cu	XLPE	50
SC3 - Inversor 100 kW	626	36720	52,88	50	1,00	Cu	XLPE	50
Inversor 100 kW - Cuadro Salida	400	100000	144,33	60	1,00	Cu	XLPE	95
Cuadro de Salida - Contador	400	100000	144,33	1	1,00	Cu	XLPE	95
Contador - CGP	400	100000	144,33	1	1,00	Cu	XLPE	150
Acometida (CGP-CBT)	400	100000	144,33	20	1,00	Al	XLPE	150

#### 2.4.2.2 Puesta a Tierra de B.T.

La resistencia de la red de tierra será tal que en el caso más desfavorable, no provoque tensiones de defecto superiores a 24 V. Siendo así, considerando que la máxima intensidad de fuga permitida es de 0,3 A.

$$R_t = 24/0,3 = 80 \, \Omega$$

En este caso, la resistencia del sistema elegido sería:

$$R_t = 4 \, \Omega$$

Toda la instalación de puesta a tierra se realizará de acuerdo a la instrucción ITC-BT-18 del vigente Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

#### 2.4.3. Estructura soportes

##### 2.4.3.1 Descripción

Para el montaje en tejado plano, o en cubierta sin la inclinación adecuada, se disponen todos los módulos fotovoltaicos sobre una estructura estable de perfiles de la marca Schüco en un ángulo de inclinación de 30°. Los módulos se atornillan a los perfiles de aluminio mediante las acreditativas grapas de sujeción y los tornillos del sistema.

En una cubierta de chapa se fijan los perfiles base y sobre estos se atornillan las escuadras.

Las fuerzas transversales que debe soportar el sistema, p. e. mediante cargas laterales debidas al viento, se amortiguan mediante cruces de seguridad montadas en el lado posterior. La construcción y la selección del material garantizan la máxima seguridad contra daños meteorológicos.

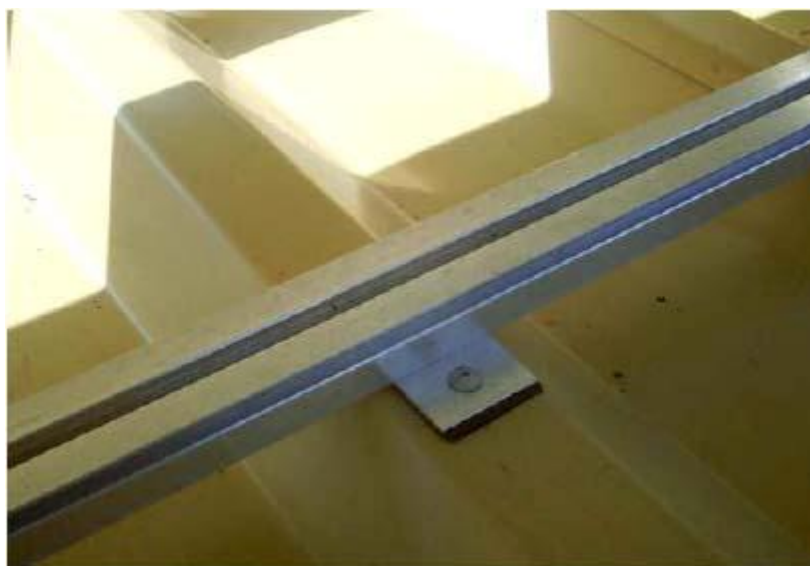
Las instrucciones de montaje comprenden todas las distancias necesarias y directrices de montaje, a fin de garantizar una disposición de óptimo rendimiento según el lugar y evitar sombreados con varias filas de montaje.

Tanto el material, como la forma de montaje, agilizan la instalación de los campos fotovoltaicos, al mismo tiempo que se asegura la estabilidad y resistencia de estos.

Todos los componentes del sistema PV-Light son de aluminio pulido, a excepción de los tornillos que son de acero inoxidable.

Todos los tipos de estructuras del sistema PV-Light están probados, y comprobados estáticamente. Se dispone de certificado de cumplimiento estático de la normativa alemana de acciones del viento y la nieve sobre edificaciones.

En una cubierta de chapa se fijan los perfiles base, del sistema PV-Light sobre tejado, en la chapa, mediante anclajes de montaje en cruz, remachados a la chapa, y con espuma de neopreno para asegurar la estanqueidad.



Detalle de la fijación del perfil base al techo de la nave

#### **2.4.3.2 Componentes del sistema fotovoltaico Schüco sobre tejado de chapa**

1. **Perfil base:** Sirve para el montaje de módulos fotovoltaicos estándar sobre tejado inclinado y sobre cubierta plana. Con las grapas adecuadas a cada módulo, se fijan estos sobre el perfil base. Los perfiles se pueden fijar por debajo mediante fijaciones para montaje en cruz.



#### Características

- Montaje sencillo y rápido.
- Aluminio resistente al exterior.
- Disposición variable de los campos de módulos FV.
- Probado estáticamente

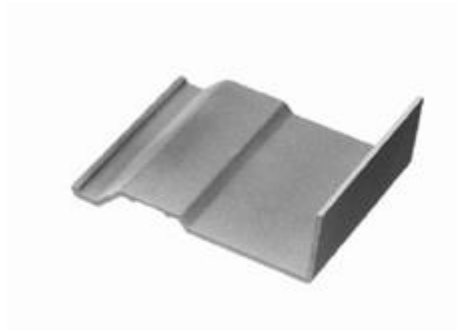
2. **Grapas simples:** Se usa para la fijación de módulos estándar sobre los perfiles base. Con la grapa simple se fija a los perfiles el primer y último módulo de una fila. Son de aluminio resistente al exterior.



3. **Grapas dobles:** Se usa para la fijación de módulos estándar sobre los perfiles base. Con la grapa doble se fija a los perfiles dos módulos uno al lado del otro en una fila. Son de aluminio resistente al exterior.



4. **Soporte modular FV/50:** Los soportes modulares FV de aluminio resistente a la intemperie se utilizan con perfiles base colocados horizontalmente. Son necesarios para conseguir una sujeción positiva del módulo FV estándar. Por cada módulo FV estándar es necesario utilizar dos soportes.

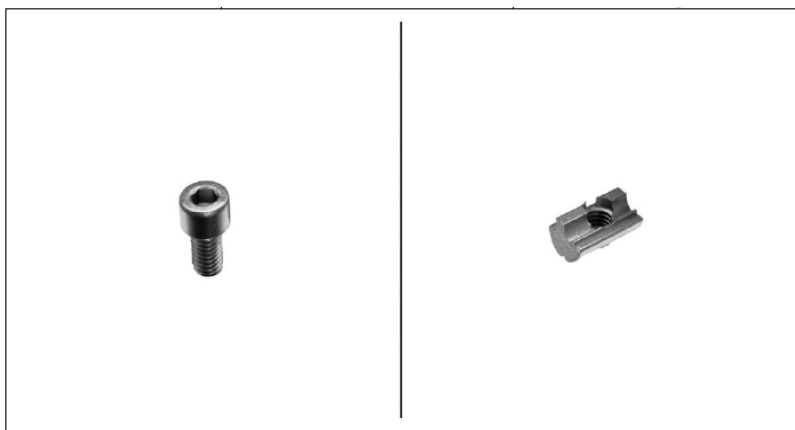


#### Características

- Fijación segura del módulo
  - Montaje sencillo, ya que es posible tumbar el módulo
  - Aluminio resistente a la intemperie.
  - Prueba estática.
  - El montaje se realiza enganchándolo sencillamente en el perfil base sin necesidad de herramienta adicional.
5. **Juego de acoplamiento:** Para la combinación de varios juegos de montaje sobre tejado o de perfiles base, estos últimos se unen entre sí por medio de las piezas de acoplamiento y se fijan con tornillos M8 x 14. Las piezas de acoplamiento facilitan la orientación de los perfiles base. Son de aluminio resistente a la intemperie.



6. **Tornillos y Tuerca de ranura:** Los tornillos M8 x 14 con cabeza hexagonal interno, sirven para la fijación de las grapas para módulos. La tuerca de ranura sirve para la fijación de las grapas mediante tornillos universales sobre cualquiera de los perfiles base. La tuerca de ranura se introduce en la ranura del perfil base.



7. **Juego montaje en cruz:** Sirve para el montaje directo sobre tejado de los perfiles base sobre tejados de chapa. La tira de aislamiento cumple la norma DIN 18542 y sirve como sellado del tejado.



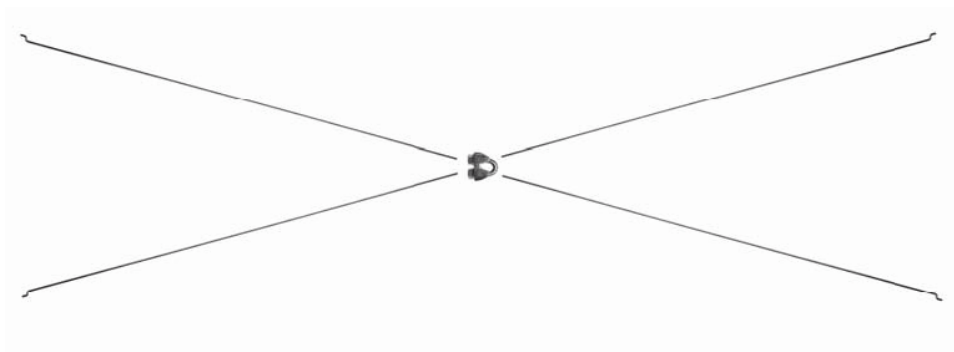
8. **Escuadra cubierta plana:** Sirve para el montaje de módulos FV estándar en horizontal, con la ayuda de grapas simples y dobles. Para la fijación de las grapas la escuadra dispone de roscas para los tornillos



M8 x 14. Para asegurar e impedir el movimiento lateral de las escuadras se necesita una cruz de seguridad por fila de módulos. La cruz de seguridad se debe montar en las escuadras del medio de la fila.



9. **Juego de cruz de seguridad:** Sirve para asegurar e impedir el movimiento lateral de las escuadras de cubierta plana.



#### **2.4.4. Estudio de Cargas**

##### **2.4.4.1 Objeto**

El objeto del presente apartado es el análisis de los esfuerzos transmitidos a la cubierta. Se realizará sobre ella la instalación de estructuras soporte para módulos fotovoltaicos y la comprobación de que dichos esfuerzos no superan los límites establecidos.

#### 2.4.4.2 Criterios

-Estado Límite de Deformación: La estructura soporte de los equipos, se diseñará con la rigidez necesaria para asegurar que las deformaciones (flechas) no superen el valor  $L_{uz}/250$ .

-Estado Límite Último: Los diferentes elementos que formarán la estructura soporte de los equipos se diseñarán con las dimensiones y resistencias necesarias para asegurar que dentro del diagrama tensión-deformación de los materiales no se sobrepasen las tensiones admisibles ni deformaciones permanentes.

#### 2.4.4.3 Descripción de la cubierta

Formada por cubierta metálica tipo sándwich de 50mm de espesor con núcleo de poliuretano y chapa prelacada de 0,5mm de espesor.

Características:

- Perfil de las correas:
  - Correas de cubierta: cerchas compuestas por tubulares de #80.4 y #50.3 y redondos de  $\varnothing 40.2$  (mm).
  - Correas de fachada: constituidas por tubulares #140.80.4 (mm).
- Inclinación de la cubierta: Cubierta esférica con inclinaciones 7, 5 y 3°.
- Separación de las correas:  $S=2,37$  m
- Separación entre pórticos:  $S_p=7,727$  m
- Longitud de las correas:  $L=8,275$  m
- Flecha máxima admisible:  $F=3,31$  cm

#### 2.4.4.4 Cargas a considerar

##### Peso Propio

Vamos a considerar un peso propio de 20 kg/m<sup>2</sup> (15 peso de cubierta + 5 peso propio perfil correa). Además de esta carga, tenemos que considerar la carga que vamos a introducir procedente de la estructura soporte y de los módulos fotovoltaicos, que será de 18 kg/m<sup>2</sup>. Dichas cargas equivalen a una carga uniformemente distribuida repartida a lo largo de las correas, cada 2,37 m. La carga uniformemente distribuida se ha calculado teniendo en cuenta la acción del viento en los paneles fotovoltaicos además del peso propio y nieve.

$$P_p = 38 \text{ kg/m}^2$$

$$P_p = 38 \cdot 2,37 = 90,06 \text{ kg/m}$$

### Sobrecarga de Nieve

Según el Documento Básico SE-AE Acciones en la edificación, del C.T.E., como valor de carga de nieve por unidad de superficie en proyección horizontal,  $q_n$ , puede tomarse:

$$q_n = \mu \cdot S_K$$

$\mu$  Coeficiente de forma en este caso  $\mu = 2$ .

$S_K$  Valor característico de la carga de nieve sobre terreno horizontal, tomándose  $0,2 \text{ kN/m}^2$ .

$$q_n = 2 \cdot 0,2 = 0,4 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2} = 40 \text{ Kg/m}^2$$

$$q_n = \frac{40 \text{ Kg}}{\text{m}^2} \cdot 2,37 = 94,8 \text{ Kg/m}$$

### Carga de Viento

Según el Documento Básico SE-AE Acciones en la edificación del C.T.E., la acción de viento, en general, una fuerza perpendicular a la superficie de cada punto expuesto, o presión estática, que puede expresarse como:

$$q_e = q_b \cdot c_e \cdot c_p$$

$q_b$  La presión dinámica del viento, nosotros consideraremos que es de  $0,5 \text{ kN/m}^2$ .

$c_e$  El coeficiente de exposición, variable con la altura del punto considerado, en función del grado de aspereza del entorno donde se encuentra ubicada la construcción. En nuestro caso es de 1,9.

$c_p$  El coeficiente eólico o de presión, dependiente de la forma y orientación de la superficie respecto al viento. Tenemos un valor de 0,8 para el caso más desfavorable. Un valor positivo indica presión

$$q_n = 0,5 \cdot 1,9 \cdot 0,8 = 0,76 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2} = 76 \text{ Kg/m}^2$$

$$q_n = \frac{76 \text{ Kg}}{\text{m}^2} \cdot 2,37 = 180,12 \text{ Kg/m}$$

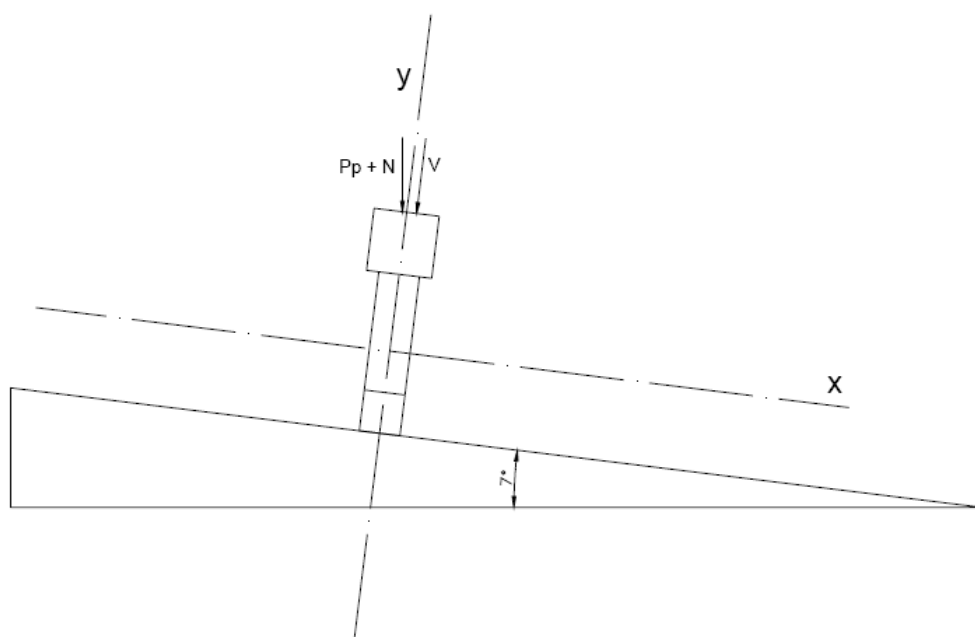
Según código técnico podemos aplicar un coeficiente reductor para la combinación más desfavorable. (Según S.E-12 , Apartado 4.3.2)

$$Q_T = 1,35 \cdot Q_{ctes} + 1,5 \cdot Q_V + 1,5 \cdot 0,5 \cdot Q_N$$

#### 2.4.4.5 Estudio de cargas

Una vez calculadas las cargas a considerar, la descomponemos en los planos “x” e “y”, calculando de esta manera las componentes intrínsecas de las mismas y teniendo en cuenta los coeficientes de mayoración, que son los siguientes según el C.T.E:

- Acciones constantes 1,35
- Viento 1,5
- Nieve 1,5
- Y teniendo también en cuenta el coeficiente reductor.



Obtenemos por tanto las siguientes cargas mayoradas:

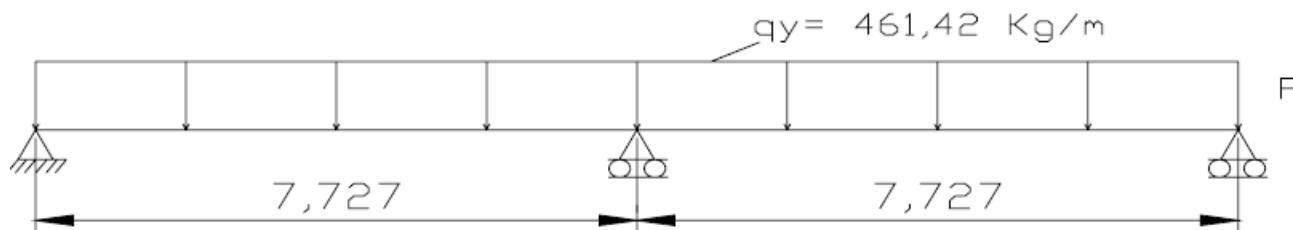
$$q_x^* = 23,48 \text{ Kg/m}$$

$$q_y^* = 461,42 \text{ Kg/m}$$

#### Cálculo de los momentos flectores

Utilizaremos el prontuario de Ensidesa (Tomo I) para determinar los momentos flectores máximos según la viga continua que se trate.

La representación de esta viga según el plano de flexión perpendicular al faldón ( $M_{x^*}$ ) es la siguiente:



A partir del esquema anterior se determina el flector máximo en dicho plano:

$$Mx^*_{max} = 3443,72 \text{ kg} \cdot \text{m}$$

El flector máximo en el plano perpendicular es:

$$My^*_{max} = 175,24 \text{ kg} \cdot \text{m}$$

### Comprobación a resistencia

La expresión que debe verificarse en la comprobación, como flexión compuesta que se trata, entre la tensión normal máxima y resistencia será la siguiente:

Para el perfil en cuestión (Cercha tubular) tenemos las siguientes características:

Módulos resistentes:  $W_x = 590,85 \text{ cm}^3$  y  $W_y = 37,03 \text{ cm}^3$

$$\sigma^*_{max} = \frac{M^*_{x \max}}{W_x} + \frac{M^*_{y \max}}{W_y} \leq \sigma_{admissible}$$

Sabiendo que se trata de acero S-275 JR, cuyo límite elástico se sitúa en los 2750 Kg/cm<sup>2</sup>, obtenemos en la expresión anterior:

$$\sigma^*_{max} = \frac{344372 \text{ Kg} \cdot \text{cm}}{590,82 \text{ cm}^3} + \frac{17523 \text{ Kg} \cdot \text{cm}}{37,03 \text{ cm}^3} = 1056,08 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \leq 2750 \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2}$$

De forma que, a tenor de los cálculos queda comprobado que el perfil **cumple** la comprobación a resistencia.

### Comprobación de la flecha

Comprobaremos la flecha sólo en el plano perpendicular al faldón por estar sometido a una carga más desfavorable y producir más flexión que en el plano paralelo al de cubierta.

En el plano de cálculo considerado la expresión a verificarse, según la NBE-EA-95, es la siguiente:

$$\left[ f(\text{mm}) \approx \alpha \cdot \frac{\sigma(\text{Kg/mm}^2) \cdot L^2(\text{m}^2)}{h(\text{cm})} \right] < \left[ f(\text{adm}) = \frac{L}{250} \right]$$

Como  $\alpha = 0,415$  (valor de la carga distribuida según apartado 4.3.3.1 del documento básico C.T.E.), sustituyendo en la expresión obtendremos la siguiente flecha:

$$[f(mm) \approx 19,98 \text{ mm}]$$
$$\left[ f(adm) = \frac{8275}{250} = 33,1 \text{ mm} \right]$$

Luego:

$$[f(mm)] < [f(adm)]$$

Por ello, el perfil también cumple la comprobación de la flecha

## 2.5. CONCLUSIÓN

Con lo expuesto en los capítulos anteriores, se considera suficientemente justificados los elementos que constituyen las instalaciones, así como, la comprobación de la resistencia de la cubierta para soportar los paneles fotovoltaicos.

Sevilla, Junio de 2012  
El Ingeniero Técnico Industrial